การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

นางสาวกิตติญา กฤติยรังสิต

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2554

INVESTMENT AND RETURN ANALYSIS

OF BIOGAS POWER PLANTS

Kittiya Kittiyarangsit

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the

Degree of Master of Engineering in Environmental Engineering

Suranaree University of Technology

Academic Year 2011

การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

_____

(ผศ. ดร.จรียา ยิ้มรัตนบวร)
ประธานกรรมการ

_____

(อ. ดร.ฉัตรเพชร ยศพล)
กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

_____

(ผศ. ดร.สุดจิต ครุจิต)
กรรมการ

_____

(ผศ. ดร.วีรชัย อาจหาญ)
กรรมการ

_____

(อ. ดร.อภิชน วัชเรนทร์วงศ์)
กรรมการ

_____

(ศ. ดร.ชูกิจ ลิมปิจำนงค์)
รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการ

_____

(รศ. ร.อ. ดร.กนต์ธร ชำนิประศาสน์)
คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

กิตติญา กฤติยรังสิต : การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ (INVESTMENT AND RETURN ANALYSIS OF BIOGAS POWER PLANTS) อาจารย์ที่ปรึกษา : อาจารย์ ดร.ฉัตรเพชร ยศพล, 118 หน้า.

การวิจัยครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อเสนอแนวทางการประเมินต้นทุนและผลตอบแทนของการนำพืชผลทางการเกษตรมาผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดเล็ก โดยมุ่งเน้นศึกษาโรงไฟฟ้าที่ใช้วัสดุทางการเกษตรที่มีปริมาณมากในประเทศมาแปลงเป็นวัตถุดิบ สำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าในรูปแบบของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาด 100 – 1,000 กิโลวัตต์ การวิจัยครั้งนี้ได้แบ่งออกเป็น 2 ส่วนด้วยกันโดย ส่วนที่ 1 ได้แก่ การออกแบบเบื้องต้นโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพเพื่อจำแนกรายการต้นทุนและผลตอบแทนที่เกิดขึ้นจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ส่วนที่ 2 ได้แก่ การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ทางด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละขนาด ผลการวิจัยพบว่า สำหรับการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพที่ปัจจุบันภาครัฐกำหนดค่าอัตราส่วนการรับซื้อไฟฟ้าอยู่ที่ 0.5 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง นั้น โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพมีความน่าสนใจในการลงทุนแตกต่างกัน โดยที่กำลังการผลิต 200 กิโลวัตต์ มีความคุ้มทุนที่อัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.4 - 0.6 ลบ.ม.CH_4 / กก. และมีค่าใช้จ่ายการจัดซื้อวัตถุดิบไม่เกิน 0.2 บาท / กก. ในขณะที่กำลังการผลิต 500 กิโลวัตต์ มีความคุ้มทุนที่อัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.1 - 0.6 ลบ.ม.CH_4 / กก. และค่าใช้จ่ายการจัดซื้อวัตถุดิบไม่เกิน 0.5 บาท / กก. และที่กำลังการผลิต 1,000 กิโลวัตต์ มีความคุ้มทุนที่อัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.1 - 0.6 ลบ.ม.CH_4 / กก. และมีค่าใช้จ่ายการจัดซื้อวัตถุดิบไม่เกิน 0.6 บาท / กก. และสามารถสรุปได้ว่าหากต้องการมีความคุ้มค่าในการลงทุนสูงก็ควรให้ความสำคัญในด้านเทคนิคการเดินระบบผลิตก๊าซชีวภาพให้มีประสิทธิภาพ และนอกจากนั้นหากภาครัฐให้การสนับสนุนด้านอัตราส่วนการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นก็จะทำให้นักลงทุนให้ความสนใจในการลงทุนสำหรับโครงการผลิตพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น

สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม ลายมือชื่อนักศึกษา _____

ปีการศึกษา 2554 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____

KITTIYA KITTIYARANGSIT : INVESTMENT AND RETURN ANALYSIS OF BIOGAS POWER PLANTS. THESIS ADVISOR : CHATPET YOSSAPOL, Ph.D., 118 PP.

BIOGAS POWER PLANT / PAYBACK PERIOD

The purpose of this research is to develop an approach for cost estimate and benefit return from small-scale biogas power plants. The study focuses on the 100-1,000 kW power plants that applyagricultural products, which are abundant in Thailand, as theirmajor raw material for biogas production. The scope of the study is divided into two parts 1) preliminary design of the biogas power plant to identify the associated cost and benefit and 2) economic value assessment of the biogas power plant project in various sizes. The results show that for the government subsidy at the existing rate of 0.5 baht/kWh, the maximum profit for the plant with a 200 kW production capacity will occurs at the CH_4 yield of 0.4-0.6 m^3/kgVSwith the cost of raw materials less than 0.2 baht/kg.While the maximum profit for the plant with a 500 kW production capacity will occurs at the CH_4 yield of 0.1 - 0.6 m^3/kgVSwith the cost of raw materials less than 0.5 baht/kg. And the maximum profit for the plant with a 1,000 kW production capacity will occurs at the CH_4 yield of 0.1 - 0.6 m^3/kgVSwith the cost of raw materials less than 0.6 baht/kg. It can be concluded that the operation of the biogas production system plays an important role in terms of benefit maximization. Furthermore, a higher subsidy from the government will surely encourage the investor to invest more in the renewable energy business in Thailand.

School of Environmental Engineering Student's Signature _____

Academic Year 2011 Advisor's Signature _____

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้ดำเนินการสำเร็จลุล่วงด้วยดี ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบุคคล และกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา แนะนำ รวมทั้งได้ให้ความช่วยเหลืออย่างดียิ่ง ทั้งด้านวิชาการและด้านการดำเนินงานวิจัย ซึ่งได้แก่

อาจารย์ ดร. ฉัตรเพชร ยศพล อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้โอกาสทางการศึกษา ให้คำปรึกษา แนะนำแนวทางที่เป็นประโยชน์ต่องานวิจัย รวมทั้งได้ช่วยตรวจทาน และแก้ไขรายงานวิทยานิพนธ์เล่มนี้จนทำให้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จรียา ยิ้มรัตนบวร ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุดจิต ครุจิต ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วีระชัย อาจหาญ และอาจารย์ ดร.อภิชน วัชเรนทร์วงศ์ กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ที่กรุณาให้คำปรึกษาแนะนำ และความรู้ทางด้านวิชาการอย่างดียิ่งมาโดยตลอด

ขอขอบคุณ มหาวิยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่ได้ให้ความช่วยเหลือสนับสนุนเงินทุนทางด้านการศึกษาแก่ผู้วิจัยอย่างดียิ่งมาโดยตลอดจนได้ทำงานวิจัยนี้สำเร็จลุล่วง

ขอขอบคุณ คุณนารี กลิ่นกลาง ที่คอยให้คำแนะนำปรึกษาการจัดรูปเล่มวิทยานิพนธ์ และคอยให้คำแนะนำในด้านต่าง ๆ มาโดยตลอด

ขอขอบคุณอาจารย์ผู้สอนทุกท่านที่คอยให้คำแนะนำปรึกษาในด้านต่าง ๆ และประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ และขอขอบคุณ พี่ ๆ เพื่อน ๆ น้อง ๆ บัณฑิตศึกษาทุกท่าน ที่คอยให้กำลังใจในการทำวิจัยมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบคุณบิดา มารดา รวมทั้งญาติพี่น้องที่ให้ความรัก อบรมเลี้ยงดู และคอยเป็นกำลังใจ ทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในชีวิต

กิตติยา กฤติยรังสิต

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย) ..... ก

บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ) ..... ข

กิตติกรรมประกาศ ..... ค

สารบัญ ..... ง

สารบัญตาราง ..... ช

สารบัญรูป ..... ฌ

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ ....ญ

บทที่

1 บทนำ 1

1.1 ความสำคัญและความเป็นมาของงานวิจัย 1

1.2 วัตถุประสงค์ 3

1.3 สมมุติฐาน 4

1.4 ขอบเขตงานวิจัย ..... …4

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับ 4

2 ปริทรรศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 5

2.1 พลังงานไฟฟ้า 5

2.1.1 สถานการณ์พลังงานไฟฟ้า 5

2.1.2 การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย 7

2.1.3 ผู้ผลิตฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 8

2.1.4 ระบบผลิตไฟฟ้า 10

2.1.5 ข้อดีและข้อเสียของระบบผลิตไฟฟ้า 12

2.2 ชีวมวล 14

2.2.1 ศักยภาพชีวมวล 14

2.2.2 พลังงานชีวมวล 15

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.3 การเพาะปลูกพืชชีวมวล 18
2.3.1 อ้อย 18
2.3.2 ข้าวโพด 20
2.4 การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล 22
2.5 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพ 24
2.5.1 การเกิดก๊าซชีวภาพ 25
2.5.2 ก๊าซชีวภาพในต่างประเทศ 26
2.5.3 ก๊าซชีวภาพในประเทศไทย 27
2.5.4 การให้พลังงานก๊าซชีวภาพของชีวมวล 28
2.6 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 29
2.7 วิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ 34
2.8 สรุปทบทวนวรรณกรรม 35
3 วิธีดำเนินการวิจัย 36
3.1 รูปแบบงานวิจัย 36
3.2 แนวคิดและทฤษฎี 36
3.3 ขั้นตอนการดำเนินงาน 40
3.4 ขอบเขตระบบของงานวิจัย 42
3.5 ต้นแบบการคำนวณต้นทุนและผลตอบแทน 43
4 ผลการศึกษา 46
4.1 การประเมินความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้า 46
4.1.1 การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทน 47
4.1.1.1 แนวทางการวิเคราะห์ต้นทุน 47
4.1.1.2 แนวทางการวิเคราะห์ผลตอบแทน 54
4.1.2 การออกแบบเบื้องต้นโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 55
4.2. ผลการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 60
4.2.1 ผลการวิเคราะห์ต้นทุนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 61

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

4.2.2 ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 64
4.2.3 การประเมินความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 65
4.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าสภาพปัจจุบัน 67
4.3.1 การเปลี่ยนแปลงอัตราการให้ก๊าซของพืช 67
4.3.2 การเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายการจัดหาค่าวัตถุดิบ 69
4.4 การวิเคราะห์ความไว 70
5 สรุปผลและข้อเสนอแนะ 73
5.1 สรุปผล 73
5.2 ข้อจำกัดและข้อเสนอแนะ 75
รายการอ้างอิง 77
ภาคผนวก
ภาคผนวก ก. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก 80
ภาคผนวก ข. มาตรฐานราคาสิ่งก่อสร้างและครุภัณฑ์ 94
ภาคผนวก ค. ตัวอย่างการคำนวณต้นทุน 101
ภาคผนวก ง. ตัวอย่างการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ 105
ภาคผนวก จ. บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างการศึกษา 110
ประวัติผู้เขียน 118

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญตาราง

ตารางที่ **หน้า**

1.1 ศักยภาพพลังงานชีวมวลของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2552 3
2.1 สถิติความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2540 - 2553 6
2.2 กำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้า ช่วงปี พ.ศ. 2553 - 2564 8
2.3 ข้อดีข้อเสียของการผลิตกระแสไฟฟ้า 13
2.4 จำนวนพื้นที่เพาะปลูกพืชผลทางการเกษตร 15
2.5 สัดส่วนของการเปลี่ยนแปลงปริมาณผลผลิตทางการเกษตรเป็นชีวมวล 15
2.6 ศักยภาพชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า 16
2.7 พลังงานชีวมวลที่ผลิตจากชีวมวลประเภทต่าง ๆ ของโลก ในปี ค.ศ.2050 17
2.8 ต้นทุนการผลิตเอทานอลจากอ้อย 17
2.9 ต้นทุนการผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลัง 18
2.10 ประมาณการต้นทุนการปลูกอ้อย 19
2.11 ประมาณการต้นทุนและผลตอบแทนการปลูกข้าวโพด 21
2.12 ประมาณการผลตอบแทนการปลูกข้าวโพด 22
2.13 ศักยภาพชีวมวลของไทยในการผลิตไฟฟ้า 24
2.14 คุณสมบัติของก๊าซชีวภาพ 24
2.15 อัตราการให้ก๊าซมีเทนของชีวมวล 28
2.16 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน 31
2.17 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดต่าง ๆ 31
2.18 ต้นทุนการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตกระแสไฟฟ้า 32
3.1 สูตรคำนวณมูลค่าเงินตามช่วงเวลา 39
4.1 ขนาดพื้นที่ที่ดินโรงไฟฟ้าก๊าซก๊าซชีวภาพกำลังการผลิตต่าง ๆ 48
4.2 บุคคลากรโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 54
4.3 ปริมาณวัตถุดิบที่ใช้และปริมาณก๊าซมีเทนที่ผลิตได้ 55
4.4 อัตราการป้อนวัตถุดิบเข้าระบบหมักก๊าซชีวภาพ 56
4.5 ขนาดของถังย่อยหรือถังหมักระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบต่าง ๆ 57

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

4.6 ปริมาณการสำรองวัตถุดิบและพื้นที่ลานกอง 58
4.7 ตัวอย่างการออกแบบเบื้องต้นหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบหมักก๊าซชีวภาพ 59
4.8 ค่าใช้จ่ายจัดหาและจัดเตรียมที่ดิน 61
4.9 ค่าใช้จ่ายระบบหมักก๊าซชีวภาพ 61
4.10 ค่าใช้จ่ายระบบผลิตกระแสไฟฟ้า 62
4.11 ค่าใช้ส่วนสนับสนุนที่แปรผันตามกำลังการผลิต 62
4.12 ค่าใช้ส่วนสนับสนุนที่ไม่แปรผันตามกำลังการผลิต 62
4.13 ค่าใช้จ่ายส่วนของเงินลงทุนเบื้องต้น 63
4.14 ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ 63
4.15 ค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษา 63
4.16 ผลตอบแทนของการลงทุนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 64
4.17 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน 66
5.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 74
ง.1 การคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้ากำลังการผลิต 100 kW
สำหรับค่าจัดหาวัตถุดิบ 1.00 บาท/กก. และอัตราส่วนเพิ่ม adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์ 106
ง.2 การคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้ากำลังการผลิต 200 kW
สำหรับค่าจัดหาวัตถุดิบ 1.00 บาท/กก. และอัตราส่วนเพิ่ม adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์ 107
ง.3 การคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้ากำลังการผลิต 500 kW
สำหรับค่าจัดหาวัตถุดิบ 1.00 บาท/กก. และอัตราส่วนเพิ่ม adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์ 108
ง.4 การคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้ากำลังการผลิต 1000 kW
สำหรับค่าจัดหาวัตถุดิบ 1.00 บาท/กก. และอัตราส่วนเพิ่ม adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์ 109

สารบัญรูป

รูปที่ **หน้า**

2.1 แสดงผลการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า ในช่วงปี พ.ศ. 2551 - 2564 6
2.2 สัดส่วนกำลังการผลิตแยกตามประเภทผู้ผลิต 8
2.3 ลักษณะการรับซื้อไฟฟ้าจาก Small Power Producers : SPPs 10
2.4 แผนผังการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน 11
2.5 ขั้นตอนการเกิดก๊าซชีวภาพ..... 26
3.1 ขั้นตอนการดำเนินงาน..... 42
3.2 ขอบเขตระบบที่ทำการวิเคราะห์..... 42
3.3 ขั้นตอนการวิเคราะห์ความคุ้มค่าหรือความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์ 43
3.4 ส่วนป้อนข้อมูลพื้นฐาน 44
3.5 ส่วนป้อนข้อมูลด้านการเงิน..... 45
3.6 ส่วนแสดงผล 45
4.1 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตกับขนาดพื้นที่โรงไฟฟ้า..... 48
4.2 ส่วนประกอบโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ..... 60
4.3 หน่วยการทำงานของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 60
4.4 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน 66
4.5 เปรียบเทียบค่า NPV ของการใช้พืชที่มีอัตราการก๊าซมีเทนต่างกัน..... 68
4.6 เปรียบเทียบค่า B / C ของการใช้พืชที่มีอัตราการก๊าซมีเทนต่างกัน 68
4.7 เปรียบเทียบค่า NPV ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ..... 69
4.8 เปรียบเทียบค่า B / C ที่ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ..... 69
4.9 ความเป็นไปได้การวิเคราะห์ ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ
กับอัตราการให้ก๊าซมีเทนของวัตถุดิบ..... 71
4.10 ความเป็นไปได้การวิเคราะห์ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้ากับค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ 71

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

ลบ.ม.	=	ลูกบาศก์เมตร
กก.	=	กิโลกรัม
kW	=	กิโลวัตต์
บาท / kWh	=	บาทต่อกิโลวัตต์ - ชั่วโมง
ตร.ม.	=	ตารางเมตร
กก. VS	=	กิโลกรัมของแข็งที่ระเหยได้
กฟภ.	=	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
กฟน.	=	การไฟฟ้านครหลวง
กฟผ.	=	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
VSPPs	=	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก
SPPs	=	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก
DRC	=	มูลค่าทางเศรษฐกิจของปัจจัยการผลิตที่นำเข้าจากต่างประเทศ
TWh	=	ล้านกิโลวัตต์ - ชั่วโมง

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความสำคัญและความเป็นมาของงานวิจัย

ในชีวิตประจำวันคนเราทุกคนต่างก็มีความจำเป็นต้องใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ เช่น เครื่องใช้ในบ้าน เครื่องใช้สำนักงาน ต้องใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งสิ้น ยิ่งสังคมมีความเจริญมากขึ้นความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าก็เพิ่มขึ้นตามไปด้วยเช่นกัน พลังงานไฟฟ้าไม่ใช่พลังงานที่เกิดขึ้นได้เองตามธรรมชาติ ต้องอาศัยแหล่งพลังงานอื่นหรือใช้เชื้อเพลิงเพื่อนำมาเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานไฟฟ้า หากเราพิจารณาถึงแหล่งพลังงานหรือเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตกระแสไฟฟ้าพบว่าปริมาณการใช้เชื้อเพลิงที่นำมาผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนมากเป็นพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ถ่านหินก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน เป็นต้น ซึ่งทรัพยากรเหล่านี้เป็นทรัพยากรที่ใช้แล้วหมดไป (Depleted Energy) ในปี ค.ศ.2010 มีสัดส่วนการใช้พลังงานหรือเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยรวมของโลก ดังนี้ การใช้ถ่านหินปริมาณมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 41.0 ซึ่งเป็นปริมาณมากที่สุด รองลงมาคือ การใช้ก๊าซธรรมชาติคิดเป็นร้อยละ 20.1 พลังงานน้ำคิดเป็นร้อยละ 16.0 พลังงานนิวเคลียร์คิดเป็นร้อยละ 14.8 น้ำมันคิดเป็นร้อยละ 5.8 พลังงานหมุนเวียนและพลังงานอื่น ๆ คิดเป็นร้อยละ 2.3 ของพลังงานหรือเชื้อเพลิงทั้งหมดที่นำมาผลิตไฟฟ้า (Energy Information Administration, 2006)

สำหรับประเทศไทยมีสัดส่วนการใช้พลังงานหรือเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2554 โดยแยกตามประเภทแหล่งพลังงานหรือเชื้อเพลิงได้ดังนี้ ก๊าซธรรมชาติคิดเป็นร้อยละ 52.25 ถ่านหินนำเข้า ได้แก่ แอนทราไซต์ (Anthracite) บิทูมินัส (Bituminous) คิดเป็นร้อยละ 17.16 การนำเข้ากระแสไฟฟ้าจากต่างประเทศคิดเป็นร้อยละ 8.99 ถ่านหินลิกไนต์คิดเป็นร้อยละ 8.40 พลังงานหมุนเวียนและพลังงานอื่น ๆ คิดเป็นร้อยละ 7.46 พลังงานน้ำคิดเป็นร้อยละ 3.03 น้ำมันคิดเป็นร้อยละ 2.71 (แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย, 2551) จากตัวเลขดังกล่าวประเทศไทยมีการใช้ก๊าซธรรมชาติมากที่สุด รองลงมาคือ ถ่านหิน สำหรับแหล่งพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่ภายในประเทศนั้นเป็นที่ทราบกันอยู่แล้วว่ามีปริมาณที่จำกัด ถึงแม้ว่าจะมีการค้นพบและนำพลังงานหรือเชื้อเพลิงเหล่านี้มาใช้มากขึ้น ซึ่งจะทำให้พลังงานหรือเชื้อเพลิงเหล่านี้มีปริมาณที่ลดลง แม้ว่าจะมีการพัฒนาเทคโนโลยีการสำรวจ ขุดเจาะ เพื่อหาแหล่ง

พลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิล การเกิดเชื้อเพลิงฟอสซิลนั้นต้องอาศัยระยะเวลาที่นาน เมื่อมีการใช้อาจทำให้มีปริมาณไม่เพียงพอต่อความต้องการ

สำหรับประเทศไทยไม่ได้มีแหล่งพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิลมากพอต่อความต้องการ จึงต้องมีการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิลจากต่างประเทศ โดยการนำเข้าพลังงานหรือเชื้อเพลิงประมาณร้อยละ 60.0 ของความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลทั้งหมด ในประเทศไทยได้มีการสำรวจแหล่งพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่ภายในประเทศ โดยพบว่าปริมาณน้ำมันสำรองในประเทศไทยมีประมาณ 0.5 พันล้านบาร์เรล คาดว่าจะใช้ได้อีกประมาณ 5.2 ปี ปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในประเทศไทยมีประมาณ 0.3 ล้านล้านลูกบาศก์เมตร คาดว่าจะใช้ได้อีกประมาณ 16.5 ปี ปริมาณถ่านหินสำรองในประเทศไทยมีประมาณ 1,354 ล้านตัน คาดว่าจะใช้ได้อีกประมาณ 143 ปี (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2549)

พลังงานเป็นปัจจัยหลักในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ จากการเกิดวิกฤติการปรับตัวขึ้นของราคาพลังงาน ทำให้เกิดผลกระทบต่อการการพัฒนาเศรษฐกิจ กระทรวงพลังงานจึงมีนโยบายที่จะผลักดันให้เกิดแผนพัฒนาพลังงานทดแทน ในปี พ.ศ. 2545 รัฐบาลมีนโยบายการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แต่เป็นโครงการผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ ปัจจุบันได้มีการปรับปรุงระเบียนการรับซื้อใหม่ โดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีมติให้ขยายปริมาณการรับซื้อจาก 1 เมกะวัตต์เป็น 10 เมกะวัตต์ จากนั้นได้มีมาตรการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยให้ค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในปี 2550 กับผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานหรือเชื้อเพลิง

ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม มีการประกอบอาชีพกสิกรรม เช่น การทำนา การทำพืชไร่ การทำพืชสวน จึงมีวัสดุการเกษตรจำนวนมาก เช่น ข้าว อ้อย ปาล์ม มันสำปะหลัง ข้าวโพด เป็นต้น วัสดุเหล่านี้สามารถนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานได้โดยเรียกว่า พลังงานชีวมวล ซึ่งพลังงานชีวมวลจัดเป็นพลังงานหมุนเวียนชนิดหนึ่ง พลังงานชีวมวลสามารถนำมาเป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการเผาไหม้โดยตรงหรือแปรสภาพด้วยวิธีการหมักแบบไร้อากาศเพื่อให้ได้ก๊าซชีวภาพแล้วนำไปผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งประเทศไทยมีศักยภาพด้านพลังงานชีวมวล แสดงดังตารางที่ 1.1

สำหรับการส่งเสริมให้นำพลังงานชีวมวลมาเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ภาครัฐมีมาตรการสนับสนุนและให้ใช้พลังงานชีวมวลเป็นแหล่งเชื้อเพลิง โดยการปรับปรุงกฎระเบียบด้านการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers : SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producers : VSPP) รวมทั้งกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มพิเศษหรือ “Adder” หากมีการใช้พลังงานชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า อย่างที่ได้กล่าวมาแล้วว่าประเทศไทย

เป็นประเทศเกษตรกรรมจึงทำให้มีผลผลิตหรือวัสดุทางการเกษตรจำนวนมาก อย่างไรก็ตามการที่จะเกิดโรงไฟฟ้าที่นำพลังงานชีวมวลมาเป็นแหล่งพลังงานจะต้องมีการลงทุน ดังนั้นผู้วิจัยจึงมีแนวคิดในการนำเสนอข้อมูลเบื้องต้น แนวทางการประเมินต้นทุนและผลตอบแทนและความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้าที่นำพลังงานชีวมวลมาเป็นแหล่งพลังงานโดยใช้เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ หรือที่เรียกว่าโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ เพื่อเป็นตัวช่วยและข้อมูลเบื้องต้นสำหรับผู้ที่สนใจ

ตารางที่ 1.1 ศักยภาพพลังงานชีวมวลของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2552

ชนิด	ผลผลิต (ตัน)	ชีวมวล	ปริมาณชีวมวล (ตัน)	ศักยภาพพลังงาน (จูล)
อ้อย	6.6×10^{7}	ชานอ้อย	4.2×10^{6}	6.0×10^{16}
		ยอดและใบ	1.3×10^{7}	2.3×10^{17}
ข้าว	3.1×10^{7}	แกลบ	3.5×10^{6}	5.0×10^{16}
		ฟางข้าว	2.6×10^{7}	2.6×10^{17}
ถั่วเหลือง	1.9×10^{5}	ต้น/เปลือก/ใบ	1.7×10^{5}	3.3×10^{15}
ข้าวโพด	4.6×10^{6}	ซัง	5.8×10^{5}	1.1×10^{16}
		ลำต้น	2.7×10^{6}	4.9×10^{16}
ปาล์มน้ำมัน	8.1×10^{6}	ทะลายเปล่า	1.0×10^{6}	1.8×10^{16}
		ใย	1.6×10^{5}	2.9×10^{15}
		กะลา	3.9×10^{4}	7.2×10^{14}
		ก้าน	2.2×10^{6}	2.2×10^{16}
มันสำปะหลัง	3.0×10^{7}	ลำต้น	2.4×10^{6}	4.5×10^{16}
		เหง้า	1.8×10^{6}	3.4×10^{16}
มะพร้าว	1.3×10^{7}	ก้าน	6.3×10^{5}	9.7×10^{15}
		กาบ	4.6×10^{5}	7.5×10^{15}
		กะลา	1.3×10^{5}	2.3×10^{16}
ไม้ยางพารา	3.1×10^{6}	กิ่ง/ก้าน	3.1×10^{5}	4.7×10^{15}

หมายเหตุ : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2552)

1.2 วัตถุประสงค์

เพื่อวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนในการลงทุนของการนำวัสดุทางการเกษตรมาผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดเล็ก

1.3 สมมุติฐาน

การนำพืชทางการเกษตรมาใช้เป็นแหล่งพลังงานโดยใช้เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้ามีความเป็นไปได้ในด้านของการลงทุนสำหรับประเทศไทย

1.4 ขอบเขตงานวิจัย

1.4.1 วัตถุดิบที่นำมาผลิตก๊าซชีวภาพ เป็นวัสดุทางการเกษตร

1.4.2 วิเคราะห์และประเมินต้นทุนของการผลิตกระแสไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ

1.4.3 เปรียบเทียบต้นทุนของการผลิตกระแสไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพที่มีกำลังการผลิต 100 200 500 และ 1,000 กิโลวัตต์

1.4.4 วิเคราะห์ความคุ้มค่าการผลิตกระแสไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้เกณฑ์การด้านเศรษฐศาสตร์

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับ

1.5.1 ทราบถึงองค์ประกอบต้นทุนและผลตอบแทนการผลิตกระแสไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก

1.5.2 ทราบถึงต้นทุนการและผลตอบแทนผลิตกระแสไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก

1.5.3 สามารถรู้ถึงความเป็นไปได้ในการลงทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดเล็ก

1.5.4 สามารถนำข้อมูลที่ได้ช่วยประกอบการตัดสินใจในการลงทุนสำหรับผู้ที่สนใจ

บทที่ 2
ปริทรรศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 พลังงานไฟฟ้า

2.1.1 สถานการณ์พลังงานไฟฟ้า

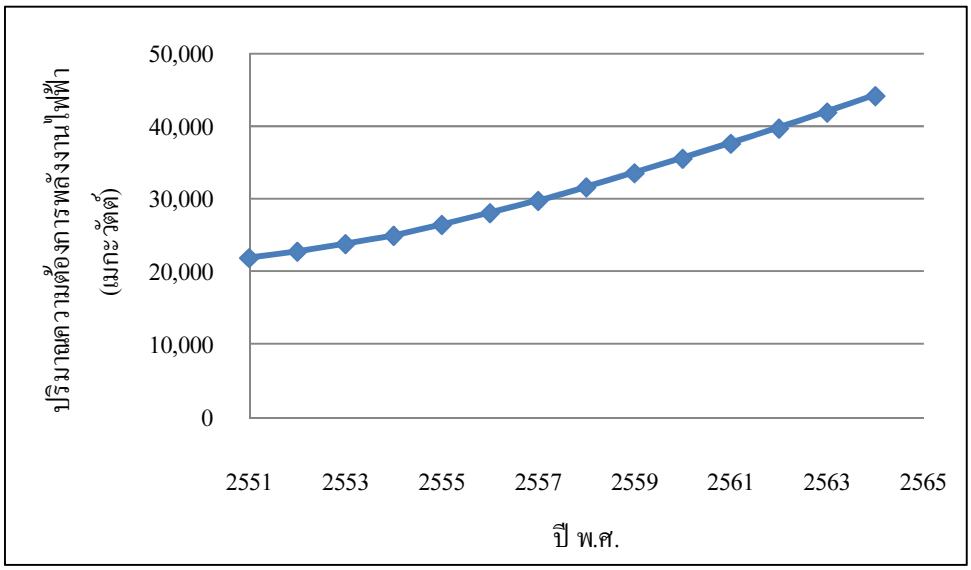
พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัย พื้นฐานสำคัญต่อภาคธุรกิจและภาคอุตสาหกรรม แล้วยังเป็นองค์ประกอบสำหรับการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศอีกด้วย ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศเพิ่มสูงอย่างต่อเนื่อง จากข้อมูลทางสถิติความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ 2540 - 2553 ในตารางที่ 2.1 พบว่าความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น แต่ช่วงเหตุการณ์วิกฤตทางเศรษฐกิจในปี พ.ศ. 2541 และ 2542 ที่อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจลดลงส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีอัตราลดลงตามไปด้วย จนในปี พ.ศ. 2543 เมื่อประเทศกลับเข้าสู่สภาวะปกติทางเศรษฐกิจ อันเป็นผลให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น

การวางแผนเพื่อจัดหาและการให้บริการไฟฟ้าแก่ประชาชนได้อย่างเพียงพอ จึงมีการพยากรณ์ปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต การประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2551 - 2564 ซึ่งคาดว่าในปี พ.ศ. 2551 ประเทศไทยจะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ 23,957 เมกะวัตต์ และในอีก 14 ปีข้างหน้า คือในปี พ.ศ. 2564 ประเทศไทยจะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ 48,958 เมกะวัตต์ (คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า, 2550) ซึ่งจากการประมาณการนั้นแสดงให้เห็นว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศยังคงมีปริมาณเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในอนาคต ดังแสดงในรูปที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 สถิติความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2540 - 2553

ปี พ.ศ.	ความต้องการใช้ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	อัตราการเพิ่ม (ร้อยละ)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น (เมกะวัตต์)
2540	14,506.30	-	-
2541	14,179.90	-2.25	-326.40
2542	13,712.40	-3.30	-467.50
2543	14,918.30	8.79	1,205.90
2544	16,126.40	8.10	1,208.10
2545	16,681.00	3.44	554.60
2546	18,121.00	8.63	1,440.00
2547	19,325.00	6.64	1,204.00
2548	21,143.00	9.41	1,818.00
2549	22,738.00	7.54	1,595.00
2550	24,344.00	7.06	1,606.00
2551	26,572.00	9.15	2,228.00
2552	28,188.00	6.08	1,616.00
2553	29,871.00	5.97	1,683.00

หมายเหตุ : สำนักงานสถิติแห่งชาติ (2550)



รูปที่ 2.1 แสดงผลการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า ในช่วงปี พ.ศ. 2551 - 2564

2.1.2 การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

การผลิตและจำหน่ายกระแสไฟฟ้าในประเทศไทยเป็นกิจการสาธารณูปโภคที่ดำเนินการโดยหน่วยงานหลักเพียง 3 ราย ได้แก่ (1) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) (2) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ (3) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)ทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนในประเทศตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ดำเนินงาน และดูแลระบบส่งกระแสไฟฟ้าและขายไฟฟ้าต่อให้แก่การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้านครภูมิภาค และผู้ซื้อไฟฟ้ารายใหญ่บางส่วน นอกจากนี้ กฟผ. ยังเป็นผู้การดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศมาเลเซีย และสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) เพื่อเสริมให้เพียงพอต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในประเทศ

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นผู้รับผิดชอบในการจ่ายกระแสไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ รวมทั้งรับผิดชอบในการก่อสร้างสิ่งจำเป็นสำหรับการจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่ที่รับผิดชอบ อาทิเช่น สถานีส่งไฟฟ้าย่อย เป็นต้น

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นผู้รับผิดชอบในการจ่ายกระแสไฟฟ้าในเขตจังหวัดที่อยู่นอกเหนือพื้นที่ความรับผิดชอบของ กฟน. และรับผิดชอบในการส่งกระแสไฟฟ้าไปสู่พื้นที่ห่างไกลในชนบท และยังรับผิดชอบในการจ่ายกระแสไฟฟ้าสู่พื้นที่อุตสาหกรรมที่กำลังเจริญเติบโตและมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นเพื่อสนองความต้องการทั้งประเทศอย่างเพียงพอ มีประสิทธิภาพ และในราคาที่เหมาะสม

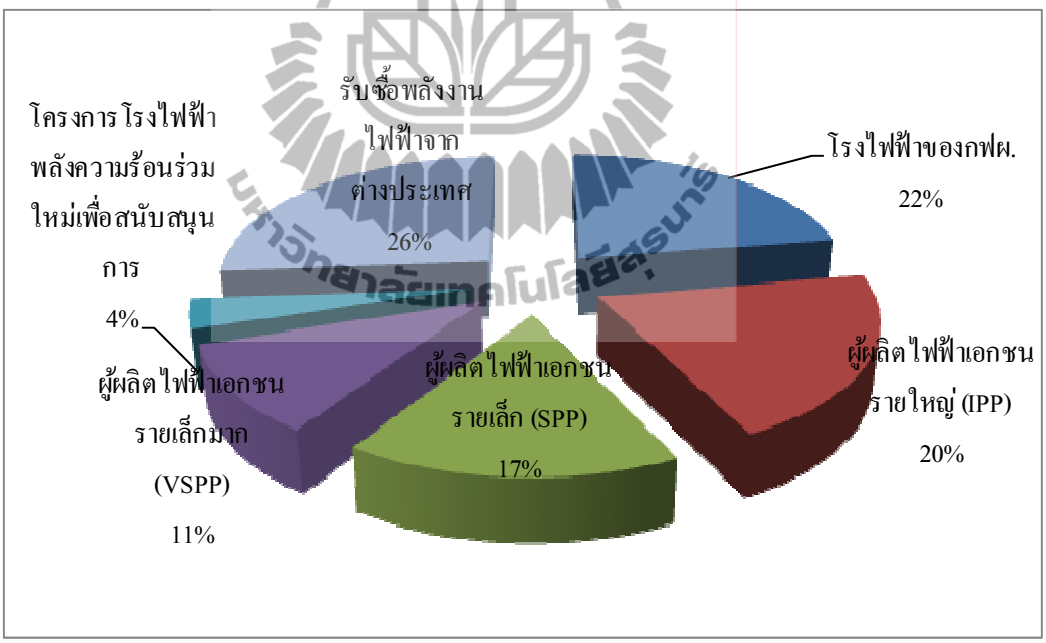
ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 รัฐบาลได้ส่งเสริมให้ภาคเอกชนได้เข้ามามีบทบาทในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นในฐานะของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producers : VSPPs) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producers : SPPs) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producers : IPPs) ผู้ผลิตไฟฟ้าเพื่อขายในประเทศประกอบด้วย กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก และผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ โดยไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดมีกฟผ. เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าผ่านทางสัญญาซื้อไฟฟ้าระยะยาวที่ทำกับกฟผ. และมีผู้ใช้ไฟฟ้าขอซื้อไฟฟ้าโดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน

กระทรวงพลังงานและกฟผ. ได้มีการวางแผนพัฒนาการผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงช่วงปี พ.ศ. 2553 - 2564 โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตเป็นผู้ผลิตรายใหญ่ที่สุดในประเทศ กำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมของประเทศไทยเท่ากับ 21,564 เมกะวัตต์ โดยแบ่งสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 กำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้า ช่วงปี พ.ศ. 2553 - 2564

