



ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า

วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขา

ภาควิชา

เรื่อง พลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยภายใต้วิกฤตการณ์โลกร้อน

The Appropriate Renewable Energy for Thailand under Global Warming
Circumstance

นามผู้วิจัย เรือเอกกนก กล่อมจิต

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(รองศาสตราจารย์เกียรติคุณ กวีญาณ, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา

(รองศาสตราจารย์มงคล รักษาพัชรวงศ์, Ph.D.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญญา ธีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

สิงสิงห์ มตาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

พลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยภายใต้วิกฤตการณ์โลกร้อน

The Appropriate Renewable Energy for Thailand under Global Warming Circumstance

โดย

เรือเอกกนก กล่อมจิต

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

พ.ศ. 2553

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

กนก กล่อมจิต, เรือเอก 2553: พลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยภายใต้
วิกฤตการณ์โลกร้อน ปรินซ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขา
วิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รอง
ศาสตราจารย์ เกียรติคุณ กวีญาณ, Ph.D. 177 หน้า

วิทยานิพนธ์นี้เป็นการนำเสนอ พลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยภายใต้
วิกฤตการณ์โลกร้อน โดยได้นำพลังงานทางเลือกที่มีศักยภาพในประเทศไทยได้แก่ พลังงานจาก
ลม พลังงานจากแสงอาทิตย์ พลังงานจากน้ำขนาดเล็ก พลังงานจากชีวมวล และพลังงานจากก๊าซ
ชีวภาพ (เน้นจากขยะ) มาเป็นแนวทางในการตัดสินใจ

ซึ่งการเลือกพลังงานที่เหมาะสมที่สุดนั้นได้ใช้กระบวนการและวิธีการวิเคราะห์ในเชิง
ปริมาณ และคุณภาพโดยใช้เครื่องมือทางการเงิน ได้แก่ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) และ
อัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (IRR: Internal Rate of Return) รวมถึงการวิเคราะห์โดยใช้
ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) สำหรับปัจจัยที่ไม่จำเป็นต้องใช้เครื่องมือทางการเงินใน
การวิเคราะห์

ผลการศึกษาสรุปได้ว่าพลังงานทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยภายใต้
วิกฤตการณ์โลกร้อนควรจะเป็นพลังงานชีวมวล เนื่องจากมีระยะเวลาคืนทุนจากการก่อตั้ง
โรงไฟฟ้าที่ 12.30 ปี และอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนที่ 19.65% และมีค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก
สำหรับปัจจัยอื่นๆมากที่สุด โดยโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ปีละ
53,217,000 kWh. และมีอายุของโรงไฟฟ้าที่ 25 ปี ประกอบกับรัฐบาลในปัจจุบันได้มีนโยบายและ
มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลเป็นอย่างมากในด้านของการให้ความสำคัญ
และเงินทุนสนับสนุนผ่านทางกระทรวงพลังงาน ดังนั้นพลังงานชีวมวลจึงเป็นพลังงานที่
เหมาะสมที่สุดสำหรับประเทศไทยภายใต้วิกฤตการณ์โลกร้อนและสถานการณ์ในปัจจุบัน

Kanok Klomjit, Lt. 2010: The Appropriate Renewable Energy for Thailand under Global Warming Circumstance. Master of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering.
Thesis Advisor: Associate Professor Kieatyuth Kaveeyan, Ph.D. 177 pages.

This thesis presents the appropriate renewable energy for Thailand under global warming circumstance by using the potential energy in Thailand which are Wind Energy, Solar Energy, Micro Hydro Energy, Biomass Energy and Biogas Energy to be the approach for considering.

The suitable energy chosen by the procedure and methodology of quantitative and qualitative analysis as follows: The Payback Period, The IRR: Internal Rate of Return and The Weighted Average.

The outcome turns to the Biomass Energy because of the 12.30 years in Payback Period, 19.65% in IRR and the highest Weighted Average on qualitative factors. The Biomass Power Plant Project can generate up to 53,217,000 kWh per year and has the plant life at the minimum 25 years. Together with the supportive and compassionate policy with a subsidize funding from the Government for Biomass through the Ministry of Energy, therefore; Biomass will definitely be the appropriate renewable energy for Thailand under global warming circumstance.

Student's signature

Thesis Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสำเร็จลุล่วงไปไม่ได้หากขาดการสนับสนุนจาก รศ.ดร.เกียรติยุทธ กวีญาณ คณาจารย์ทุกท่านที่ได้ช่วยเหลือสนับสนุนด้วยดีเสมอมา เจ้าหน้าที่ห้องธุรการภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลังที่ได้ให้ความอนุเคราะห์ อำนวยความสะดวกเรื่องงานเอกสารต่างๆ จนกระทั่ง วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี อีกทั้งขอขอบคุณกระทรวงพลังงาน และการไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย ที่เป็นแหล่งข้อมูลที่มีคุณภาพที่ทางผู้จัดทำได้สืบค้นข้อมูลและนำมาเป็นแนวทาง ในการจัดทำ และวิเคราะห์รวมถึงเป็นส่วนที่จุดประกายให้ผู้จัดทำสามารถที่จะสรุปผลให้ออกมาใน ทิศทางที่เหมาะสมมากที่สุด

นอกเหนือจากนี้บุคคลที่จะต้องได้รับความขอบคุณเป็นอย่างยิ่งคือ ภรรยาของผู้จัดทำ นาง อัจฉรานันท์ กล่อมจิต ที่ได้ช่วยเหลือในทุกๆด้าน และการเป็นแรงบันดาลใจที่ทำให้ผู้จัดทำได้มี กำลังใจที่จะสืบค้นหาข้อมูลและมุ่งมั่นตั้งใจทำงานประสบความสำเร็จ

เรื่อเอกกนก กล่อมจิต

มีนาคม 2553

สารบัญ

	หน้า
สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(3)
สารบัญภาพ	(5)
คำนำ	1
วัตถุประสงค์	2
การตรวจเอกสาร	3
อุปกรณ์และวิธีการ	130
อุปกรณ์	130
วิธีการ	130
ผลและวิจารณ์	132
ผล	132
วิจารณ์	134
สรุปและข้อเสนอแนะ	156
สรุป	156
ข้อเสนอแนะ	157
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	158
ภาคผนวก	163
ประวัติการศึกษา และการทำงาน	177