หน่วยงาน	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้าของกฟผ.	4,821
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)	4,400
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP)	3,539
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP)	2,335
โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใหม่เพื่อสนับสนุนการผลิต LPG ที่โรงแยกก๊าซธรรมชาติ อำเภอขนอม	800
รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ	5,669
รวม	21,564

หมายเหตุ : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2553)



รูปที่ 2.2 สัดส่วนกำลังการผลิตแยกตามประเภทผู้ผลิต

2.1.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producers : SPPs)

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก คือ โครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) หรือการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกรูปแบบกากหรือเศษวัสดุเหลือมาเป็นใช้เป็นเชื้อเพลิง โครงการ SPP แต่ละโครงการจะจำหน่ายไฟฟ้าให้กฟผ. ได้ตั้งแต่ 10 - 90

เมกะวัตต์ แต่เนื่องจาก SPP แต่ละแห่งสามารถขายไฟฟ้าให้ผู้บริโภค ที่อยู่ในบริเวณใกล้ เคียงได้โดยตรง กำลังการผลิตของ SPP มักจะอยู่ในระดับ 120 - 150 เมกะวัตต์ โครงการ SPP บางโครงการมีขนาดใกล้เคียงกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ แต่ใช้รูปแบบการผลิตเป็นระบบ Cogeneration (การไฟฟ้าฝ่ายผลิต, 2542)

1) ความเป็นมาของ Small Power Producers คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2535 เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) โดยการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP เมื่อวันที่ 30 มีนาคม พ.ศ. 2535 จำนวน 300 เมกะวัตต์ ให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอต่อ กฟผ. ต่อมาได้มีการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยในเมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม พ.ศ. 2539 คณะรัฐมนตรีได้มีมติให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าเป็น 3,200 เมกะวัตต์ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2539-2543 และให้มีการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานนอกรูปแบบ กากหรือวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงต่อมา เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม พ.ศ. 2549 การไฟฟ้าฝ่ายผลิต เปิดซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก โดยกำหนดปริมาณรับซื้อจากเดิม 3,200 เมกะวัตต์ เป็น 4,000 เมกะวัตต์ (การไฟฟ้าฝ่ายผลิต, 2550)

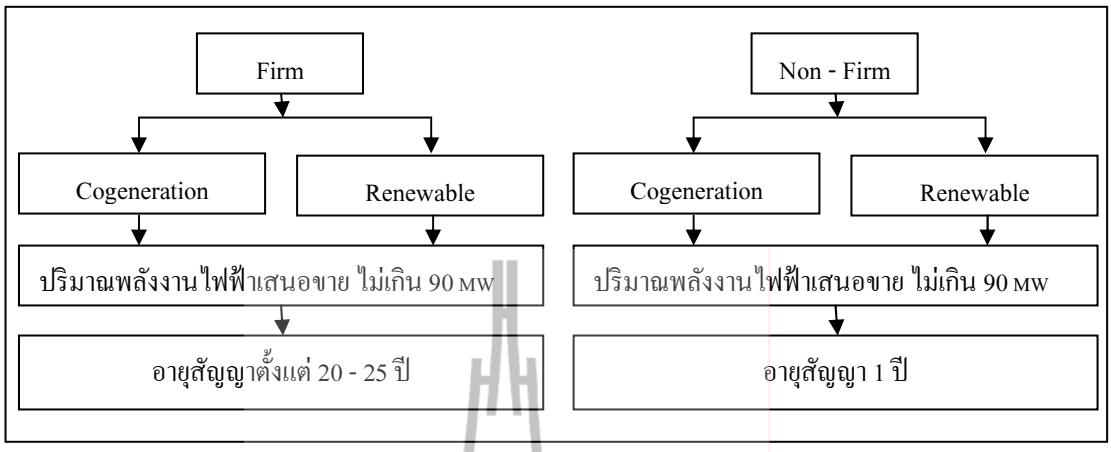
2) ลักษณะการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก

- การผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ (Non - Conventional Energy เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก เป็นต้น (ยกเว้นการใช้น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังงานนิวเคลียร์)

- การผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กโดยใช้เชื้อเพลิง ดังต่อไปนี้ กากและเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร กากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร ขยะมูลฝอย และไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

- การผลิตไฟฟ้า ด้วยระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน โดยใช้เชื้อเพลิงใดก็ได้

- รูปแบบสัญญาของ Small Power Producers การไฟฟ้าฝ่ายผลิต มีการซื้อรับพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก โดยมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบ่งได้ 2 ประเภท คือ (1) สัญญาประเภท Firm และ (2) สัญญาประเภท Non - Firm โดยที่สัญญาประเภท Firm หมายถึง การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอายุตั้งแต่ 5 ปีขึ้นไป และมีการจ่ายค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) สำหรับสัญญาประเภท Non - Firm หมายถึง การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอายุไม่เกิน 5 ปี และจะได้รับเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) โครงสร้างของสัญญาการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ดังรูปที่ 2.3



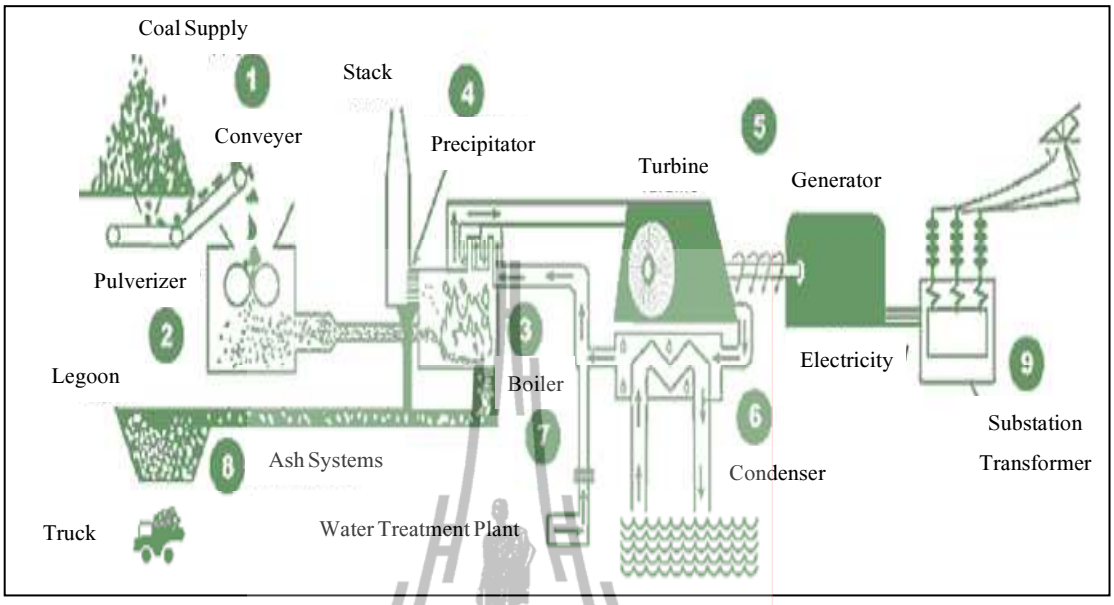
รูปที่ 2.3 ลักษณะการรับซื้อไฟฟ้าจาก Small Power Producers : SPPs
(สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2550)

2.1.4 ระบบผลิตไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้า หรือที่เรียกกันว่า โรงไฟฟ้านั้นมีอยู่หลายประเภท โดยสามารถแยกประเภทของโรงไฟฟ้าตามลักษณะการผลิตได้ 6 ประเภท ดังนี้ (สุชาติ จตุรงค์ชัยสถิต, 2543)

1) โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ทำการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยการเผาไหม้เชื้อเพลิง โดยใช้อุปกรณ์ประกอบด้วย เครื่องอัดอากาศ เครื่องกังหันก๊าซ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยอาศัยหลักการของเครื่องจักรพลังงานความร้อน (Heat Engine) ซึ่งมีระบบการทำงานเริ่มจาก เครื่องอัดอากาศมีหน้าที่อัดอากาศให้มีความหนาแน่นและความดันเพิ่มขึ้น โดยอากาศที่นำมาอัดจะผ่านเครื่องกรองอากาศ (Air Filter) ก่อนเข้าเครื่องอัดอากาศ จากนั้นอากาศที่ถูกอัดจะถูกส่งไปยังห้องเผาไหม้ เมื่อเชื้อเพลิงเกิดการเผาไหม้กลายเป็นก๊าซร้อนรวมตัวกับอากาศที่ส่งมาจากเครื่องอัดอากาศ ทำให้เกิดการขยายตัวและอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้น แล้วส่งไปขับเคลื่อนกังหันก๊าซ (Gas Turbine) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำการผลิตกระแสไฟฟ้า

2) โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Plant Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่อาศัยการเผาไหม้เชื้อเพลิง เพื่อนำความร้อนไปต้มน้ำ จนกลายเป็นไอน้ำที่มีความดันและอุณหภูมิที่สูง และส่งไอน้ำดังกล่าวไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ทำให้กังหันหมุนและแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่อเชื่อมกันหมุนตามไปด้วย ซึ่งจะได้กระแสไฟฟ้า ส่วนไอน้ำที่ผ่านกังหันแล้วจะไปยังเครื่องควบแน่น (Condenser) เพื่อกลั่นตัวเป็นหยดน้ำ โดยใช้น้ำจากหน่วยทำความเย็น (Cooling Tower) เป็นตัวดูดความร้อนจากไอน้ำ หลังจากไอน้ำกลายเป็นน้ำแล้วจะมีเครื่องสูบน้ำเป็นตัวสูบกลับไปยังหม้อต้มอีกครั้งหนึ่ง (ดังรูปที่ 2.4)



รูปที่ 2.4 แผนผังการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

(Canadian Clean Power Coalition, 2002)

3) โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยนำเอาหลักการทำงานของระบบโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนมาใช้งานร่วมกับระบบโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โดยการนำไอเสียที่ปล่อยออกจากเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซซึ่งยังคงมีความร้อนสูง และมีปริมาณที่มากพอผ่านเขาไปยังหม้อน้ำที่เรียกว่า Heat Recovery Steam Generator เพื่อถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำ ทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอน้ำที่ความดันและอุณหภูมิสูงพอไปขับกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยทั่วไปโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประกอบด้วยเครื่องกังหันก๊าซ 1 - 4 เครื่องร่วมกับกังหันไอน้ำ 1 เครื่อง

4) โรงไฟฟ้าดีเซล (Diesel Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานกลจากเครื่องยนต์ดีเซลไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยตรง ซึ่งใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง โรงไฟฟ้าดีเซลเป็นโรงไฟฟ้าสำเร็จรูปติดตั้งได้อย่างรวดเร็วและสามารถเคลื่อนย้ายได้อย่างไม่ยุ่งยาก ปัจจุบันในประเทศไทยมีแนวโน้มที่จะลดการใช้โรงไฟฟ้าระบบนี้ เนื่องจากเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้าดีเซลมีราคาที่ค่อนข้างสูง

5) โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ (Nuclear Power Plant) หลักการทำงานของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใช้ความร้อนทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอน้ำไปหมุนกังหันเพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งมีความแตกต่างกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนอยู่ที่ แหล่งความร้อนที่ได้จากปฏิกิริยานิวเคลียร์แทนการเผาไหม้เชื้อเพลิง โรงไฟฟ้านิวเคลียร์นั้นสามารถแบ่งการทำงานออกเป็น 2 ส่วน *ส่วนที่หนึ่ง*คือ

ส่วนผลิตความร้อน ประกอบด้วย เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ ระบบน้ำระบายความร้อน และหม้อน้ำ ในเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ จะใส่แท่งเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ไว้ภายในโครงสร้างปิดสนิท และให้ความร้อนที่ได้จากปฏิกิริยาฟิชชั่นไปต้มน้ำให้กลายเป็นไอน้ำ *ส่วนที่สอง*คือ ส่วนผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วย กังหันไอน้ำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นส่วนที่รับไอน้ำจากเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ แล้วส่งไปหมุนกังหันผลิตไฟฟ้า

6) โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน พลังงานทดแทนในที่นี้หมายถึง ทรัพยากรหรือพลังงานใด ๆ ที่ใช้ไม่หมดเปลือง และนำมาใช้ประโยชน์ทดแทนแหล่งพลังงานที่ใช้แล้วหมดไป (น้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ยูเรเนียม และอื่น ๆ) พลังงานทดแทนภายในประเทศซึ่งมีความเป็นไปได้ในการนำมาใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า เช่น

- พลังงานน้ำหรือโรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro-Electric Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำเป็นต้นกำลังในการผลิตไฟฟ้า กล่าวคือ เป็นการเปลี่ยนแปลงสภาพของน้ำจากสถานะพลังงานศักย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยอาศัยความแตกต่างของระดับน้ำเหนือเขื่อนและท้ายเขื่อนมาใช้หมุนกังหันน้ำ (Hydro Turbine) และเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า โดยกำลังการผลิตติดตั้งและพลังงานไฟฟ้าที่ ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าชนิดนี้ จะเพิ่มเป็นสัดส่วนโดยตรงกับแรงดันและปริมาณน้ำที่ผ่านเครื่องกังหันน้ำ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภทนี้ ประกอบไปด้วยเขื่อนกั้นน้ำและอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้า
- พลังงานลมหรือโรงไฟฟ้า (Wind Turbine Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้หลักการเปลี่ยนรูปพลังงานจลน์ของกระแสลม โดยใช้กังหันลมเป็นพลังงานกลทำให้ใบพัดหมุนและต่อแกนเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยใช้สารกึ่งตัวนำที่เรียกว่า เซลล์แสงอาทิตย์ เป็นตัวแปรพลังงาน
- พลังงานชีวมวล ประเทศไทยทำการเกษตรอย่างกว้างขวางมีวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร เช่น แกลบ ขี้เลื่อย ชานอ้อย กากมะพร้าว เป็นต้น ซึ่งมีอยู่เป็นจำนวนมาก ก็ควรจะใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ได้ ซึ่งการนำพลังงานชีวมวลมาผลิตไฟฟ้านั้น มีหลายวิธี เช่น การนำชีวมวลมาเป็นเชื้อเพลิงเผาไหม้ และการนำชีวมวลเพื่อให้ได้ก๊าซชีวภาพ เป็นต้น

2.1.5 ข้อดีข้อเสียของระบบผลิตไฟฟ้า

การเปรียบเทียบข้อดีข้อเสียของการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยใช้พลังงานชนิดต่าง ๆ เช่น เชื้อฟอสซิล เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ เป็นต้น ดังแสดงในตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ข้อดีข้อเสียของการผลิตกระแสไฟฟ้า

แหล่งพลังงาน	ข้อดี	ข้อเสีย
นิวเคลียร์	- ราคาต่ำ สำหรับกำลังการผลิตสูง - ไม่ก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจก	- เงินลงทุนในการก่อสร้างสูง - ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บและจัดการกับแท่งเชื้อเพลิงที่ใช้แล้ว
ถ่านหิน	- ราคาไม่แพง เหมาะกับการใช้ปริมาณมาก ๆ - มีการจ้างงานจำนวนมาก	- ต้องมีการนำเข้าจากต่างประเทศ - ทำให้เกิดมลภาวะในอากาศเนื่องจากการเผาไหม้ เช่น CO_2 SO_2 และ NO_x - เกิดปัญหากับกับสุขภาพกับแหล่งชุมชน - กากของแข็งที่เหลือจากการเผาไหม้ เป็น “เถ้า” มีปริมาณมาก
พลังงานน้ำ	- ไม่เกิดมลภาวะ ทางอากาศ - เป็นพลังงานที่ไม่หมด	- มีความจำกัดเรื่องสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ - เป็นการทำลายป่าไม้ทางอ้อม - ใช้พื้นที่มาก - เงินลงทุนในการก่อสร้างสูง
แสงอาทิตย์	- ไม่เกิดมลภาวะ ทางอากาศ	- ใช้พื้นที่มาก ราคาแพง - ต้องมีแหล่งเก็บพลังงาน
เชื้อเพลิงชีวมวล (เผาไหม้)	- เพิ่มรายได้ให้เกษตรกร - ลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	- ต้องมีระบบบำบัดมลพิษอากาศ - ต้องมีระบบบำบัดน้ำเสีย - มีข้อจำกัดวัตถุดิบไม่ควรมีความร้อนสูง

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 2.3 ข้อดีข้อเสียของการผลิตกระแสไฟฟ้า (ต่อ)

แหล่งพลังงาน	ข้อดี	ข้อเสีย
ชีวมวล (หมักก๊าซชีวภาพ)	- การติดตั้งใช้เวลาน้อย - เครื่องยนต์ก๊าซสันดาปภายในการซ่อมบำรุงรักษาทำได้ง่าย - การรื้อถอนเคลื่อนย้ายสะดวก - ไม่มีข้อจำกัดเรื่องวัตถุดิบ - มีผลพลอยได้จากระบบหมักก๊าซชีวภาพ - เพิ่มรายได้ให้เกษตรกร	- เงินลงทุนสูง

2.2 ชีวมวล

ชีวมวล คือ สารอินทรีย์ที่เป็นแหล่งกักเก็บพลังงานจากธรรมชาติและสามารถนำมาใช้ผลิตพลังงานได้ เช่น เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร หรือกากจากกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมการเกษตร (มลูนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, 2551)

ชีวมวล หมายถึง สิ่งที่ได้จากสิ่งมีชีวิตหรือองค์ประกอบของสิ่งมีชีวิตหรืออินทรีย์สารต่าง ๆ เช่น ไม้ยืนต้น พืชที่มีส่วนประกอบเป็นแป้งและน้ำตาล วัชพืช ของเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมที่เกี่ยวเนื่องกับการเกษตร มูลสัตว์ ตลอดจนขยะที่มีอยู่ทั่วไป (สุธรรม ปทุมสวัสดิ์, 2546)

2.2.1 ศักยภาพของชีวมวล

ชีวมวลนับเป็นแหล่งพลังงานที่มีศักยภาพสำหรับประเทศไทย เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม ดังนั้นจึงมีชีวมวลซึ่งเป็นผลผลิตและผลพลอยได้จากวัสดุเหลือทางการเกษตร แต่ในปัจจุบันการนำชีวมวลมาใช้เป็นเชื้อเพลิงยังมีอยู่น้อย ปริมาณชีวมวลจากเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรที่ผลิตภายในประเทศจะแปรผันและขึ้นอยู่กับปริมาณผลผลิตทางการเกษตรของประเทศ ดังแสดงในตารางที่ 2.4 แสดงจำนวนพื้นที่เพาะปลูกพืชผลทางการเกษตร ซึ่งจากสถิติการเกษตรของประเทศไทย สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตรและสหกรณ์ เมื่อนำมาคำนวณสัดส่วนของการเปลี่ยนแปลง ปริมาณผลผลิตทางการเกษตรเป็นชีวมวล ดังแสดงในตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.4 จำนวนพื้นที่เพาะปลูกพืชผลทางการเกษตร

ชนิด	เนื้อที่เพาะปลูก (พันไร่)	เนื้อที่เก็บเกี่ยว (พันไร่)	ผลผลิต (พันตัน)
ข้าว	69,031	65,184	30,896
อ้อย	6,703	ไม่มีข้อมูล	49,834
มันสำปะหลัง	7,111	6,717	18,462
ปาล์ม	ไม่มีข้อมูล	851	2,101
ข้าวโพด	6,594	6,447	3,878
สับปะรด	620	620	2,015
ไม้ยางพารา	13,324	10,363	2,917

หมายเหตุ : สำนักเศรษฐกิจการเกษตร (2552)

ตารางที่ 2.5 สัดส่วนของการเปลี่ยนแปลงปริมาณผลผลิตทางการเกษตรเป็นชีวมวล

ชนิด	ผลผลิต	Crop / residue ratio	Energy content (เมกะจูล / กก.)
อ้อย	ชานอ้อย	0.250	9.25
ข้าวเปลือก	แกลบ	0.23	14.27
	ฟางข้าว	0.447	10.24
มันสำปะหลัง	ลำต้นมันสำปะหลัง	0.08	18.42
ปาล์มน้ำมัน	ทะลายปาล์ม	0.428	17.86
	เส้นใยปาล์ม	0.147	17.62
	กะลาปาล์ม	0.049	18.46
มะพร้าว	กาบมะพร้าว	0.362	16.23

หมายเหตุ : กรมพัฒนาการส่งเสริมพลังงาน (2549)

ตามที่ Danish Cooperation for Environment and Development (DANCED) ประเทศเดนมาร์ก ได้ช่วยศึกษาหาข้อมูลให้กับสำนักงานคณะกรรมการนโยบายแห่งชาติ ในเรื่องของรายละเอียดกลไกด้านราคา เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย ภายประเทศไทยเรามีชีวมวลจากชานอ้อย แกลบ กากปาล์ม และเศษไม้ ประมาณ 28 ล้านตัน หรือเทียบเท่าน้ำมันดิบ 6.9 ล้านตัน (DANCED, 2000)

บริษัท Black and Veatch ได้ศึกษาชีวมวล 9 ชนิด ได้แก่ (1) แกลบ (2) ชานอ้อย (3) กากปาล์ม (4) เศษไม้ (5) กาบมะพร้าว (6) ซังข้าวโพด (7) ส่าเหล้า (8) กากมันสำปะหลัง และ (9) ขี้เลื่อย โดยทำการศึกษาถึงปริมาณคงเหลือของชีวมวล การกระจายตัว กำลังการผลิต การคาดการณ์ผลผลิตในอนาคต อุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้อง ราคา และความเหมาะสมที่จะนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งข้อมูลศักยภาพของชีวมวลดังแสดงไว้ในตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 ศักยภาพชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า

รายการ	แกลบ	กากปาล์ม	กากอ้อย	เศษไม้และขี้เลื่อย
ปริมาณผลผลิต (ล้านตัน / ปี)	20	2.2	50	5.80
ปริมาณชีวมวลเหลือใช้ (ล้านตัน / ปี)	2.30 - 3.70	0.41 - 0.74	2.25 - 3.50	1.80
ค่าความร้อนสูงสุด (กิโลจูล / กก.)	9,800	14,050	14,100	15,500
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ (เมกะวัตต์)	234 - 375	33 - 53	160 - 248	118

หมายเหตุ : Black and Veatch (1999)

นอกจากการนำชีวมวลมาผลิตไฟฟ้าแล้วชีวมวลยังมีศักยภาพด้านการผลิตเชื้อเพลิงทดแทนดีเซล เช่น ถั่งเหลือง พลังงานที่ได้ของถั่วเหลือง 1,755 เมกะจูล / ไร่ และถั่วลิสง 3,195.54 เมกะจูล / ไร่ คิดเป็นอัตราส่วนเชิงพลังงานที่ได้ต่อพลังงานที่ใช้ของน้ำมันพืชเฉลี่ยทั้ง 2 ชนิด คือ 1.35 และ 2.27 ของถั่วเหลืองและถั่วลิสงตามลำดับ (อาชัย มนตรีกุล, 2545)

2.2.2 พลังงานชีวมวล

พลังงานชีวมวลจัดเป็นพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่งโดยเป็นการใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์ทางอ้อม พืชที่มีคลอโรฟิลล์จับพลังงานจากแสงอาทิตย์แล้วเปลี่ยนเป็นพลังงานเคมีเพื่อไปใช้ในการสร้างอาหารจากคาร์บอนไดออกไซด์และน้ำ กระบวนการดังกล่าวเรียกว่า การสังเคราะห์ด้วยแสงแหล่งพลังงานประเภทชีวมวล

ปริมาณชีวมวลที่ผลิตได้ในโลกคิดเป็นพลังงานเฉลี่ยปีละประมาณ 3,000 เฮกซะจูล แต่นำไปเป็นพลังงานได้ร้อยละ 2 (Boyle,1998) ศักยภาพของพลังงานชีวมวลในประเทศต่าง ๆ มีค่าแตกต่างกันขึ้นอยู่กับลักษณะภูมิประเทศ สิ่งแวดล้อม องค์ประกอบของสังคม และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ได้มีการประมาณว่าในปี ค.ศ. 2050 พลังงานที่ผลิตจากชีวมวลจะมีปริมาณครึ่งหนึ่งของพลังงานทั้งหมดที่ใช้ในโลก แนวโน้มพลังงานชีวมวลที่ผลิตได้จากแหล่งชีวมวลประเภทต่าง ๆ ดังแสดงในตารางที่ 2.7

ตารางที่ 2.7 พลังงานชีวมวลที่ผลิตจากชีวมวลประเภทต่าง ๆ ของโลก ในปี ค.ศ.2050

ชีวมวล	พลังงานที่ผลิตได้ (เฮกซะจูลต่อปี)
พืชพลังงาน	128
มูลสัตว์	25
เศษไม้	14
ฟางข้าว	13
กากอ้อย	12
ไม้	10

หมายเหตุ : Boyle (1998)

สำหรับการนำพลังงานชีวมวลมาใช้ในประเทศไทยมีหลายรูปแบบ เช่น การผลิตเอทานอลจากอ้อยและมันสำปะหลัง จากข้อมูลที่ได้ทำการศึกษาพบว่า การผลิตเอทานอลนั้นนิยมผลิตจากอ้อย กากน้ำตาล หัวมันสำปะหลัง และมันสำปะหลังเส้น ซึ่งการใช้วัตถุดิบแต่ละชนิดมีข้อดีและข้อเสียต่างกัน ซึ่งพอสรุปได้ดังนี้ การผลิตเอทานอลจากอ้อยโดยตรงสามารถทำได้โดยอ้อยนับได้ว่าเป็นพืชที่มีความเหมาะสมที่จะนำมาผลิตเป็นเอทานอล เพราะมีปริมาณธาตุอาหารที่สมบูรณ์ แต่มีข้อกำจัดของอ้อยคือ ปริมาณน้ำตาลในน้ำอ้อยมีเพียงร้อยละ 12 - 15 ซึ่งนับว่าน้อยมากถ้าเทียบกับกากน้ำตาล ในประเทศบราซิลเป็นผู้ริเริ่มอย่างจริงจังในการนำอ้อยมาผลิตเป็นเอทานอลเพื่อใช้เป็นพลังงานมากถึงร้อยละ 35 ของการผลิตเอทานอลของทั้งโลก ได้ทำการประเมินต้นทุนการผลิตเอทานอล 1 ลิตร จากอ้อยไว้ ดังแสดงในตารางที่ 2.8

ตารางที่ 2.8 ต้นทุนการผลิตเอทานอลจากอ้อย

รายการ	บาทต่อลิตรของเอทานอล
ค่าวัตถุดิบ	7.7
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	2.5
ค่าใช้จ่ายในการกำจัดของเสีย	0.7
เงินลงทุน	2.0
รวม	12.9

หมายเหตุ : กล้าณรงค์ ศรีรอด และคณะ (2544)

การผลิตเอทานอลจากหัวมันสำปะหลัง ซึ่งมันสำปะหลังเป็นพืชที่นิยมปลูกในหลายพื้นที่ สามารถทนต่อสภาพความแห้งแล้งได้ดี ในปัจจุบันใช้ผลิตเป็นแป้งมัน ซึ่งสามารถผลิตเก็บไว้ได้ตามฤดูกาลที่เหมาะสม แต่เมื่อจะเปลี่ยนมาผลิตเป็นเอทานอลเพื่อใช้เป็นพลังงานซึ่งจะต้องผลิตตลอดทั้งปีนั้นจะเกิดปัญหาหลายประการเช่น ปัญหาการเก็บเกี่ยวหัวมันในช่วงฤดูฝน ซึ่งไร่มันสำปะหลังมักมีน้ำท่วมขัง การขนส่งมันสำปะหลังมีค่าใช้จ่ายที่สูงทำให้โรงงานจำต้องตั้งอยู่ใกล้กับแหล่งปลูกมันสำปะหลัง เป็นต้น ได้ทำการประเมินต้นทุนการผลิตเอทานอล 1 ลิตร จากมันสำปะหลัง ดังแสดงในตารางที่ 2.9

ตารางที่ 2.9 ต้นทุนการผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลัง

รายการ	บาทต่อลิตรของเอทานอล
ค่าวัตถุดิบ	6.0
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	3.0
ค่าใช้จ่ายในการกำจัดของเสีย	0.5
เงินลงทุน	2.4
รวม	11.9

หมายเหตุ : กล้าณรงค์ ศรีรอดและคณะ (2544)

2.3 การปลูกพืชชีวมวล

2.3.1 อ้อย

อ้อยเป็นพืชเศรษฐกิจของประเทศไทย โดยทั่วไปหมายถึงอ้อยโรงงาน ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมอ้อยและน้ำตาล ประเทศไทยบริโภคน้ำตาลปีละ 1.6 - 1.7 ล้านตัน เป็นมูลค่า 17,000 - 19,000 ล้านบาทและมีการส่งออกมากกว่าปีละ 3 ล้านตัน เป็นมูลค่า 20,000 - 30,000 ล้านบาท ทำให้ประเทศไทยเป็นผู้ส่งออกน้ำตาลอันดับ 2 ของโลก ปริมาณผลผลิตอ้อยในแต่ละปี ไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับพื้นที่ปลูก และผลผลิตต่อไร่ พื้นที่ปลูกผันแปรระหว่าง 5.6 - 6.6 ล้านไร่ อยู่ในเขตภาคกลาง ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือ และภาคตะวันออก ผลผลิตอ้อยรวมในแต่ละปีอยู่ระหว่าง 40 - 60 ล้านตัน ผลผลิตต่อไร่อยู่ระหว่าง 8 - 9 ตัน สามารถเพิ่มผลผลิตได้ถ้ามีการจัดการที่เหมาะสม (สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, 2550)

2.3.1.1 *แหล่งที่ปลูกอ้อย*

การประเมินศักยภาพการให้ผลผลิตของแต่ละพื้นที่ พบว่าส่วนใหญ่จะให้ผลผลิตเฉลี่ยที่ 9 - 12 ตันต่อไร่โดยมีพื้นที่เพียง 5.94 แสนไร่ ที่ให้ผลผลิตมากกว่า 12 ตันต่อไร่ ทั้งนี้

ขึ้นกับสภาพแวดล้อม ระบบการจัดการ และพันธุ์อ้อยที่ปลูก ซึ่งผลการสำรวจพบว่า พันธุ์อ้อยที่เกษตรกรนิยมปลูกมีความหลากหลาย มีทั้งพันธุ์อู่ทอง 1 พันธุ์อู่ทอง 3 พันธุ์เค 200 และพันธุ์มากอส ซึ่งขึ้นอยู่กับความพึงพอใจของเกษตรกรเป็นหลัก (กรมวิชาการเกษตร, 2549)

- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ได้แก่ จังหวัดกาฬสินธ์ ขอนแก่น ชัยภูมิ นครพนม นครราชสีมา บุรีรัมย์ มหาสารคาม ยโสธร ร้อยเอ็ด เลย สกลนคร สุรินทร์ หนองคาย อุดรธานี อำนาจเจริญ มุกดาหาร และหนองบัวลำภู
- ภาคเหนือ ได้แก่ จังหวัดกำแพงเพชร เชียงราย เชียงใหม่ ตาก นครสวรรค์ พิจิตร พิษณุโลก เพชรบูรณ์ ลำปาง สุโขทัย อุตรดิตถ์ อุทัยธานี และแพร่
- ภาคกลาง ได้แก่ จังหวัดชัยนาท ลพบุรี สระบุรี สิงห์บุรี และอ่างทอง
- ภาคตะวันตก ได้แก่ จังหวัดราชบุรี นครปฐม สุพรรณบุรี กาญจนบุรี เพชรบุรี และประจวบคีรีขันธ์
- ภาคตะวันออก ได้แก่ จังหวัดจันทบุรี ฉะเชิงเทรา ชลบุรี ปราจีนบุรี ระยอง และสระแก้ว

2.3.1.2 *ต้นทุนการผลิต* โดยต้นทุนการปลูกอ้อยอยู่ที่ประมาณ 5,361 บาท / ไร่ รายละเอียดดังตารางที่ 2.10

ตารางที่ 2.10 ประมาณการต้นทุนการปลูกอ้อย

รายการ	ต้นทุนการเพาะปลูกอ้อยเฉลี่ยทั้งประเทศ (บาท / ไร่)
ต้นทุนแปรผัน	
- ค่าแรงงาน	1,869.95
- เตรียมดิน	195.53
- เตรียมพันธุ์	186.85
- ดูแลรักษา	296.38
ค่าเก็บเกี่ยว	1,191.18
ค่าวัสดุ	
- เมล็ดพันธ์ ปุ๋ย ยาปราบศัตรูพืช สารเคมี	1,295.50
ค่าเช่าที่ดิน	497.5
ค่าซ่อมแซมอุปกรณ์การเกษตร	70.1
ต้นทุนรวม	5,361.65

หมายเหตุ : ศูนย์สารสนเทศสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (2549)

2.3.1.3 *การตลาดและราคา* การกำหนดราคาอ้อยขั้นต้น ฤดูการผลิตปี 2551 / 2552 ในอัตรา 830 บาทต่อตันอ้อย ณ ระดับความหวานที่ 10 ซี.ซี.เอส. โดยกำหนดอัตราขึ้น / ลงของราคาอ้อยเท่ากับ 49.80 บาท ต่อ1 หน่วย ซี.ซี.เอส. (สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, 2551)

2.3.2 ข้าวโพด

ข้าวโพดและข้าวโพดฝักอ่อนจัดอยู่ในกลุ่มพืชเพื่อการส่งออก ในการส่งออกมีหลายรูปแบบ เช่น แปรรูปบรรจุกระป๋องทั้งเมล็ดและฝัก บรรจุฝักในถุงพลาสติกสูญญากาศ แช่แข็งทั้งเมล็ดและทั้งฝัก นอกจากนี้ ยังมีการนำต้น ใบ เปลือก และฝักเสียของข้าวโพดฝักสดไปใช้ในอุตสาหกรรมเลี้ยงโคนมกันอย่างแพร่หลายหรือมีการไถกลบเป็นปุ๋ยพืชสด ปัจจุบันประเทศไทยส่งออกข้าวโพดในรูปแบบต่าง ๆ สูงเป็นอันดับ 4 ของโลก รองจากสหรัฐอเมริกา ฝรั่งเศส และฮังการี ปริมาณการส่งออกข้าวโพดของประเทศไทยมีการเติบโตอย่างก้าวกระโดดมาโดยตลอด จากปริมาณการส่งออก 500 กว่าตัน มูลค่าร่วม 10 กว่าล้านบาทในปีแรก ได้เติบโตเป็นมากกว่า 58,000 ตัน มีมูลค่ารวมกว่า 1,600 ล้านบาทในปี 2545 โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วง 2 - 3 ปีหลัง มูลค่าการส่งออกในแต่ละปีเติบโตขึ้นอย่างมาก โดยปริมาณการส่งออกในรูปแบบต่าง ๆ เพิ่มขึ้นจาก 27,625 ตัน ในปี 2543 เป็น 58,624 ตัน ในปี 2545 และมูลค่าการส่งออกเพิ่มจาก 633 ล้านบาท เป็น 1,634 ล้านบาท โดยการส่งออกในรูปปรุงแต่งไม่แช่เย็นมีปริมาณการส่งออก 25,869 - 57,443 ตัน และมีมูลค่า 627 - 1,582 ล้านบาท การส่งออกในรูปข้าวโพดหวานดิบหรือทำให้สุกแช่แข็ง มีปริมาณ 1,181 - 1,756 ตัน คิดเป็นมูลค่า 48 - 56 ล้านบาท (สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, 2545)

2.3.2.1. *แหล่งผลิตข้าวโพด* พื้นที่เพาะปลูกข้าวโพดหวานในช่วงปี 2542 - 2545 อยู่ระหว่าง 157,539 - 228,934 ไร่ โดยมีผลผลิตรวมระหว่าง 253,394 - 374,707 ตัน ผลผลิตเฉลี่ย 1,668 - 1,992 กิโลกรัมต่อไร่ ซึ่งไม่แตกต่างกันมากนักในแต่ละปี สำหรับการลดลงของผลผลิตเฉลี่ยในปี 2543 / 2544 มีสาเหตุหลักมาจากฝนตกหนักในช่วงฤดูฝน พื้นที่ปลูกข้าวโพดส่วนใหญ่อยู่ในภาคตะวันตก ตามด้วยภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้ ตามลำดับ สำหรับพื้นที่เพาะปลูกข้าวโพดที่สำคัญตามภาคต่าง ๆ ในปี 2545 มีดังนี้

- ภาคตะวันตก มีพื้นที่ปลูกประมาณร้อยละ 30 ของพื้นที่ปลูกทั้งประเทศ จังหวัดที่เป็นแหล่งปลูกที่สำคัญได้แก่ กาญจนบุรี เพชรบุรี สุพรรณบุรี สมุทรสงคราม ราชบุรี และประจวบคีรีขันธ์
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ มีพื้นที่ปลูกประมาณร้อยละ 23 ของพื้นที่ประเทศจังหวัดที่ปลูกมากได้แก่ นครราชสีมา ยโสธร นครพนม กาฬสินธุ์ บุรีรัมย์ ขอนแก่น มหาสารคาม หนองคาย อุบลราชธานี ร้อยเอ็ด สกลนคร และอุดรธานี

- ภาคเหนือ มีพื้นที่ปลูกประมาณร้อยละ 21 ของพื้นที่ปลูกทั้งประเทศ จังหวัดที่ปลูกมากได้แก่ เชียงใหม่ เชียงราย นครสวรรค์ กำแพงเพชร อุตรดิตถ์ สุโขทัย และพิจิตร
- ภาคกลาง มีพื้นที่ปลูกประมาณร้อยละ 14 ของพื้นที่ปลูกทั้งประเทศ จังหวัดที่ปลูกมากได้แก่ ปทุมธานี สระบุรี ลพบุรี และพระนครศรีอยุธยา
- ภาคใต้ มีพื้นที่ปลูกประมาณร้อยละ 10 ของพื้นที่ปลูกทั้งประเทศ จังหวัดที่ปลูกมากได้แก่ สุราษฎร์ธานี สงขลา นครศรีธรรมราช กระบี่ นราธิวาส พังงา และปัตตานี
- ภาคตะวันออก มีพื้นที่ปลูกประมาณเพียงร้อยละ 2 ของพื้นที่ปลูกทั้งประเทศ จังหวัดที่ปลูกมากได้แก่ จังหวัดจันทบุรี สระแก้ว ชลบุรี และระยอง

2.3.2.2. *ต้นทุนการผลิต* ต้นทุนและรายได้จากการผลิตข้าวโพด ที่ได้จากการสำรวจข้อมูลจากเกษตรกรในปี 2545 โดยต้นทุนการปลูกข้าวโพดประมาณ 3,080 บาท / ไร่ มีผลผลิตเฉลี่ยประมาณ 1,900 กก. / ไร่ มีรายได้รวมประมาณ 8,550 บาท / ไร่ และมีกำไรประมาณ 5,470 บาท / ไร่ รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 2.11 และ 2.12

ตารางที่ 2.11 ประมาณการต้นทุนและผลตอบแทนการปลูกข้าวโพด

รายการ	ต้นทุนการผลิต (บาท / ไร่)
ค่าไถเตรียมดินและชักร่อง	500
ค่าปลูก (หยอดเมล็ด)	150
ค่าเมล็ดพันธุ์	550
ค่าปุ๋ย	720
สารเคมีป้องกันกำจัดวัชพืช	60
ค่าให้น้ำ	500
ค่าเก็บเกี่ยว (กิโลกรัมละ 30 สตางค์)	600
รวมต้นทุน	3,080

หมายเหตุ : ศูนย์สารสนเทศสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (2549)

ตารางที่ 2.12 ประมาณการผลตอบแทนการปลูกข้าวโพด

รายการ	ผลตอบแทน
ผลผลิตทั้งเปลือก (กก. / ไร่)	1,900
ราคาผลผลิต (บาท / กก.)	4,50
รายได้รวม (บาท / ไร่)	8,550
กำไร (บาท / ไร่)	5,470

หมายเหตุ : ศูนย์สารสนเทศสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (2549)

2.3.2.3 *การตลาดและราคา* ราคาที่เกษตรกรสามารถขายได้ ข้าวโพดฝักความชื้นไม่เกิน 14.5% เฉลี่ยกิโลกรัมละ 4.35 - 4.68 บาท และข้าวโพดฝักความชื้นไม่เกิน 25 - 30% เฉลี่ยกิโลกรัมละ 2.15 - 2.30 บาท (สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, 2549)

2.4 การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล

พลังงานไฟฟ้าจากชีวมวล เป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า เช่น การเผาไหม้โดยตรง (Direct - Fired) แก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification) การย่อยสลายแบบไร้อากาศ (Anaerobic Digestion) เป็นต้น

เมื่อกล่าวถึงโรงไฟฟ้าชีวมวลในประเทศไทยส่วนมากเป็นการใช้ระบบการเผาไหม้โดยตรง (Direct - Fired) โดยนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาเผาไหม้โดยตรงในหม้อไอน้ำ (Boiler) และถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นให้แก่น้ำในหม้อไอน้ำจนกลายเป็นไอน้ำที่ร้อนจัดและมีความดันสูง ซึ่งไอน้ำนี้จะถูกนำไปปั่นกังหันที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้เราได้กระแสไฟฟ้าออกมา นอกเหนือจากการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวแล้ว ในโรงงานอุตสาหกรรมหลายประเภท เช่น โรงน้ำตาล โรงกระดาษ ก็จะใช้ประโยชน์จากไอน้ำไปในขั้นตอนการผลิตของโรงงานด้วย ซึ่งการผลิตไอน้ำและไฟฟ้าร่วมกันนี้เรียกว่าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration)

สำหรับระบบแก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification) นั้นเป็นการเปลี่ยนชีวมวลให้กลายเป็นก๊าซซึ่งเป็นส่วนผสมของไฮโดรเจน คาร์บอนมอนอกไซด์ และมีเทน ในสภาวะที่มีอุณหภูมิสูงและมีปริมาณออกซิเจนต่ำ ก๊าซที่ได้มานี้จะถูกส่งไปป้อนเครื่องยนต์เบนซินหรือเครื่องยนต์ดีเซลดัดแปลงเพื่อไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ระบบแก๊สซิฟิเคชั่นนี้เป็นระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก เหมาะสำหรับชุมชนหรืออุตสาหกรรมขนาดเล็ก แต่ปัญหาของระบบนี้คือน้ำมันดิน (Tar) ที่ออกมาพร้อมกับก๊าซจากการเผาไหม้ ระบบที่ดีจะต้องมีระบบจัดการน้ำมันดินที่มีประสิทธิภาพจึงไม่ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสียหาย

นอกจากการเผาไหม้แล้ว การย่อยสลายของชีวมวลก็ทำให้เกิดก๊าซเช่นกัน คือ ก๊าซชีวภาพ (Biogas) ซึ่งมีก๊าซมีเทน (Methane) เป็นองค์ประกอบหลักและสามารถใช้เป็นแหล่งกำเนิดพลังงานได้ ที่มีการใช้กันในประเทศไทยคือการนำของเสียจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์มาหมักให้เกิดก๊าซชีวภาพโดยใช้ระบบการย่อยสลายแบบไร้อากาศ (Anaerobic Digestion) ซึ่งในกระบวนการนี้ แบคทีเรียจะทำการย่อยสลายสารอินทรีย์ในสภาวะที่ไม่ใช้ออกซิเจน บางแห่งก็ใช้ก๊าซชีวภาพไปเผาในหม้อไอน้ำเพื่อผลิตไอน้ำไปปั่นไฟฟ้าเพื่อใช้ในโรงงาน

การนำชีวมวลไปผลิตไฟฟ้ายังจำกัดเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมประเภทที่ใช้กากอ้อยและแกลบเป็นเชื้อเพลิงหลัก แม้ว่าแท้จริงแล้ว ประเทศไทยยังมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลอีกมาก ซึ่งแสดงถึงศักยภาพของชีวมวลของไทยในการผลิตไฟฟ้าพบว่า หากมีการนำชีวมวลที่เหลือใช้เหล่านี้กลับไปใช้เป็นพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพได้นั้น คาดว่าประเทศไทยจะมีกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 14,000 ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี (14,000 ล้านหน่วย) หรือเปรียบได้กับมีโรงไฟฟ้าขนาด 1,800 MW (ศสิรส พิทักษ์รัตนโชติ, 2548)

มีการวิเคราะห์หาศักยภาพของชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า จากตารางที่ 2.12 ศักยภาพชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า โดยรวมอยู่ระหว่าง 779 - 1,043 เมกะวัตต์ (Black and Veatch, 1999) นอกจากการวิเคราะห์หาศักยภาพของชีวมวลในภาพรวมแล้วยังมีการวิเคราะห์หาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าโดยใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง โดยทำหาศักยภาพของโรงสี ที่สามารถตั้งโรงไฟฟ้าขนาดเล็กภายในพื้นที่ของโรงสี โดยใช้แกลบซึ่งเป็นผลพลอยได้จากโรงสีเอง ผลการศึกษาพบว่าโรงสีต้องมีขนาดกำลังการผลิต 100 ตันต่อวันขึ้นไป จึงจะมีปริมาณแกลบเพียงพอที่จะใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดตั้งได้มีขนาดตั้งแต่ 1.5 - 5.0 เมกะวัตต์ ตามปริมาณแกลบของโรงสี โดยพบว่าจังหวัดที่มีศักยภาพในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าขนาด 1.5 - 3 เมกกะวัตต์ มี 10 จังหวัด ได้แก่ (1) เชียงราย (2) สุโขทัย (3) เพชรบูรณ์ (4) มหาสารคาม (5) ชัยภูมิ (6) สกลนคร (7) กาฬสินธุ์ (8) ลพบุรี (9) นครปฐม และ (10) ปทุมธานี ส่วนจังหวัดที่มีศักยภาพในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าขนาด 3 - 5 เมกะวัตต์ มี 16 จังหวัด ได้แก่ (1) พิษณุโลก (2) กำแพงเพชร (3) นครสวรรค์ (4) พิจิตร (5) สุพรรณบุรี (6) พระนครศรีอยุธยา (7) ชัยนาท (8) ฉะเชิงเทรา (9) นครราชสีมา (10) ขอนแก่น (11) อุบลราชธานี (12) ร้อยเอ็ด (13) บุรีรัมย์ (14) สุรินทร์ (15) ศรีษะเกษ และ (16) อุดรธานี

ตารางที่ 2.13 ศักยภาพชีวมวลของไทยในการผลิตไฟฟ้า

ชนิด	ปริมาณเหลือใช้ (ล้านตันต่อปี)	ปริมาณใช้ได้จริง (ล้านตันต่อปี)	ค่าพลังงาน (ล้านล้านจูลต่อปี)
ฟางข้าว	10.84	7.42	75,952
แกลบ	5.58	2.62	37,320
ต้นและใบอ้อย	15.29	7.64	66,510
ชานอ้อย	12.74	1.27	10,588
เศษกิ่งไม้ยางพารา	9.40	4.53	38,966
เหง้ามันสำปะหลัง	3.15	1.58	14,197
ผลิตภัณฑ์จากปาล์ม	1.37	0.82	6,854
รวม	58.38	25.88	250,387

หมายเหตุ : Black and Veatch (1999)

2.5 ระบบก๊าซชีวภาพ

ก๊าซชีวภาพประกอบไปด้วยก๊าซหลายชนิดส่วนใหญ่เป็น มีเทน(CH_4) ร้อยละ 50 - 70 และคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ร้อยละ 30 - 50 ส่วนที่เหลือเป็นก๊าซอื่น ๆ เช่น แอมโมเนีย (NH_3) ไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) และ ไอน้ำ มีเทนเป็นก๊าซที่จุดติดไฟได้จึงสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงได้และเป็นส่วนสำคัญที่ทำให้สามารถนำก๊าซชีวภาพไปใช้เป็นพลังงานหมุนเวียนเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล ส่วนก๊าซอื่น ๆ ได้แก่ ไฮโดรเจนซัลไฟด์และแอมโมเนียจะมีปริมาณมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับสารอินทรีย์ตั้งต้นว่ามีส่วนประกอบของไนโตรเจนและซัลเฟอร์มากน้อยเพียงใด ปัจจุบันได้มีเทคโนโลยีในการนำก๊าซชีวภาพมาใช้งาน เช่น เชื้อเพลิงทดแทนน้ำมันเตา และเชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งคุณสมบัติของก๊าซชีวภาพได้ ดังแสดงในตารางที่ 2.14

ตารางที่ 2.14 คุณสมบัติของก๊าซชีวภาพ

คุณสมบัติของก๊าซชีวภาพ	
ค่าความร้อนประมาณ (ที่ปริมาณมีเทน 60%)	21 MJ / m^3
ความเร็วเปลวไฟ	25 cm / s
อุณหภูมิเผาไหม้ในอากาศ	650°C
อุณหภูมิจุดติดไฟของ CH_4	600°C
ค่าความจุความร้อน (Cp)	1.6 kJ / m^3 - °C
ความหนาแน่น (P)	1.15 kg / m^3

หมายเหตุ : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (2551)

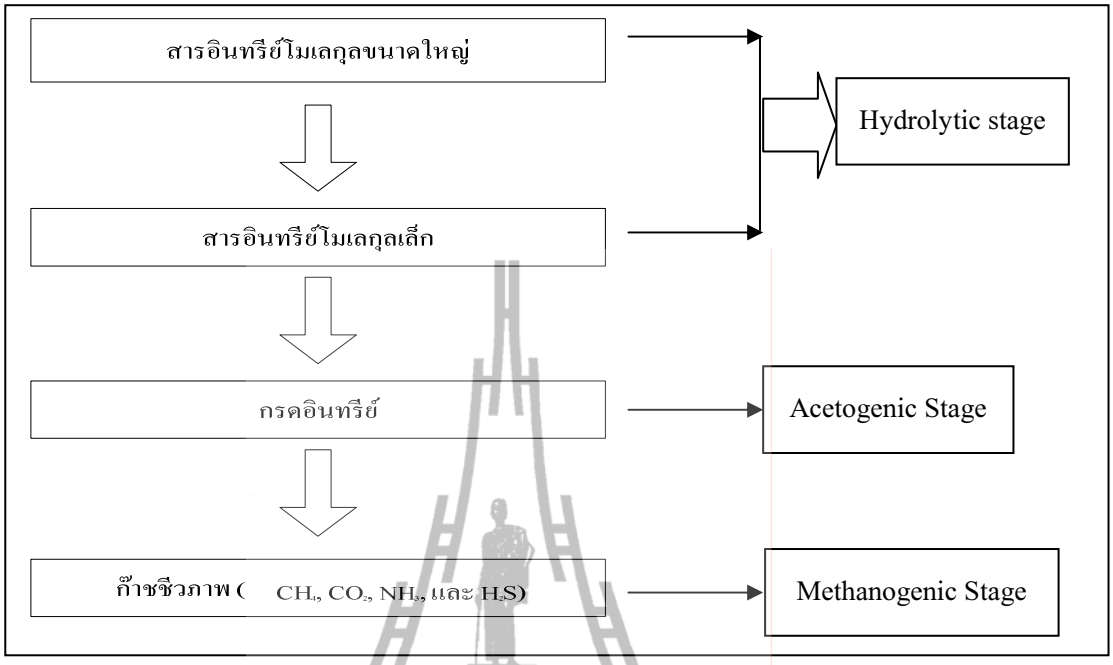
2.5.1 การเกิดก๊าซชีวภาพ

ก๊าซชีวภาพเกิดขึ้นได้ โดยขบวนการย่อยสลายสารอินทรีย์ด้วยจุลินทรีย์ จนเกิดเป็นก๊าซชีวภาพตัวการสร้างก๊าซชีวภาพ ได้แก่จุลินทรีย์บางกลุ่มจะย่อยสลายสารอินทรีย์จนมีอนุเล็กลงและได้สารที่จุลินทรีย์กลุ่มที่สร้างก๊าซมีเทน (Methanogenic bacteria) นำไปสร้างก๊าซมีเทนในที่สุด โดยมีการแบ่งออกได้ 3 ขั้นตอน คือ

ขั้นตอนที่ 1 การย่อยสลายสารอินทรีย์ (Hydrolytic stage) เป็นปฏิกริยาการย่อยสลายสารอินทรีย์ (Hydrolysis) ที่มีโมเลกุลใหญ่ เช่น คาร์โบไฮเดรต ไขมัน โปรตีน โดยกลุ่มของแบคทีเรีย ให้เป็นโมเลกุลเล็กละลายน้ำได้ เช่น กลูโคส กรดอะมิโน กลีเซอรอล เป็นต้น ในขณะเดียวกัน ผลจากปฏิกริยาย่อยสลายนี้ก็จะเป็นก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ รวมทั้งแอลกอฮอล์ จากนั้นปฏิกริยานี้จึงทำให้สภาพในบ่อหมักมีความเป็นกรด (ค่า pH ต่ำ)และแบคทีเรียที่เจริญเติบโตได้ดีในสภาพความเป็นกรดจะทำหน้าที่ต่อไป

ขั้นตอนที่ 2 การสร้างกรดอะซิติก (Acetogenic Stage) การสร้างกรดอะซิติกจากกรดอินทรีย์ชนิดต่าง ๆ โดยแบคทีเรียที่สร้างกรดอะซิติก ในขณะเดียวกันผลจากปฏิกริยานี้ก็จะทำให้เกิดก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่จะปนอยู่ในก๊าซชีวภาพ

ขั้นตอนที่ 3 การสร้างก๊าซมีเทน (Methanogenic Stage) ปฏิกริยาการสร้างก๊าซมีเทนโดยแบคทีเรียชนิดที่ผลิตก๊าซมีเทน (Methane Producing หรือ Methanogenic Micro Organism) ซึ่งมีอยู่หลายชนิดและเป็นแบคทีเรียที่ต้องอยู่ในสภาวะที่ปราศจากออกซิเจน ถ้ามีออกซิเจนเพียงเล็กน้อยก็จะทำให้แบคทีเรียพวกนี้หยุดการเจริญเติบโต ก๊าซมีเทนอาจเกิดจากปฏิกิริยาระหว่างกรดอินทรีย์ (ส่วนใหญ่เป็นกรดอะซิติก) กับน้ำและคาร์บอนไดออกไซด์กับไฮโดรเจน



รูปที่ 2.5 ขั้นตอนการเกิดก๊าซชีวภาพ

ปัจจัยสำคัญในการผลิตก๊าซชีวภาพ เนื่องจากขบวนการผลิตก๊าซชีวภาพเป็นผลการทำงานของแบคทีเรียหลายชนิดเกี่ยวข้องกัน การที่จะทำให้แบคทีเรียผลิตก๊าซได้ดีนั้นจะต้องสร้างสภาพแวดล้อมให้เหมาะสมกับการเจริญเติบโตของแบคทีเรีย เพราะถ้าหากสภาพแวดล้อมไม่เหมาะสมจะทำให้การผลิตก๊าซได้ผลลดลง ปัจจัยที่มีผลต่อการผลิตก๊าซชีวภาพ ได้แก่ ต้องไม่มีก๊าซออกซิเจนในบ่อหมัก การย่อยสลายสารอินทรีย์หรือส่วนผสมมูลสัตว์เพื่อให้เกิดก๊าซมีเทนหรือก๊าซหุงต้มนั้น จำเป็นจะต้องทำให้บ่อหมักอยู่ในสภาพที่ไม่มีก๊าซออกซิเจนอยู่เลย หากมีก๊าซออกซิเจนอยู่จะทำให้แบคทีเรียที่ผลิตก๊าซมีเทนหยุดการเจริญเติบโต นั่นหมายความว่าจะไม่มีการผลิตก๊าซมีเทนและสารอินทรีย์ ดังนั้นบ่อหมักก๊าซชีวภาพถ้ามีรอยรั่วหรือปิดไม่สนิทจะทำให้ก๊าซมีเทนหยุดชะงักไป

2.5.2 ก๊าซชีวภาพในต่างประเทศ

ปัจจุบันหลายประเทศให้ความสนใจการนำก๊าซชีวภาพมาใช้ประโยชน์อย่างมาก โครงการผลิตก๊าซชีวภาพสำหรับฟาร์มโคนมของมลรัฐแคลิฟอร์เนียได้รับการสนับสนุน ดังนี้ สำหรับแนวทางให้เงินอุดหนุนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพของมลรัฐแคลิฟอร์เนียสามารถจำแนกออกได้เป็น 2 ประเภท *ประเภทแรก* Buydown Grants เป็นการให้เงินอุดหนุนการก่อสร้างไม่เกิน 50% ของเงินลงทุนทั้งหมด แต่ไม่เกิน 2,000 เหรียญสหรัฐ หรือประมาณ 70,000 บาทต่อเมกะวัตต์ของกำลังผลิต *ประเภทที่สอง* รับซื้อกระแสไฟฟ้าในราคา 0.057 เหรียญสหรัฐต่อหน่วย หรือ

ประมาณ 2 บาทต่อหน่วย การสนับสนุนการใช้ประโยชน์จากก๊าซชีวภาพเนื่องจากรัฐบาลของเยอรมันได้ประกาศราคาประกันการรับซื้อไฟฟ้า และสนับสนุนค่าก่อสร้างเป็นสัดส่วนไม่เกิน 30% ของเงินลงทุนทั้งหมด ทั้งนี้ ผู้เชี่ยวชาญได้วิเคราะห์ว่าเยอรมนีมีศักยภาพสูงที่จะผลิตก๊าซชีวภาพเป็นจำนวนมากถึงปีละ 24,000 ล้าน ลบ.ม.ต่อปี โดยใช้มูลวัวและสุกรเป็นแหล่งวัตถุดิบสำคัญ ตั้งแต่ปี 2548 มีการติดตั้งระบบผลิตก๊าซชีวภาพในเยอรมนีไปแล้วคิดเป็นกำลังผลิตไฟฟ้า 650 เมกะวัตต์ สร้างรายได้จากการขายไฟฟ้า 500 ล้านเหรียญสหรัฐต่อปี หรือประมาณ 17,500 ล้านบาท และก่อให้เกิดการจ้างงาน 8,000 คน โดยการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพคิดเป็นสัดส่วน 0.42% ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศ ยิ่งไปกว่านั้น การผลิตก๊าซชีวภาพในเยอรมนียังช่วยลดปัญหาโลกร้อน โดยเทียบเท่ากับการลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศจำนวน 4 ล้านตันต่อปี ทั้งนี้ สมาคมก๊าซชีวภาพแห่งเยอรมนี (German Biogas Association - FvB) ได้คาดการณ์ว่ากำลังการผลิตก๊าซชีวภาพในเยอรมนีจะเติบโตอย่างก้าวกระโดดในอนาคต โดยกำลังการผลิตจะเพิ่มขึ้นเป็น 9,500 เมกะวัตต์ และก่อให้เกิดการจ้างงาน 85,000 คน ในปี 2563 นอกจากการนำก๊าซชีวภาพไปผลิตไฟฟ้าแล้วนั้น ยังมีการนำก๊าซชีวภาพไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในยานยนต์ทั้งในส่วนรถยนต์นั่งส่วนบุคคล รถบรรทุก รถบัส รวมถึงรถไฟ ซึ่งมีการใช้อยู่ในประเทศสวีเดน และในประเทศเทศสวีเดนมีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพประมาณ 17 TWh (ล้านกิโลวัตต์ - ชั่วโมง) โดยผลิตจากวัสดุทางการเกษตรเป็นจำนวน 14 TWh (Berglund, 2006) การผลิตก๊าซชีวภาพเป็นนโยบายของรัฐบาลด้านพลังงานที่สำคัญของประเทศเดนมาร์ก ตั้งแต่ปี 1984 - 2005 การผลิตก๊าซชีวภาพช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้ร้อยละ 20 (Haeng, 2006)

2.5.3 ก๊าซชีวภาพในประเทศไทย

สำหรับประเทศไทยมีการผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อนำไปใช้ประโยชน์จากก๊าซชีวภาพหลากหลายรูปแบบ ได้แก่ ระบบก๊าซชีวภาพจากอุตสาหกรรมทางการเกษตร ประเทศไทยมีโรงงานอุตสาหกรรมทางการเกษตรมากกว่า 5,000 โรงงาน ทั้งขนาดใหญ่และขนาดกลางกระจายทั่วประเทศ ซึ่งส่วนใหญ่เทคโนโลยีบำบัดน้ำเสียยังคงใช้ระบบบ่อเปิด (Open Pond) แต่ก็มีโรงงานบางส่วนที่เริ่มมองหาเทคโนโลยีที่เหมาะสม โดยเทคโนโลยีการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศได้รับความสนใจเพิ่มมากขึ้น ระบบก๊าซชีวภาพจากขยะมูลฝอย การกำจัดขยะชุมชนในพื้นที่ต่าง ๆ ส่วนใหญ่นิยมใช้วิธีการฝังกลบ ซึ่งที่ถูกต้องควรจะเป็นการฝังกลบอย่างถูกหลักสุขาภิบาล (Sanitary Landfill) โดยสามารถผลิตก๊าซจากหลุมขยะ (Landfill Gas) เป็นผลพลอยได้ได้ด้วย แต่เทคโนโลยีการผลิตก๊าซจากหลุมขยะในเมืองไทยในปัจจุบันยังคงประสบปัญหาด้านคุณภาพและปริมาณซึ่งไม่คงที่ของก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้น ปัจจุบันมีเฉพาะที่เทศบาลเมืองระยอง จังหวัดระยอง ที่ใช้เทคโนโลยีระบบ CSTR เพื่อย่อยสลายขยะอินทรีย์ในถังหมักแบบไร้อากาศ ระบบก๊าซชีวภาพจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์สำหรับ

ประเทศไทย ฟาร์มเลี้ยงสัตว์ที่มีการใช้เทคโนโลยีระบบก๊าซชีวภาพมากที่สุด คือ ฟาร์มสุกร เทคโนโลยีระบบก๊าซชีวภาพที่ใช้ ได้แก่ Fixed Dome และ Covered Lagoon

2.5.4 การให้พลังงานก๊าซชีวภาพของชีวมวล

ในงานวิจัยกล่าวถึงการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซชีวภาพ สิ่งแรกที่ควรคำนึงถึงก็คือแหล่งพลังงานที่จะนำมาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า จากที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้นว่าประเทศไทยมีศักยภาพด้านพลังงานชีวมวล ดังนั้นชีวมวลจึงแหล่งที่น่าสนใจในการนำมาผลิตกระแสไฟฟ้า จากที่ได้กล่าวมาแล้วนั้น ทำให้ผลที่จะสรุปได้ว่าก๊าซที่เป็นองค์ประกอบของก๊าซชีวภาพนั้นจะมีก๊าซมีเทนเป็นหลักที่ให้พลังงาน ซึ่งชีวมวลต่างชนิดกันย่อให้ปริมาณก๊าซมีเทนที่ต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 2.15

ตารางที่ 2.15 อัตราการให้ก๊าซมีเทนของชีวมวล

ลำดับ	วัตถุดิบ	ผลผลิตก๊าซมีเทน (m^3CH_4 / kg VS)	อ้างอิง
1	เศษอาหาร 40% + น้ำเสียฟาร์มสุกร 60%	0.533	สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงาน มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ (2552)
2	หญ้าเนเปีย 30% + น้ำเสียฟาร์มสุกร 70%	0.334	
3	ฟางข้าว 40% + น้ำเสียฟาร์มสุกร 60%	0.527	
4	ต้นข้าวโพด 40% + น้ำเสียฟาร์มสุกร 60%	0.477	
5	เปลือกกล้วย	0.201	Clarke, W. P. (2007)
6	ของเสียจากมะละกอ	0.169	Nalathambi, V. (1997)
7	เปลือก Carrot	0.307	Clarke, W. P. (2007)
8	ก้านกล้วย และ กล้วยดิบ	0.408	Clarke, W. P. (2007)
9	ของเสียจากมันฝรั่ง	0.321	Parawira, W. (2004)
10	ข้าวฟาง	0.360	Eko Heryadi (2009)
11	ชานอ้อย	0.263	Malinee, L. (2009)
12	เปลือกข้าวโพด	0.307	
13	มันสำปะหลัง	0.294	
14	เปลือกถั่ว	0.214	

ตารางที่ 2.15 อัตราการให้ก๊าซมีเทนของชีวมวล (ต่อ)

ลำดับ	วัตถุดิบ	ผลผลิตก๊าซมีเทน (m^3CH_4 / kg VS)	อ้างอิง
15	เปลือกมะม่วง	0.370	Nalathambi, V. (1997)
16	เปลือกหน่อไม้ฝรั่ง	0.219	
17	เนื้อแอบเปิ้ล	0.308	
18	ถั่วเขียว	0.310	
19	ข้าวโพด (แกนฝัก)	0.287	
20	Apricot	0.286	
21	Sugarbeet	0.263	
22	สับปะรด	0.335	Paepatung, N. (2009)

2.6 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

สำหรับในประเทศไทยปัจจุบันมีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงหลายประเภทโดยมีค่าใช้จ่ายและต้นทุนการผลิตที่แต่ต่างกัน ดังนี้

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ จากแนวคิดการใช้ทรัพยากรภายในประเทศเป็นแนวคิดที่ใช้วัดความได้เปรียบโดยเปรียบเทียบของอุตสาหกรรมที่ทำการศึกษา เพื่อให้ทราบถึงการจัดสรรทรัพยากรของอุตสาหกรรมนั้น ๆ โดยการพิจารณาจากสัดส่วนระหว่างมูลค่าทางเศรษฐกิจของปัจจัยการผลิตภายในประเทศ กับมูลค่าทางเศรษฐกิจของปัจจัยการผลิตที่นำเข้าจากต่างประเทศที่เรียกว่า Domestic Resource Cost (DRC) โดยค่า DRC ที่ได้จะเป็นการวัดการใช้ทรัพยากรภายในประเทศเพื่อให้ได้มาซึ่งเงินตราต่างประเทศสุทธิ 1 หน่วย และสามารถวัดระดับความได้เปรียบโดยเปรียบเทียบของอุตสาหกรรมจากค่า DRC ซึ่งเป็นการนำค่า DRC เปรียบเทียบกับอัตราแลกเปลี่ยนของเงินตราต่างประเทศ ซึ่งเป็นอัตราแลกเปลี่ยนที่สะท้อนถึงการบริโภคการใช้จ่ายเงินตราต่างประเทศ 1 หน่วยในรูปของเงินตราภายในประเทศได้อย่างถูกต้อง โดยอุตสาหกรรมใดจะมีความได้เปรียบโดยเปรียบเทียบก็ต่อเมื่อค่า DRC ที่คำนวณได้ มีค่าน้อยกว่า 1 ซึ่งสามารถอธิบายได้ว่าเมื่อประเทศใดประเทศหนึ่งผลิตสินค้าชนิดหนึ่งขึ้นเองภายในประเทศ จะมีต้นทุนการผลิตสินค้าชนิดนั้นถูกกว่าต้นทุนที่ประเทศนั้นจะต้องจ่ายออกไปเพื่อการซื้อสินค้าชนิดนั้นจากต่างประเทศ กรณีศึกษาการผลิตไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยใช้ข้อมูลจากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าพลังน้ำจำนวน 4 แห่ง ได้แก่ (1) โรงไฟฟ้าเขื่อนอุบลรัตน์ จังหวัดขอนแก่น (2) โรงไฟฟ้าเขื่อนจุฬาภรณ์ จังหวัดชัยภูมิ (3) โรงไฟฟ้าเขื่อนปากมูล จังหวัดอุบลราชธานี และ (4) โรงไฟฟ้า

เขื่อนสิรินธร จังหวัดอุบลราชธานี สำหรับต้นทุนการใช้ทรัพยากรภายในประเทศเมื่อคำนวณแล้ว พบว่า โรงไฟฟ้าเขื่อนจุฬาภรณ์ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง โรงไฟฟ้าเขื่อนสิรินธร โรงไฟฟ้าเขื่อนปากมูล และโรงไฟฟ้าเขื่อนอุบลรัตน์ พบว่าค่า DRC ของทุกโรงไฟฟ้ามีค่าน้อยกว่าหนึ่งโดยมีค่าเท่ากับ 0.38 0.58 0.726 0.728 และ 0.74 ตามลำดับ ทั้งนี้เป็นการแสดงให้เห็นว่าการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือนั้น ยังมีความได้เปรียบโดยเปรียบเทียบในการผลิต ซึ่งเป็นผลมาจากการใช้ปัจจัยการผลิตที่เป็นทรัพยากรธรรมชาติที่จัดหาได้ภายในประเทศ โดยมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้า การหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ โครงสร้างต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้ามีค่าใช้จ่ายในการผลิต แบ่งเป็น 4 ส่วนหลัก ๆ คือ (1) ค่าเชื้อเพลิง (กรณีโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิต) (2) ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา (3) ค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการ และ (4) ค่าเสื่อมราคาของทุน ซึ่งในปีงบประมาณ 2546 (ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2545 ถึง วันที่ 30 กันยายน 2546) โรงไฟฟ้าเขื่อนอุบลรัตน์ โรงไฟฟ้าเขื่อนจุฬาภรณ์ โรงไฟฟ้าเขื่อนปากมูล และโรงไฟฟ้าเขื่อนสิรินธร มีต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้าเท่ากับ 1.7122 บาท / kWh 0.8895 บาท / kWh 1.7962 บาท / kWh 1.6964 บาท / kWh ตามลำดับ (วีรนันท์ พรหมายน, 2548)

การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ กรณีศึกษา การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพของฟาร์มเลี้ยงสุกรจากข้อมูลการออกแบบระบบผลิตก๊าซชีวภาพของฟาร์มสุกรสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ 3,000 ลบ.ม. / วัน เทียบกับการผลิตไฟฟ้าได้ 3,000 kWh / วัน โดยมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 3.24 – 3.76 บาท / kWh (วนิสาชล ไชยสุวรรณ, 2544)

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนโดยมีสมมุติฐานดังนี้ อายุโครงการ 25 ปี ดอกเบี้ยร้อยละ 9 ระยะเวลาก่อสร้าง 1 ปี จาก สมมุติฐานดังกล่าวนำไปคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าได้ ดังแสดงในตารางที่ 2.16

ตารางที่ 2.16 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

ประเภทของพลังงาน	ราคาลงทุน บาท / กิโลวัตต์	ค่า O&M %เงินลงทุน	Plant Factor %	ต้นทุน บาท / kWh
กังหันลมผลิตไฟฟ้า				
- ขนาดเล็ก (150 - 300 kW)	87,500	1.50%	15.00%	8.29
- ขนาดกลาง (600 - 750 kW)	70,000	1.50%	17.00%	5.85
- ขนาดใหญ่ (> 1000 kW)	56,875	1.50%	18.00%	4.49
ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์				
- แบบบนหลังคา 3 kW / อาคาร	200,000	0.50%	14.00%	17.42
- แบบบนหลังคา 100kW / อาคาร	190,000	0.50%	14.00%	16.55
- แบบบนดินขนาดใหญ่ > 1000kW	175,000	0.50%	14.50%	14.72
ระบบผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล				
- ขนาดเล็ก (500 - 1000 kW)	63,750	2.50%	75.00%	2.73
- ขนาดใหญ่ (> 5000 kW)	51,000	2.50%	75.00%	2.28

หมายเหตุ : ศูนย์บริการวิชาการด้านพลังงานทดแทน (2551)

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าชีวมวลขึ้นอยู่กับชนิดของชีวมวล ดังแสดงในตารางที่ 2.17 ที่ต้นทุนค่าไฟฟ้าคำนวณจากโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 10 เมกะวัตต์ ใช้เทคโนโลยีหม้อไอน้ำและกังหันไอน้ำ ประสิทธิภาพการผลิตร้อยละ 20 อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6.5 อายุโครงการ 20 ปี

ตารางที่ 2.17 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดต่าง ๆ

ชนิด	ราคาชีวมวล (บาท / ตัน)	เงินลงทุน (ล้านบาท / เมกะวัตต์)	ต้นทุนค่าไฟฟ้า (บาท / kWh)
ลำต้นข้าวโพด	600	60	2.90
แกลบ	1,000	50	3.00
ซังข้าวโพด	700	50	3.00
ทะลายปาล์ม	500	70	3.40
ปีกไม้ยางพารา	1,000	50	3.90
กะลาปาล์ม	2,000	50	3.90
เหง้ามันสำปะหลัง	650	50	3.90
ฟางข้าว	2,500	50	5.70

หมายเหตุ : วินัย ประกากรเกียร (2551)

สำหรับในต่างประเทศ การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นแหล่งที่ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลก สำหรับประเทศสหรัฐอเมริกามีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าสูงถึงร้อยละ 40 ของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศ เมื่อมีการเปลี่ยนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมาใช้พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานลม และพลังงานหมุนเวียน พบว่าค่าใช้จ่ายในการผลิตกระแสไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอยู่ระหว่างร้อยละ 15 - 20 (Palmer and Burtraw, 2005)

Voogt and Uyterlinde (2004) ได้มีการใช้ REBUS model เพื่อหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีและพลังงานที่แตกต่างกัน โดยใช้ข้อมูลจากประเทศสมาชิกสหภาพยุโรป 15 ประเทศ โดยมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ดังแสดงในตารางที่ 2.18

ตารางที่ 2.18 ต้นทุนการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตกระแสไฟฟ้า