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	การพัฒนาของกังหันลมในช่วง ค.ศ. 1985 – 2002	12
2	โครงการไฟฟ้าพลังน้ำที่ พพ. ก่อสร้างแล้วเสร็จ 22 โครงการ	54
3	แสดงการเปรียบเทียบระหว่างหม้อไอน้ำขนาดความดัน 40 และ 60 บาร์	71
4	คุณสมบัติของน้ำที่ใช้ในหม้อไอน้ำ	74
5	ตัวอย่างสัดส่วนของก๊าซชีววมวลที่เกิดจากแก๊สซิไฟเออร์ที่ใช้เศษไม้	75
6	แสดงศักยภาพชีววมวลของประเทศไทยปี 2550/2551	78
7	ประสิทธิภาพระบบผลิตก๊าซชีวภาพของโรงงานสุราในกลุ่มสุราทิพย์ในช่วงเดือนสิงหาคม 2541	101
8	ประเภทน้ำเสียที่มีความเหมาะสมบำบัดแบบไม่ใช้ออกซิเจนทั้งเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพและเพื่อการบำบัด	102
9	ศักยภาพก๊าซชีวภาพจำแนกตามแหล่งที่มาต่อปี	117
10	แสดงระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ	132
11	แสดงอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (IRR)	133
12	แสดงการหาค่าเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average)	133
13	แสดงศักยภาพของพลังงานทดแทนในปี ค.ศ. 2020	135
14	ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	136
15	NPV โรงไฟฟ้าพลังงานลมตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 20	137
16	NPV โรงไฟฟ้าพลังงานพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25	138
17	NPV โรงไฟฟ้าพลังงานพลังงานชีววมวล ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25	139
18	NPV โรงไฟฟ้าพลังงานพลังงานขยะ ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 20	140
19	NPV โรงไฟฟ้าพลังงานพลังงานน้ำขนาดเล็ก ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25	142
20	ผลสรุปการวิเคราะห์ ความเป็นไปได้ของโครงการ (Feasibility Analysis) โดยหาอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR)	144
21	ค่าเฉลี่ยของพลังงานประเภทต่างๆ	154

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	โรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรป	10
2	แสดงลักษณะของความเร็วลมภายใต้ชั้นบรรยากาศ	13
3	แผนภูมิแสดงกำลังไฟฟ้าและช่วงการทำงานของกังหันลมแบบต่างๆ	14
4	กังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง	15
5	กังหันลมที่มีแกนเพลายู่ในแนวนอนแบบต่างๆ	17
6	แสดงตัวอย่างส่วนประกอบของกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า	19
7	แสดงส่วนประกอบของกังหันลมเพื่อการสูบน้ำ	20
8	แสดงแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย	22
9	แสดงตัวอย่างของฟาร์มลมในประเทศสหรัฐอเมริกา	23
10	สถานีผลิตไฟฟ้าร่วมที่แหลมพรหมเทพจังหวัดภูเก็ต	24
11	เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอนประเภทต่างๆ	28
12	ส่วนประกอบของเซลล์แสงอาทิตย์	29
13	แสดงการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์	32
14	เซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ	34
15	เซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย	35
16	เซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน	35
17	แผนภาพการทำงานของระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบถ่วงน้ำหนัก	36
18	แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542)	38
19	แสดงชนิดเซลล์แสงอาทิตย์และกำลังการผลิตไฟฟ้าเชื่อมสิรินธร จ.อุบลราชธานี	43
20	แสดงระบบผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เชื่อมสิรินธร	44
21	ฝ่ายทดน้ำโครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่ฮ่องสอน	49
22	อาคารรับน้ำโครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยน้ำขุน	50
23	บ่อพักน้ำ โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยน้ำขุน	51
24	ท่อส่งน้ำ โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่ฮ่องสอน	52
25	เครื่องกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบฟรานซิส	53

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
26	เครื่องกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบคาปา	53
27	ชีวมวลประเภทฟางข้าว	58
28	ชีวมวลประเภทเศษไม้ยางพารา	59
29	ชีวมวลประเภทกากอ้อย	60
30	ชีวมวลประเภทใบอ้อยและยอดอ้อย	61
31	ชีวมวลประเภทเหง้ามันสำปะหลัง	62
32	ชีวมวลประเภทเปลือกและกากมันสำปะหลัง	63
33	ชีวมวลประเภทกากปาล์ม	64
34	ชีวมวลประเภทใบปาล์มและต้นปาล์ม	65
35	ชีวมวลประเภทขี้ข้าวโพดและลำต้น	66
36	ห้องเผาไหม้แบบตะกรับเอียง	67
37	ห้องเผาไหม้แบบตะกรับเคลื่อนที่	68
38	ห้องเผาไหม้แบบ Spreader stoker	68
39	ห้องเผาไหม้แบบชั้นบันได	69
40	ห้องเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบด	69
41	ห้องเผาไหม้แบบตะกรับสั้น	70
42	แผนผังการผลิตไฟฟ้าระบบหม้อไอน้ำและ Condensing turbine	72
43	ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบหม้อไอน้ำและ Back pressure turbine	73
44	แผนผังการผลิตไฟฟ้าระบบแก๊สซิฟิเคชัน	75
45	เตาแก๊สซิไฟเออร์แบบอากาศไหลลง	76
46	Biomass Power Plant Location (SPP&VSPP)	79
47	โรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ	92
48	การย่อยสลายสารอินทรีย์ของระบบบำบัดน้ำเสียแบบใช้อากาศ	94
49	การย่อยสลายสารอินทรีย์ของระบบบำบัดน้ำเสียแบบไม่ใช้อากาศ	95

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่	หน้า
50 แสดงขั้นตอนกระบวนการสลายแบบไร้อากาศ	98
51 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบ บ่อหมัก Anaerobic Pond	103
52 ระบบบ่อปิด (Covered Lagoon)	104
53 บ่อโดมคงที่ (Fixed Dome)	105
54 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบ ถังกรองไร้ออกซิเจน (Anaerobic Filter)	106
55 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบชั้นลอยตัวแบบไม่ใช้อากาศ	107
56 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบสัมผัสโดยใช้ถังกวนสมบูรณ์	108
57 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบ Up flow Anaerobic Sludge Blanket	109
58 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบ Expanded Granular Sludge Bed	110
59 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบ Anaerobic Rotating Biological Contactor	111
60 ระบบหมักแบบถังปฏิกรณ์ไร้อากาศแบบแผ่นกั้น (Anaerobic Baffled Reactor)	112
61 แสดงการนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์เป็นพลังงานทดแทน	113
62 แสดงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ	114
63 เครื่องยนต์ดัดแปลงเบนซินใช้กับก๊าซชีวภาพ	115
64 แสดงยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทนพ.ศ.2551 – 2565	122
65 แสดงศักยภาพและเป้าหมายพ.ศ.2551 – 2565	123
66 แสดงเป้าหมายพลังงานทดแทน พ.ศ.2551 – 2565	123
67 แสดงมาตรการส่งเสริมพลังงานทดแทน	126
68 แสดงต้นทุนในการผลิตโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ และผลตอบแทนที่ได้รับจากการลงทุนเทียบกับเงินลงทุน	146
69 นโยบายพลังงานของรัฐบาล	149
70 แสดงภาพรวมชีวมวล	150
71 การหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักสำหรับปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ	155

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพผนวกที่	หน้า
1 ศักยภาพของแหล่งพลังงานทดแทน ปี 2020	164
2 ต้นทุนโดยเฉลี่ยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	165
3 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากพลังงานประเภทต่างๆ	166
4 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลม ขนาด 150 – 1250 kW	167
5 ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดใหญ่ 1250 kW ระยะเวลา 20 ปี	168
6 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	169
7 ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 1,000 kWp. ระยะเวลา 25 ปี	170
8 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	171
9 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลขนาด 9,000 kW. ระยะเวลา 25 ปี	172
10 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก	173
11 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก 2,000 kW. ระยะเวลา 25 ปี	174
12 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ	175
13 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ 15,000 kW ระยะเวลา 20 ปี	176

พลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยภายใต้วิกฤตการณ์โลกร้อน

The Appropriate Renewable Energy for Thailand under Global Warming Circumstance

คำนำ

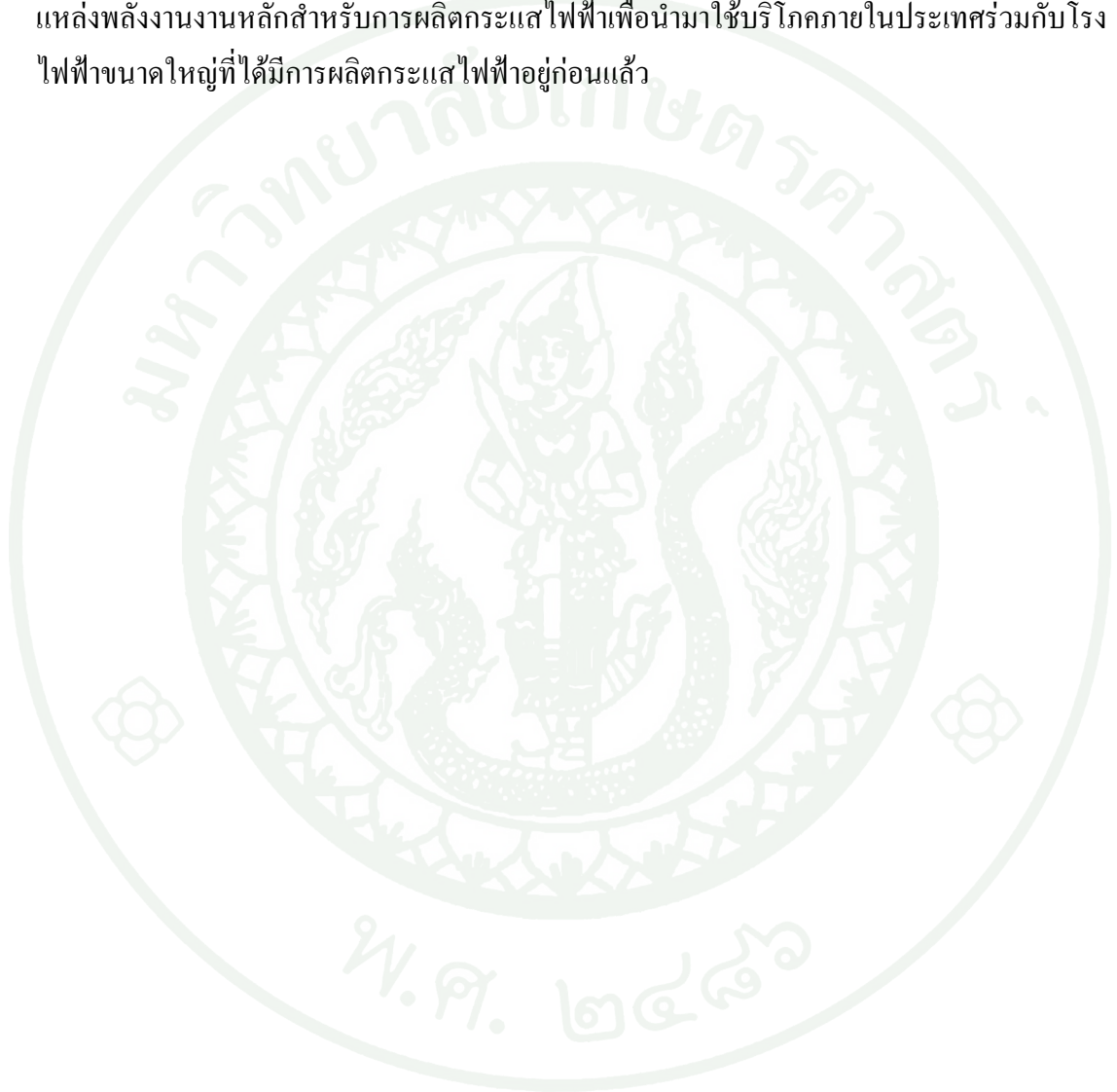
ในภาวะการณ์ปัจจุบันที่โลกได้มีการพัฒนาไปเป็นอย่างมากนั้น ความต้องการใช้พลังงานก็มามากขึ้นประกอบกัน แต่พลังงานที่ได้จากแหล่งหลัก ไม่ว่าจะเป็นน้ำมันหรือทรัพยากรธรรมชาติที่ใช้แล้วหมดไปนั้นกำลังเหลือน้อยลงไปทุกที ดังนั้นการหาแหล่งพลังงานทางเลือก หรือพลังงานหมุนเวียนจึงเป็นแนวทางหลักในการผลิตพลังงานขึ้นมาใช้เพื่อตอบสนองความต้องการของมนุษย์ที่ไม่มีวันสิ้นสุดตราบเท่าที่โลกนี้จะยังคงอยู่และชีวิตต้องดำเนินต่อไป

พลังงานทางเลือกหรือพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันมีมากมายหลายแหล่ง แต่ทางผู้จัดทำได้เลือกแหล่งพลังงาน 5 แหล่งหลักที่หาได้โดยทั่วไป และเป็นไปได้ในการนำมาเป็นแหล่งพลังงานเพื่อก่อตั้งโรงไฟฟ้า ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังงานชีวมวล และพลังงานก๊าซชีวภาพ (เน้นพลังงานขยะ) เนื่องจากพลังงานทั้ง 5 แหล่งดังกล่าวมีศักยภาพที่สูงสำหรับประเทศไทย และเป็นแหล่งพลังงานทางเลือกที่สามารถนำมาช่วยผลิตกระแส ไฟฟ้าเพื่อใช้ในการบริโภคภายในประเทศ นอกเหนือจากนี้ต้นทุนในการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าโดยใช้พลังงานทางเลือกทั้ง 5 แหล่งดังกล่าวเป็นต้นทุนที่ยอมรับได้เมื่อเปรียบเทียบกับค่าพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่จะผลิตได้โดยผู้จัดทำได้ใช้วิธีการในการคำนวณหาต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆรวมถึงต้นทุนในการบำรุงดูแลรักษาระบบในระยะยาวมาเป็นแนวทางในการตัดสินใจว่าควรจะเลือกใช้พลังงานหมุนเวียนประเภทใด เพื่อที่จะให้เหมาะสมกับประเทศไทยภายใต้วิกฤตการณ์โลกร้อนที่ทั่วโลกกำลังเผชิญ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ใช้เครื่องมือทางการเงิน และเครื่องมือในการวิเคราะห์ด้านอื่นๆมาเป็นตัวช่วยหลักในการตัดสินใจเพื่อหาแหล่งพลังงานทางเลือกที่เหมาะสม ที่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในปริมาณที่เพียงพอ ภายใต้ผลตอบแทนที่สูงที่สุดที่ผู้ลงทุนจะได้ รับหากมีการดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้างกล่าว

วัตถุประสงค์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้จัดทำขึ้นเพื่อศึกษาและวิเคราะห์พลังงานที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยภายใต้วิกฤตการณ์โลกร้อน ว่าพลังงานใดเป็นพลังงานที่เหมาะสมมากที่สุดในการนำมาเป็นแหล่งพลังงานหลักสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อนำมาใช้บริโภคภายในประเทศร่วมกับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ได้มีการผลิตกระแสไฟฟ้าอยู่ก่อนแล้ว