Technology	Cost range (euro / kWh)		Cost range (บาท / kWh)	
	Min	Max	Min	Max
Wind onshore > 7 m / s	3.49	6.25	168.25	301.31
Wind onshore 6 - 7 m / s	4.96	8.01	239.12	386.16
Wind onshore 5 - 6 m / s	7.87	11.81	379.41	569.36
Wind onshore 4 - 5 m / s	11.83	17.74	570.32	855.25
Wind offshore > 9 m / s	5.79	7.34	279.14	353.86
Wind offshore 8 - 9 m / s	5.79	8.70	279.14	419.43
Wind offshore 7 - 8 m / s	6.62	10.02	319.15	483.06
Wind offshore 6 - 7 m / s	13.65	14.08	658.07	678.80
Samll hydro (< 10 MW) low investment	6.20	8.71	298.90	419.91
Samll hydro (< 10 MW) medium investment	9.51	12.37	458.48	596.36
Samll hydro (< 10 MW) high investment	15.39	20.56	741.95	991.20
Large hydro (< 10 MW) low investment	5.00	9.21	241.05	444.01
Large hydro (< 10 MW) medium investment	10.61	14.53	511.51	700.49
Large hydro (< 10 MW) high investment	18.54	26.57	893.81	1,280.94
Photovoltaics high solar radiation	16.05	34.06	773.77	1642.03
Photovoltaics medium solar radiation	17.94	51.72	864.89	2,493.42
Photovoltaics low solar radiation	18.72	39.84	902.49	1,920.69

ตารางที่ 2.18 ต้นทุนการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตกระแสไฟฟ้า (ต่อ)

Technology	Cost range (euro / kWh)		Cost range (บาท / kWh)	
	Min	Max	Min	Max
Solar thermal electricity high solar radiation	54.32	114.57	2,618.77	5,523.42
Power station - solid fuels forestry	5.10	8.98	245.87	432.93
Power station - solid fuels energy crops	5.38	18.79	259.37	905.87
Power station - solid agricultural waste	6.79	8.69	327.35	418.94
Power station - solid industrial waste	10.10	19.60	486.92	944.92
Power station - liquid industrial waste	5.44	18.78	262.26	905.38
Farm slurries	5.27	20.20	254.07	973.84
Municipal solid waste centralized	6.38	19.60	307.58	944.92
Municipal solid waste decentralizes	10.10	12.69	486.92	611.78
Sewage sludge centralized	5.13	22.16	247.32	1,068.33
Sewage sludge decentralizes	11.19	11.19	539.47	539.47
Landfill gas centralized	2.40	4.59	115.70	221.28
Landfill gas decentralizes	4.18	5.75	201.52	277.21
Geothermal electricity low investment	7.50	17.15	361.58	826.80
Geothermal electricity medium investment	15.00	24.05	723.15	1,159.45
Geothermal electricity high investment	21.43	27.56	1,033.14	1,328.67
Wave low investment	9.20	10.51	443.53	506.69
Wave high investment	12.95	13.63	624.32	657.10
Tidal low investment	3.00	28.47	144.63	1,372.54
Tidal medium investment	30.14	36.24	1,453.05	1,747.13
Tidal high investment	28.07	36.36	1,353.25	1,752.92

หมายเหตุ : Voogt and Uyterlinde (2004) (อัตราแลกเปลี่ยน 48.21 บาท / euro)

2.7 วิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ ของการผลิตไฟฟ้าจากการใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงโดยใช้ของข้อมูลทุติยภูมิ จากนั้นทำการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงกำลังการผลิต 22 เมกะวัตต์ โดยกำหนดพื้นที่ศึกษาในจังหวัดร้อยเอ็ด และต้นทุนประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าเสียโอกาสของแกลบ และต้นทุนค่าขนส่งเชื้อเพลิง โดยผลตอบแทนประกอบด้วย ผลประโยชน์ด้านพลังงานไฟฟ้าที่นำมาใช้ ผลตอบแทนจากการขายขี้เถ้า และมูลค่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลง เกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน เป็นดัชนีวัดความคุ้มค่าในการลงทุน (ศิริรส พิทักษ์รัตนโชติ, 2548)

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้วัสดุจากมะพร้าวเป็นเชื้อเพลิง จะแสดงถึงประโยชน์การนำวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรของประเทศมาใช้เพื่อเป็นการเพิ่มมูลค่าให้กับทรัพยากรทางการเกษตร โดยการศึกษาข้อมูลทุติยภูมิของสภาพทั่วไปและการใช้ประโยชน์จากมะพร้าว สภาพทั่วไปและความเป็นมาของโครงการ ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ซึ่งจะทำให้ทราบถึงความเหมาะสมสำหรับการลงทุนของโครงการในแง่สังคมโดยรวม เพื่อดูว่าการมีโครงการจะมีความเหมาะสมในแง่ของสวัสดิการของสังคมหรือไม่อย่างไร เมื่อได้ข้อมูลที่เกี่ยวของทั้งหมดแล้วได้นำมาวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV) อัตราส่วนผลตอบแทนโครงการต่อต้นทุน (BCR) และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) ผลการศึกษาพบว่า การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือใช้จากมะพร้าวพบว่า ณ อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 8.5 โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิประมาณ 266 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.20 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการมีค่าเท่ากับ ร้อยละ 16 และ ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือใช้จากมะพร้าวพบว่า ณ อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 8.5 โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 389,258,100 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.29 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการมีค่าเท่ากับร้อยละ 27 สามารถสรุปได้ว่าการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือใช้จากมะพร้าวมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์หรือมีความคุ้มค่าในการลงทุน (ผลิตศักดิ์ จันทรเบกษา และคณะ, 2551)

2.8 สรุปทบทวนวรรณกรรม

ประเทศไทยเป็นประเทศที่การเพาะพืชจำนวนมาก เช่น ข้าวโพด อ้อย มันสำปะหลัง และอื่น ๆ ซึ่งวัสดุทางการเกษตรเหล่านี้ สามารถนำมาเป็นแหล่งพลังงานได้ ที่เรียกว่า พลังงานชีวมวล สามารถนำไปใช้ได้หลากหลาย เช่นนำไปใช้แทนก๊าซหุงต้มใช้แทนน้ำเชื้อเพลิง ใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า ปัจจุบันมีอัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งทำให้มีความเป็นที่ต้องหาแหล่งพลังงานที่สามารถนำเปลี่ยนรูปให้เป็นพลังงานไฟฟ้า และรัฐบาลก็มีการส่งเสริมมีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล โดยกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงสูงกว่าการรับซื้อไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล การนำชีวมวลไปผลิตกระแสไฟฟ้านั้นสามารถทำได้หลายวิธี เช่น การเผาไหม้โดยตรง การเผาไหม้ด้วยระบบแก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification) การหมักเพื่อให้ได้ก๊าซชีวภาพ โรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กมีกำลังการผลิตขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ไม่ต้องจัดทำรายงานผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) ทำประชาชนมีความวิตกกังวลในเรื่องของปัญญาสิ่งแวดล้อมที่เกิดขึ้น เพราะการเผาไหม้เชื้อเพลิงโดยตรง การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบก๊าซชีวภาพซึ่งการช่วยลดปัญหาโลกร้อน และในต่างประเทศก็มีโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพอย่างแพร่หลาย เช่นประเทศเยอรมัน มีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพประมาณร้อยละ 40 ของพลังงานที่ผลิตไฟฟ้า ประเทศเทศสวีเดนมีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพประมาณ 17 TWh (ล้านกิโลวัตต์ - ชั่วโมง) โดยผลิตจากวัสดุทางการเกษตรเป็นจำนวน 14 TWh ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงให้ความสนใจในเรื่องของการนำก๊าซชีวภาพมาผลิตกระแสไฟฟ้า การที่จะเกิดโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขึ้นได้นั้น ผู้ที่สนใจลงทุนย่อมมีความอย่างรู้ในเรื่องของผลตอบแทน ในงานวิจัยนี้จึงได้มีแนวคิดในการนำเสนอการประเมินต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ เพื่อเป็นข้อมูลและส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในรูปแบบของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 3
วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 รูปแบบงานวิจัย

งานวิจัยครั้งเป็นการวิจัยประยุกต์ เพื่อนำผลที่ได้จากการวิจัยเป็นข้อมูลในการช่วยประกอบการตัดสินใจสำหรับผู้ประกอบการที่มีความสนใจการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซชีวภาพ โดยการวิเคราะห์แนวทางการหาต้นทุน ผลตอบแทน และความคุ้มค่าของการนำพืชชีวมวล มาเป็นแหล่งพลังงานหรือเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ที่เรียกว่า โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โดยอาศัยเครื่องมือทางด้านเศรษฐศาสตร์เป็นตัวประกอบเพื่อประเมินความคุ้มค่าหรือความเป็นไปได้ ในงาวิจัยนี้อ้างอิงข้อมูลทุติยภูมิ

3.2 แนวคิดและทฤษฎี

การวิเคราะห์โครงการเป็นวิธีการที่จะแสดงให้ทราบว่าการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพและประหยัดภายใต้จุดมุ่งหมายหรือความต้องการ ในรูปแบบที่สะดวกต่อการวิเคราะห์โครงการจะมีการประเมินถึงผลตอบแทน (Benefit) และค่าใช้จ่าย (Cost) ต่าง ๆ ของแต่ละโครงการ ถ้าผลตอบแทนมีค่ามากกว่าค่าใช้จ่าย แสดงว่าโครงการนั้นเป็นโครงการที่มีผลตอบแทนคุ้มค่า การวิเคราะห์โครงการจึงมีส่วนช่วยต่อการตัดสินใจที่จะใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ

- การวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค เป็นการวิเคราะห์เรื่องที่เกี่ยวกับชนิดและปริมาณการผลิตประเภทต่าง ๆ ที่จะนำมาใช้ในโครงการ รวมทั้งผลผลิตที่เกิดขึ้น ทั้งที่อยู่ในรูปของสินค้าและบริการ การวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคเป็นการตรวจสอบความสัมพันธ์ทางเทคนิคในแง่มุมต่าง ๆ รวมทั้งกระบวนการแปรรูปที่ทำให้โครงการดำเนินไปได้อย่างประสบความสำเร็จ
- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ นั้นในความเป็นจริงแล้วผู้เตรียมโครงการจะต้องกำหนดให้ได้ว่าโครงการที่กำลังพิจารณาอยู่ มีส่วนร่วมอย่างไรต่อการการพัฒนาประเทศ หรือผลที่ได้มีขนาดใหญ่มากพอและคุ้มค่ากับการการใช้ทรัพยากร ดังนั้นการพิจารณาด้านเศรษฐศาสตร์จึงเป็นการมองในแง่ของสังคมเป็นส่วนรวม
- การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน การวิเคราะห์โครงการโดยอาศัยระยะเวลาคืนทุนนั้นเป็นวิธีการที่ง่ายที่นิยมใช้กัน คำว่าระยะเวลาคืนทุน หมายถึง ระยะเวลาที่นับตั้งแต่จุดเริ่มต้นของโครงการไปจนกระทั่งมูลค่าสุทธิของผลตอบแทนมีค่าเท่ากับมูลค่าต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในการลงทุน

3.2.1 เครื่องมือหรือเกณฑ์ในการประเมินความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์ การประเมินหาความคุ้มค่าของโครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยอาศัยหลักการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทน (Cost - Benefit analysis) เครื่องมือที่ใช้มีดังนี้

1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) คือ ผลรวมของผลตอบแทนสุทธิที่ได้ปรับค่าของเวลาแล้วของโครงการ หรือ ผลรวมของมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนลบด้วยผลรวมของมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน ที่เกิดขึ้นตลอดอายุโครงการ โดยมูลค่าปัจจุบันสุทธิอาจมีค่าเป็นบวกลบ หรือศูนย์ก็ได้ขึ้นอยู่กับขนาดมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์รวม (Present Value Benefit : PVB) หักออกด้วยมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม (Present Value Cost : PVC) เกณฑ์การตัดสินใจที่จะลงทุนในโครงการ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ มีค่ามากกว่าศูนย์ หมายความว่า มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนซึ่งแสดงถึง การลงทุนคุ้มค่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิสามารถเขียนเป็นสูตรการคำนวณได้ดังแสดงในสมการที่ (3.1) และ (3.2)

$$NPV = PVB - PVC \tag{3.1}$$

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} [\, (Bt - Ct / (1+ r)t \,] \tag{3.2}$$

เมื่อ Bt = ผลประโยชน์หรือผลตอบแทนของโครงการในปีที่ t

Ct = ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

R = อัตราคิดลดที่เหมาะสม (Discount Rate)

t = ปีของโครงการ คือปีที่ 1,2,3,… n

n = จำนวนปีทั้งสิ้นของโครงการ

2) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit - Cost Ratio : BCR) คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการ กับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนตลอดอายุของโครงการเกณฑ์การตัดสินใจที่จะลงทุนในโครงการ คือ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน ต้องมีค่ามากกว่าหนึ่ง ทั้งนี้เพราะเมื่ออัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน มีค่า +1 หมายความว่าผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการจะมีมากกว่าต้นทุนที่เสียไปในโครงการ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนสามารถเขียนเป็นสูตรการคำนวณได้ดังสมการที่ (3.3) และ (3.4)

$$BCR = PVB/PVC \quad (3.3)$$

$$BCR = \sum_{t=1}^{n} [Bt / (1+ r)t] / \sum_{t=1}^{n} [Ct / (1+r)t] \quad (3.4)$$

เมื่อ Bt = ผลประโยชน์หรือผลตอบแทนของโครงการในปีที่ t

Ct = ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

R = อัตราคิดลดที่เหมาะสม (Discount Rate)

t = ปีของโครงการ คือปีที่ 1,2,3,… n

n = จำนวนปีทั้งสิ้นของโครงการ

3) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) คือ อัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการลงทุน หรือหมายถึงอัตราดอกเบี้ยใดก็ตามที่ใช้เป็นอัตราคิดลดซึ่งมีผลทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเป็นศูนย์ เกณฑ์การตัดสินใจที่จะลงทุนในโครงการ คือ อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ อัตราดอกเบี้ยหรืออัตราคิดลด อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการสามารถเขียนเป็นสูตรการคำนวณได้ดังแสดงในสมการที่ (3.5)

$$IRR = \sum_{t=1}^{n} [(Bt – Ct) / (1+ r)t] = 0 \quad (3.5)$$

เมื่อ Bt = ผลประโยชน์หรือผลตอบแทนของโครงการในปีที่ t

Ct = ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

R = อัตราคิดลดที่เหมาะสม (Discount Rate)

t = ปีของโครงการ คือปีที่ 1,2,3,… n

n = จำนวนปีทั้งสิ้นของโครงการ

สำหรับเกณฑ์การตัดสินใจว่าโครงการดีหรือไม่ดีนั้นทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้การตัดสินใจมีอยู่ 2 แบบ คือ เกณฑ์การตัดสินใจแบบไม่ต้องปรับค่าเวลา และเกณฑ์การตัดสินใจแบบปรับค่าเวลา ค่าของเงินตามช่วงเวลาจะขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ย ซึ่งการคิดมูลค่าเงินตามช่วงเวลา มีสูตรดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 สูตรคำนวณมูลค่าเงินตามช่วงเวลา

หาค่า	ทราบค่า	สมการ
P	F	$P = F / (1 + i)^n$
P	A	$P = A\left(\frac{(1 + i)^n - 1}{i (1 + i)^n}\right)$
F	P	$F = P (1 + i)^n$
F	A	$F = A\left(\frac{(1 + i)^n - 1}{i}\right)$
A	P	$A = P\left(\frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}\right)$
A	F	$A = F\left(\frac{i}{(1 + i)^n - 1}\right)$

หมายเหตุ : ไพบูลย์ แย้มเพื่อน (2546)

เมื่อ n = ระยะเวลาหรือช่วงเวลา

I = อัตราดอกเบี้ย

P = จำนวนเงินมีมูลค่าเริ่มต้นหรือปัจจุบัน

F = จำนวนเงินมีมูลค่าสุดท้ายหรืออนาคต

A = จำนวนเงินที่รับหรือจ่ายเท่า ๆ กันทุกช่วงเวลา

3.2.2 วิธีการวิเคราะห์ข้อมูล

วิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนทางการเงินของการนำก๊าซชีวภาพมาผลิตกระแสไฟฟ้า โดยมีขั้นตอนดังนี้

1) กำหนดข้อสมมติในการวิเคราะห์โครงการ ดังนี้

- ระยะเวลาการดำเนินกิจการของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 25 ปี โดยคิดตามอายุสัญญาการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แบบ Firm
- ระยะเวลาผลตอบแทนเริ่มตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงสิ้นสุดโครงการ
- เมื่อสิ้นสุดการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ไม่มีการคิดค่ามูลซาก
- อัตราคิดลดที่ใช้ เท่ากับร้อยละ 6

2) วิเคราะห์ต้นทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โดยต้นทุนสามารถจำแนกได้ ดังนี้

2.1) ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Investment Cost) หรือต้นทุนคงที่ เป็นค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนครั้งแรก ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าอุปกรณ์เครื่องจักรต่าง ๆ ได้แก่

- ค่าที่ดินและอาคาร ได้แก่ ค่าจัดซื้อและปรับที่ดิน ค่าอาคารโรงไฟฟ้า อาคารสำนักงาน
- ค่าลงทุนระบบก๊าซชีวภาพ ประกอบด้วย ระบบถังหมักก๊าซชีวภาพ ถังเก็บก๊าซชีวภาพ ระบบท่อ อุปกรณ์เครื่องมือต่าง ๆ ในการตรวจวัดและควบคุม
- ค่าระบบผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วยก๊าซชีวภาพ อุปกรณ์ชุดควบคุมการทำงาน ระบบท่อก๊าซและระบบสายไฟฟ้า
- ค่าระบบเชื่อมต่อกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- ค่าอุปกรณ์และครุภัณฑ์ เช่น เครื่องชั่ง เครื่องสับ รถขนวัตถุดิบ อุปกรณ์สำนักงาน และอื่น ๆ
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (Operating Cost) หรือต้นทุนแปรผัน เป็นค่าใช้จ่ายในการบริหารงานทั่วไปและค่าใช้จ่ายในการผลิต ได้แก่ ค่าจ่ายแรงงาน ค่าจัดหาวัตถุดิบ ค่าดำเนินงานและซ่อมบำรุงโดยคิดเหมาเป็นรายปี

3) วิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการ กิจการจะมีรายได้จากการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ขายกลับคืนภาครัฐโดยผ่านการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแห่งประเทศไทย ตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ของรัฐบาล รวมทั้งมูลค่าซากของอาคารและที่ดินเมื่อสิ้นสุดโครงการ โดยกำหนดให้ทรัพย์สินประเภทเครื่องจักรและอุปกรณ์สิ่งของต่าง ๆ เมื่อหมดอายุการใช้งานให้มีมูลค่าซากเท่ากับศูนย์

3.3 ขั้นตอนการดำเนินงาน

การวิเคราะห์แนวทางการประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าก๊าซชีภาพขนาดเล็ก ผู้วิจัยได้แบ่งวิธีการดำเนินงานออกเป็น 6 ขั้นตอน ซึ่งประกอบด้วย 1) การศึกษารวบรวมข้อมูลการนำพืชที่สามารถนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 2) ออกแบบโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพเบื้องต้น 3) การประเมินราคาค่าก่อสร้างและใช้จ่ายในการดำเนินงาน 4) ประเมินผลประโยชน์ที่ได้จากโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 5) สร้างสมการคำนวณ และ 6) การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ซึ่งมีรายละเอียดขั้นตอนดังต่อไปนี้

1) ศึกษารวบรวมข้อมูลพืชที่สามารถนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โดยอาศัยข้อมูลทางด้านการหมักแบบไร้อากาศ ผลที่นำมาเป็นปัจจัย คือ อัตราการเกิดก๊าซมีเทนของพืชที่ทำการหมักแบบไร้อากาศ

2) ออกแบบโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพเบื้องต้น โดยออกแบบโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ที่มีกำลังการผลิต 0.1 0.2 0.5 และ 1 เมกะวัตต์

3) ประเมินราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพที่ได้ออกแบบโดยกระบวนการผลิตใช้เครื่องยนต์ที่ผลิตกระแสไฟฟ้าแบบใช้ก๊าซชีวภาพโดยตรง

4) ประเมินค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน เช่น ค่าจ้างพนักงาน ค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษา

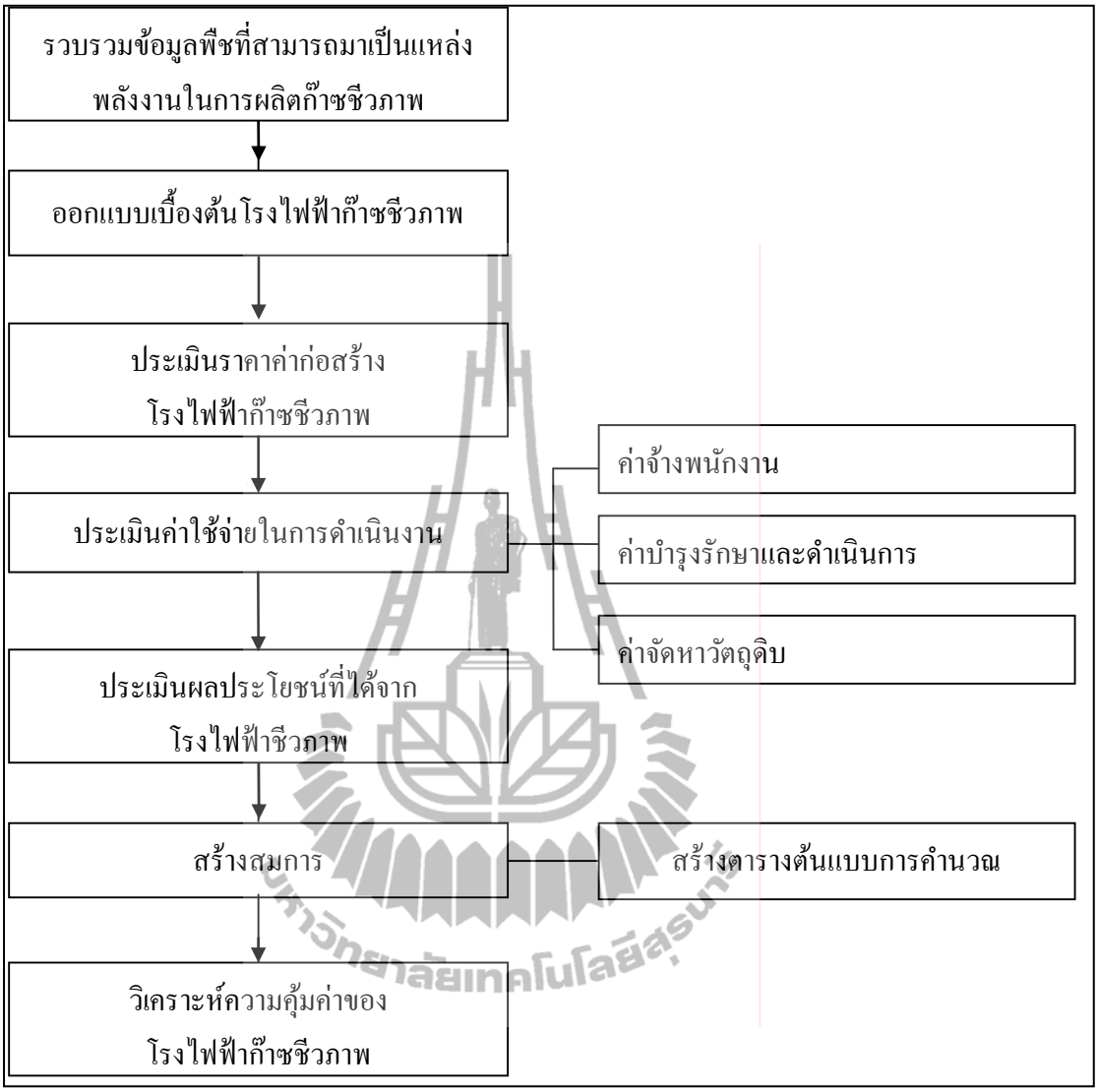
5) ประเมินผลประโยชน์ที่ได้จากโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ เช่น รายได้จากการขายไฟฟ้า และรายได้จากผลพลอยได้

6) สร้างสมการการคำนวณ เช่น เงินลงทุน ผลตอบแทนที่ได้รับ

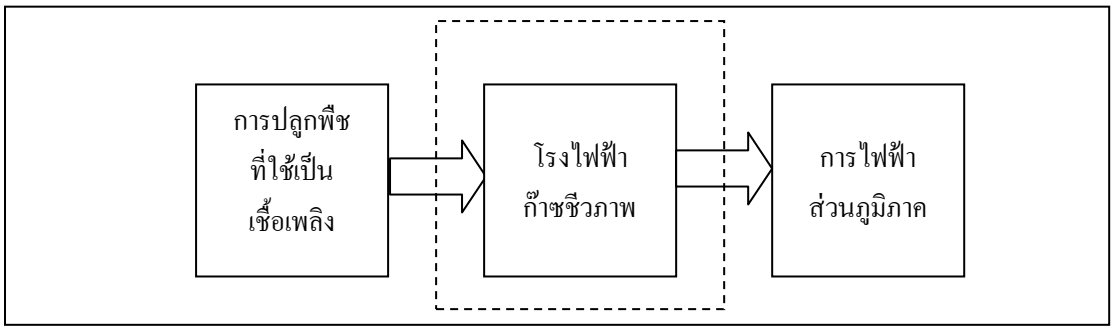
7) วิเคราะห์ความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โดยใช้หลักการด้านเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ ซึ่งขั้นตอนการดำเนินงาน ดังแสดงในรูปที่ 3.1

3.4 ขอบเขตระบบของงานวิจัย

การวิเคราะห์แนวทางการประเมินต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพงานวิจัยนี้ได้กำหนดขอบเขตของระบบที่ทำการวิเคราะห์ เริ่มจากการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ การดำเนินงานตั้งแต่ การรับซื้อพืชที่นำมาเป็นแหล่งพลังงานในการผลิตก๊าซชีวภาพ แต่ไม่ได้รวมถึงต้นทุนในการเพาะปลูก และการขนส่ง การดำเนินการผลิต แล้วไปสิ้นสุดระบบการวิเคราะห์ที่การส่งขายพลังงานไฟฟ้าให้กับ กฟภ. โดยแสดงขอบเขตขอบระบบการวิเคราะห์ ดังแสดงในรูปที่ 3.2

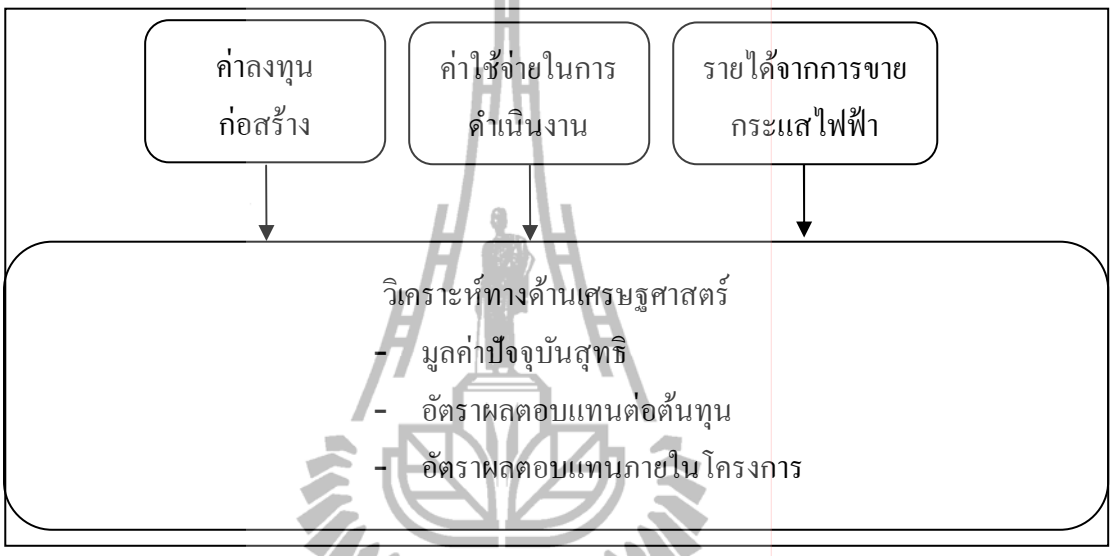


รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินงาน



รูปที่ 3.2 ขอบเขตระบบที่ทำการวิเคราะห์

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าหรือความเป็นได้ของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพที่นำพืชชีวมวลมาใช้เป็นแหล่งพลังงานนั้น อาศัยหลักการทางเศรษฐศาสตร์เป็นตัวช่วยในการประเมิน โดยอาศัยเกณฑ์การตัดสินใจ 3 เกณฑ์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ ดังที่ได้กล่าวมาแล้ว ดังแสดงในรูปที่ 3.3



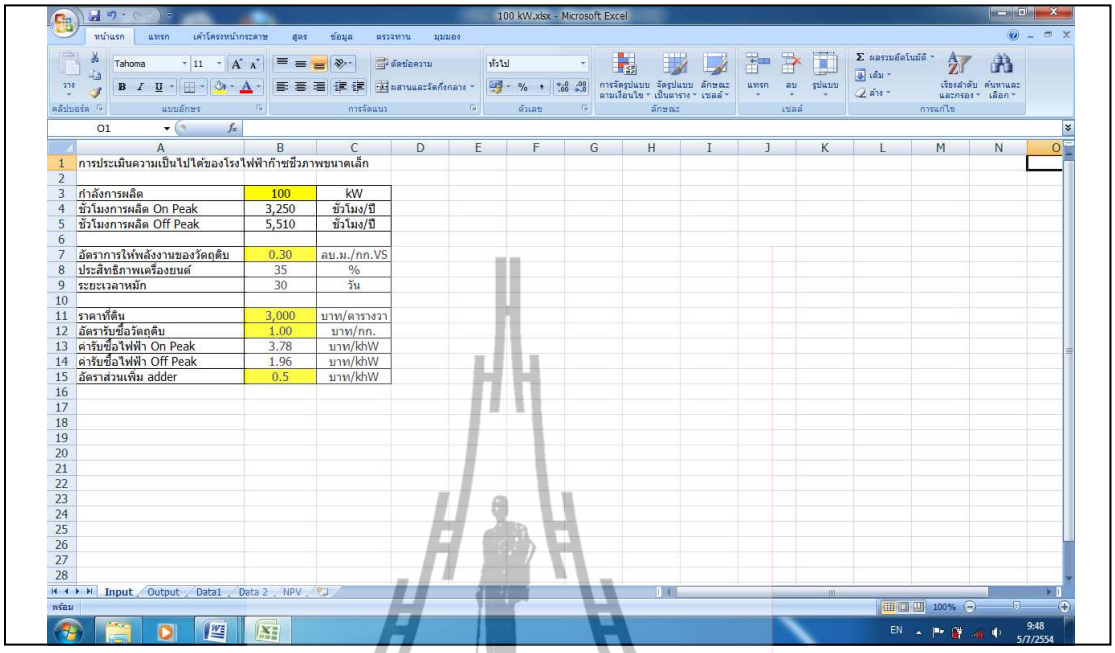
รูปที่ 3.3 ขั้นตอนการวิเคราะห์ความคุ้มค่าหรือความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์

3.5 ต้นแบบการคำนวณต้นทุนและผลตอบแทน

สำหรับต้นแบบการคำนวณจัดสร้างขึ้นในโปรแกรมประเภท speadsheet โดยแบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลักได้แก่

ส่วนที่ 1 ส่วนInput หรือส่วนป้อนข้อมูล โดยในส่วนการป้อนข้อมูลได้ทำการแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ ส่วนข้อมูลพื้นฐาน ส่วนข้อมูลด้านการเงิน และส่วนข้อมูลด้านเทคนิค

- ส่วนข้อมูลพื้นฐาน ประกอบด้วย กำลังการผลิต อัตราการให้พลังงานในรูปของก๊าซมีเทนของวัตถุดิบ ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ ระยะเวลาการหมัก ราคาที่ดิน ค่าจัดหาวัตถุดิบ ราคารับซื้อไฟฟ้า และอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 3.4

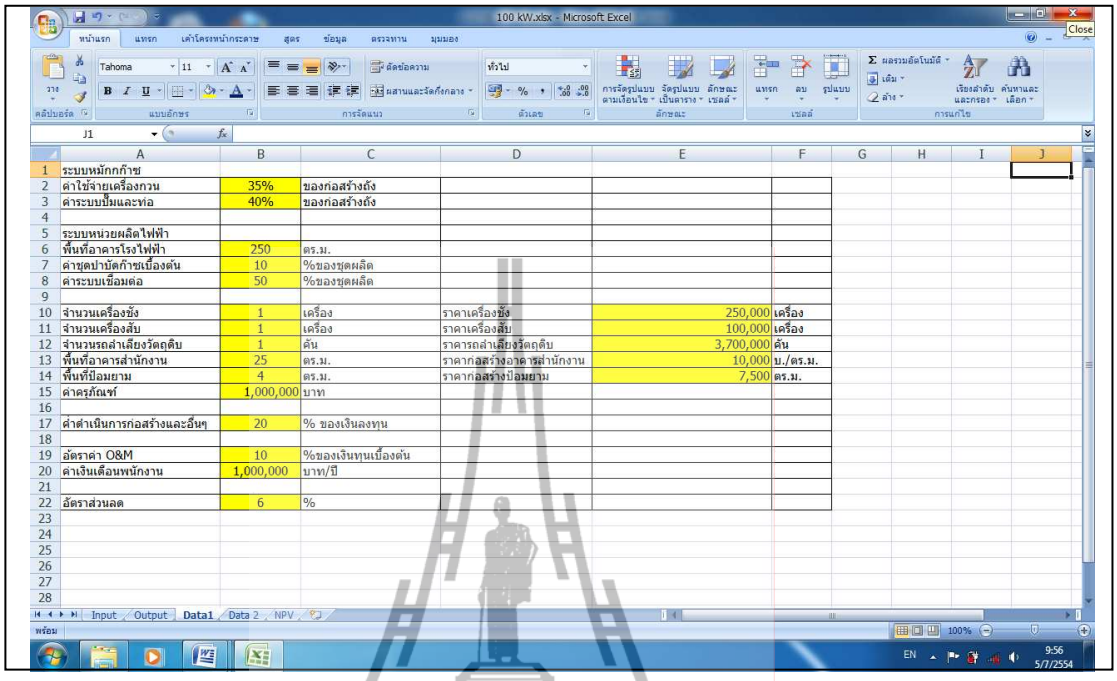


รูปที่ 3.4 ส่วนป้อนข้อมูลพื้นฐาน

- ส่วนข้อมูลด้านการเงิน ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายเครื่องกวนผสม ค่าระบบท่อและปั๊ม พื้นที่อาคารโรงไฟฟ้า ค่าชุดบำบัดก๊าซ ค่าเชื่อมต่อระบบ ค่าก่อสร้างอาคารสำนักงาน ค่าอุปกรณ์ต่าง ๆ และสามารถป้อนจำนวนที่ต้องได้ ค่าดำเนินการก่อสร้าง ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา อัตราส่วนลดสำหรับประมาณเป็นไปได้ของโครงการ ดังแสดงในรูปที่ 3.5

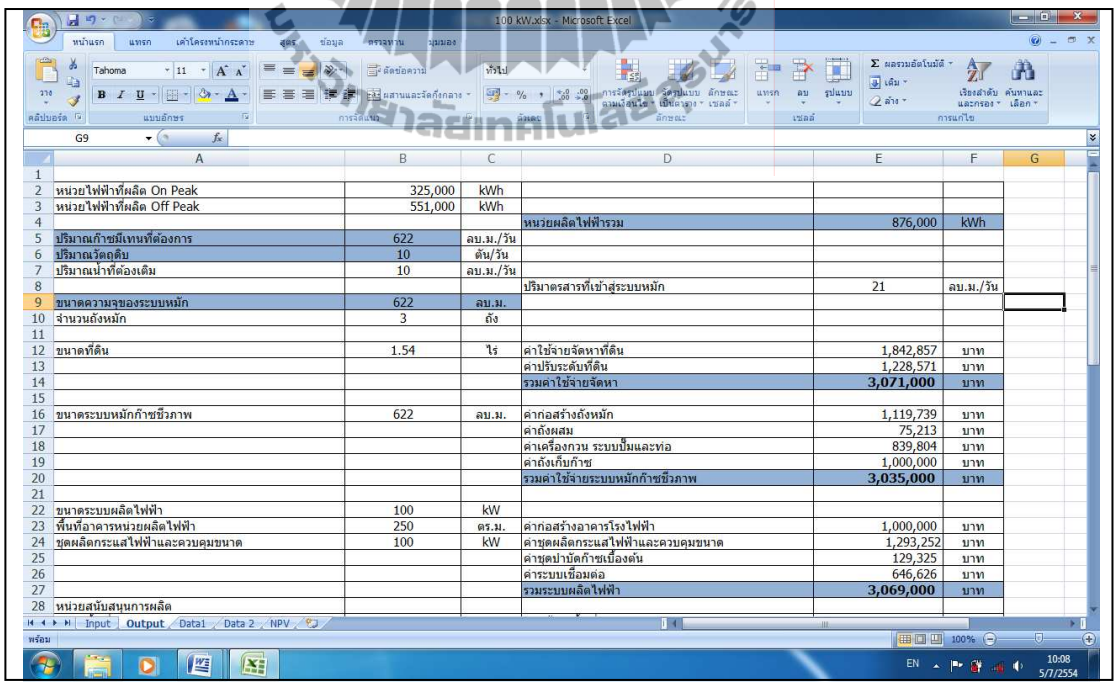
- ส่วนข้อมูลด้านเทคนิค ประกอบด้วย อัตราการให้พลังงานของก๊าซมีเทน สัดส่วนของแข็งระเหยได้ (VS) และปริมาณของเหลวที่เติมเข้าสู่ระบบหมัก

ส่วนที่ 2 ส่วน Output หรือส่วนแสดงผล ประกอบด้วย ปริมาณวัตถุดิบที่ต้องการ ขนาดที่ดินสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ขนาดระบบหมักก๊าซชีวภาพ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ จำนวนเงินลงทุนเบื้องตอน ค่าใช้จ่ายรายปี รายได้จากการขายไฟฟ้า ผลการประเมินความเป็นไปได้ทางด้านความคุ้มค่า และระยะเวลาคืนทุน ดังแสดงในรูปที่ 3.6



	A	B	C	D	E	F
1	ระบบหมักก๊าซ					
2	ค่าใช้จ่ายเครื่องกวน	35%	ของก่อสร้างถัง			
3	ค่าระบบปั๊มและท่อ	40%	ของก่อสร้างถัง			
4						
5	ระบบหน่วยผลิตไฟฟ้า					
6	พื้นที่อาคารโรงไฟฟ้า	250	ตร.ม.			
7	ค่าชุดบำบัดก๊าซเบื้องต้น	10	%ของชุดผลิต			
8	ค่าระบบเชื่อมต่อ	50	%ของชุดผลิต			
9						
10	จำนวนเครื่องชั่ง	1	เครื่อง	ราคาเครื่องชั่ง	250,000	เครื่อง
11	จำนวนเครื่องสับ	1	เครื่อง	ราคาเครื่องสับ	100,000	เครื่อง
12	จำนวนรถตำเลี่ยงวัตถุดิบ	1	คัน	ราคารถตำเลี่ยงวัตถุดิบ	3,700,000	คัน
13	พื้นที่อาคารสำนักงาน	25	ตร.ม.	ราคาก่อสร้างอาคารสำนักงาน	10,000	บ./ตร.ม.
14	พื้นที่ป้อมยาม	4	ตร.ม.	ราคาก่อสร้างป้อมยาม	7,500	ตร.ม.
15	ค่าครุภัณฑ์	1,000,000	บาท			
16						
17	ค่าดำเนินการก่อสร้างและอื่นๆ	20	% ของเงินลงทุน			
18						
19	อัตราค่า O&M	10	%ของเงินทุนเบื้องต้น			
20	ค่าเงินเดือนพนักงาน	1,000,000	บาท/ปี			
21						
22	อัตราส่วนลด	6	%			

รูปที่ 3.5 ส่วนป้อนข้อมูลด้านการเงิน



	A	B	C	D	E	F	G
1							
2	หน่วยไฟฟ้าที่ผลิต On Peak	325,000	kWh				
3	หน่วยไฟฟ้าที่ผลิต Off Peak	551,000	kWh				
4				หน่วยผลิตไฟฟ้ารวม	876,000	kWh	
5	ปริมาณก๊าซมีเทนที่ต้องการ	622	ลบ.ม./วัน				
6	ปริมาณเวัตถุดิบ	10	ตัน/วัน				
7	ปริมาณน้ำที่ต้องเติม	10	ลบ.ม./วัน				
8				ปริมาตรสารที่เข้าสู่ระบบหมัก	21	ลบ.ม./วัน	
9	ขนาดความจุของระบบหมัก	622	ลบ.ม.				
10	จำนวนถังหมัก	3	ถัง				
11							
12	ขนาดที่ดิน	1.54	ไร่	ค่าใช้จ่ายจัดหาที่ดิน	1,842,857	บาท	
13				ค่าปรับระดับที่ดิน	1,228,571	บาท	
14				รวมค่าใช้จ่ายจัดหา	3,071,000	บาท	
15							
16	ขนาดระบบหมักก๊าซชีวภาพ	622	ลบ.ม.	ค่าก่อสร้างถังหมัก	1,119,739	บาท	
17				ค่าถังผสม	75,213	บาท	
18				ค่าเครื่องกวน ระบบปั๊มและท่อ	839,804	บาท	
19				ค่าถังเก็บก๊าซ	1,000,000	บาท	
20				รวมค่าใช้จ่ายระบบหมักก๊าซชีวภาพ	3,035,000	บาท	
21							
22	ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	100	kW				
23	พื้นที่อาคารหน่วยผลิตไฟฟ้า	250	ตร.ม.	ค่าก่อสร้างอาคารโรงไฟฟ้า	1,000,000	บาท	
24	ชุดผลิตกระแสไฟฟ้าและควบคุมขนาด	100	kW	ค่าชุดผลิตกระแสไฟฟ้าและควบคุมขนาด	1,293,252	บาท	
25				ค่าชุดบำบัดก๊าซเบื้องต้น	129,325	บาท	
26				ค่าระบบเชื่อมต่อ	646,626	บาท	
27				รวมระบบผลิตไฟฟ้า	3,069,000	บาท	
28	หน่วยสนับสนุนการผลิต						

รูปที่ 3.6 ส่วนแสดงผล

บทที่ 4
ผลการศึกษา

การศึกษาการนำพืชมาใช้เพื่อเป็นพลังงานทดแทนในรูปของพลังงานชีวมวล สำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ เพื่อทราบถึงความเป็นไปได้ด้านของการนำพลังงานชีวมวล ที่มีอยู่ในประเทศมาใช้และเพื่อการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนโดยการเสนอแนวทางการวิเคราะห์และกรณีศึกษาต่าง ๆ รวมถึงปัจจัยที่มีผลต่อการการลงทุนด้านโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ เพื่อนำไปสู่ตลาดการซื้อขายเชื้อเพลิงชีวภาพในอนาคต

4.1 การประเมินความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

สำหรับการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการต่าง ๆ นั้นประเด็นสำคัญประเด็นหนึ่งที่นำมาประกอบการตัดสินใจเพื่อจะดำเนินโครงการหรือไม่นั้น ก็คือความคุ้มค่าที่จะลงทุนโดยทางด้านเศรษฐศาสตร์มีเครื่องมือการวัดค่าความคุ้มค่าของโครงการต่าง ๆ ได้แก่ Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Benefit Cost Ratio (B / C) การวิเคราะห์ค่าต่าง ๆ ที่กล่าวมานั้นจำเป็นที่ต้องทราบถึง เงินทุน ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ในการดำเนินโครงการ ผลตอบแทนหรือรายได้ที่โครงการได้รับ

จุดเริ่มต้นของโครงการคือ เงินลงทุน ซึ่งเงินลงทุน ก็คือค่าใช้จ่ายต่าง ๆในการดำเนินการโดยเริ่มตั้งแต่ค่าใช้จ่ายเพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ การที่จะคำนวณค่าใช้จ่ายงานก่อสร้างได้มีความจะเป็นในเรื่องของการออกแบบเพื่อที่นำมาประมาณค่าใช้จ่ายได้ ในงานวิจัยนี้นำเสนอการออกแบบเบื้องต้นโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ แต่ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพนั้นไม่ได้มีเพียงค่าก่อสร้าง แต่ยังมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ค่าจัดหาวัตถุดิบ ค่าจ่ายแรงงาน และอื่น ๆ ซึ่งการวิเคราะห์ความคุ้มค่านั้นยังต้องที่ส่วนของผลตอบแทนหรือรายได้มาเป็นปัจจัยที่นำมาประกอบประเมินด้วย ดังนั้นในหัวข้อแนวทางการประเมินความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพนี้ เป็นการนำเสนอแนวคิดที่มาขององค์ประกอบที่นำมาวิเคราะห์ความคุ้มค่า โดยเรียบลำดับตั้งแต่ แนวคิดการออกเบื้องต้นโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ แนวคิดการประเมินต้นทุนและค่าใช้จ่าย แนวคิดการประเมินผลตอบแทนหรือรายได้ ในการประเมินความคุ้มค่านั้นต้องคำนึงถึงปัจจัยที่มีผลต่อความคุ้มค่าของโครงการด้วย

4.1.1 การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

4.1.1.1 แนวทางการวิเคราะห์ต้นทุน

ต้นทุนและค่าใช้จ่ายของโครงการ หมายถึง มูลค่าของทรัพยากรที่นำมาใช้ภายในโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ หรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นตั้งแต่เริ่มโครงการตลอดระยะเวลาที่ดำเนินกิจการ ต้นทุนของโครงการหรือกิจการ สามารถจำแนวได้ 2 กลุ่มหลัก ได้แก่ ต้นทุนเบื้องต้น (Capital Cost) และ ต้นทุนดำเนินการ (Operating costs) ซึ่งในหัวข้อจะกล่าวถึงที่มาของต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

1) ต้นทุนเบื้องต้น (Capital Cost) ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับที่ดิน ค่าระบบหมักก๊าซชีวภาพ ค่าระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ค่าก่อสร้างอาคารและสิ่งปลูกสร้างอื่น ๆ ค่าใช้จ่ายจัดซื้ออุปกรณ์ครุภัณฑ์โรงงาน ค่าใช้จ่ายจัดซื้ออุปกรณ์ครุภัณฑ์สำนักงาน ค่าใช้จ่ายจัดซื้ออุปกรณ์ครุภัณฑ์ห้องปฏิบัติการ จากรายการค่าใช้จ่ายสามารถสร้างสมการได้ ดังแสดงในสมการที่ (4.1)

$$C_I = C_L + C_{ADS} + C_{EG} + C_s \quad (4.1)$$

เมื่อ C_I = เงินลงทุนเบื้องต้น (บาท)

C_L = ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับที่ดิน (บาท)

C_{ADS} = ค่าระบบหมักก๊าซชีวภาพ (บาท)

C_{GE} = ค่าระบบผลิตกระแสไฟฟ้า (บาท)

C_s = ค่าใช้จ่ายส่วนสนับสนุนอื่น ๆ (บาท)

1.1) ค่าจัดหาที่ดิน ค่าจัดหาที่ดินมีความสัมพันธ์โดยตรงกับขนาดที่ดิน ดังได้คำนวณจากสมการ (4.1) ซึ่งค่าจัดหาที่ดิน แสดงดังสมการที่ (4.2)

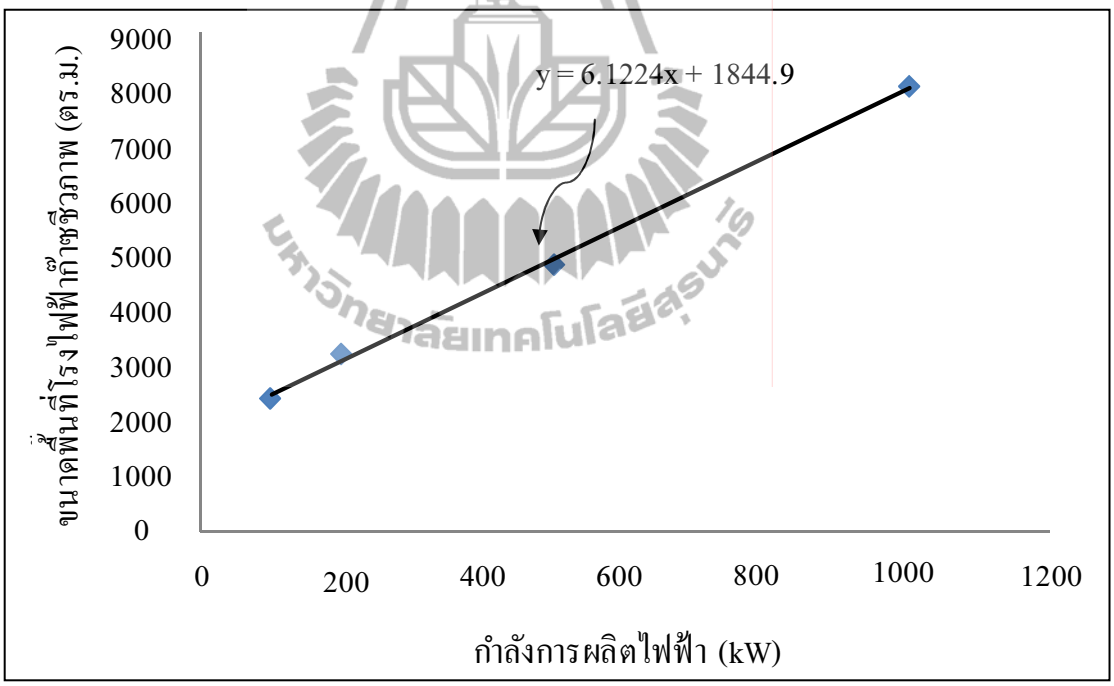
$$\text{ค่าจัดหาที่ดิน} = \text{ขนาดที่ดิน (ตร.ม.)} \times \text{ราคาที่ดิน (บาท / ตร.ม.)} \quad (4.2)$$

ซึ่งขนาดของที่ดินที่ความแปรผันตรงกับกำลังการผลิต เมื่อกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นขนาดระบบถังหมักก๊าซชีวภาพเพิ่มขึ้น ขนาดของระบบถังหมักเพิ่มขึ้นพื้นที่ใช้ในการก่อสร้างเพิ่มขึ้นตามด้วยเช่นกัน ดังนั้นขนาดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าก๊าซจึงสามารถเชื่อมโยงความสัมพันธ์กับขนาดของพื้นที่ก่อสร้าง จากผลการออกแบบเบื้องต้นโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ได้นำผลที่ได้มาทำการประมาณขนาดของพื้นที่รองรับองค์ประกอบที่ทำการออกแบบ ซึ่ง

ผลที่ได้เป็นดังแสดงในตารางที่ 4.1 และสร้างความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตกับขนาดพื้นที่โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ดังแสดงในรูปที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ขนาดพื้นที่ที่ดินโรงไฟฟ้าก๊าซก๊าซชีวภาพกำลังการผลิตต่าง ๆ

โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ กำลังการผลิต (kW)	ขนาดที่ดิน	
	ตร.ม.	ไร่
100	2,400	1.5
200	3,200	2
500	4,800	3
1,000	8,000	5



รูปที่ 4.1 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตกับขนาดพื้นที่โรงไฟฟ้า

จากรูปที่ 4.1 ทำการกำหนดตัวแปร

y = L_{BP} = พื้นที่โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

x = PC = กำลังการผลิต (Production Capacity)

ดังนั้นจะได้สมการที่ (4.3)

$$PC = 6.1224\ L_{BP} + 1{,}844.9 \quad (4.3)$$

จากสมการที่ (4.2) และ (4.3) ได้สมการความสัมพันธ์ระหว่างค่าจัดหาที่ดินกับกำลังการผลิต ดังแสดงในสมการที่ (4.4) และ (4.5)

$$C_L = L_{BP} \times P_L \quad (4.4)$$

$$C_L = (6.1224\ PC + 1{,}844.9) \times P_L \quad (4.5)$$

เมื่อ C_L = ค่าที่ดิน (บาท)

L_{BP} = พื้นที่โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ (ตร.ม.)

P_L = ราคาที่ดินต่อหน่วย (บาท / ตร.ม.)

PC = กำลังการผลิต (Production Capacity) (kW)

1.2) ระบบหมักก๊าซชีวภาพ ซึ่งประกอบด้วย ถังหมักก๊าซชีวภาพ ระบบเครื่องกวน ระบบปั๊มและท่อ เนื่องจากการออกในการศึกษานี้เป็นการออกแบบเบื้องต้นดังนั้นในการประมาณราคาระบบเครื่องกวน ระบบปั๊มและท่อจึงการประมาณโดยคิดเป็นร้อยละของค่าก่อสร้างถังหมักค่าใช้จ่ายส่วนของระบบหมักก๊าซชีวภาพ โดยกำหนดดังนี้ ค่าอุปกรณ์เครื่องกวนผสมร้อยละ 35 ค่าอุปกรณ์ระบบปั๊มและท่อและอุปกรณ์อื่น ๆ ร้อยละ 40 ของค่าก่อสร้างถังหมักค่าใช้จ่ายส่วนของระบบหมักก๊าซชีวภาพ มีแนวคิดดังสมการที่ (4.6)

$$C_{ADS} = C_{AD} + C_{mixer} + C_{p\&p} \quad (4.6)$$

เมื่อ C_{ADS} = ค่าระบบหมักก๊าซชีวภาพ (บาท)

C_{AD} = ค่าก่อสร้างถังหมักแบบไร้อากาศ (บาท)

C_{mixer} = ค่าอุปกรณ์เครื่องกวนผสม (บาท)

$C_{p\&p}$ = ค่าอุปกรณ์ระบบปั๊มและท่อ และอุปกรณ์อื่น ๆ (บาท)

ค่าก่อสร้างถังหมักแบบไร้อากาศ การประเมินราคาก่อสร้างถังหมักทำการคำนวณจากปริมาณงานก่อสร้าง โดยใช้งานคอนกรีตเป็นปริมาณงานที่ทำการก่อสร้างถังหมัก ดังแสดงในสมการที่ (4.7)

$$C_{AD} = V_c \times P_c \quad (4.7)$$

เมื่อ C_{AD} = ค่าก่อสร้างถังหมักแบบไร้อากาศ (บาท)

V_c = ปริมาณงานคอนกรีต (ลบ.ม.)

P_c = ราคางานคอนกรีต (บาท / ลบ.ม.)

ค่าที่นำมาใช้แทนค่าในสมการที่ (4.7) นั้นมีที่มาดังต่อไปนี้ การที่จะทราบถึงปริมาณงานคอนกรีตที่ใช้ก่อสร้างถังหมัก ต้องทราบถึงขนาดหรือปริมาณของถัง ซึ่งปริมาณของถังสามารถหาได้จากสมการที่ (4.3) ทำให้สามารถสร้างสมการความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณสารอินทรีย์กับราคาถังหมักก๊าซชีวภาพได้ดังสมการที่ (4.8) - (4.10)

$$V_c = N_{AD} \times Vc \quad (4.8)$$

$$C_{AD} = N_{AD} \times Vc \times P_c \quad (4.9)$$

$$N_{AD} = (S_d \times RT) / V_{ad} \quad (4.10)$$

เมื่อ N_{AD} = จำนวนถังหมักก๊าซชีวภาพ (ถัง)

S_d = ปริมาณสารอินทรีย์ที่เข้าสู่ถังหมัก (ลบ.ม. / วัน)

RT = ระยะเวลาหมัก หรือระยะเวลาเก็บกัก (วัน)

Vc = ปริมาณงานคอนกรีต (ลบ.ม. / ถัง)

V_{ad} = ปริมาณถังหมักที่ต้องการ (ลบ.ม.)

จากสมการที่ (4.5 - 4.10) สามารถสร้างความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณสารอินทรีย์ที่เข้าสู่ระบบกับราคาค่าก่อสร้างระบบถังหมักก๊าซชีวภาพได้ดังสมการที่ (4.11)

$$C_{ADS} = \{[(S_d \times RT) / Vad] \times P_c\} + C_{mixer} + C_{p\&p} \quad (4.11)$$

1.3) ระบบผลิตกระแสไฟฟ้า ประกอบด้วย อาคารโรงไฟฟ้า ชุดผลิตกระแสไฟฟ้าและอุปกรณ์ควบคุม ชุดบำบัดก๊าซเบื้องต้น ระบบเชื่อมต่อระหว่างหน่วยผลิต ระบบเชื่อมต่อเพื่อขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า สำหรับระบบเชื่อมต่อประมาณค่าใช้จ่ายเป็นร้อยของระบบทั้งหมด โดยระบบเชื่อมต่อระหว่างหน่วยผลิต ระบบเชื่อมต่อเพื่อขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าคิดเป็นร้อยละ 50 ของค่าเครื่องผลิตไฟฟ้า ซึ่งเขียนสมการคำนวณได้ ดังแสดงในสมการที่ (4.12)

$$C_{GE} = C_{BE} + C_{G\&C} + C_{GT} + C_{se} \quad (4.12)$$

เมื่อ C_{GE} = ค่าระบบผลิตกระแสไฟฟ้า (บาท)

C_{BE} = ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (บาท)

$C_{G\&C}$ = ค่าอุปกรณ์ผลิตกระแสไฟฟ้าและชุดควบคุม(บาท)

C_{GT} = ค่าชุดบำบัดก๊าซเบื้องต้น(บาท)

C_{se} = ค่าระบบเชื่อมต่อ (บาท)

1.4) ส่วนประกอบสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ประกอบด้วยป้อมยาม อาคารสำนักงาน เครื่องสับ รถกระบะ รถลำเลียงวัตถุดิบ (รถตัก) และอุปกรณ์เครื่องมือสำหรับโรงงาน ครุภัณฑ์สำนักงาน ครุภัณฑ์ห้องปฏิบัติการ ซึ่งค่าใช้จ่ายส่วนนี้ไม่มีความสัมพันธ์กับกำลังการผลิตอย่างมีนัยสำคัญ จึงกำหนดบัญชีรายการราคาครุภัณฑ์และตามราคาท้องตลาดเพื่อทำให้การประมาณต้นทุนมีความสมบูรณ์ ซึ่งได้สร้างสมการที่ (4.13)

$$C_s = C_{s1}+C_{s2}+C_{s3}+C_{s4}+C_{s5}+C_{s6} \quad (4.13)$$

เมื่อ C_s = ค่าส่วนประกอบสนับสนุน(บาท)

C_{s1} = ค่าก่อสร้างป้อมย้อม (บาท)

C_{s2} = ค่าก่อสร้างอาคารสำนักงาน (บาท)

C_{s3} = ค่าอุปกรณ์เครื่องสับ (บาท)

C_{s4} = ค่ารถลำเลียงวัตถุดิบ (บาท)

C_{s6} = ค่าอุปกรณ์เครื่องมือครุภัณฑ์ (บาท)

ซึ่งใช้จ่ายในส่วนของส่วนประกอบสนับสนุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพนั้นไม่ได้มีความสัมพันธ์อย่างมีนัยสำคัญกับกำลังการผลิต

2) ต้นทุนดำเนินการ (Operating Costs) ประกอบด้วย ค่าวัตถุดิบ ค่าจ้างแรงงาน ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา จากรายการค่าใช้จ่ายสามารถสร้างสมการได้ ดังสมการที่ (4.14)

$$O = O_{raw} + O_{C\&M} + O_p \quad (4.14)$$

เมื่อ O = ต้นทุนดำเนินการ (บาท / ปี)

O_{raw} = ค่าใช้จ่ายจัดซื้อวัตถุดิบ (บาท / ปี)

$O_{C\&M}$ = ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (บาท / ปี)

O_p = ค่าจ้างแรงงาน (บาท / ปี)

2.1) ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ การประเมินค่าใช้จ่ายหรือต้นทุนวัตถุดิบนั้น มีความจำเป็นต้องทราบถึงปริมาณวัตถุดิบที่นำมาใช้ในการผลิตก่อนอันแรก สำหรับวัตถุดิบที่ใช้กับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ งานวิจัยนี้กำหนดพืชเป็นวัตถุ ซึ่งวัตถุดิบก็คือ ปริมาณสารอินทรีย์ที่เข้าระบบหมักก๊าซชีวภาพเพื่อแปลงรูปให้เป็นก๊าซชีวภาพ ที่นำไปเป็นเป็นแหล่งพลังงานเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้านั้นเอง

ดังนั้นเพื่อวิเคราะห์หาปริมาณวัตถุ จึงควรทราบถึง อัตราการให้พลังงานไฟฟ้าของก๊าซชีวภาพ ซึ่งที่นี้เราคิดในรูปของก๊าซมีเทน อัตราการเกิดมีเทนของพืชที่นำมาเป็นวัตถุดิบและห้ประสิทธิภาพของเครื่องยนต์ ที่กล่าวมาสามารถเขียนสมการได้ ดังสมการที่ (4.15) และ (4.16)

$$Rate_E\eta = Rate_{100\%} \times \eta \quad (4.15)$$

เมื่อ $Rate_E\eta$ = อัตราการให้พลังไฟฟ้าที่ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ η (kW)

$Rate_{100\%}$ = อัตราการให้พลังไฟฟ้าที่ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ 100% (kW)

η = ประสิทธิภาพเครื่องยนต์

$$N_{raw} = (PC / Rate_{E}\eta) / Rate_{CH4} \quad (4.16)$$

เมื่อ N_{raw} = จำนวนวัตถุดิบ (กิโลกรัม / ปี)

$Rate_{CH4}$ = อัตราการให้ก๊าซมีเทน(ลบ.ม. CH_4 / กิโลกรัม VS)

จากสมการที่ (4.15) และ (4.16) จะได้สมการที่ (4.17)

$$N_{raw} = (PC / (Rate_{100\%} \times \eta)) / Rate_{CH4} \quad (4.17)$$

จากสมการที่(4.17) สามารถกล่าวได้ว่าจำนวนวัตถุดิบมีการแปรผันตามกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า

การประเมินค่าใช้จ่ายวัตถุดิบมีความแปรผันตรงกับจำนวนวัตถุดิบดังนั้นจึงเขียนสมการได้ ดังสมการที่ (4.18)

$$C_{raw} = N_{raw} \times P_{raw} \quad (4.18)$$

จากสมการที่ (4.17) และ (4.18) จะได้สมการที่ (4.19)

$$C_{raw} = [(PC / (Rate_{100\%} \times \eta)) / Rate_{CH4}] \times P_{raw} \quad (4.19)$$

เมื่อ C_{raw} = ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ(บาท / ปี)

N_{raw} = จำนวนวัตถุดิบ (กิโลกรัม / ปี)

P_{raw} = ราคาวัตถุดิบ (บาท / กิโลกรัม)

2.2) ค่าจ้างแรงงาน หมายถึง เงินเดือนค่าจ้างพนักงานของโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โดยมีการจ้างพนักงานดังนี้ ผู้จัดการฝ่ายผลิต พนักงานธุรการ พนักงานบริหารงานทั่วไป พนักงานบัญชี ช่างและวิศวกร พนักงานขับรถ พนักงานฝ่ายผลิต มีจำนวนดังตารางที่ 4.2 การประเมินค่าใช้จ่ายค่าจ้างแรงมีปัจจัยหลักได้แก่ ตำแหน่งงาน อัตราแรงงาน และอัตราค่าจ้าง

ตารางที่ 4.2 บุคคลากรโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

ตำแหน่ง	หน้าที่	จำนวน (คน)
ผู้จัดการฝ่ายผลิตฯ	ควบคุมการผลิตฯ และดูแลภาพรวมของโครงการ	1
ทะเบียน / ธุรการ	ดูแลฝ่ายบุคคล / งานธุรการ	1
ฝ่ายบริหารงานทั่วไป	ดูแลงานบริหารโครงการ และการตลาด	1
ฝ่ายบัญชี / จัดซื้อ	ดูแลจัดการการเงิน การเบิกจ่าย การจัดซื้อวัตถุดิบ และการจำหน่ายไฟฟ้า	1
ช่างหรือวิศวกรควบคุมการผลิต	ควบคุมดูแลการผลิต	2
พนักงานขับรถตัก รถบรรทุก	การขน เคลื่อนย้ายวัสดุ	1
คนงานในสายงานการผลิต	ดำเนินงานการผลิต จัดเตรียมวัตถุดิบ	2

3) ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา สำหรับเกณฑ์ค่าใช้จ่ายส่วนของการดำเนินงานและบำรุงรักษานั้นประมาณเป็นร้อยละของเงินลงทุนเบื้องต้น โดยแสดงตัวอย่างการกำกำหนดเกณฑ์ไว้ที่ร้อยละ 10 ของเงินลงทุนเบื้องต้นสามารถปรับตัวเลขนี้ได้ตามความเหมาะสม สร้างสมการได้ ดังสมการที่ (4.20)

$$O\&M = kC_I \tag{4.20}$$

เมื่อ $O\&M$ = ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา (บาท / ปี)

C_I = เงินลงทุนเบื้องต้น (บาท)

k = 0.1

4.1.1.2 แนวทางการประเมินผลตอบแทน

ผลตอบแทนหรือรายได้ของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพได้มาจากการขายไฟฟ้าให้กับ กฟภ. รายได้จากการผลิตไฟฟ้าจะประกอบไปด้วย รายได้จากค่าพลังไฟฟ้า (capacity payment) แต่สำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพนั้นมีรายได้จากอัตราส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้าการใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียน (adder) อีกด้วย ซึ่งได้จากการจำหน่ายไฟฟ้านั้นมีความสัมพันธ์กับกำลังการผลิต โดยจะได้สมการที่ (4.21)

$$R = (R_E + Adder) \times P_w \quad (4.21)$$

เมื่อ R = รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (บาท)

R_E = ราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้า (บาท / kWh)

P_w = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จำหน่าย (kWh)

Adder = อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (บาท / kWh)

4.1.2 การออกแบบเบื้องต้นโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

การออกแบบเบื้องต้นตามกำลังการผลิตที่ได้กำหนดจำนวน 4 ขนาด ได้แก่ ขนาด 100 200 500 และ 1,000 กิโลวัตต์ (kW) ตามขอบเขตของงานวิจัยครั้งนี้ โดยผลที่นำมาแสดงในหัวข้อนี้เป็นตัวอย่างจากสมมุติฐานการใช้พืชที่มีอัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.3 ลบ.ม.CH_4 / กก.VS (มาจากค่าเฉลี่ยตารางที่ 2.15) จากการรวบรวมข้อมูลของงานวิจัยพบว่า 1 กิโลกรัม ของสารอินทรีย์ มีค่าสารอินทรีย์ระเหยอยู่ 20 % ดังนั้น 1 กิโลกรัมของสารอินทรีย์สามารถให้ก๊าซมีเทน 0.06 ลบ.ม.CH_4 (0.06 ลบ.ม.CH_4 / กก.สารอินทรีย์)

1) จำนวนวัตถุดิบ กำหนดเกณฑ์การออกแบบโดยกำหนดสารอินทรีย์หรือวัตถุดิบมีอัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.3 ลบ.ม.CH_4 / กก. VS ซึ่งเป็นค่าที่ได้จากการรวบรวมข้อมูลงานวิจัยที่เกี่ยวข้องในเรื่องของการหาอัตราการเกิดก๊าซมีเทนของพืชชนิดต่าง ๆ โดยการหมักแบบไร้อากาศ และกำหนดเกณฑ์การให้พลังงานของก๊าซมีเทนเพื่อนำไปผลิตกระแสไฟฟ้ามีอัตราการให้พลังงานดังนี้ ก๊าซมีเทน 1 ลบ.ม. สามารถให้พลังงานไฟฟ้าได้ 3.86 kWh (3.86 kWh / ลบ.ม. CH_4) ส่วนรายละเอียดการให้พลังงานไฟฟ้าจะกล่าวต่อไปในหัวข้อการออกแบบหน่วยผลิตกระแสไฟฟ้า ดังนั้นจำนวนวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ จะมีจำนวนแตกต่างกันตามกำลังการผลิตดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ปริมาณวัตถุดิบที่ใช้และปริมาณก๊าซมีเทนที่ผลิตได้

กำลังการผลิต (kW)	เวลาทำงาน (ชั่วโมง / วัน)	หน่วยไฟฟ้า (kWh)	ปริมาณก๊าซมีเทน (ลบ.ม.CH_4 / วัน)	จำนวนวัตถุดิบ (ตัน / วัน)
100	24	2,400	630	10
200	24	4,800	1,250	20
500	24	12,000	3,110	50
1000	24	24,000	6,220	100

2) อัตราการป้อนวัตถุดิบ เนื่องจากระบบหมักก๊าซชีวภาพต้องอาศัยความชื้นในกระบวนการย่อยสลาย องค์ประกอบของสารอินทรีย์หรือวัตถุดิบนั้นมีความประกอบของความชื้นอยู่บ้างแตกอาจไม่เพียงพอ จึงออกแบบให้มีการเติมน้ำเพื่อเพิ่มความชื้นและเพื่อความสะดวกสำหรับการป้อนวัตถุดิบโดยใช้ปั๊มสูบทำให้วัตถุดิบเป็นสารข้นเหลวที่มีของเหลวพอที่จะให้ป้อนเข้าถังหมักโดยใช้เครื่องสูบ โดยการเติมน้ำได้กำหนดไว้ที่ 50% ของวัตถุดิบทั้งหมดที่ป้อนเข้าสู่ระบบหมัก จากรายละเอียดวัตถุที่เข้าระบบไม่ใช้เพียงของแข็งเพียงอย่างเดียว ดังนั้นผลการออกแบบอัตราการป้อนวัตถุ ดังแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 อัตราการป้อนวัตถุดิบเข้าระบบหมักก๊าซชีวภาพ

กำลังการผลิต (kW)	จำนวนวัตถุดิบ (ตัน / วัน)	ปริมาณน้ำ (ลบ.ม. / วัน)	อัตราการป้อนวัตถุดิบ (ลบ.ม. / วัน)
100	10	10	20
200	20	20	40
500	50	50	100
1,000	100	100	200

3) ขนาดของระบบถังหมักก๊าซชีวภาพ ขนาดของถังหมักขึ้นอยู่กับระยะเวลาเก็บกักและปริมาตรของสารอินทรีย์ที่เข้าระบบ เกณฑ์ที่ใช้พิจารณาเพื่อออกแบบขนาดถังหมักก๊าซชีวภาพ มีหลักเกณฑ์ดังนี้

- อัตราการให้ก๊าซมีเทนของพืชที่นำมาเป็นวัตถุดิบ ในการผลิตก๊าซชีวภาพ ซึ่งสำหรับงานวิจัยนี้ทางผู้วิจัยได้นำค่าเฉลี่ยจากการรวบรวมข้อมูลจากงานวิจัยที่ผ่าน เพื่อเป็นเกณฑ์อัตราการเกิดก๊าซชีวภาพของสารอินทรีย์ โดยค่าเฉลี่ยที่นำมาใช้ในการออกแบบเท่ากับ 0.3 ลบ.ม.CH_4 / กก.VS ของสารอินทรีย์

- Solid Retention time (SRT) คือ ระยะเวลาเก็บกักหรือระยะเวลาที่สารอินทรีย์อยู่ในถังหมัก เนื่องจากระบบหมักก๊าซชีวภาพเป็นระบบย่อยสลายสารอินทรีย์แบบไม่ใช้อากาศ จากงานวิจัยที่ผ่านมาระบบหมักแบบไร้อากาศควรมีระยะเวลาเก็บกักประมาณ 30 วัน

ดังนั้นจากปัจจัยทำให้ขนาดของถังหมักก๊าซชีวภาพสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (4.22)

$$V_D = S_d x\ SRT \qquad (4.22)$$

เมื่อ V_D = ขนาดความจุของถังหมักก๊าซชีวภาพ (ลบ.ม.)