การตรวจเอกสาร

พลังงานทางเลือก

พลังงานทางเลือกหมายถึง พลังงานรูปแบบใหม่ ๆ ที่ยังไม่ได้มีการใช้กันอย่างแพร่หลายทั่วไป และมีการพัฒนาขึ้นมาเพื่อนำมาใช้ทดแทนพลังงานที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบัน โดยมุ่งเน้นที่จะให้เป็นพลังงานที่สะอาด สามารถพึ่งตนเองได้ ทั้งในแง่ของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี และสามารถสร้างงานสร้างรายได้ให้กับคนในสังคม

พลังงานทางเลือกที่กล่าวถึงกัน โดยทั่วไปได้แก่ พลังงานจากแสงอาทิตย์ พลังงานจากลม พลังงานจากน้ำขนาดเล็ก พลังงานชีวมวล พลังงานก๊าซชีวภาพ และพลังงานจากขยะ เป็นต้น

ในทางทรัพยากร พลังงานร้อยละ 80 ที่ประเทศไทยใช้อยู่เป็นพลังงานประเภทที่ใช้แล้วหมดไป ซึ่งนับวันจะหายากและมีราคาแพงขึ้น น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ (ซึ่งอิงราคาน้ำมัน) ก็มีแนวโน้มราคาที่สูงขึ้น เนื่องจากอุปทานของน้ำมันดิบในโลกกำลังจะถึงจุดสูงสุดในช่วงเวลาไม่ถึง 10 ปีนับจากนี้

ในทางเศรษฐกิจ ปัจจุบันประเทศไทยต้องนำเข้าพลังงานประมาณครึ่งหนึ่งของการใช้พลังงานในประเทศ คิดเป็นมูลค่าประมาณสองแสนล้านบาท ซึ่งมากกว่ามูลค่าการส่งออกข้าวและผลิตภัณฑ์เกือบ 3 เท่า โดยยังไม่นับค่าเครื่องจักร ค่าเทคโนโลยี หรือค่าความพร้อมจ่ายต่าง ๆ ทำสัญญาไว้กับผู้ผลิตต่างประเทศอีกด้วย ค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานเหล่านี้ล้วนแต่มีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นในอนาคต

ในทางสิ่งแวดล้อม การผลิตพลังงานของไทยก็ได้สร้างผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจำนวนมาก ไม่ว่าจะเป็นการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งในปี 2541 ภาคพลังงานของไทยได้ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่บรรยากาศถึงเกือบ 150 ล้านตัน ขณะที่เรามีพื้นที่ป่าที่ปลูกขึ้นมาใหม่ดูดซับคาร์บอนไดออกไซด์ได้เพียงประมาณ 40 ล้านตันต่อปี และหากไปตามที่สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติคาดการณ์ ภาคพลังงานไทยก็จะปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เพิ่มขึ้นเกือบ 4 เท่าในช่วงเวลา 20 ปีต่อไปนี้ ยิ่งไปกว่านั้นการผลิตพลังงานยังมีส่วนกระทบต่อชีวิตความเป็นอยู่ของประชาชนที่อยู่โดยรอบ ไม่ว่าจะเป็นแง่ของการทำลายฐานทรัพยากร และเศรษฐกิจ

ของชุมชน เช่น ในกรณีเขื่อนปากมูล หรือการสร้างผลกระทบต่อสุขภาพ เช่นในกรณีของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ

ความไม่ยั่งยืนทางสิ่งแวดล้อมที่แต่ละชุมชนต้องประสบจากโครงการทางด้านพลังงาน กลายเป็นความไม่มั่นคงและความล่มสลายของชุมชนเหล่านั้น พร้อมกันกับการกลายเป็นข้อขัดแย้งที่ยืดเยื้อยาวนานในสังคมไทย หรือกลายเป็นความไม่ยั่งยืนทางสังคมนั่นเอง

การยึดติดกับการพัฒนาพลังงานในรูปแบบเดิม เช่นการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินจึงเป็นการตอกย้ำหูดของความไม่ยั่งยืนในด้านต่าง ๆ ให้ฝังลึกขึ้น การไม่สามารถพึ่งตนเองด้านพลังงานจะแสดงให้เห็นได้ จากต้นทุนพลังงานที่เพิ่มขึ้น ผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมก็จะยิ่งเข้มชัดขึ้น พร้อม ๆ กันกับผลกระทบทางสุขภาพ และความขัดแย้งในสังคมไทยก็จะยังคงดำรงอยู่ต่อไป

พลังงานทางเลือก จึงเป็นความหวังหนึ่งของภาคพลังงานไทย แนวคิดของพลังงานทางเลือกก็คือ การสร้างภูมิคุ้มกันให้เกิดขึ้นในระบบพลังงานด้วยการลดการพึ่งพิง เทคโนโลยีขนาดใหญ่ ลดการพึ่งพิงพลังงานที่ใช้แล้วหมดไป ลดการใช้เชื้อเพลิงที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ หันมาพัฒนาภูมิปัญญาและเทคโนโลยีในการใช้ทรัพยากรที่หมุนเวียน กลับมาใช้ใหม่ได้ และมีอยู่ในท้องถิ่น

ขณะเดียวกันการพัฒนาพลังงานทางเลือก ก็มุ่งสร้างความเกื้อกูล ด้วยการมุ่งเน้นการลดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม หรือการได้มาซึ่งพลังงานที่สะอาด และการพัฒนาแหล่งผลิตพลังงานขนาดเล็กกระจายอยู่ทั่วไป โดยมีชุมชนเป็นทั้งเจ้าของผู้ผลิต ผู้ใช้ และผู้ที่คอยควบคุมไม่ให้เกิดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมกับชุมชนตนเอง

เงื่อนไขสำคัญที่สุดของพลังงานทางเลือกก็คือภูมิปัญญา และเทคโนโลยีในการใช้ทรัพยากร ที่มีอยู่ในท้องถิ่นอย่างชาญฉลาด เพื่อให้เกิดประโยชน์ต่อทุกคน และสิ่งแวดล้อม

รูปธรรมของการใช้ พลังงานทางเลือกจึงแตกต่างกันไปในแต่ละท้องถิ่น และยังคงจำกัดตามทรัพยากรที่มีอยู่ในแต่ละท้องถิ่นด้วย เช่น ประเทศเคนยา และ ประเทศเยอรมัน ซึ่งเป็นประเทศที่มีลมแรงเน้นพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลม ประเทศเนปาลซึ่งมีเทือกเขาสูงเน้นการพัฒนา

เทคโนโลยีพลังงานขนาดเล็ก ประเทศอินเดีย และสาธารณรัฐประชาชนจีนซึ่งมีประชากรหนาแน่น ก็ได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพมาเป็นเวลานาน

ในกรณีประเทศเดนมาร์ก ซึ่งได้ทุ่มเทให้กับการพัฒนากังหันลมมากกว่า 20 ปีจนทำให้ต้นทุนพลังงานจากกังหันลมลดลงจนสามารถแข่งขันได้กับพลังงานจากซากดึกดำบรรพ์ ปัจจุบันเดนมาร์กสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมได้มากกว่า 1,400 เมกกะวัตต์ หรือมากกว่าร้อยละ 10 ของพลังงานไฟฟ้าทั้งประเทศ อันเป็นการช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงไปได้มากกังหันลมผลิตไฟฟ้าเหล่านี้มักดำเนินการในรูปของสหกรณ์ซึ่งสามารถก่อให้เกิดการจ้างงานได้กว่า 10,000 ตำแหน่ง และยังทำให้เดนมาร์กส่งออกเทคโนโลยีและเป็นผู้นำในตลาดพลังงานลมอีกด้วย