S_d = ปริมาณสารอินทรีย์ที่เข้าสู่ถังหมัก (ลบ.ม. / วัน)

SRT = ระยะเวลาหมัก หรือระยะเวลาเก็บกัก (วัน)

จากสมการที่ (4.22) แสดงตัวอย่างการคำนวณขนาดถังหมักก๊าซชีวภาพของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพกำลังการผลิต 100 kW ปริมาตรสารอินทรีย์ที่เข้าระบบเท่ากับอัตราการป้อนวัตถุดิบเข้าระบบได้จากตารางที่ 4.2 เท่ากับ 20 ลบ.ม.ระยะเวลาหมักตามเกณฑ์การออกแบบ 30 วัน จะได้สมการที่ (4.23)

$$V_D = 20 \text{ ลบ.ม. / วัน} \times 30 \text{ วัน} = 600 \text{ ลบ.ม.} \quad (4.23)$$

จากสมการที่ (4.23) แสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาด 100 กิโลวัตต์ มีขนาดของระบบถังหมักก๊าซชีวภาพเท่ากับ 600 ลบ.ม. สำหรับขนาดของระบบถังหมักก๊าซชีวภาพของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาด 200 500 และ 1,000 กิโลวัตต์ ดังแสดงในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ขนาดของถังย่อยหรือถังหมักระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบต่าง ๆ

ระบบ	เวลาเก็บกัก (วัน)	ขนาดความจุของถังหมัก (ลบ.ม.)			
		100 kW	200 kW	500 kW	1,000 kW
ถังหมักก๊าซชีวภาพ	30	600	1,200	3,000	6,000

4) อาคารโรงไฟฟ้า ซึ่งใช้ในการเก็บเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ควบคุม และใช้เก็บอุปกรณ์สนับสนุน และ / หรือ ใช้เป็นสถานที่ในกระบวนการเตรียมวัตถุดิบ อาคารควบคุมระบบ อาคารดำเนินการ อาคารจัดเก็บเครื่องมือ ที่พักพนักงาน ซึ่งกำหนดขนาดพื้นที่ใช้สอยตามแบบโรงเก็บพัสดุของสำนักงานมาตรฐานงบประมาณ กำหนดพื้นที่อาคารรายละเอียดดังนี้ ขนาดเล็กพื้นที่ใช้สอย 140 ตารางเมตร ขนาดกลางพื้นที่ใช้สอย 250 ตารางเมตร ขนาดเล็กพื้นที่ใช้สอย 500 ตารางเมตร เลือกใช้ขนาดกลางสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดกำลังการผลิต 100 และ 200 kW สำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดกำลังการผลิต 500 และ 1000 kW เลือกใช้โรงเก็บพัสดุขนาดใหญ่

5) ลานสำรองวัตถุดิบ เป็นพื้นที่สำหรับจัดเก็บวัตถุ และสำรองวัตถุดิบปริมาณการเก็บสำรองวัตถุดิบอาจจะพิจารณาตามอายุของพืชพลังงานซึ่งส่วนมากจะอยู่ในช่วง 90 - 120 วัน สำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพนั้น สามารถนำพืชพลังงานหลากหลายชนิดมาเป็นวัตถุ และประเทศ

ไทยก็สามารถปลูกพืชได้ตลอดทั้งปี จึงอาจไม่ต้องสำรองวัตถุดิบไว้ในปริมาณมาก แล้วถ้ามีการสำรองไว้ในปริมาณมากอาจเกิดการย่อยสลายก่อนวัตถุดิบเข้าสู่ระบบหมัก จึงกำหนดการสำรองวัตถุดิบเป็นเวลา 15 วัน แต่ก็ควรมีการสำรองไว้ เพื่อเป็นผลดีต่อโรงไฟฟ้า ในช่วงที่วัตถุดิบขาดแคลนหรือมีราคาสูง ปริมาณการสำรองวัตถุดิบ ดังแสดงในตารางที่ 4.4 การกำหนดพื้นที่ลานกองวัตถุดิบไม่เกณฑ์มาตรฐานการออกแบบ ดังนั้นจึงใช้การเทียบพื้นที่กับขนาดของรถบรรทุกเพื่อประมาณพื้นที่สำหรับสำรองวัตถุดิบ รถบรรทุกขนาดกว้าง 2.3 เมตร ยาว 10 เมตร ความสูง 3 เมตร สามารถบรรทุกได้ 15.5 ตัน (สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร, 2546) ดังนั้นได้ข้อกำหนดขนาดลานสำรองวัตถุดิบ 0.6 ตัน / ตร.ม.

ตารางที่ 4.6 ปริมาณการสำรองวัตถุดิบและพื้นที่ลานกอง

กำลังการผลิต (kW)	จำนวนวัตถุดิบ (ตัน / เดือน)	พื้นที่ลานสำรองวัตถุดิบ (ตร.ม.)
100	150	600
200	300	800
500	750	1,400
1000	1,500	2,500

7) อาคารสำนักงาน ส่วนของอาคารสำนักงาน เป็นพื้นที่ในการปฏิบัติงานในด้านงานธุรการ งานการเงิน มีบุคคลกรที่อยู่ในพื้นที่สำนักงานประมาณ 5 คน พื้นที่ในการใช้สอยคนละ 5 ตารางเมตร ดังนั้นพื้นที่เท่ากับ 25 ตารางเมตร

8) เครื่องชั่ง ได้ทำการตรวจสอบขนาดเครื่องชั่งเพื่อกำหนดขนาดพื้นที่สำหรับติดตั้งจากบริษัทจำหน่าย โดยกำหนดเครื่องชั่งพิกัดสูงสุด 20 ตัน ค่าความละเอียด 5 กิโลกรัม ขนาดพื้นที่ติดตั้ง 2.5 x 5 เมตร เท่ากับ 12.5 ตารางเมตร

9) การออกแบบหน่วยผลิตไฟฟ้า ค่าโดยประมาณจากการทบทวนข้อมูลเบื้องต้นพบว่าพืช 1 ตัน ให้ก๊าซชีวภาพ 538 ลูกบาศก์เมตร (ลบ.ม.) ประกอบด้วยก๊าซมีเทน 323 ลบ.ม. และการศึกษาข้อมูลการวิจัยที่เกี่ยวข้องเพิ่มเติม เพื่อหาปริมาณก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้ และนำผลไปใช้ในการออกแบบถังหมักก๊าซชีวภาพให้ผลิตก๊าซได้ตามปริมาณที่ระบบต้องการ

จากการทบทวนข้อมูลเบื้องต้น พบว่า ก๊าซชีวภาพ 1 ลบ.ม. ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1.25 kWh ซึ่งได้มาจากสมการ

$$CH_{4\,(g)} + 2O_{2(g)} \longrightarrow CO_{2(g)} + 2H_2O_{(l)} = -890\ kJ / mol$$

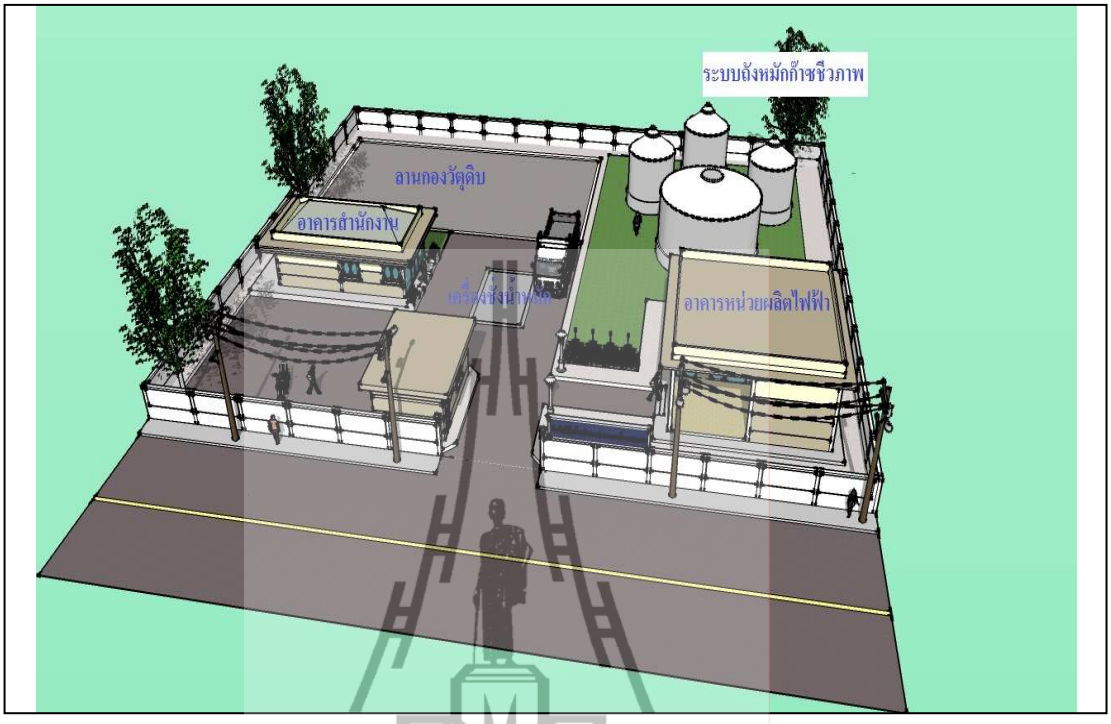
จากสมการข้างต้น แสดงว่าก๊าซมีเทน $CH_{4(g)}$ 1 mol สามารถให้พลังงานได้ 890 kJ ซึ่งมีค่าเท่ากับหน่วยไฟฟ้า 0.247 kWh (1 kWh = 3,600 kJ) ในก๊าซชีวภาพประกอบด้วยก๊าซมีเทนประมาณ 60 % ดังนั้นก๊าซชีวภาพ 1 ลบ.ม. จึงมีก๊าซมีเทนมีเท่ากับ 26.78 โมล (ก๊าซ 1 mol มีปริมาตร 22.4 ที่สภาวะ STP) สามารถให้พลังงาน 6.6 kWh การผลิตพลังงานไฟฟ้าต้องการก๊าซมีเทนไปผ่านเครื่องยนต์ ซึ่งค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากเครื่องยนต์ขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพเครื่องยนต์ ในการทบทวนข้อมูลเบื้องต้น เลือกใช้ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ที่ 35% ดังนั้นจึงได้ค่าพลังงานไฟฟ้า 1.25 kWh / ลบ.ม. ของก๊าซชีวภาพ

ตารางที่ 4.7 ตัวอย่างการออกแบบเบื้องต้นหน่วยผลิตไฟฟ้าและระบบหมักก๊าซชีวภาพ

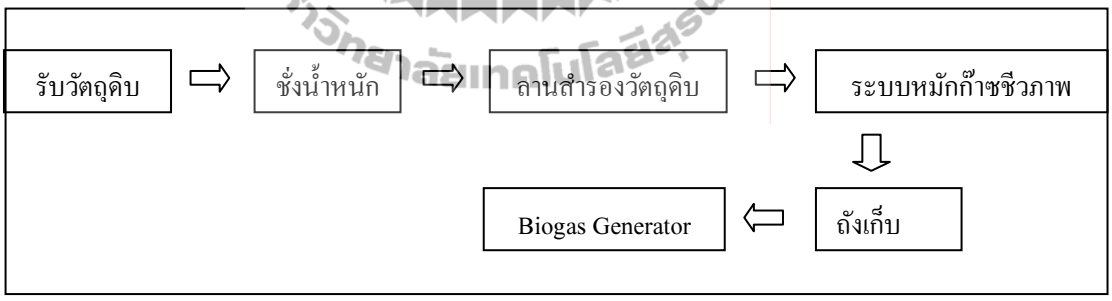
ลำดับ	ปริมาณก๊าซที่ได้ (ลบ.ม.)	ผลิตไฟฟ้าได้ (kWh)	เครื่องผลิตไฟฟ้า (kW)	จำนวน ชม. ที่เดินเครื่อง
1	630	2,400	100	24
2	1,250	4,800	200	24
3	3,110	12,000	500	24
4	6,220	24,000	1000	24

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จากข้อมูลการออกแบบเบื้องต้นโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพเมื่อนำมาเขียนแสดงในรูปของแผนผังกระบวนการผลิต แสดงดังรูปที่ 4.2 และ 4.3



รูปที่ 4.2 ส่วนประกอบโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ



รูปที่ 4.3 หน่วยการทำงานของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

4.2 ผลการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนในการลงทุนการผลิตไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

การศึกษาครั้งนี้เป็นศึกษาการลงทุนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพโดยใช้แหล่งพลังงานจากชีวมวล ผลการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนทางการเงินในการลงทุนการผลิตจึงจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องประมาณการค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนที่จะได้รับจากการลงทุนในการผลิต เพื่อนำไปวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนทางการเงินของโครงการและช่วยในการตัดสินใจ กับผู้สนใจลงทุนซึ่งมีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนดังนี้

4.2.1 ผลการวิเคราะห์ต้นทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

องค์ประกอบของการลงทุนการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลโดยใช้เทคโนโลยีการหมักแบบไร้อากาศของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ประกอบด้วยรายการต่าง ๆ ดังนี้

1) ค่าใช้จ่ายจัดหาและปรับที่ดิน โดยแบ่งตามกำลังการผลิต ดังแสดงในตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ค่าใช้จ่ายจัดหาและจัดเตรียมที่ดิน

กำลังการผลิต (kW)	ขนาดที่ดิน (ไร่)	ค่าใช้จ่ายจัดหาและปรับที่ดิน (บาท)
100	1.5	3,071,000
200	2.0	3,837,000
500	3.0	6,133,000
1,000	5.0	9,959,000

2) ค่าใช้จ่ายระบบหมักก๊าซชีวภาพ ประกอบด้วย ถังผสม ถังหมักก๊าซชีวภาพ เครื่องกวน เครื่องวัดความดันระบบท่อและปั๊ม โดยแบ่งตามกำลังการผลิต ดังแสดงในตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ค่าใช้จ่ายระบบหมักก๊าซชีวภาพ

กำลังการผลิต (kW)	ขนาดถังหมัก (ลบ.ม.)	ค่าใช้จ่ายระบบหมักก๊าซชีวภาพ (บาท)
100	600	3,035,000
200	1,200	6,040,000
500	3,000	15,035,000
1,000	6,000	30,003,000

3) ค่าใช้จ่ายระบบผลิตกระแสไฟฟ้า ประกอบด้วย ชุดเครื่องผลิตกระแสไฟฟ้า ชุดควบคุม ระบบบำบัดก๊าซ อาคารโรงไฟฟ้า และชุดอุปกรณ์เชื่อมต่อกับระบบส่งจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต โดยแบ่งตามกำลังการผลิตดังแสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 ค่าใช้จ่ายระบบผลิตกระแสไฟฟ้า

กำลังการผลิต (kW)	ค่าใช้จ่ายระบบผลิตกระแสไฟฟ้า (บาท)
100	3,069,000
200	5,138,000
500	11,346,000
1,000	21,693,000

4) ค่าใช้จ่ายส่วนสนับสนุนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ประกอบด้วย ป้อมยาม อาคารสำนักงาน ถนนภายในโครงการ ลานกอง เครื่องสับ รถตัก รถกระบะ และอุปกรณ์เครื่องมือสำหรับโรงงาน สำนักงาน ห้องปฏิบัติการ โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้มีที่ขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตและส่วนไม่ขึ้นกับกำลังการผลิตแสดงดังแสดงในตารางที่ 4.11 และ 4.12

ตารางที่ 4.11 ค่าใช้ส่วนสนับสนุนที่แปรผันตามกำลังการผลิต

รายการ	ค่าใช้ส่วนสนับสนุนที่แปรผันตามกำลังการผลิต (บาท)			
	100 kW	200 kW	500 kW	1,000 kW
ลานกองวัตถุดิบ	300,000	404,000	714,000	1,232,000

ตารางที่ 4.12 ค่าใช้ส่วนสนับสนุนที่ไม่แปรผันตามกำลังการผลิต

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)
ป้อมยาม	30,000
อาคารสำนักงาน	250,000
เครื่องสับ	100,000
เครื่องชั่ง	250,000
รถลำเลียงวัตถุดิบ	3,700,000
อุปกรณ์ครุภัณฑ์ต่าง ๆ	1,000,000
รวม	5,330,000

จากรายการที่ได้กล่าวมาข้างต้นเป็นค่าใช้จ่ายในส่วนของเงินลงทุนเบื้องต้นเท่านั้น ซึ่งต้นทุนเบื้องต้นนั้นยอดรวม ดังแสดงในตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 ค่าใช้จ่ายส่วนของเงินลงทุนเบื้องต้น

กำลังการผลิต (kW)	เงินลงทุนเบื้องต้น (บาท)
100	17,766,000
200	24,899,000
500	46,270,000
1,000	81,859,000

5) ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ เกณฑ์การค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ 1 บาท / กก. โดยอ้างอิงจากราคารับซื้อชีวมวล ดังแสดงในตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14 ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ

กำลังการผลิต (kW)	ปริมาณวัตถุดิบ (ตัน / ปี)	ค่าใช้จ่ายวัตถุดิบ (บาท / ปี)
100	3,650	3,650,000
200	7,300	7,300,000
500	18,250	18,250,000
1,000	36,500	36,500,000

6) ค่าจ้างแรงงาน หมายถึง เงินเดือนค่าจ้างพนักงานของโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โดยมีการจ้างพนักงานดังนี้ ผู้จัดการฝ่ายผลิต พนักงานธุรการ พนักงานบริหารงานทั่วไป พนักงานบัญชี ช่างและวิศวกร พนักงานขับรถ พนักงานฝ่ายผลิต มีจำนวนดังตารางที่ 4.2 ประมาณค่าใช้จ่ายด้านบุคคลากร 82,000 บาทต่อเดือน หรือ 984,000 บาทต่อปี และกำหนดให้อัตรารายจ่ายคงที่

7) ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา ประมาณรายจ่ายเท่ากับร้อยละ 10 ของเงินลงทุนเบื้องต้น ดังแสดงในตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 ค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษา

กำลังการผลิต (kW)	ค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษา (บาท / ปี)
100	1,776,600
200	2,489,900
500	4,627,000
1,000	8,185,900

4.2.2 ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

ผลการประมาณจากการผลิตไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพดำเนินการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าแบบอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้า หรือ ทีโอยู (Time of Use Rate – TOU) โดยแบ่งการคำนวณออกเป็นช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้ามาก (On peak) และช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าน้อย (Off peak) โดยช่วงเวลา On peak คือช่วงวันจันทร์ – ศุกร์ เวลา 09.00 – 22.00 น. ช่วงเวลา Off peak คือช่วงจันทร์ – ศุกร์ เวลา 22.00 – 09.00 น. วันเสาร์ – อาทิตย์ และวันหยุดวันหยุดนักขัตฤกษ์ ตลอด 24 ชั่วโมง โดยคิดเวลาทำการผลิต 24 ชั่วโมง และวันทำการ 365 วันต่อปี ณ ระดับกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ 100 200 500 และ 1000 กิโลวัตต์ โดยมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าในช่วง On peak หน่วยละ 3.78 บาท และ Off peak หน่วยละ 1.96 บาท นอกจากค่าพลังงานไฟฟ้าการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ได้รับการสนับสนุนรายได้จากอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ซึ่งการใช้ก๊าซชีวภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้านั้นจะได้รับส่วนเพิ่ม เท่ากับ 0.5 บาท / kWh มีรายละเอียดผลตอบแทนการลงทุนดังตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 ผลตอบแทนของการลงทุนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

รายการ	กำลังการผลิต (กิโลวัตต์)	จำนวนวัน (วัน)	หน่วยไฟฟ้า (หน่วย / ปี)	รายรับ (บาท / ปี)
On peak จ. - ศ. (09.00 – 22.00 น.)	100	250	325,000	1,391,000
Off peak จ. - ศ. (22.00 – 09.00)		250	275,000	1,355,000
Off peak ส. - อา. และวันหยุด (22.00 – 09.00)		115	276,000	
รวมรายได้การขายไฟฟ้า				2,746,000
On peak จ. - ศ. (09.00 – 22.00 น.)	200	250	650,000	2,782,000
Off peak จ. - ศ. (22.00 – 09.00)		250	550,000	2,711,000
Off peak ส. - อา. และวันหยุด (22.00 – 09.00)		115	552,000	
รวมรายได้การขายไฟฟ้า				5,493,000

ตารางที่ 4.16 ผลตอบแทนของการลงทุนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ (ต่อ)

รายการ	กำลังการผลิต (กิโลวัตต์)	จำนวนวัน (วัน)	หน่วยไฟฟ้า (หน่วย)	รายรับ (บาท / ปี)
On peak จ. - ศ. (09.00 – 22.00 น.)	500	250	1,625,000	6,955,000
Off peak จ. - ศ. (22.00 – 09.00)		250	1,375,000	6,777,000
Off peak ส. - อา. และวันหยุด (22.00 – 09.00)		115	1,380,000	
รวมรายได้การขายไฟฟ้า				13,732,000
On peak จ. - ศ. (09.00 – 22.00 น.)	1000	250	3,250,000	13,910,000
Off peak จ. - ศ. (22.00 – 09.00)		250	2,750,000	13,555,000
Off peak ส. - อา. และวันหยุด (22.00 – 09.00)		115	2,760,000	
รวมรายได้การขายไฟฟ้า				27,465,000

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

4.2.3 ผลการประเมินความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

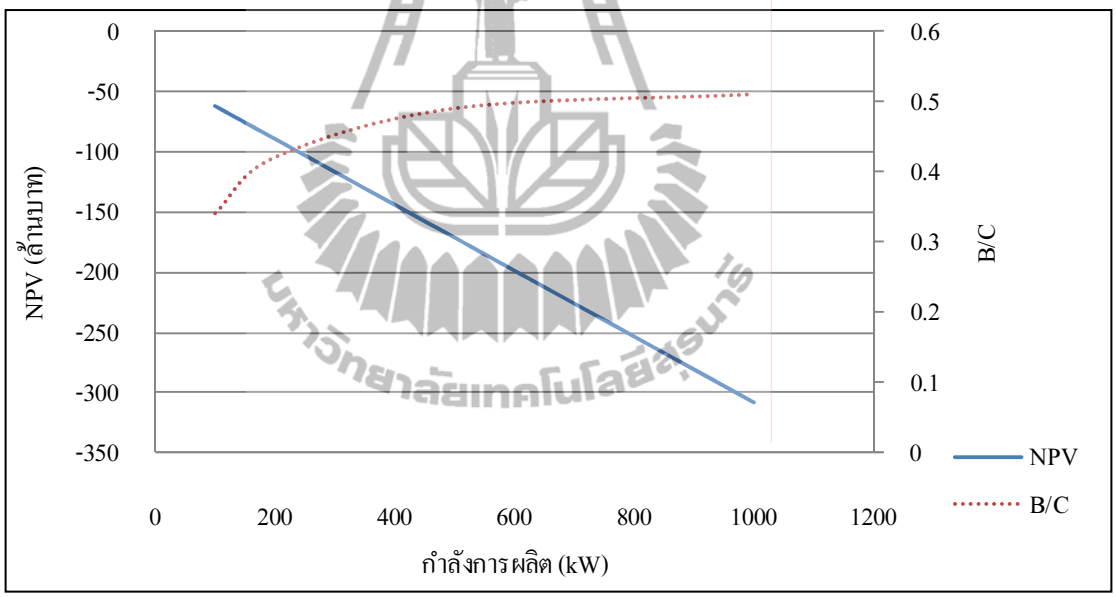
การประเมินความเป็นไปได้ทางด้านการลงทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ไม่สามารถคำนวณได้จากงบกระแสเงินสดเพียงเดียว เนื่องจากยังมีการเปลี่ยนแปลงทำให้มูลค่าของเงินในอนาคตลดลง ตามภาวะเงินเฟ้อ รวมทั้งการเสียโอกาสการนำเงินไปลงทุนรูปแบบอื่น เพื่อให้ทราบถึงความเป็นไปได้ของการลงทุนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ จึงมีการวิเคราะห์พิจารณา เพื่อให้ทราบถึงความเป็นไปได้ของโครงการในการลงทุน จึงวิเคราะห์โดยพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value : NPV) และอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit - cost ratio : B / C ratio) เพื่อให้ทราบถึงมูลค่าปัจจุบันของโครงการ และทราบถึงรายได้ต่อมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการ

โดยพิจารณาภายใต้ กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาด 100 200 500 และ 1000 กิโลวัตต์ วัตถุดิบมีอัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.3 ลบ.ม.CH_4 / กก.VS ค่าอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับ 0.5 บาท / kWh ซึ่งเป็นอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ 1 บาท / กก.และพิจารณาที่อัตราคิดลดร้อยละ 6 ซึ่งได้

ของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน ดังแสดงในตารางที่ 4.17 ซึ่งเมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น NPV มีค่าลดลง และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเพิ่มขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 4.4

ตารางที่ 4.17 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน

กำลังการผลิต (กิโลวัตต์)	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (ล้านบาท)	อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน
100	- 61.9	0.34
200	- 89.3	0.42
500	- 171.5	0.49
1,000	- 308.8	0.51



รูปที่ 4.4 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน

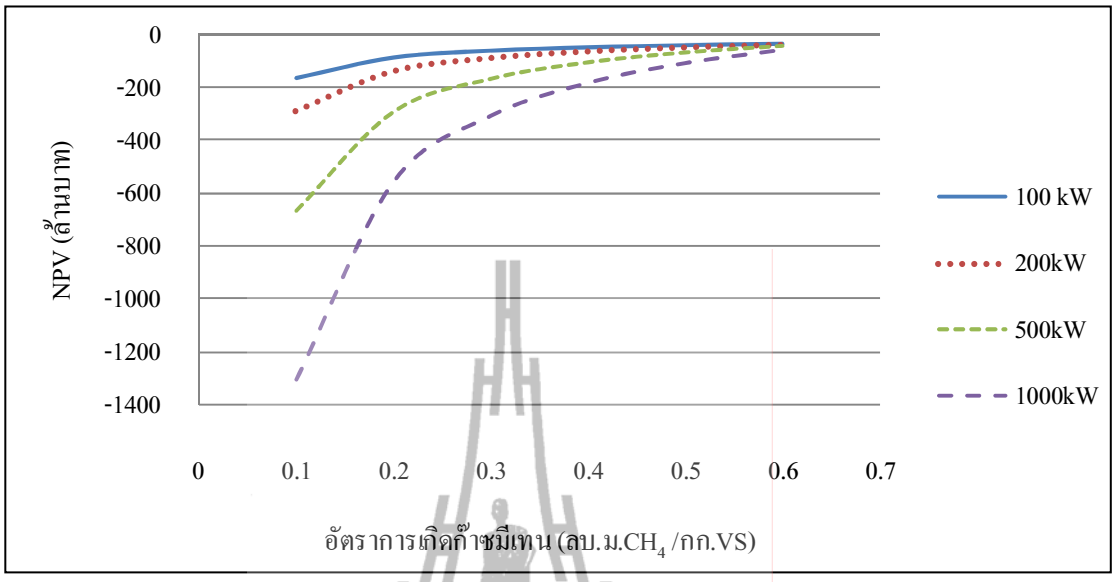
จากผลการประเมินความเป็นได้ของการลงทุนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพหากการลงทุนภายใต้สภาวะ วัตถุดิบมีอัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.3 ลบ.ม.CH_4 / กก.VS ค่าอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับ 0.5 บาท / kWh ซึ่งเป็นอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ 1 บาท / กก. โดยมีผลตอบแทนคงที่ โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ -61.9 -89.3 -171.5 -308.8 ล้านบาท และเมื่อพิจารณาอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่าเท่ากับ 0.34 0.42 0.49 0.51 ตามลำดับสำหรับกำลังการผลิต 100 200 500 และ

1,000 เป็นการลงทุนที่ไม่น่าลงทุน เนื่องจากมูลค่าปัจจุบัน มีค่าติดลบ และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่าน้อยกว่า 1 แต่ถ้ามีการลงทุนที่กำลังการผลิตเพิ่มสูงขึ้นอาจจะทำให้มีความเป็นไปได้ในการลงทุน

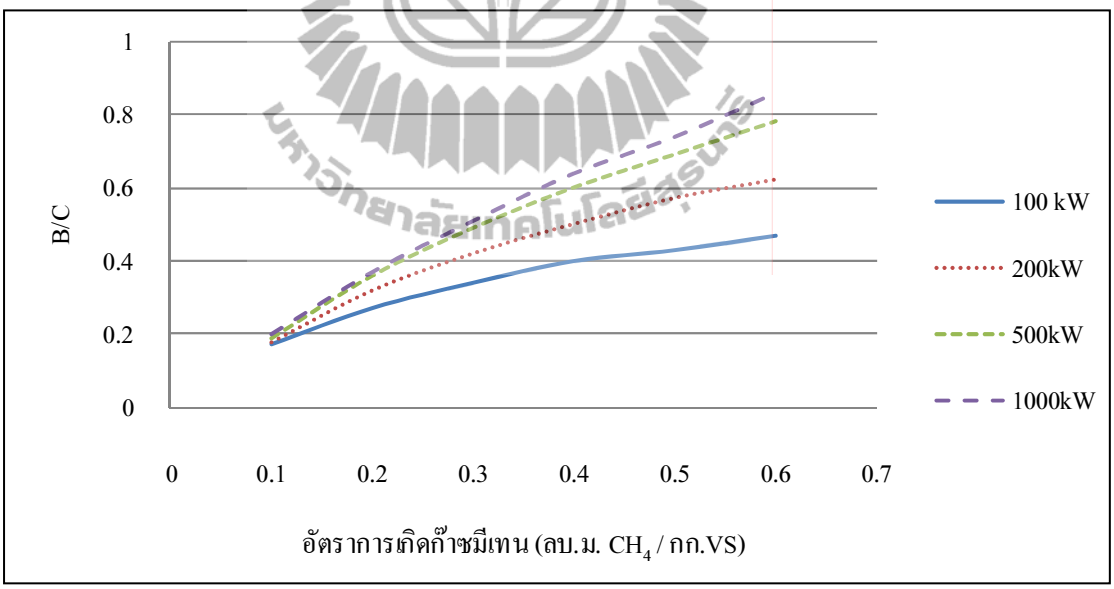
4.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าสภาพปัจจุบัน

โดยพิจารณาภายใต้ กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาด 100 200 500 และ 1000 กิโลวัตต์ ค่าอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับ 0.5 บาท / kWh และพิจารณาโดยการเปลี่ยนแปรอัตราการให้ก๊าซมีเทนและเปลี่ยนแปลงค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ

4.3.1 การแปรเปลี่ยนของอัตราการให้ก๊าซของพืช จากการรวบรวมข้อมูลการอัตราการให้ก๊าซมีเทนของพืช เพื่อนำมาผลิตพลังงานไฟฟ้านั้นสำหรับพืชที่มีอยู่ประเทศไทยมีอัตราการให้ก๊าซชีวภาพอยู่ที่ 0.1 – 0.6 ลบ.ม.CH_4 / กก. โดยกำหนดให้ตัวแปรอื่น ๆ มีค่าดังนี้ ชีวภาพ ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ 1 บาท / กก. อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับ 0.5 บาท / kWh ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ร้อยละ 35 โดยทำการความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งได้ผลดังต่อไปนี้ดังแสดงในรูปที่ 4.5 และ 4.6 จากกราฟกล่าวได้ว่า เมื่อกำลังการเพิ่มขึ้น มีผลทำให้ค่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าติดลบมากขึ้น และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่าเพิ่มขึ้น แต่อัตราการให้ก๊าซมีเทนของพืชที่ 0.6 ลบ.ม.CH_4 / กก. และกำลังการผลิตไฟฟ้า 100 200 500 และ 1000 kW ที่มีค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ - 36.9 - 39.4 - 46.8 และ - 59.2 ล้านบาทตามลำดับ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 0.47 0.62 0.78 และ 0.86 ตามลำดับ จากผลที่ได้สามารถกล่าวได้การเพิ่มอัตราการเกิดก๊าซมีเทนของพืชให้สูงขึ้นเท่าที่เป็นไปได้นั้นก็ยังไม่ทำให้โครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน จากแนวโน้มของกราฟถ้ามีการลงทุนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพที่มีกำลังการสูงขึ้นระดับก็มีโอกาสทำให้โครงการมีความคุ้มค่าภายใต้ ชีวภาพ ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ 1 บาท / กก. อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับ 0.5 บาท / kWh ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ร้อยละ 35

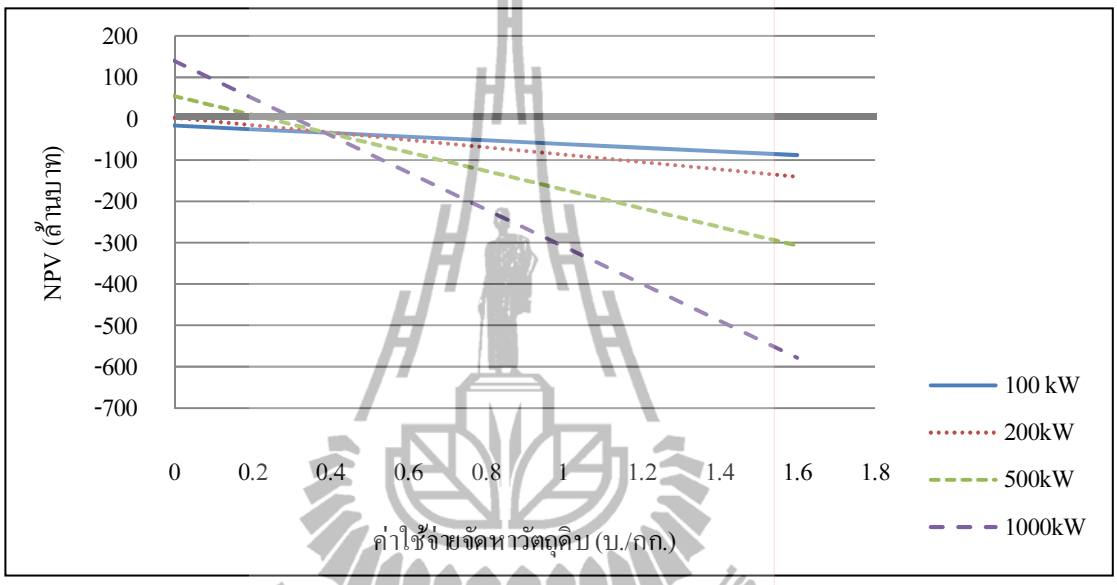


รูปที่ 4.5 เปรียบเทียบค่า NPV ของการใช้พืชที่มีอัตราการก๊าซมีเทนต่างกัน

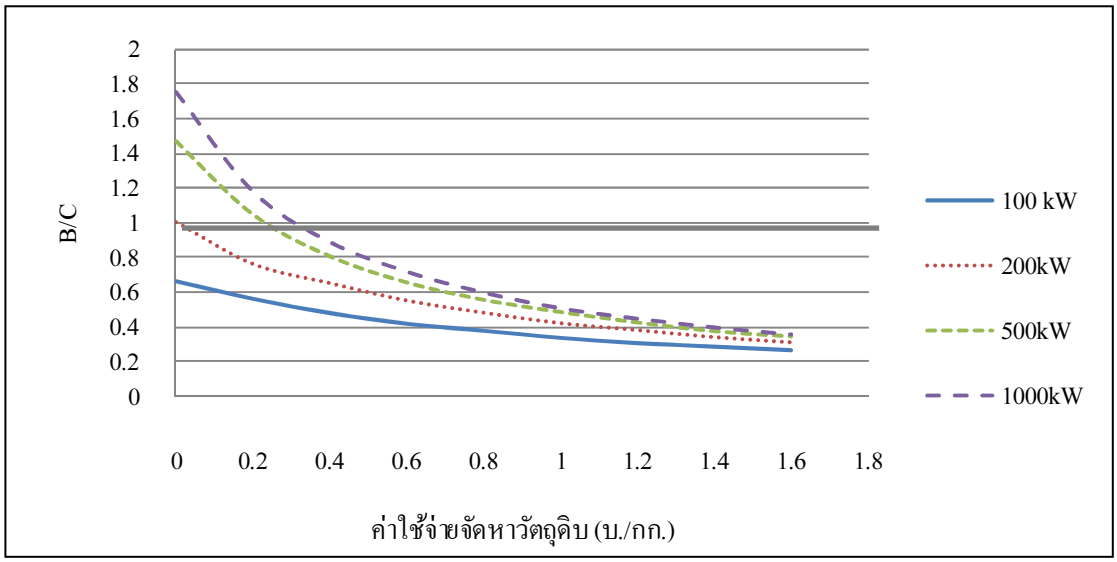


รูปที่ 4.6 เปรียบเทียบค่า B / C ของการใช้พืชที่มีอัตราการก๊าซมีเทนต่างกัน

4.3.2 การเปลี่ยนแปลงของค่าใช่จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ เมื่อกำหนดให้ค่าใช่จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ ช่วง 0.0 – 1.6 บาท / กก. ภายใต้ปัจจัยดังนี้ อัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.3 ลบ.ม.CH_4 / กก. อัตราส่วนเพิ่มเท่ากับ 0.5 บาท / kWh ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ร้อยละ 35 โดยทำการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งได้ผลดังต่อไปนี้ดังรูปที่ 4.7 และ 4.8



รูปที่ 4.7 เปรียบเทียบค่า NPV ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ

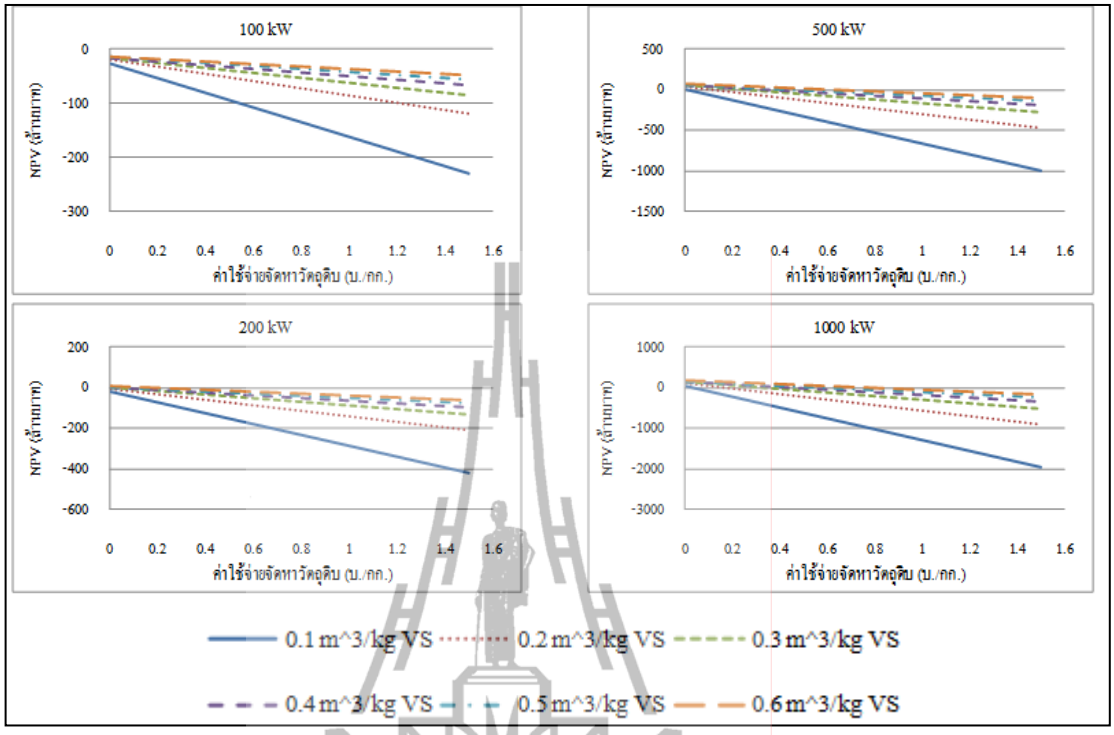


รูปที่ 4.8 เปรียบเทียบค่า B / C ที่ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ

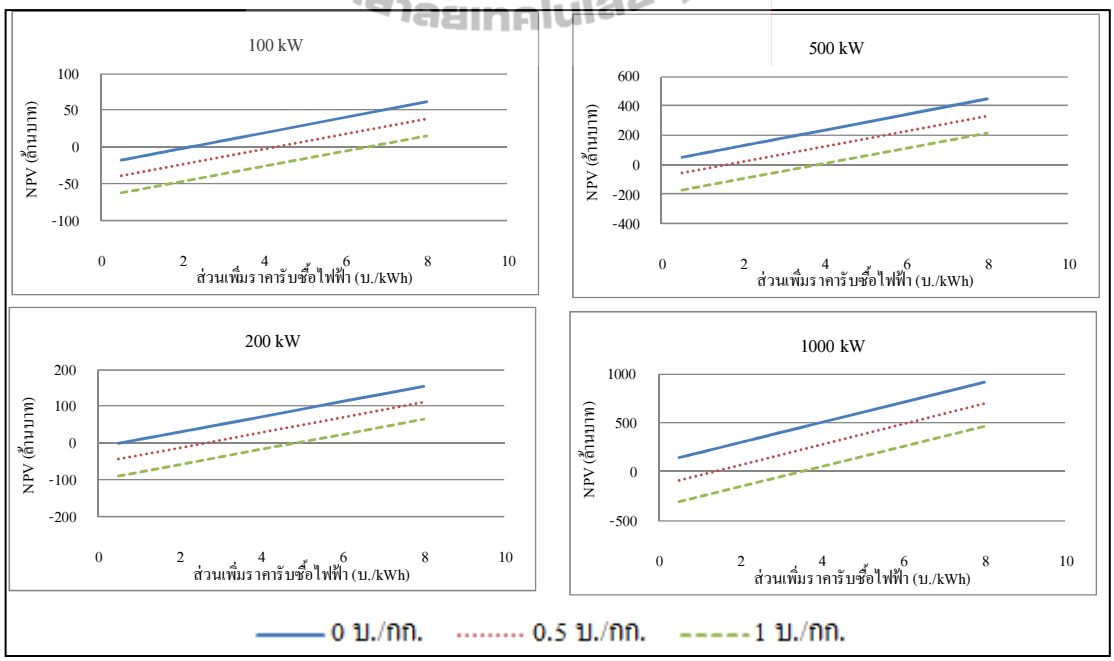
จากกราฟเมื่อกำหนดให้ค่าใช่จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ ช่วง 0.0 – 1.6 บาท / กก. ณ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 6 พบว่า ที่กำลังการผลิต 100 กิโลวัตต์ ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ 0.0 – 1.6 บาท /กก. อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 0.5 บาท / kWh ภายใต้สมมุติฐานที่กำหนด พบว่า กำลังการผลิต 100 กิโลวัตต์ ไม่มีความเป็นไปได้ที่จะมีความคุ้มทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ที่กำลังการผลิต 200 กิโลวัตต์ ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ 0.0 – 1.6 บาท / กก. อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 0.5 บาท / kWh พบว่า ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบเท่ากับ 0 บาท ที่มีค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 0.23 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน 1.00 ค่าอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ 6.11.% ระยะเวลาคืนทุน 24 ปี 10 เดือน ที่กำลังการผลิต 500 กิโลวัตต์ ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ 0.2 บาทมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 7.5 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 1.05 และเมื่อทำการวิเคราะห์ค่าอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ 7.8% ระยะเวลาคืนทุน 21 ปี 4 เดือน แนวโน้มกราฟกล่าวได้ว่า ภายใต้ปัจจัย อัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.3 ลบ.ม.CH_4 / กก. อัตราส่วนเพิ่มเท่ากับ 0.5 บาท / kWh ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ร้อยละ 35 ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบอยู่ในช่วง 0 – 0.2 บาท / กก. กำลังการผลิตตั้งแต่ 500 เมกะวัตต์มีความเป็นได้และคุ้มค่าที่จะลงทุน

4.4 การวิเคราะห์ความไว (Sensitivty Analysis)

เนื่องจากการวิเคราะห์ตัวแปรที่มีผลต่อความเป็นได้ต่อการลงทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพโดยใช้พลังงานจากชีวมวล พบว่าถ้ามีการเปลี่ยนแปลงค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ และมีการเปลี่ยนแปลงส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า มีผลทำให้โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพมีความน่าสนใจในการลงทุนเพิ่มขึ้น ดังนั้นจึงได้ทำการวิเคราะห์ ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ กับอัตราการให้ก๊าซมีเทนของวัตถุดิบ และ การวิเคราะห์ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้ากับค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ การวิเคราะห์ภายใต้อัตราการเกิดก๊าซมีเทนที่ 0.3 ลบ.ม.CH_4 / กก. ดังแสดงผลในรูปที่ 4.9 และ 4.10 พบว่ามีหลายกรณีที่ทำให้โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพมีความน่าสนใจในการลงทุนเพิ่มขึ้น ได้แก่ กำลังการผลิต 200 กิโลวัตต์อัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.4 - 0.6 ลบ.ม.CH_4 / กก. ค่าใช้จ่ายการจัดซื้อวัตถุดิบ 0.0 - 0.2 บาท / กก. ที่กำลังการผลิต 500 กิโลวัตต์อัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.1 - 0.6 ลบ.ม.CH_4 / กก. ค่าใช้จ่ายการจัดซื้อวัตถุดิบ 0 - 0.5 บาท / กก. ที่กำลังการผลิต 1000 กิโลวัตต์อัตราอัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.1 - 0.6 ลบ.ม.CH_4 / กก. ค่าใช้จ่ายการจัดซื้อวัตถุดิบ 0 - 0.6 บาท / กก.



รูปที่ 4.9 ความเป็นไปได้การวิเคราะห์ ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ
กับอัตราการให้ก๊าซมีเทนของวัตถุดิบ



รูปที่ 4.10 ความเป็นไปได้การวิเคราะห์ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้ากับค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ

จากรูปที่ 4.10 พบว่า กรณีที่ทำให้โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพมีความน่าสนใจในการลงทุนเพิ่มขึ้น ได้แก่ ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ 0 บาท / กก. ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 0.5 บาท / kWh ต้องมีกำลังการผลิตตั้งแต่ 500 กิโลวัตต์ ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ 1 บาท / กก.ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 4 บาท / kWh ต้องมีกำลังการผลิตตั้งแต่ 200 กิโลวัตต์ ค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ 1.5 บาท / กก.ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 5 บาท / kWh ต้องมีกำลังผลิตตั้งแต่ 500 กิโลวัตต์

บทที่ 5
สรุปผลและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผล

พลังงานเป็นปัจจัยหลักในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ จากการเกิดวิกฤติการปรับตัวขึ้นของราคาพลังงาน ทำให้เกิดผลกระทบต่อการการพัฒนาเศรษฐกิจ ดังนั้นจึงควรหันมาสนับสนุนให้มีการเลือกใช้พลังงานที่มีอยู่ภายในประเทศเพื่อทดแทนพลังงานนำเข้าที่มีราคาเพิ่มสูงขึ้นและมีแนวโน้มของปริมาณที่ลดลง

ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม มีการประกอบอาชีพกสิกรรม เช่น การทำนา การทำพืชไร่ การทำพืชสวน จึงมีวัสดุการเกษตรจำนวนมาก เช่น ข้าว อ้อย ปาล์ม มันสำปะหลัง ข้าวโพด เป็นต้น วัสดุเหล่านี้สามารถนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานได้โดยเรียกว่า พลังงานชีวมวล ซึ่งพลังงานชีวมวล จัดเป็นพลังงานหมุนเวียนชนิดหนึ่ง พลังงานชีวมวลสามารถนำมาเป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการเผาไหม้โดยตรงหรือแปรสภาพด้วยวิธีการหมักแบบไร้อากาศเพื่อให้ได้ก๊าซชีวภาพแล้วนำไปผลิตกระแสไฟฟ้า ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงให้ความสนใจในเรื่องของการนำก๊าซชีวภาพมาผลิตกระแสไฟฟ้า การที่จะเกิดโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขึ้นได้นั้น ผู้ที่สนใจลงทุนย่อมมีความอย่างรู้ในเรื่องของผลตอบแทน ในงานวิจัยนี้จึงได้มีแนวคิดในการนำเสนอการประเมินต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ เพื่อเป็นข้อมูลและส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในรูปแบบของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

การประเมินต้นทุน ผลตอบแทน และความคุ้มค่าการลงทุนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โดยใช้วัตถุจากพืชหรือชีวมวล ทำให้ทราบถึงองค์ประกอบที่เป็นต้นทุนและรายได้ของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ดังนี้ องค์ประกอบต้นทุนประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับที่ดิน ค่าระบบหมักก๊าซชีวภาพ ค่าระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ค่าก่อสร้างอาคารและสิ่งปลูกสร้างอื่นๆ ค่าใช้จ่ายจัดซื้ออุปกรณ์โรงงาน ค่าใช้จ่ายจัดซื้ออุปกรณ์ครุภัณฑ์สำนักงาน ค่าใช้จ่ายจัดซื้ออุปกรณ์ครุภัณฑ์ห้องปฏิบัติการ ค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษาและดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบ ค่าใช้จ่ายการจ่ายแรงงาน และองค์ประกอบรายได้ ประกอบด้วย อัตรารับซื้อไฟฟ้า และอัตราส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้าสำหรับการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ

การศึกษาการนำพืชมาใช้เพื่อเป็นพลังงานทดแทนในรูปของพลังงานชีวมวล สำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ จากผลการวิเคราะห์พบว่า มีปัจจัยหลายประการที่มีผลและทำให้โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจะได้รับความสนใจในด้านการลงทุน ดังแสดงในตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ปัจจัย	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (ล้านบาท)			
	100 kW	200 kW	500 kW	1000 kW
ปัจจุบัน	-61.9	-89.3	-171.5	-308.8
1.เปลี่ยนแปลงค่าใช้ค่าการจัดหาวัตถุดิบ				
0 บาท / กก.	-17.1	0.2	52.3	139.2
0.2 บาท / กก.	-26.0	-17.7	7.5	49.6
0.4 บาท / กก.	-35.0	-35.6	-37.2	-39.9
0.6 บาท / กก.	-49.9	-53.5	-82.0	-129.4
0.8 บาท / กก.	-52.9	-71.4	-126.7	-308.8
1.2 บาท / กก.	-70.8	107.2	-216.3	-398.1
1.4 บาท / กก.	-79.8	-125.1	-261.1	-487.6
1.6 บาท / กก.	-88.7	-143	-305.9	-557.2
1.ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า				
1.0 บาท / kWh	-56.7	-78.9	-145.6	-256.7
1.5 บาท / kWh	-51.5	-68.5	-119.7	-204.8
2.0 บาท / kWh	-46.3	-58.2	-93.8	-152.9
3.0 บาท / kWh	-35.9	-37.5	-41.9	-49.2
4.0 บาท / kWh	-25.5	-16.7	9.9	54.4
5.0 บาท / kWh	-15.2	-4.0	61.8	158.1
6.0 บาท / kWh	-4.8	-24.3	113.6	261.8
7.0 บาท / kWh	5.5	45.5	165.5	365.6
8.0 บาท / kWh	15.9	66.2	217.8	469.3

สถานการณ์ปัจจุบันที่มีปัจจัย อัตราการเกิดก๊าซมีเทนที่ 0.3 ลบ.ม. CH_4 / กก.VS อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเท่ากับ 0.5 บาท / kWh ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบวัตถุดิบ 1 บาท / กก. ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิอยู่ที่มีค่าเท่ากับ -61.9 -89.3 -171.5 -308.8 ล้านบาท สำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพกำลังการผลิตขนาด 100 200 500 และ 1,000 kW ตามลำดับ ซึ่ง NPV มีค่าน้อยกว่า 1ซึ่งตามหลักการแล้วแสดงว่าโครงการไม่มีความน่าสนใจที่จะลงทุน ดังนั้น ปัจจัยที่จะทำให้โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพมีความคุ้มค่าในการลงลงทุน มีดังนี้

1. ค่าใช้จ่ายการจัดหาวัตถุดิบช่วง 0.0 – 1.6 บาท / กก. ภายใต้ปัจจัยดังนี้ อัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.3 ลบ.ม.CH_4 / กก. อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 0.5 บาท / kWh ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ร้อยละ 35 โดยทำการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ กำลังการผลิต 100 กิโลวัตต์ไม่มีความความเป็นไปได้ในการลงทุน กำลังผลิต 200 กิโลวัตต์มีความเป็นไปได้ในการลงทุน เมื่อไม่มีการเสียค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบ กำลังผลิต 500 กิโลวัตต์มีความเป็นไปได้ในการลงทุน เมื่อค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบต่ำกว่า 0.2 บาท / กก.กำลังผลิต 1000 กิโลวัตต์มีความเป็นไปได้ในการลงทุน เมื่อค่าใช้จ่ายจัดหาวัตถุดิบต่ำกว่า 0.3 บาท / กก.

2. ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ตั้งแต่ 0.5-8.0 บาท / kWh ภายใต้ปัจจัยดังนี้ อัตราการให้ก๊าซมีเทน 0.3 ลบ.ม.CH_4 / กก. อัตรารับซื้อวัตถุดิบ 1 บาท / กก. ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ร้อยละ 35 โดยทำการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ กำลังการผลิต 100 กิโลวัตต์มีความเป็นไปได้ในการลงทุน เมื่อส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 7.5 บาท / kWh กำลังการผลิต 200 กิโลวัตต์มีความเป็นไปได้ในการลงทุน เมื่อส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 5.0 บาท / kWh กำลังการผลิต 500 กิโลวัตต์มีความเป็นไปได้ในการลงทุน เมื่อส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 4.0 บาท / kWh กำลังการผลิต 1000 กิโลวัตต์มีความเป็นไปได้ในการลงทุน เมื่อส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 3.5 บาท / kWh

5.2 ข้อจำกัดและข้อเสนอแนะ

5.2.1 เทคโนโลยีระบบหมักแบบไร้อากาศมีหลากหลาย ควรมีการศึกษาและเปรียบเทียบเทคโนโลยีระบบหมักแบบไร้อากาศอื่นๆ

5.2.2 การวิจัยครั้งนี้ผู้วิจัยมีขอบเขตการวิจัย เฉพาะโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพเท่านั้น ดังนั้นการที่จะทำให้มีการหันมาใช้พลังงานที่มีอยู่ภายในประเทศนั้น ควรมีการมองถึงแหล่งที่มาของวัตถุดิบที่นำมาใช้เป็นพลังงานที่ได้จากภาคเกษตรกรรม ในงานวิจัยต่อไปจึงควรมีการศึกษาตั้งแต่ต้นทุนในการเพาะปลูกพืชเพื่อนำมาเป็นวัตถุโดยตรงของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

5.2.3 การวิจัยครั้งนี้ เป็นการประเมินความคุ้มค่าการผลิตไฟฟ้าที่กำลังการผลิตไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ โดยใช้เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ จึงควรมีการเปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าขนาดเพิ่มมากขึ้นๆ

5.2.4 การวิจัยครั้งนี้แสดงให้เห็นว่า อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้านั้น ไม่ได้มีผลต่อความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว แต่ยังส่งผลต่อรายได้ของเกษตรกรด้วย ดังนั้นรัฐบาลจึงควรมีการพิจารณาอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ที่เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพที่ใช้พลังงานจากชีวมวล

รายการอ้างอิง

กรมวิชาการเกษตร. (2549). อ้อย: **เอกสารวิชาการ.** กรุงเทพ : สถาบันวิจัยพืชไร่.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, (2551). ข้อมูลและสถิติ. **รายงานประจำปี 2551**, นนทบุรี.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, (2550). ข้อมูลและสถิติ. **รายงานประจำปี 2550**, นนทบุรี.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, (2549). **ภาวะเศรษฐกิจไทยและภาพรวมสถานการณ์ไฟฟ้า. รายงานประจำปี 2549**, นนทบุรี.

คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า. (2550). **รายงานการพยากรณ์ไฟฟ้าความต้องการ**, กรุงเทพฯ.

ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี. (2544). **เศรษฐศาสตร์การวิเคราะห์โครงการ.** กรุงเทพฯ : สำนักส่งเสริมและฝึกอบรม, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ประสิทธิ์ ตงยิ่งเจริญ. (2535). **การวิเคราะห์และประเมินโครงการ.** กรุงเทพฯ: โรงพิมพ์คุรุสภาฯ.

ผลิตศักดิ์ จันทรุเบกษา และคณะ. (2551). **การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้วัสดุเหลือใช้จากมะพร้าวเป็นเชื้อเพลิง กรณีศึกษา : โรงไฟฟ้า บริษัท ทีพี อุตสาหกรรมเหรียญชัย จำกัด ต.ห้วยยาง อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์**. ปริญญาวิทยาสตรมหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยนเรศวร. พิษณุโลก.

พินิจ ศิริพฤกษ์พงษ์. **ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า.** 5 กรกฎาคม 2552. http://www.alternative.in.th

ไพบูบย์ แย้มเพื่อน. (2546). **เศรษฐศาสตร์วิศวกรรม.** กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดยูเคชั่น.

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม กระทรวงพลังงาน. (2551). **ข้อมูลพื้นฐานชีวมวล**, 20 กรกฎาคม 2552. http://www.efe.or.th/home.php

ยิ่งลักษณ์ กาญจนฤกษ์. (2545). **การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์โครงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเหง้ามันสำปะหลัง.** วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. กรุงเทพฯ

ยุพิน ประจวบเหมาะ. (2537). **การจัดหาและประเมินโครงการคณะเศรษฐศาสตร์.** มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. กรุงเทพฯ.

วินิสาชล ไชยสุวรรณ. (2544). **ต้นทุนราคาก๊าซชีวภาพและไฟฟ้าทที่ผลิตได้ในฟาร์มเลี้ยงสุกร.** ปริญญาวิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. กรุงเทพฯ.

วิชชุดา ศิริวงศ. (2549). **การศึกษาต้นทุนในการผลิตชีวมวลเพื่อใช้เป็นพลังงานในประเทศไทย : กรณีศึกษาอ้อยและมันสำปะหลัง.** ปริญญานิพนธ์วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. กรุงเทพฯ.

วีรนันท์ พรหมายนง. (2548). **การวิเคราะห์ต้นทุนการใช้ทรัพยากรภายในประเทศในการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของไทยและต้นทุนการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว.** ปริญญาวิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. กรุงเทพฯ.

ศศิรส พิทักษ์รัตนโชต. (2548). **ศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง.** ปริญญาวิทยาสตรมหาบัมหาบัณฑิต., จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, กรุงเทพฯ.

ศูนย์สารสนเทศสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. (2551). **ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกตร**, 19 กรกฎาคม 2552. http://www2.oae.go.th/pdffile/commodity.pdf

ศูนย์สารสนเทศสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. (2549). **ราคาสินค้าการเกษตร**, 19 กรกฎาคม 2552. http://www.oae.go.th/oae_report/price/price_by_day.php

เสถียร ศรีบุญเรือง. (2542). **การวางแผนประเมินโครงการ.** เชียงใหม่: คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.

สำนักงานนโยบายและแผนพัฒนาพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2551). **การกระจายเชื้อเพลิง**, 5 กรกฎาคม 2552. http://www.eppo.go.th/engy/Load/ET01.pdf

สำนักงานสถิติแห่งชาติ. (2550). **สถิติการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย**, 5 กรกฎาคม 2552. http://service.nso.go.th/nso/nso _center/project /search_ center/ 23project-th.htm.

สำนักงานนโยบายและแผนพัฒนาพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2550). **ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP).** วารสารนโยบายพลังงาน, 76 : 45-53.

สำนักงานนโยบายและแผนพัฒนาพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2550). **การให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน.** วารสารนโยบายพลังงาน, 78 : 43-47.

Ahmede, S. (1993). **Shadow Prices for Economic Apprasial on Project : An Application to Thailand.** World Bank Staff Working Paper. Washington, D.C : The World Bank.

Black, and Veatch. (1999). **Thailand Biomass-Based Power Generation and Cogeneration Within Small Rural Industries.** Report to The National Energy Policy Office.

Boyle, G. (1998). **Renewable Energy Power for a Sustainable Future. United Kingdom : Alden Press.**

Canadian Clean Power Coalition. (2002). **Clean Coal-Fired Power Plant Technology To Address Climate Change Concerns. San Francisco Canada** .

Gittinger, J. P. (1982). **Economic Analysis of Agricutural Project. Baltimore : The John Hoppkins University Press.**

Palmer, K., and Burtraw, D. (2004). **Cost-Effectiveness of Renewable Electricity Policies. Energy Economics**, 873–894.

Sajjakulnukit, B., and Verapong, P. (2003). **Sustainable biomass production for energy in Thailand. Biomass and Bioenergy**, 25 : 557-570.

Twidell, J., and Weri, T. (1986). **Renewable Energy Resource**. New York: F.N. Span.

Voogt, M. H., and Uyterlinde, M. A. (2003). Cost Effects of International Trade in Meeting EU Renewable Electricity Targets. Energy Policy, 34 : 352–364.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ก

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จากพลังงานหมุนเวียน
ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ลงวันที่ 9 มีนาคม 2552

ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ออกประกาศเรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน ลงวันที่ 20 พฤษภาคม 2551 นั้น

ด้วย คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 ลงมติเห็นชอบและรับทราบมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 2/2552 (ครั้งที่ 124) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 เรื่อง ข้อเสนอเพื่อปรับปรุงแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยได้มีการกำหนดระยะเวลาและปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อที่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า การปรับปรุงอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง และการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

กฟภ. จึงขอประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ดังนี้

1 ให้ประกาศนี้ใช้บังคับกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) จากพลังงานหมุนเวียน และผู้ยื่นข้อเสนอที่ประสงค์จะขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ดังนี้

1.1 ผู้ยื่นข้อเสนอที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) พ.ศ. 2549 ของ กฟภ. หลังวันที่ลงนามประกาศฉบับนี้

1.2 ผู้ยื่นข้อเสนอที่ยื่นคำร้องขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ก่อนวันที่ออกประกาศฉบับนี้และยังไม่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าหรือยังไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ให้ดำเนินการตามข้อ 5 และ 6 นับจากวันที่ได้รับแจ้งจาก กฟภ. ด้วย

2 อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน

2.1 อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียนแยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้[1/] (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รวมส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ระยะเวลาสนับสนุนหับจากวัน COD (ปี)
1. ชีวมวล				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	1.00	1.50	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	1.00	1.30	7
2. ก๊าซชีวภาพ				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	1.00	1.50	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	1.00	1.30	7
3. ขยะ[2/]				
(1) ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	2.50	1.00	3.50	7
(2) พลังงานความร้อน (Thermal Process)	3.50	1.00	4.50	7
4. พลังงานลม				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	4.50	1.50	6.00	10
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	1.50	5.00	10
5. พลังน้ำขนาดเล็ก				
(1) 50 kW≤กำลังการผลิตติดตั้ง<200 kW	0.80	1.00	1.80	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	1.50	1.00	2.50	7
6. พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	1.50	9.50	10

หมายเหตุ :

[1/] หมายถึง จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส

[2/] หมายถึง ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ

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 ก๊าซธรรมชาติ และนิวเคลียร์ 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 ตลอดจนอุปกรณ์ที่ติดตั้งว่าเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า 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

ซ. 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

ฏ. 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

ฐ. 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

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ข

มาตรฐานราคาสิ่งก่อสร้างและครุภัณฑ์

ลำดับที่	ประเภท/รายการสิ่งก่อสร้าง	ราคาต่อหลัง (บาท)	หมายเหตุ
	อาคารที่ทำการสถานีตำรวจ		- ทุกรายการดูรายละเอียด
1	อาคารที่ทำการสถานีตำรวจขนาดเล็ก(ฐานรากตอกเสาเข็ม)		ในภาคผนวกหน้า ผ-31 ถึง ผ-32
	พื้นที่ใช้สอยประมาณ 685 ตารางเมตร		- ทุกรายการเป็นราคาที่ไม่รวม
	ตามแบบเลขที่ 9264/2552	5,612,300	- ค่าขนส่ง
2	อาคารที่ทำการสถานีตำรวจขนาดกลาง(ฐานรากตอกเสาเข็ม)		- ค่า Factor F
	พื้นที่ใช้สอยประมาณ 1,133 ตารางเมตร		- ครุภัณฑ์สั่งซื้อ (จัดซื้อ)
	ตามแบบเลขที่ 9263/2552	9,536,000	- ระบบโสตทัศน์
3	อาคารที่ทำการสถานีตำรวจขนาดใหญ่(ฐานรากตอกเสาเข็ม)		- ค่างานส่วนประกอบอื่นๆ
	พื้นที่ใช้สอยประมาณ 2,045 ตารางเมตร		- ค่าใช้จ่ายพิเศษตามข้อกำหนด
	ตามแบบเลขที่ 9262/2552	20,167,100	และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่จำเป็น

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ลำดับที่	ประเภท/รายการสิ่งก่อสร้าง	ราคาต่อตารางเมตร (บาท)	หมายเหตุ
	อาคารประเภทต่าง ๆ		- ทุกรายการดูรายละเอียด
1	อาคารที่ทำการ ค.ส.ล.ชั้นเดียว		ในภาคผนวกหน้า
	1.1 ยกพื้นฉลอยสูงประมาณ 1 เมตร		ผ-33 ถึง ผ-37
	- ตอกเสาเข็ม	5,590	- ทุกรายการเป็นราคาที่ไม่รวม
	- ไม่ตอกเสาเข็ม	5,280	- ค่าขนส่ง
	1.2 พื้นวางบนดินอัดแน่นสูงประมาณ 1 เมตร		- ค่า Factor F
	- ตอกเสาเข็ม	5,700	- ครุภัณฑ์สิ่งซื้อ (จัดซื้อ)
	- ไม่ตอกเสาเข็ม	5,110	- ระบบโสตทัศน์
2	อาคารที่ทำการ ค.ส.ล.สูง 2-4 ชั้น		- ค่าใช้จ่ายพิเศษตามข้อกำหนด
	- ตอกเสาเข็ม	6,540	และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่จำเป็น
	- ไม่ตอกเสาเข็ม	5,820	
3	อาคารที่ทำการ ค.ส.ล.สูง 5-6 ชั้น	7,100	
4	อาคารที่ทำการ ค.ส.ล.สูง 7-9 ชั้น	7,320	
5	โรงครัว	4,220	
6	โรงอาหาร	3,420	
7	โรงฝึกงาน	3,940	
8	อาคารประเภทหอประชุม	5,600	
	และศาลาประชาคม		
9	ทางเดินเชื่อมอาคาร		
	9.1 เชื่อมตึกกับตึกทุกชั้นหลายชั้น		
	- กว้าง 2.5 ม.		
	- ตอกเสาเข็ม	4,800	
	- ไม่ตอกเสาเข็ม	4,550	
	- กว้าง 3.5 ม.		
	- ตอกเสาเข็ม	4,250	
	- ไม่ตอกเสาเข็ม	3,810	
	9.2 ชั้นเดียว		
	- กว้าง 3 ม.	4,650	

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ลำดับที่	ประเภท/รายการสิ่งก่อสร้าง	ราคาต่อตารางเมตร (บาท)	หมายเหตุ
10	โรงเก็บพัสดุทั่วไป		
	10.1 ขนาดเล็ก		- ทุกรายการเป็นราคาที่ไม่รวม
	- ตอกเสาเข็ม	3,910	- ค่าขนส่ง
	- ไม่ตอกเสาเข็ม	3,380	- ค่า Factor F
	10.2 ขนาดกลาง		- ครุภัณฑ์สั่งซื้อ (จัดซื้อ)
	- ตอกเสาเข็ม	4,450	- ระบบโสตทัศน์
	10.3 ขนาดใหญ่		- ค่าใช้จ่ายพิเศษตามข้อกำหนด
	- ตอกเสาเข็ม	5,320	และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่จำเป็น
11	โรงรถ	1,360	
12	อาคารพักอาศัยรวม		
	12.1 อาคารพักอาศัยรวมคนงาน	5,540	
	12.2 อาคารพักอาศัยรวมข้าราชการระดับต้น	5,000	
	12.3 อาคารพักอาศัยรวมข้าราชการระดับกลาง		
	- ตอกเสาเข็ม	6,150	
	- ไม่ตอกเสาเข็ม	5,920	

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ลำดับที่	ประเภท/รายการสิ่งก่อสร้าง	ราคาต่อหน่วย (บาท)	หมายเหตุ
	ป้อมยาม		- ดูรายละเอียด
1	ป้อมยาม เนื้อที่ไม่เกิน 4 ตารางเมตร	27,800	ในภาคผนวกหน้า ผ-39
	เสาธง		- ทุกรายการดูรายละเอียด
			ในภาคผนวกหน้า ผ-40
1	เสาธงสูง 18 เมตร	104,500	- สำหรับศาลากลางจังหวัด
			และศาลจังหวัดที่เกินกว่า
			12 บัลลังก์ขึ้นไป
2	เสาธงสูง 12 เมตร	31,500	- สำหรับที่ว่าการอำเภอ
			และศาลจังหวัดที่ไม่เกิน
			12 บัลลังก์และหน่วยงานอื่น
3	เสาธงสูง 12 เมตร	12,900	- สำหรับโรงเรียนมัธยมศึกษา
4	เสาธงสูง 8 เมตร	9,100	- สำหรับโรงเรียนประชาบาล
			- ทุกรายการเป็นราคาที่ไม่รวม
			- ค่าขนส่ง
			- ค่า Factor F
			- ครุภัณฑ์สิ่งซื้อ (จัดซื้อ)
			- ระบบโสตทัศน์
			- ค่าใช้จ่ายพิเศษตามข้อกำหนด
			และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่จำเป็น

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ลำดับที่	ประเภท/รายการสิ่งก่อสร้าง	ราคาต่อตารางเมตร (บาท)	หมายเหตุ
	ผิวจราจร		- ดูรายละเอียดในภาคผนวก
1	ผิวทางลาดยางชั้นเดียว	54.38	หน้า ผ-42 ถึง ผ-43
	(Single Surface Treatment)		- ไม่รวมวัสดุรองพื้น
2	ผิวทางลาดยาง 2 ชั้น		- รวมค่ารอยต่อถนน
	(Double Surface Treatment)		พร้อมหยอดแอสฟัลต์
	- หนา 2.5 ซม.	89.17	(Joint)
3	ผิวทางลาดยาง		- ทุกรายการเป็นราคาที่รวมค่าขนส่ง
	(Asphaltic Concrete)		แต่ไม่รวม
	3.1 หนา 3 ซม.	132.31	- ค่า Factor F
	3.2 หนา 4 ซม.	152.99	- ครุภัณฑ์สั่งซื้อ (จัดซื้อ)
	3.3 หนา 5 ซม.	173.66	- ระบบโสตทัศน์
4	ผิวทางคอนกรีตเสริมเหล็ก		- ค่าใช้จ่ายพิเศษตามข้อกำหนด
	(Reinforced Concrete Pavement)		และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่จำเป็น
	4.1 หนา 15 ซม.	390.80	
	4.2 หนา 20 ซม.	436.16	
	4.3 หนา 23 ซม.	548.49	
5	ผิวทางลาดยางเคปซีล (Cape Seal)	101.47	
6	ฟอกสเปรย์(Fog Spray)	8.22	
7	สเลอรี่ซีล(Slurry Seal)	38.87	
8	ไพร์มโคต(Prime Coat)	29.92	
9	แทคโคต(Tack Coat)	5.42	

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ลำดับที่	ประเภท/รายการสิ่งก่อสร้าง	ราคาต่อตารางเมตร (บาท)	หมายเหตุ
	ถนนภายใน		- ถนนภายในดูรายละเอียดใน
			ภาคผนวกหน้า ผ-45
1	ผิวจราจร ค.ส.ล. หนา 12 ซม.	357	- ไม่รวมวัสดุรองพื้น
			- รวมค่ารอยต่อถนน
			พร้อมหยอดแอสฟัลต์ (Joint)
	ลานคอนกรีตเสริมเหล็ก		- ลานคอนกรีตเสริมเหล็ก
			ดูรายละเอียดใน
1	ลาน ค.ส.ล. หนา 10 ซม.	249	ภาคผนวกหน้า ผ-45
			- ไม่รวมวัสดุรองพื้น
			- รวมค่ารอยต่อถนน
			พร้อมหยอดแอสฟัลต์ (Joint)
			- ทุกรายการเป็นราคาที่ไม่รวม
			- ค่าขนส่ง
			- ค่า Factor F
			- ครุภัณฑ์สิ่งซื้อ (จัดซื้อ)
			- ระบบโสตทัศน์
			- ค่าใช้จ่ายพิเศษตามข้อกำหนด
			และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่จำเป็น

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ค

ตัวอย่างการคำนวณต้นทุน

ตัวอย่างการคำนวณต้นทุนสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดกำลังการผลิต 100 กิโลวัตต์

ค่าใช้จ่ายจัดหา

$C_L = (6.1224\ PC + 1{,}844.9) \times P_L$

โดย C_L = ค่าที่ดิน (บาท)

L_{BP} = พื้นที่โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ (ตร.ม.)

P_L = ราคาที่ดินต่อหน่วย (บาท / ตร.ม.)

PC = กำลังการผลิต (Production Capacity) (kW)

แทนค่า

$C_L = (6.1224\ (100\ kW) + 1{,}844.9) \times 3{,}000$

C_L = 1,842,857 บาท

ค่าใช้จ่ายถังหมักก๊าซชีวภาพ

$C_{AD} = \{[(S_d \times RT) / Vad] \times P_c\}$

โดย C_{AD} = ค่าก่อสร้างถังหมักแบบไร้อากาศ (บาท)

S_d = ปริมาณสารอินทรีย์ที่เข้าสู่ถังหมัก (ลบ.ม. / วัน)

RT = ระยะเวลาหมัก หรือระยะเวลาเก็บกัก (วัน)

V_{ad} = ปริมาณถังหมักที่ต้องการ (ลบ.ม.)

P_c = ราคางานคอนกรีต (บาท / ลบ.ม.)