ในกรณีของประเทศไทยซึ่งเป็นประเทศเกษตรกรรม การพัฒนาพลังงานทางเลือกจากเชื้อเพลิงชีวมวลซึ่งรวมถึงผลิตผล และของเหลือในทางการเกษตร นับว่าเป็นทางเลือกที่เหมาะสมและมีศักยภาพเป็นอย่างยิ่ง

ตัวอย่าง เช่น การนำของเหลือใช้ทางการเกษตร เช่น แกลบ ชานอ้อย เศษปาล์มมาเผาไหม้โดยตรงในระบบการผลิตความร้อน และพลังงานไฟฟ้าร่วมกันซึ่งเริ่มมีการใช้งานบ้างแล้วในโรงงานน้ำตาลและโรงสีข้าว ได้มีการประมาณการกันว่ามีศักยภาพประมาณ 3,000 เมกกะวัตต์ (เขื่อนปากมูลมีกำลังการผลิตติดตั้ง 136 เมกกะวัตต์) ขณะนี้มีการผลิต และส่งขายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิต บ้างแล้วประมาณ 300 – 400 เมกกะวัตต์ รัฐบาลกำลังมีการรับซื้อเพิ่มเติมอีก 300 เมกกะวัตต์ ดังนั้น ยังมีช่องว่างให้เร่งการพัฒนากันได้อีกมาก

นอกจากนี้ การพัฒนาพลังงานก๊าซชีวภาพจากฟาร์มสุกร และโรงงานอุตสาหกรรมเกษตร ซึ่งมีการประมาณการกันว่าจะมีศักยภาพประมาณในการผลิตพลังงานไฟฟ้าประมาณ 500 เมกกะวัตต์ ต่อปี (เขื่อนปากมูลผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยเฉลี่ยประมาณ 300 เมกกะวัตต์ ต่อปี) แม้ว่าจะมีศักยภาพในด้านพลังงานน้อยกว่า แต่ก็มิใช่ประโยชน์เป็นอย่างยิ่งต่อการแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อมในระดับท้องถิ่น จากฟาร์มสุกร และโรงงานอุตสาหกรรมเกษตร ซึ่งมักจะพบปัญหาน้ำเสีย และมีกลิ่นเหม็นอยู่เป็นประจำ

ทรงกรด กาลพงษ์ (การศึกษาคความเหมาะสมทางเศรษฐกิจและสังคม เพื่อการประยุกต์กฎระเบียบสาธารณะสำหรับการพัฒนาพลังงานชีวมวลในประเทศไทย) ได้มีการคำนวณว่า หากประเทศไทยมีการลงทุนในการพัฒนาพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลจากโรงสีข้าว จำนวน 27 โรง ฟาร์มสุกรขนาดใหญ่จำนวน 139 ราย และฟาร์มสุกรขนาดกลางและขนาดเล็กประมาณ 500 รายจะมีผลให้ประเทศไทยประหยัดเงินลงทุนในการจัดหาพลังงานได้ ประมาณ 2,300 ล้านบาท ลดการนำเข้าได้ 2,700 ล้านบาท เพิ่มผลผลิตมวลรวมภายในประเทศเกือบ 1,311 ล้านบาท และเพิ่มการจ้างงานได้เกือบ 2,000 ล้านบาท (เทียบโดยค่าจ้างแรงงานขั้นต่ำเป็นอัตราจ้างงานกว่า 70,000 อัตรา) เมื่อเปรียบเทียบกับจัดหาพลังงานในรูปแบบเดิม นอกจากนี้ยังเป็นผลดีต่อสิ่งแวดล้อมด้วย

เมื่อเปรียบเทียบกับการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน ผลการศึกษาของเครือข่ายพลังงานยั่งยืนแห่งประเทศไทยชี้ให้เห็นว่า การลงทุนในพลังงานชีวมวลรวมกับการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งเป็นการใช้ทรัพยากรในประเทศแทนที่จะเป็นการนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศจะช่วยลดต้นทุนการนำเข้าของประเทศลงได้ถึง 78,000 ล้านบาท เพิ่มผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ 80,000 ล้านบาท และเพิ่มการจ้างงานได้มากกว่า 26,000 คน ในแต่ละปีทำให้รัฐบาลมีรายได้เพิ่มขึ้น 15,000 ล้านบาทตลอดอายุโครงการ 25 ปี

ดังนั้นการพัฒนาพลังงานทางเลือกจึงมิใช่เป็นการปรับเปลี่ยนทางเทคนิคหรือเชื้อเพลิงเท่านั้น หากแต่เป็นการปรับเปลี่ยนระบบคิดหรือกระบวนทัศน์ที่มีต่อการจัดการพลังงานทั้งหมด โดยมิได้ให้ความสำคัญเฉพาะเป้าหมายทางเศรษฐกิจแต่ เพียงอย่างเดียวดังที่ผ่านมา แต่ได้รวมถึงเป้าหมายทางสิ่งแวดล้อม สังคม และการเมืองไว้ด้วย

การเลือกพลังงานทางเลือกจึงมิใช่เป็นการเลือกในระดับเทคนิคหรือเทคโนโลยีเท่านั้นแต่เป็นการเลือกกันตั้งแต่ปรัชญาพื้นฐาน แนวคิด ภูมิปัญญา และระบบการจัดการทางด้านพลังงานกันเลยทีเดียว

พลังงานหมุนเวียน

พลังงานที่ได้มาจากกระแสพลังงานที่ต่อเนื่อง และเกิดซ้ำ ๆ ในสิ่งแวดล้อม แหล่งของพลังงานหมุนเวียน คือ แหล่งพลังงานที่เกิดขึ้นอยู่ต่อเนื่องไม่หมดไป เช่น แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล หรือแม้แต่ขยะมูลฝอย เป็นต้น ซึ่งเทคโนโลยีเกี่ยวกับพลังงานหมุนเวียนนี้ได้รับการพัฒนาไปอย่างมาก รวมถึงการเปลี่ยนรูปพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้เป็นพลังงานไฟฟ้า

ประเทศไทยในอดีตนั้นการผลิตไฟฟ้าได้ถูกจำกัดสิทธิไว้เฉพาะการไฟฟ้าของประเทศไทย เท่านั้นแต่ถูกระเบียบเหล่านี้ได้รับการพัฒนาจนเอกชนสามารถทำการผลิตไฟฟ้าได้ด้อยเช่นกัน ตลอดถึงเอกชนรายเล็ก ๆ หรือชุมชนก็ สามารถทำการผลิตไฟฟ้าแล้วส่งขาย ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ด้วย จึงเป็นโอกาสที่ดีที่ผู้สนใจในการรักษาสิ่งแวดล้อม และลดการพึ่งพาระบบไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเพียงระบบเดียวหรือต้องการมีบ้านเรือนหรือโรงงานที่มีระบบไฟฟ้าเองเพื่อประสิทธิภาพหรือภาพลักษณ์ที่ดียิ่งขึ้น

พลังงานหมุนเวียนที่มีศักยภาพในประเทศไทย และได้มีการพัฒนาและทดลองติดตั้งอยู่แล้วในประเทศไทย มีหลายประเภท ดังนี้

1. พลังงานลม
2. พลังงานแสงอาทิตย์
3. พลังงานน้ำ
4. พลังงานชีวมวล
5. พลังงานขยะและก๊าซชีวภาพ

พลังงานลม

สาเหตุหลักของการเกิดลมคือดวงอาทิตย์ ซึ่งเมื่อมีการแผ่รังสีความร้อนของดวงอาทิตย์มายังโลกแต่ละตำแหน่งบนพื้นโลกได้รับปริมาณความร้อนไม่เท่ากันทำให้เกิดความแตกต่างของอุณหภูมิ และความกดอากาศในแต่ละตำแหน่ง บริเวณใดที่มีอุณหภูมิสูงหรือความกดอากาศต่ำ อากาศในบริเวณนั้นก็จะลอยตัวขึ้นสูง อากาศจากบริเวณที่เย็นกว่าหรือมีความกดอากาศสูงกว่า จะเคลื่อนที่เข้ามาแทนที่ การเคลื่อนที่ของมวลอากาศนี้คือการทำให้เกิดลมนั่นเอง และจากการเคลื่อนที่ของมวลอากาศนี้ทำให้เกิดเป็นพลังงานจลน์ที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้ประโยชน์ได้

สถานการณ์พลังงานลมโลก

พลังงานลม จัดเป็นพลังงานหมุนเวียนชนิดหนึ่ง ซึ่งใช้ไม่มีวันหมด และปัจจุบันการพัฒนาเทคโนโลยีกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าก็ได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้หลายประเทศทั่วโลกให้ความสนใจในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยเฉพาะในทวีปยุโรป

ประเทศเดนมาร์กมีการส่งออกเทคโนโลยีกังหันลม และสนับสนุนพลังงานลมมากที่สุดในโลก (คิดเป็นร้อยละ 50 ของการค้ากังหันลมของโลก) โดยมีบริษัท BONUS ENERGY (DEN MARK) เป็นผู้ผลิตกังหันลมรายใหญ่ของประเทศเนื่องจากมีศักยภาพพลังงานลมสูง ปัจจุบันประเทศเดนมาร์กมีกำลังการผลิตจากพลังงานลมสูงถึง 2,500 เมกกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 14 ของกำลังการผลิตติดตั้งของประเทศ และตั้งเป้าหมายไว้ว่าจะเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเป็น 5,000 เมกกะวัตต์ ภายในปี ค.ศ. 2010

สำหรับการส่งเสริม และสร้างการมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม เกษตรกร หรือสมาชิกสหกรณ์ สามารถติดตั้งกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ทางการเกษตรของตนเอง และขายเข้าระบบของการไฟฟ้าได้โดยการไฟฟ้าจะเป็นผู้รับภาระในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าจากกังหันลมเข้ากับสายจำหน่ายของการไฟฟ้าซึ่งจะทำให้ภาระการลงทุนของผู้ติดตั้งกังหันลมลดลง

นอกจากนี้เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะมีต้นทุนที่สูงเมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงฟอสซิล รัฐบาลจึงมีนโยบายในการให้เงินสนับสนุนเพื่อรับประกันราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต สำหรับในช่วง 5 ปีแรกที่ระดับ 0.6 โครนต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (ประมาณ 3.90 บาท) และ 5 ปีต่อไปที่ระดับ 0.43 โครนต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (ประมาณ 2.80 บาท) ทั้งนี้ สำหรับเงินสนับสนุนในช่วง 5 ปี

หลังนี้ จะสะท้อนถึงอัตราภาษีที่เรียกเก็บจากผู้ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในอัตรา 0.10 โครนต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง และอัตราภาษีที่เรียกเก็บจากถ่านหินและน้ำมันในอัตรา 0.33 โครนต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

ประวัติการประยุกต์ใช้พลังงานจากลม

การประยุกต์ใช้พลังงานจากลมเริ่มจากการค้นพบบันทึกเกี่ยวกับโรงสีข้าวพลังงานลม (wind mills) โดยใช้ระบบเครื่องโม้ในแกนตั้งซึ่งเป็นเครื่องโม้แบบง่ายๆ นิยมใช้กันในพื้นที่ภูเขาสูงโดยชาวแอฟแกน (Afghan) เพื่อการสีเมล็ดข้าวเปลือกในช่วงศตวรรษที่ 7 ก่อนคริสตกาล ส่วนโรงสีข้าวพลังงานลมแบบแกนหมุนแนวนอนพบครั้งแรกแถบเปอร์เซีย ทิเบต และจีน ประมาณคริสต์ศักราชที่ 1000 โรงสีข้าวพลังงานลมชนิดแกนหมุนในแนวนอน ได้แพร่หลายไปจนถึงประเทศแถบเมดิเตอร์เรเนียนและประเทศยุโรปตอนกลาง โรงสีข้าวแบบแกนหมุนแนวนอนพบครั้งแรกในประเทศอังกฤษ ประมาณปี ค.ศ. 1150 พบในฝรั่งเศสปี ค.ศ. 1180 พบในเบลเยียมปี ค.ศ. 1190 พบในเยอรมันปี ค.ศ. 1222 และ พบในเดนมาร์กปี ค.ศ. 1259 การพัฒนาและแพร่หลายอย่างรวดเร็วของโรงสีข้าวแบบแกนหมุนแนวนอนมาจากอิทธิพลของนักบวชครูเซด ซึ่งเป็นผู้นำความรู้เกี่ยวกับโรงสีข้าวพลังงานลมจากเปอร์เซียมาสู่หลายพื้นที่ของยุโรป

ในยุโรป โรงสีข้าวพลังงานลมได้รับการพัฒนาสมรรถนะอย่างต่อเนื่องโดยเฉพาะระหว่างช่วงศตวรรษที่ 12 และศตวรรษที่ 19 ในปี ค.ศ. 1800 ในประเทศฝรั่งเศสมีโรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรปใช้งานอยู่ประมาณ 20,000 เครื่อง ในประเทศเนเธอร์แลนด์พลังงานที่ใช้ในอุตสาหกรรมในช่วงเวลานั้นมาจากพลังงานลมถึงร้อยละ 90 ในช่วงปลายศตวรรษที่ 19 โรงสีข้าวพลังงานลมมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางแกนหมุน 25 เมตร ตัวอาคารมีความสูงถึง 30 เมตร ตัวอย่างโรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรปดังแสดงในภาพที่ 1 ซึ่งในช่วงเวลานั้นการใช้พลังงานลมไม่ได้มีเพียงแค่การสีข้าวแต่ยังมีการประยุกต์ใช้สำหรับการสูบน้ำอีกด้วย ต่อมาในยุคปฏิวัติอุตสาหกรรม โรงสีข้าวพลังงานลมเริ่มมีการใช้งาน ลดลง อย่างไรก็ดีตามในปี ค.ศ. 1904 การใช้พลังงานจากลมยังมีอัตราส่วนถึงร้อยละ 11 ของพลังงานในภาคอุตสาหกรรมของประเทศเนเธอร์แลนด์และในประเทศเยอรมันยังมีโรงสีข้าวชนิดนี้ติดตั้งอยู่กว่า 18,000 เครื่อง