แทนค่า

$C_{AD} = \{[(20$ ลบ.ม./ วัน x 30 วัน) / 622] x 6,000 บาท / ลบ.ม.$\}$

C_{AD} = 1,119,739 บาท

ค่าใช้จ่ายระบบถังหมักก๊าซชีวภาพ

$C_{ADS} = C_{AD} + C_{mixer} + C_{p\&p}$

โดย C_{ADS} = ค่าระบบหมักก๊าซชีวภาพ (บาท)

C_{AD} = ค่าก่อสร้างถังหมักแบบไร้อากาศ (บาท)

C_{mixer} = ค่าอุปกรณ์เครื่องกวนผสม (บาท)

$C_{p\&p}$ = ค่าอุปกรณ์ระบบปั๊มและท่อ และอุปกรณ์อื่น ๆ (บาท)

แทนค่า

C_{ADS} = 1,119,739 + 1,075,213 + 839,804

C_{ADS} = 3,034,756 บาท

ค่าใช้จ่ายระบบผลิตกระแสไฟฟ้า

$C_{GE} = C_{BE} + C_{G\&C} + C_{GT} + C_{SE}$

โดย C_{GE} = ค่าระบบผลิตกระแสไฟฟ้า (บาท)

C_{BE} = ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (บาท)

$C_{G\&C}$ = ค่าอุปกรณ์ผลิตกระแสไฟฟ้าและชุดควบคุม (บาท)

C_{GT} = ค่าอุปกรณ์ชุดบำบัดก๊าซเบื้องต้น (บาท)

C_{GT} = ค่าระบบเชื่อมต่อ (บาท) แทนค่า

C_{ADS} = 1,000,000 + 1,293,252 + 129,325 + 646,626

C_{ADS} = 3,069,202 บาท

ค่าใช้จ่ายส่วนสนับสนุน

$C_{GE} = C_{s1} + C_{s2} + C_{s3} + C_{s4} + C_{s5} + C_{s6}$

โดย C_s = ค่าส่วนประกอบสนับสนุน(บาท)

C_{s1} = ค่าก่อสร้างป้อมย้อม (บาท)

C_{s2} = ค่าก่อสร้างอาคารสำนักงาน (บาท)

C_{s3} = ค่าอุปกรณ์เครื่องสับ (บาท)

C_{s4} = ค่ารถลำเลียงวัตถุดิบ (บาท)

C_{s6} = ค่าอุปกรณ์เครื่องมือครุภัณฑ์ และอื่นๆ (บาท)

แทนค่า

C_{ADS} = 30,000 + 250,000 + 100,000 + 3,700,000 + 1,550,000

C_{ADS} = 5,630,000 บาท

ต้นทุนเบื้องต้นสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดกำลังการผลิต 100 กิโลวัตต์

$C_I = C_L + C_{ADS} + C_{EG} + C_s$

โดย C_I = เงินลงทุนเบื้องต้น (บาท)

C_L = ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับที่ดิน (บาท)

C_{ADS} = ค่าระบบหมักก๊าซชีวภาพ (บาท)

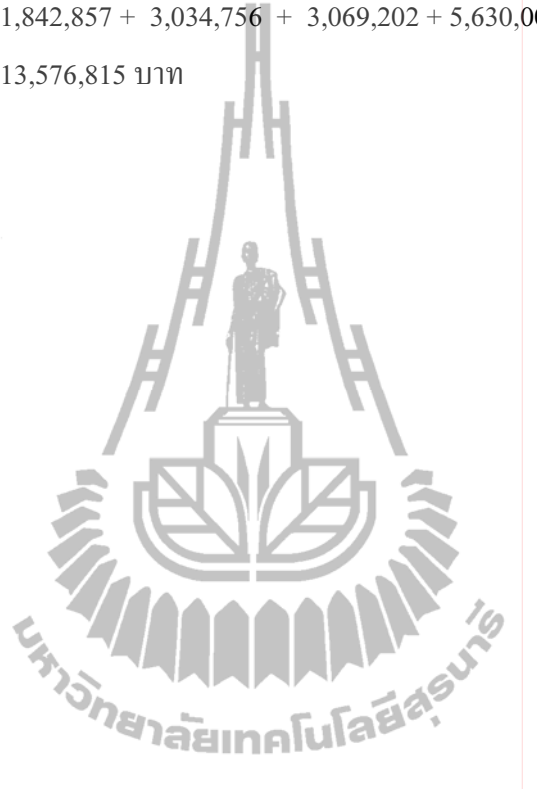
C_{GE} = ค่าระบบผลิตกระแสไฟฟ้า (บาท)

C_s = ค่าใช้จ่ายส่วนสนับสนุนอื่น ๆ (บาท)

แทนค่า

C_I = 1,842,857 + 3,034,756 + 3,069,202 + 5,630,000

C_I = 13,576,815 บาท



ภาคผนวก ง

ตัวอย่างตารางคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์

ตารางที่ ง.1 การคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้ากำลังการผลิต 100 kW

สำหรับค่าจัดหาวัตถุดิบ 1.00 บาท/กก. และอัตราส่วนเพิ่ม adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์

ปีที่	เงินทุนเบื้องต้น	ค่าวัตถุดิบ	ค่าO&M	ค่าจ้างพนักงาน		รายจ่ายรายปี		รายได้การขายไฟฟ้า	ผลกำไร		PV รายจ่าย	PV รายได้	PV กำไร
1	17,766,000.00	0	0	0		17,766,000.00		0	- 17,766,000.00		฿16,760,377.36	0	-฿16,760,377.36
2	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿5,837,035.90	฿2,443,930.22	-฿3,393,105.68
3	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿5,506,637.64	฿2,305,594.55	-฿3,201,043.09
4	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿5,194,941.17	฿2,175,089.20	-฿3,019,851.97
5	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿4,900,887.90	฿2,051,970.94	-฿2,848,916.95
6	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿4,623,479.15	฿1,935,821.64	-฿2,687,657.50
7	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿4,361,772.78	฿1,826,246.83	-฿2,535,525.95
8	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿4,114,879.98	฿1,722,874.37	-฿2,392,005.61
9	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿3,881,962.25	฿1,625,353.18	-฿2,256,609.07
10	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿3,662,228.54	฿1,533,352.06	-฿2,128,876.48
11	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿3,454,932.58	฿1,446,558.54	-฿2,008,374.04
12	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿3,259,370.36	฿1,364,677.87	-฿1,894,692.49
13	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿3,074,877.70	฿1,287,431.96	-฿1,787,445.74
14	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿2,900,828.02	฿1,214,558.45	-฿1,686,269.57
15	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿2,736,630.20	฿1,145,809.86	-฿1,590,820.35
16	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿2,581,726.61	฿1,080,952.70	-฿1,500,773.91
17	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿2,435,591.14	฿1,019,766.69	-฿1,415,824.45
18	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿2,297,727.49	฿962,044.05	-฿1,335,683.44
19	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿2,167,667.44	฿907,588.73	-฿1,260,078.72
20	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿2,044,969.29	฿856,215.78	-฿1,188,753.51
21	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿1,929,216.31	฿807,750.74	-฿1,121,465.57
22	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿1,820,015.38	฿762,029.00	-฿1,057,986.39
23	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿1,716,995.65	฿718,895.28	-฿998,100.37
24	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿1,619,807.21	฿678,203.09	-฿941,604.12
25	0	3,781,893.54	1,776,600.00	1,000,000.00		6,558,493.54		2,746,000.00	- 3,812,493.54		฿1,528,120.01	฿639,814.24	-฿888,305.77
					รวม	175,169,844.89		65,904,000.00	- 109,265,844.89	รวม	฿94,412,678.05	32,512,529.97	-฿45,139,770.72
											NPV	- 61,900,148	บาท
											B/C	0.34	
											IRR	#DIV/0!	
											Pay Back Period	-9.3	ปี

ตารางที่ ง.2 การคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้ากำลังการผลิต 200 kW

สำหรับค่าจัดหาวัตถุดิบ 1.00 บาท/กก. และอัตราส่วนเพิ่ม adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์

ปีที่	เงินทุนเบื้องต้น	ค่าวัตถุดิบ	ค่าO&M	ค่าจ้างพนักงาน		รายจ่ายรายปี		รายได้การขายไฟฟ้า	ผลกำไรราย		PV รายจ่าย	PV รายได้	PV กำไร
1	24,899,000.00	0	0	0		24,899,000.00		0	- 24,899,000.00		฿23,489,622.64	0	-฿23,489,622.64
2	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿9,837,742.15	฿4,888,750.44	-฿4,948,991.70
3	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿9,280,888.82	฿4,612,028.72	-฿4,668,860.09
4	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿8,755,555.49	฿4,350,970.49	-฿4,404,584.99
5	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿8,259,958.01	฿4,104,689.14	-฿4,155,268.86
6	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿7,792,413.21	฿3,872,348.25	-฿3,920,064.97
7	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿7,351,333.22	฿3,653,158.73	-฿3,698,174.50
8	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿6,935,220.02	฿3,446,376.16	-฿3,488,843.86
9	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿6,542,660.40	฿3,251,298.26	-฿3,291,362.14
10	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿6,172,321.13	฿3,067,262.51	-฿3,105,058.62
11	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿5,822,944.46	฿2,893,643.88	-฿2,929,300.58
12	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿5,493,343.83	฿2,729,852.71	-฿2,763,491.12
13	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿5,182,399.84	฿2,575,332.75	-฿2,607,067.09
14	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿4,889,056.45	฿2,429,559.20	-฿2,459,497.26
15	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿4,612,317.41	฿2,292,036.98	-฿2,320,280.43
16	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿4,351,242.84	฿2,162,299.04	-฿2,188,943.80
17	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿4,104,946.07	฿2,039,904.75	-฿2,065,041.32
18	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿3,872,590.64	฿1,924,438.44	-฿1,948,152.19
19	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿3,653,387.39	฿1,815,507.97	-฿1,837,879.43
20	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿3,446,591.88	฿1,712,743.36	-฿1,733,848.51
21	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿3,251,501.77	฿1,615,795.63	-฿1,635,706.15
22	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿3,067,454.50	฿1,524,335.50	-฿1,543,119.01
23	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿2,893,825.00	฿1,438,052.36	-฿1,455,772.65
24	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿2,730,023.59	฿1,356,653.17	-฿1,373,370.42
25	0	7,563,787.07	2,489,900.00	1,000,000.00		11,053,687.07		5,493,000.00	- 5,560,687.07		฿2,575,493.95	฿1,279,861.48	-฿1,295,632.47
					รวม	290,187,489.78		131,832,000.00	- 158,355,489.78	รวม	฿154,364,834.70	65,036,899.91	-฿65,838,312.15
											NPV	- 89,327,935	บาท
											B/C	0.42	
											IRR	#DIV/0!	
											Pay Back Period	-8.9	ปี

ตารางที่ ง.3 การคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้ากำลังการผลิต 500 kW

สำหรับค่าจัดหาวัตถุดิบ 1.00 บาท/กก. และอัตราส่วนเพิ่ม adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์

ปีที่	เงินทุนเบื้องต้น	ค่าวัตถุดิบ	ค่าO&M	ค่าจ้างพนักงาน		รายจ่ายรายปี		รายได้การขายไฟฟ้า	ผลกำไรราย		PV รายจ่าย	PV รายได้	PV กำไร
1	46,270,000.00	0	0	0		46,270,000.00		0	- 46,270,000.00		฿43,650,943.40	0	-฿43,650,943.40
2	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿21,837,368.89	฿12,221,431.11	-฿9,615,937.78
3	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿20,601,291.41	฿11,529,651.99	-฿9,071,639.41
4	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿19,435,180.57	฿10,877,030.18	-฿8,558,150.39
5	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿18,335,076.01	฿10,261,349.23	-฿8,073,726.78
6	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿17,297,241.52	฿9,680,518.14	-฿7,616,723.38
7	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿16,318,152.38	฿9,132,564.28	-฿7,185,588.09
8	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿15,394,483.37	฿8,615,626.68	-฿6,778,856.69
9	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿14,523,097.52	฿8,127,949.70	-฿6,395,147.82
10	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿13,701,035.40	฿7,667,877.08	-฿6,033,158.32
11	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿12,925,505.09	฿7,233,846.30	-฿5,691,658.80
12	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿12,193,872.73	฿6,824,383.30	-฿5,369,489.43
13	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿11,503,653.52	฿6,438,097.45	-฿5,065,556.07
14	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿10,852,503.32	฿6,073,676.84	-฿4,778,826.48
15	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿10,238,210.68	฿5,729,883.81	-฿4,508,326.87
16	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿9,658,689.32	฿5,405,550.77	-฿4,253,138.55
17	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿9,111,971.06	฿5,099,576.20	-฿4,012,394.86
18	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿8,596,199.11	฿4,810,920.94	-฿3,785,278.17
19	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿8,109,621.80	฿4,538,604.66	-฿3,571,017.14
20	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿7,650,586.61	฿4,281,702.51	-฿3,368,884.10
21	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿7,217,534.53	฿4,039,341.99	-฿3,178,192.54
22	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿6,808,994.84	฿3,810,699.99	-฿2,998,294.85
23	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿6,423,580.04	฿3,594,999.99	-฿2,828,580.05
24	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿6,059,981.17	฿3,391,509.43	-฿2,668,471.74
25	0	18,909,467.69	4,627,000.00	1,000,000.00		24,536,467.69		13,732,000.00	- 10,804,467.69		฿5,716,963.37	฿3,199,537.19	-฿2,517,426.17
					รวม	635,145,224.45		329,568,000.00	- 305,577,224.45	รวม	฿334,161,737.66	162,586,329.78	-฿127,924,464.48
											NPV	- 171,575,408	บาท
											B/C	0.49	
											IRR	#DIV/0!	
											Pay Back Period	-8.5	ปี

ตารางที่ ง.4 การคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้ากำลังการผลิต 1000 kW

สำหรับค่าจัดหาวัตถุดิบ 1.00 บาท/กก. และอัตราส่วนเพิ่ม adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์

ปีที่	เงินทุนเบื้องต้น	ค่าวัตถุดิบ	ค่าO&M	ค่าจ้างพนักงาน		รายจ่ายรายปี		รายได้การขายไฟฟ้า	ผลกำไรราย		PV รายจ่าย	PV รายได้	PV กำไร
1	81,859,000.00	0	0	0		81,859,000.00		0	- 81,859,000.00		฿77,225,471.70	0	-฿77,225,471.70
2	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿41,834,136.14	฿24,443,752.22	-฿17,390,383.92
3	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿39,466,166.17	฿23,060,143.61	-฿16,406,022.56
4	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿37,232,232.24	฿21,754,852.46	-฿15,477,379.78
5	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿35,124,747.40	฿20,523,445.72	-฿14,601,301.68
6	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿33,136,554.15	฿19,361,741.24	-฿13,774,812.90
7	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿31,260,900.14	฿18,265,793.63	-฿12,995,106.51
8	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿29,491,415.22	฿17,231,880.78	-฿12,259,534.45
9	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿27,822,089.83	฿16,256,491.30	-฿11,565,598.53
10	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿26,247,254.56	฿15,336,312.55	-฿10,910,942.01
11	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿24,761,560.91	฿14,468,219.38	-฿10,293,341.52
12	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿23,359,963.12	฿13,649,263.57	-฿9,710,699.55
13	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿22,037,701.06	฿12,876,663.75	-฿9,161,037.31
14	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿20,790,284.02	฿12,147,795.99	-฿8,642,488.03
15	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿19,613,475.49	฿11,460,184.89	-฿8,153,290.59
16	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿18,503,278.76	฿10,811,495.18	-฿7,691,783.58
17	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿17,455,923.36	฿10,199,523.76	-฿7,256,399.60
18	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿16,467,852.23	฿9,622,192.22	-฿6,845,660.00
19	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿15,535,709.65	฿9,077,539.83	-฿6,458,169.81
20	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿14,656,329.86	฿8,563,716.82	-฿6,092,613.03
21	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿13,826,726.28	฿8,078,978.14	-฿5,747,748.14
22	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿13,044,081.39	฿7,621,677.49	-฿5,422,403.91
23	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿12,305,737.16	฿7,190,261.78	-฿5,115,475.39
24	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿11,609,186.00	฿6,783,265.83	-฿4,825,920.17
25	0	37,818,935.37	8,185,900.00	1,000,000.00		47,004,835.37		27,465,000.00	- 19,539,835.37		฿10,952,062.27	฿6,399,307.39	-฿4,552,754.88
					รวม	1,209,975,048.91		659,160,000.00	- 550,815,048.91	รวม	฿633,760,839.09	325,184,499.53	-฿231,350,867.87
											NPV	- 308,576,340	บาท
											B/C	0.51	
											IRR	#DIV/0!	
											Pay Back Period	-8.3	ปี

ภาคผนวก จ

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างการศึกษา

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างการศึกษา

กิตติญา กฤติยรังสิต และ ฉัตรเพชร ยศพล. (2554). **การประเมินต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ** การประชุมวิชาการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติประจำปี 2554.ระหว่างวันที่ 23-25 มีนาคม 2554 โรงแรม บีพี สมิหลา บีช แอนด์ รีสอร์ท จังหวัดสงขลา, 113-114

สมาคมวิศวกรรมสิ่งแวดล้อมแห่งประเทศไทย

24R5-09

การประเมินต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

Investment and Return Analysis of Biogas Power Plants

กิตติญา กฤติยรังสิต[1*] และ ฉัตรเพชร ยศพล[2]

Kittiya Kittiyarangsit[1*] and Chatpet Yassapol[2]

[1*]บัณฑิตศึกษา ; [2]อาจารย์ สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม สำนักวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี นครราชสีมา 30000

[*]โทรศัพท์ : 0-4422-4451, โทรสาร : 0-4422-4606, E-mail : kittiya_rangsit@hotmail.com

บทคัดย่อ

การวิจัยครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อเสนอแนวทางการประเมินต้นทุนและผลตอบแทนของการนำพืชผลทางการเกษตรมาผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดเล็ก โดยมุ่งเน้นศึกษา วัสดุทางการเกษตรที่มีปริมาณมากในประเทศมาแปลงเป็นแหล่งพลังงานสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าในรูปแบบของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ การวิจัยครั้งนี้ได้แบ่ง ออกเป็น 2 ส่วน ส่วนที่ 1 ออกแบบเบื้องโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพเพื่อจำแนกรายการต้นทุนและผลตอบแทนที่เกิดขึ้นจากโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ส่วนที่ 2 วิเคราะห์ความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ทางด้านเศรษฐศาสตร์ ด้วยวิธีการประเมินโครงการตามหลักวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ มีเกณฑ์ในการตัดสินใจการลงทุนประกอบด้วย มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ และระยะเวลาคืนทุน ผลการวิจัยพบว่า สำหรับการลงทุนโครงการนี้อยู่ที่ 42, 73, 170, 323 ล้านบาท และมีระยะเวลาคืนทุน 26 ,22 ,21 ,19 ปีสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพที่มีกำลังผลิต 100 200 500 1000 กิโลวัตต์ตามลำดับ

คำสำคัญ : โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ; ระยะเวลาคืนทุน

Abstract

The purpose of this research is to propose the trend of cost assessment and the benefits of bringing agricultural products to small biogas power plants by studying a number of agricultural products which transform themselves into energy and produce electricity. This research is divided into 2 parts. Firstly, the design of small biogas power plant to work out the costs and benefits generated. Secondly, the assessment of the project in economics terms by assessing the benefits and costs. The decision making on the investment aspect consisted of Net Present Value (NPV) Benefit-cost ratio Internal Rate of Returns and Payback period. The power plant project with investment cost 42, 73, 170, 323 million bath and payback period within 26 ,22 ,21 ,19 years.

Keywords : Biogas Power Plant; Payback period

บทนำ

ในชีวิตประจำวันของคนเราทุกคนต่างก็มีความจำเป็นต้องใช้พลังงานไฟฟ้า อย่างหลีกเหลี่ยงไม่ได้ เช่น เครื่องใช้ในบ้าน เครื่องใช้สำนักงาน ต้องใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งสิ้น ยิ่งสังคมมีความเจริญมากขึ้นความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าก็เพิ่มขึ้นตามไปด้วยเช่นกัน พลังงานไฟฟ้าไม่ใช่พลังงานที่เกิดขึ้นเองตามธรรมชาติ ต้องอาศัยแหล่งพลังงานอื่นหรือเชื้อเพลิงเพื่อนำมาเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานไฟฟ้า หากเราพิจารณาถึงแหล่งพลังงานหรือเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตไฟฟ้าพบว่า ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงที่นำมาผลิตไฟฟ้า ส่วนมากเป็นพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ถ่านหินก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน เป็นต้น ซึ่งทรัพยากรเหล่านี้เป็นทรัพยากรที่ใช้แล้วหมดไป (Depleted Energy) สำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยรวมของโลก ในปี พ.ศ. 2549 มีสัดส่วนการใช้พลังงานหรือเชื้อเพลิง ดังนี้ ใช้ถ่านหินปริมาณมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 41.0 รองลงมาคือการใช้ก๊าซธรรมชาติคิดเป็นร้อยละ 20.1 พลังงานน้ำคิดเป็นร้อยละ 16.0 พลังงานนิวเคลียร์คิดเป็นร้อยละ 14.8 น้ำมันคิดเป็นร้อยละ 5.8 พลังงานหมุนเวียนและพลังงานอื่นๆ คิดเป็นร้อยละ 2.3 ของพลังงานทั้งหมดที่นำมาผลิตไฟฟ้า

สำหรับประเทศไทยมีสัดส่วนการใช้พลังงานหรือเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2551 โดยแยกตามประเภทพลังงานหรือเชื้อเพลิงได้ดังนี้ ก๊าซธรรมชาติคิดเป็นร้อยละ 70.0 ถ่านหินคิดเป็นร้อยละ 20.0 พลังงานน้ำคิดเป็นร้อยละ 5 พลังงานหมุนเวียนและพลังงานอื่นๆ คิดเป็นร้อยละ 2.0 นำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศคิดเป็นร้อยละ 2.0 น้ำมันคิดเป็นร้อยละ 1.0 [1] จากตัวเลขดังกล่าว ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติมากเป็นอันดับแรก รองลงมาคือ ถ่านหิน สำหรับแหล่งพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่ภายในประเทศมีปริมาณที่จำกัด ถึงแม้ว่าจะมีการค้นพบ และนำพลังงานหรือเชื้อเพลิงเหล่านี้มาใช้มากขึ้น ซึ่งจะทำให้พลังงานหรือเชื้อเพลิงเหล่านี้มีปริมาณที่ลดลง หรืออาจถูกใช้หมดไปในอนาคต แม้ว่าในปัจจุบันทั่วโลกจะมีการพัฒนาเทคโนโลยีการสำรวจ ขุดเจาะ เพื่อหาแหล่งพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิล หากพิจารณาถึงปริมาณสำรองของพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิลพบว่า ถ่านหิน เป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาณสำรองอยู่มากที่สุด ส่วนก๊าซธรรมชาติและน้ำมันมีแหล่งปริมาณสำรองหลักอยู่ในประเทศแถบตะวันออกและรัสเซีย แหล่งปริมาณสำรองของพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิล

สำหรับประเทศไทยไม่ได้มีแหล่งพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิล มากพอต่อความต้องการ ทำให้ต้องพึ่งพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิลจากต่างประเทศ โดยการนำเข้าพลังงานหรือเชื้อเพลิงประมาณร้อยละ 60.0 ของความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์และเชื้อเพลิงฟอสซิลทั้งหมด ในประเทศไทยได้มีการสำรวจแหล่งพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่ภายในประเทศ โดยพบว่าปริมาณน้ำมันสำรองในประเทศไทยมีประมาณ 0.5 พันล้านบาร์เรล คาดว่าจะใช้ได้อีกประมาณ 5.2 ปี ปริมาณก๊าซธรรมชาติสำรองในประเทศไทยมีประมาณ 0.3 ล้านล้านลูกบาศก์เมตร คาดว่าจะใช้ได้อีกประมาณ 16.5 ปี ปริมาณถ่านหินสำรองในประเทศไทยมีประมาณ 1,354 ล้านตัน คาดว่าจะใช้ได้อีกประมาณ 143 ปี

เพื่อความแน่ใจว่าอนาคตเราจะมีพลังงานและเชื้อเพลิงใช้อย่างเพียงพอ แนวทางการพัฒนาพลังงานของประเทศ จึงควรพิจารณาเลือกใช้พลังงานที่มีราคาถูก มีปริมาณมาก และมีแหล่งพลังงานอยู่ในประเทศ ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม มีการประกอบอาชีพกสิกรรม เช่น การทำนา การทำพืชไร่ การทำพืชสวน จึงมีผลิตผลทางการเกษตรจำนวนมาก และมีศักยภาพมากพอที่น่าจะนำมาใช้ในรูปของพลังงานชีวมวล เพื่อทดแทนพลังงานเชิงพาณิชย์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับการผลิตไฟฟ้าพืชผลทางการเกษตรที่สามารถนำมาเป็นพลังงานชีวมวล เช่น ข้าว อ้อย ปาล์ม มันสำปะหลัง ข้าวโพด เป็นต้น ซึ่งสามารถนำมาเป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการเผาไหม้โดยตรงหรือแปรสภาพด้วยวิธีการหมักให้เป็นก๊าซชีวภาพแล้วนำมาผลิตไฟฟ้า สำหรับการส่งเสริมให้นำพลังงานชีวมวลมาเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ได้เริ่มมาตั้งแต่ พ.ศ. 2535 ภาครัฐมีมาตรการสนับสนุนและให้ใช้พลังงานชีวมวลเป็นแหล่งเชื้อเพลิง โดยการปรับปรุงกฎระเบียบด้านการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers : SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producers : VSPP) รวมทั้งกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มพิเศษหรือ “Adder” [1] [2]หากมีการใช้พลังงานชีวมวลในการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตามในระยะที่ผ่านมาปริมาณการ

เสนอขายไฟฟ้าเข้าระบบของพลังงานชีวมวลมีการเพิ่มขึ้นในอัตราที่ไม่สูง อันเนื่องมาจาก นักลงทุนหลายรายยังลังเล ดังนั้น การลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะการนำพลังงานชีวมวลมาเป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้าให้มีปริมาณที่มากขึ้น จึงควรมีข้อมูลด้านต้นทุนและความคุ้มค่า เพื่อเป็นตัวช่วยการตัดสินใจ

วิธีการศึกษา

การวิจัยครั้งนี้ได้แบ่งการศึกษาออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนที่ 1 การออกแบบเบื้องต้นองค์ประกอบต่างๆของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ และส่วนที่ 2 การวิเคราะห์ต้นทุน-ผลตอบแทนเป็นการประเมินความเป็นไปได้สำหรับโครงการโดยขั้นการการวิเคราะห์ ประกอบด้วยการรวบรวมข้อมูลต้นทุนค่าใช้จ่าย (Cost) และผลตอบแทน (Benefit) และทำการประเมินความคุ้มค่าโดยอาศัยหลักการทางด้านเศรษฐศาสตร์ การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน เป็นวิธีที่ง่ายและนิยมใช้กันแพร่หลาย [1] นอกจากการวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนเครื่องมือที่ใช้ในการประเมิน โครงการเพื่อช่วยในการประกอบตัดสินใจยังมีตัวชี้วัดอื่นอีก เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เป็นต้น

ผลการศึกษา

ในการดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพจะต้องมีการออกแบบส่วนประกอบต่างๆ ที่จะใช้งานประกอบกับชุดหน่วยผลิตไฟฟ้าและถังหมักก๊าซชีวภาพ ดังที่ได้แสดงในหัวข้อองค์ประกอบของการผลิตไฟฟ้า โดยสรุปมีส่วนประกอบที่สำคัญดังต่อไปนี้

1. อาคารโรงไฟฟ้า ซึ่งใช้ในการเก็บเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ควบคุม และใช้เก็บอุปกรณ์สนับสนุน และ/หรือ ใช้เป็นสถานที่ในกระบวนการเตรียมวัตถุดิบ อาคารควบคุมระบบ อาคารดำเนินการ อาคารจัดเก็บเครื่องมือ ที่พักพนักงาน ซึ่งกำหนดขนาดพื้นที่ใช้สอยตาม แบบโรงเก็บพัสดุของสำนักงานมาตรฐานงบประมาณ กำหนดพื้นที่อาคารรายละเอียดดังนี้ ขนาดเล็กพื้นที่ใช้สอย 140 ตารางเมตร ขนาดกลางพื้นที่ใช้สอย 250 ตารางเมตร ขนาดเล็กพื้นที่ใช้สอย 500 ตารางเมตร เลือกใช้ขนาดกลางสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

2. ลานกองวัตถุดิบ เป็นพื้นที่สำหรับจัดเก็บวัตถุ และสำรองวัตถุดิบปริมาณการเก็บสำรองวัตถุดิบอาจจะพิจารณาตามอายุของพืชพลังงานซึ่งส่วนมากจะอยู่ในช่วง 90-120 วัน สำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพนั้น สามารถนำพืชพลังงานหลากหลายชนิดมาเป็นวัตถุ และประเทศไทยก็สามารถปลูกพืชได้ตลอดทั้งปี จึงอาจไม่ต้องสำรองวัตถุดิบไว้ในปริมาณมาก แต่ก็ควรมีการสำรองไว้เพื่อเป็นผลดีต่อโรงไฟฟ้า ในช่วงที่วัตถุดิบขาดแคลนหรือมีราคาสูง ดังนั้นจึงเลือกสำรองวัตถุดิบไว้ 30 วัน ปริมาณการสำรองวัตถุดิบดังตารางที่ 1 การกำหนดพื้นที่ลานกองวัตถุดิบไม่ได้มีข้อกำหนดไว้ ดังนั้นทางที่ปรึกษาโครงได้ทำการกำหนดว่าวัตถุดิบ 1 ตัน ต้องการพื้นที่ 2 ตารางเมตร ซึ่งตัวเลขดังกล่าวได้มาจาก ขนาดของรถบรรทุกที่สามารถบรรทุกน้ำหนักได้ 12 ตัน มีขนาดกว้าง 2.5 เมตร ยาว 10 เมตร พื้นลานกองวัตถุดังตารางที่ 1 เนื่องจากพื้นที่ลานกองไม่ได้รองรับวัตถุดิบเพียงเดียว จึงต้องที่เผื่อพื้นได้ให้รถบรรทุกขนถ่ายวัตถุได้สะดวก จึงออกแบบให้เผื่อพื้นที่ไว้ 200 ตารางเมตร

ตารางที่ 1 ปริมาณการสำรองวัตถุดิบและพื้นที่ลานกอง

กำลังการผลิต (kW)	จำนวนวัตถุดิบ (ตัน/เดือน)	พื้นที่ลานกองวัตถุดิบ(ตร.ม.)
100	150	500
200	320	900
500	730	1700
1000	1450	3100

3. ถังผสม เนื่องจากต้องการให้ระบบหมักก๊าซชีวภาพเป็นระบบแบบการป้อนวัตถุดิบแบบต่อเนื่อง Continuos process ซึ่งมีข้อดีในการรักษาเสถียรภาพการผลิตไฟฟ้าได้ดี ไม่ต้องมีช่วงเวลาพักระบบหมักก๊าซชีวภาพเพื่อเปลี่ยนถ่ายวัตถุดิบ ความจุของถังผสมให้สามารถป้อนวัตถุดิบได้ 1 วัน ผลการออกแบบถังผสม ดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ขนาดของถังผสม

กำลังการผลิต (kW)	อัตราการไหล (m^3/day)	ความจุของถังผสม (m^3)
100	11.4	12
200	22.6	23
500	56.2	57
1000	112.4	113

4. อาคารสำนักงานอาคารสำนักงาน ส่วนของอาคารสำนักงาน เป็นพื้นที่ในการปฏิบัติงานในด้านงานธุรการ งานการเงิน ข้อมูลเบื้องต้นจากโครงการย่อยที่ 1 มีบุคคลกรที่อยู่ในพื้นที่สำนักงานประมาณ 5 คน พื้นที่ในการใช้สอยคนละ 5 ตารางเมตร ดังนั้นพื้นที่เท่ากับ 25 ตารางเมตร

5. ห้องปฏิบัติการ ใช้สำหรับตรวจสอบคุณภาพวัตถุดิบ กำหนดให้ใช้พื้นที่เท่ากับอาคารสำนักงาน เพื่อสะดวกในการก่อสร้าง

6. เครื่องชั่ง ได้ทำการตรวจสอบขนาดของพื้นที่สำหรับติดตั้งจาก ผลิตและจำหน่าย โดยกำหนดเครื่องชั่งพิกัดสูงสุด 20 ตัน ค่าความละเอียด 5 กิโลกรัม ขนาดพื้นที่ติดตั้ง 2.5 x 5 เมตร เท่ากับ 12.5 ตารางเมตร

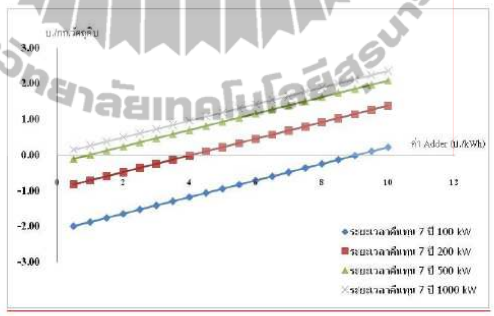
เนื่องจากยังไม่มีการจัดตั้งโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขึ้นจริงดังนั้นข้อมูลต่างๆ จะเป็นข้อมูลทุติยภูมิ และข้อมูลบ้างส่วนได้จากการตั้งสมมุติฐาน ดังนี้ จำนวนวันทำงาน 1 ปี ทำการผลิต 365 วัน ชั่วโมงการผลิต 13 ชั่วโมงต่อวัน อัตราการให้ก๊าซมีเทนของวัตถุดิบ 0.06 m^3/kg อัตราการให้พลังงานไฟฟ้าของก๊าซมีเทนเท่ากับ 11.03 kWh/m^3 ประสิทธิภาพเครื่องยนต์ 35% อายุโครงการ 30 ปี ซึ่งพบว่าจะต้องใช้เงินลงทุน และระยะเวลาคืนทุน ดังตารางที่ 3 และพบว่าถ้าโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะมีรายได้เท่ากับ 1,892,200 ; 3,784,500 ; 9,461,400 ; 18,922,000 บาท/ปี สำหรับโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิต 100 200 500 และ 1000 กิโลวัตต์

ตารางที่ 3 แสดงเงินลงทุนและระยะเวลาคืนทุน

กำลังการผลิต (kW)	ค่าใช้จ่าย (บาท)	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)
100	42,742,700	26
200	73,956,600	22
500	170,958,300	21
1000	323,841,600	19

สรุป

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าโดยใช้ข้อมูลด้านต้นทุนค่าใช้จ่าย และผลตอบแทนจากการขายไฟฟ้าจากสัดส่วนต้นทุนหมวดต่างๆ ต้นทุนอยู่ที่วัตถุดิบมากที่สุดโดยที่การจะส่งเสริมการใช้พลังงานชีวภาพนั้นขึ้นอยู่กับค่า Adder เพราะจะมีผลต่อราคารับซื้อวัตถุดิบที่เป็นผลผลิตทางการเกษตรและวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ถ้าค่า Adder เพิ่มสูงขึ้นมีผลทำให้สามารถรับซื้อวัตถุดิบได้สูงขึ้นจึงเป็นการส่งเสริมการลงทุนและยังเป็นกระจายรายได้สู่การเกษตรกรอีกทางหนึ่งด้วย เพราะเกษตรกรเป็นกลุ่มหลักที่จะป้องวัตถุเข้าโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ซึ่งความสัมพันธ์ระหว่างค่า Adder กับต้นทุนการรับซื้อวัตถุดิบเป็นดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 ค่า Adder กับต้นทุนรับซื้อวัตถุดิบ

จากตารางระยะเวลาคุ้มของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ แสดงให้ทราบการลงทุนที่กำลังการผลิตสูงขึ้นจะทำให้มีระยะเวลาคืนทุนที่เร็วกว่าการลงทุนที่มีกำลังการผลิตต่ำแต่ยังไม่สามารถสรุปได้ว่าการลงที่ทุนที่กำลังการผลิตมากกว่าจะสนใจกว่าการลงทุนกำลังการผลิตต่ำในทางเศรษฐศาสตร์ สำหรับการการลงทุนเพื่อหันมาใช้พลังงานชีวมวลหรือชีวภาพนั้นจะเห็นได้ว่ามีการลงทุนที่ค่อยข้างสูง และต้องอาศัยระยะเวลานานจึงจะคืนทุน แต่ถ้ามีการให้การสนับสนุนจากภาครัฐมากขึ้นก็จะทำให้มีผู้สนใจในการลงทุน และยังเป็นการใช้ทรัพยากรที่มีอยู่ในประเทศอย่างคุ้มค่าอีกด้วย

เอกสารอ้างอิง

วารสาร

[1] สำนักงานนโยบายและแผนพัฒนาพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2550). ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP). วารสารนโยบายพลังงาน, (76), 45-53

[2] สำนักงานนโยบายและแผนพัฒนาพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2550). การให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน. วารสารนโยบายพลังงาน, (78), 43-47

หนังสือ

[1] เสถียร ศรีบุญเรือง. (2542). การวางแผนประเมินโครงการ. เชียงใหม่: คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.

ข้อมูลอิเล็กทรอนิกส์

[1] สำนักงานนโยบายและแผนพัฒนาพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2551). การกระจายเชื้อเพลิง, 5 กรกฎาคม 2552. http://www.eppo.go.th/engy/Load/ET01.pdf

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ประวัติผู้เขียน

นางสาวกิตติญา กฤติยรังสิต เกิดเมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2525 ที่จังหวัดนครสวรรค์ สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรมสิ่งแวดล้อม) จากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี นครราชสีมา เมื่อปี พ.ศ. 2549 และในปี พ.ศ. 2550 ได้เข้าศึกษาต่อในระดับวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ในปี พ.ศ. 2552 – 2554 ได้ทำงานในหน่วยวิจัยและที่ปรึกษาเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม สุรนารี ตำแหน่งผู้ช่วยวิจัย โครงการการศึกษารูปแบบการผลิตพลังงานจากชีวมวลโดยระบบสหกรณ์ จังหวัดนครพนม

ผลงานด้านวิชาการได้เผยแพร่บทความวิชาการ เรื่อง การประเมินภาพระบบประปาชุมชนในเขตเมืองนครราชสีมา ในการประชุมวิชาการวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ครั้งที่ 7 ระหว่างวันที่ 21 – 22 พฤษภาคม 2552 และบทความวิชาการ เรื่อง การประเมินต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ในการประชุมวิชาการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ครั้งที่ 10 ในระหว่างวันที่ 23-25 มีนาคม พ.ศ. 2554