ภาพที่ 1 โรงสีข้าวพลังงานลมแบบยุโรป

ในช่วงเวลาเดียวกับที่โรงสีข้าวพลังงานลมในยุโรปเริ่มเสื่อมความนิยมเทคโนโลยีนี้กลับได้รับการเผยแพร่ในทวีปอเมริกาเหนือโดยผู้ที่ไปตั้งถิ่นฐานใหม่มีการใช้กังหันลมสูบน้ำขนาดเล็กสำหรับงานปศุสัตว์ซึ่งได้รับความนิยมมากกังหันลมชนิดนี้เป็นที่รู้จักกันในนามกังหันลมแบบอเมริกัน (american windmill) ซึ่งใช้ระบบการทำงานแบบควบคุมตัวอย่างสมบูรณ์ (fully self-regulated) โดยสามารถปรับความเร็วของแกนหมุนได้เมื่อความเร็วลมสูง ในขณะที่โรงสีข้าวพลังงานลมของยุโรปสามารถบิดตัวใบพัดออกจากทิศทางลมได้หรือสามารถม้วนใบพัดเก็บได้หากความเร็วลมสูงจนเกินไปเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับตัวโรงสีข้าว ความนิยมของกังหันลมแบบอเมริกันเพิ่มขึ้นสูงมากระหว่างปี ค.ศ. 1920 – 1930 มีกังหันลมประมาณ 600,000 ตัวถูกติดตั้งเพื่อใช้งาน ในปัจจุบันกังหันลมแบบอเมริกันหลายแบบยังคงถูกนำมาใช้งานเพื่อวัตถุประสงค์ทางการเกษตรและกิจกรรมต่างๆ ทั่วโลก

สำหรับประเทศไทยผู้เชี่ยวชาญทางด้านพลังงานลมได้ประเมินการใช้งานกังหันลมแบบใบพัดที่ทำด้วยไม้ซึ่งใช้ในนาข้าวมีจำนวนอยู่ประมาณ 2,000 ตัว และกังหันลมแบบเสือล่าแพนหรือแบบผ้าใบซึ่งใช้ในนาเกลือหรือนากุ้งมีจำนวนอยู่ประมาณ 3,000 ตัว ต่อมาได้พบว่าจำนวนกังหันลมดังกล่าวลดลงอย่างรวดเร็ว เนื่องจากมีการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการพัฒนาพื้นที่เกษตรกรรมให้เป็นพื้นที่อุตสาหกรรมในปี พ.ศ.2531 มีการสำรวจจำนวนกังหันลมเฉพาะในบริเวณ 20 ตารางกิโลเมตร ของจังหวัดสมุทรสาครและสมุทรสงคราม พบว่ามีกังหันลมเหลืออยู่เพียง 67 ตัว กังหันลมดังกล่าวถือว่าเป็นชนิดดั้งเดิมจากภูมิปัญญาชาวบ้าน แต่สามารถใช้แทนพลังงานไฟฟ้าเพื่อการสูบน้ำได้เป็นอย่างดี

ในปี ค.ศ. 1891 แดน พอล ลาคูร์ (Dane Poul LaCour) วิศวกรชาวเดนมาร์กเป็นคนแรก ที่สร้างกังหันลมผลิตไฟฟ้าขึ้น เทคโนโลยีนี้ได้รับการพัฒนาในช่วงสงครามโลกครั้งที่ 1 และ 2 โดยใช้เทคโนโลยีนี้เพื่อทดแทนการขาดแคลนพลังงานในขณะนั้น บริษัท เอฟ เอล สมิทท์ (F.L. Smidth) ของเดนมาร์กถือได้ว่าเป็นผู้ริเริ่มกังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบสมัยใหม่ในปี ค.ศ. 1941-1942 กังหันลมของบริษัทนี้เป็นกังหันลมแบบสมัยใหม่ตัวแรกที่ใช้เพนอากาศ (airfoils) ซึ่งใช้ความรู้ขั้นสูงทางด้านอากาศพลศาสตร์ในเวลานั้น ในช่วงเวลาเดียวกัน พาลเมอร์ พูทแนม (Palmer Putnam) ชาวอเมริกันได้สร้างกังหันลมขนาดใหญ่ให้กับบริษัท มอร์แกน สมิทท์ (Morgan Smith Co.) กังหันลมที่สร้างขึ้นมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 53 เมตร ซึ่งมีความแตกต่างจากกังหันลมของเดนมาร์กทั้งในเรื่องของขนาดและหลักการออกแบบ กังหันลมของเดนมาร์กมีหลักการอยู่บนพื้นฐานของการหมุนโดยลมส่วนบน (upwind rotor) กับการควบคุมผ่านตัวล่อ (stall regulation) ทำงานที่ความเร็วลมต่ำ ส่วนกังหันลมของพูทแนมออกแบบอยู่บนพื้นฐานของการหมุนโดยลมส่วนล่าง (downwind rotor) กับการควบคุมโดยการปรับใบพัด (variable pitch regulation) อย่างไรก็ตามกังหันลมของพูทแนมก็ไม่ประสบความสำเร็จและถูกรื้อออกในปี ค.ศ. 1945

หลังจากสงครามโลกครั้งที่ 2 ในช่วงปี ค.ศ. 1956 – 1967 โจฮันเนส จูล (Johannes Juul) ชาวเดนมาร์กได้พัฒนา และออกแบบกังหันลมใหม่เพิ่มเติมและทำการติดตั้งที่เมืองเกดเซอร์ (Gedser) ประเทศเดนมาร์กสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 2.2 เมกกะวัตต์ และในเวลาเดียวกันนี้ ฮุตเตอร์ (Hutter) ชาวเยอรมันก็ได้พัฒนากังหันลมรูปแบบใหม่เหมือนกัน โดยกังหันลมของฮุตเตอร์ประกอบด้วยใบกังหันมีลักษณะเรียวยาวทำจากไฟเบอร์กลาสส์ (fiberglass) 2 ใบ กังหันลมชนิดนี้มีประสิทธิภาพสูง

อย่างไรก็ตามแม้ว่ากังหันลมของจูลและฮุตเตอร์จะประสบความสำเร็จในตอนแรก แต่ความสนใจในกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ก็ลดลงหลังจากสงครามโลกครั้งที่ 2 มีเพียงกังหันลมขนาดเล็กสำหรับผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกล หรือสำหรับการประจุแบตเตอรี่เท่านั้นที่ยังได้รับความสนใจต่อมาหลังเกิดปัญหาวิกฤตการณ์น้ำมันในปี ค.ศ. 1973 ทำให้ความสนใจในพลังงานลมได้กลับมาอีกครั้ง จากเหตุผลดังกล่าวจึงมีการสนับสนุนเงินทุนเพื่อการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับพลังงานลมเป็นอย่างมากโดยเฉพาะในประเทศเยอรมันสหรัฐอเมริกา และสวีเดนซึ่งได้ใช้เงินนี้ในการพัฒนาต้นแบบกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ในระดับกิกะวัตต์ อย่างไรก็ตามกังหันลมต้นแบบหลายๆแบบไม่ประสบความสำเร็จเท่าที่ควรทั้งที่ผ่านมาเป็นเวลานาน สาเหตุมาจากปัญหาทางเทคนิคหลายๆ ประการ เช่น กลไกการบิดของใบพัด (pitch mechanism) เป็นต้น

ในประเทศสหรัฐอเมริกาได้มีการสนับสนุนเงินทุนเพื่อกระตุ้นให้มีการพัฒนาพลังงานลมเป็นอย่างมาก ตัวอย่างที่สามารถเห็นได้ชัดเจนถึงผลของการกระตุ้นใน ครั้งนี้เช่นทำให้เกิดกังหันลม (wind farms) ขนาดใหญ่ติดตั้งอยู่ตามเทือกเขาทางตะวันออกของซานฟรานซิสโกทางตะวันออกเฉียงเหนือของลอสแอนเจลิสกังหันลมแห่งแรกนี้ประกอบไปด้วยกังหันลมขนาด 0 กิโลวัตต์ เป็นส่วนใหญ่หลายปีผ่านไปขนาดของกังหันลมรุ่นใหม่เพิ่มขึ้นเป็น 200 กิโลวัตต์ ซึ่งเกือบทั้งหมดนำเข้าจากประเทศเดนมาร์ก ในช่วงสิ้นปี ค.ศ. 1980 มีกังหันลมติดตั้งอยู่ในแคลิฟอร์เนีย ประมาณ 15,000 ตัว ด้วยขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 1,500 เมกกะวัตต์

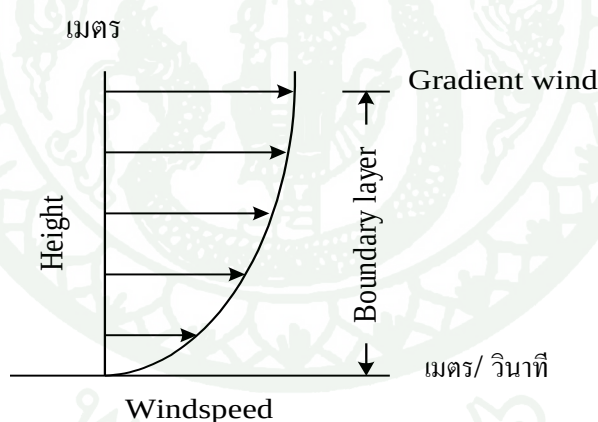
การพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานลมเป็นไปอย่างรวดเร็วจากในปี ค.ศ. 1989 ขนาดของกังหันลมในขณะนั้นมีขนาด 300 กิโลวัตต์ ด้วยขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางของใบกังหัน 30 เมตร หลังจากนั้นประมาณสิบปี มีผู้ผลิตจากหลายบริษัทได้ผลิตกังหันลมขนาด 1,500 กิโลวัตต์ ด้วยขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางใบกังหัน 70 เมตร และในช่วงก่อนเปลี่ยนศตวรรษใหม่ กังหันลมขนาด 2 เมกกะวัตต์ เส้นผ่าศูนย์กลางของใบกังหัน ขนาด 74 เมตร ได้รับการพัฒนา และติดตั้งเพื่อใช้งาน ปัจจุบันนี้กังหันลมขนาด 2 เมกกะวัตต์ ได้กลายเป็นขนาดของกังหันลมที่ผลิตในเชิงพาณิชย์ และกังหันลมขนาด 4 – 5 เมกกะวัตต์ กำลังอยู่ในช่วงของการพัฒนา โดยตัวต้นแบบขนาด 4.5 เมกกะวัตต์ ได้มีการติดตั้งและทดสอบแล้วเมื่อปี ค.ศ. 2002 (นิพนธ์ และ อชิตพล, 2547 : 58) ข้อมูลการพัฒนาของกังหันลมในช่วง ค.ศ. 1985 – 2002 แสดงไว้ในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 การพัฒนาของกังหันลมในช่วง ค.ศ. 1985 – 2002

ปี ค.ศ.	กำลังการผลิต (กิโลวัตต์)	เส้นผ่าศูนย์กลางใบกังหัน (เมตร)
1985	50	15
1989	300	30
1992	500	37
1994	600	46
1998	1,500	70
2002	3,500 – 4,500	88 - 112

หลักการทำงานของกังหันลม

ลมที่เกิดขึ้นถูกใช้ประโยชน์จากส่วนที่อยู่ใกล้ผิวโลกหรือที่เรียกว่าลมผิวพื้น ซึ่งหมายถึงลมที่พัดในบริเวณผิวพื้นโลกภายใต้ความสูงประมาณ 1 กิโลเมตรเหนือพื้นดิน เป็นบริเวณที่มีการผสมผสานของอากาศกับอนุภาคอื่นๆ และมีแรงเสียดทานในระดับต่ำโดยเริ่มต้นที่ระดับความสูงมากกว่า 10 เมตรขึ้นไป แรงเสียดทานจะลดลง ทำให้ความเร็วลมจะเพิ่มขึ้นดังแสดงในภาพที่ 2 จนกระทั่งที่ระดับความสูงใกล้ 1 กิโลเมตรเกือบไม่มีแรงเสียดทาน (นิพนธ์ เกตุจ้อย และ อชิตพล ศศิธรานุวัฒน์, 2547 : 65) ความเร็วลมมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับระดับความสูง และ สภาพภูมิประเทศ เช่นเดียวกันกับทิศทางของลม จากประสบการณ์ที่ผ่านมาพบว่ากังหันลมจะทำงานได้ดีหรือไม่นั้นจะขึ้นอยู่กับตัวแปรทั้งสองนี้ ที่ความเร็วลมเท่าๆ กัน แต่มีทิศทางลมที่แตกต่างกัน เมื่อลมเคลื่อนที่พุ่งเข้าหาแกนหมุนของกังหันลมแล้วจะส่งผลต่อแรงบิดของกังหันลมเป็นอย่างมาก ผลคือแรงลัพธ์ที่ได้ออกมาจากกังหันลมแตกต่างกัน ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าปัจจัยเบื้องต้นที่เป็นตัวกำหนดในการใช้พลังงานลมคือความเร็วและทิศทางของลมนั่นเอง



ภาพที่ 2 แสดงลักษณะของความเร็วลมภายใต้ชั้นบรรยากาศ

พลังงานที่ได้รับจากกังหันลมจะมีเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับความเร็วลม แต่ความสัมพันธ์นี้ไม่เป็นสัดส่วนโดยตรงที่ความเร็วลมต่ำในช่วง 1–3 เมตรต่อวินาที กังหันลมจะยังไม่ทำงานจึงยังไม่สามารถผลิตไฟฟ้าออกมาได้ ที่ความเร็วลมระหว่าง 2.5–5 เมตรต่อวินาที กังหันลมจะเริ่มทำงาน เรียกช่วงนี้ว่าช่วงเริ่มความเร็วลม (cut in wind speed) และที่ความเร็วลมช่วงประมาณ 12–15 เมตรต่อวินาที เป็นช่วงที่เรียกว่าช่วงพิกัดความเร็วลม (nominal หรือ rate wind speed) ซึ่งเป็นช่วงที่กังหันลมทำงานอยู่บนพิกัดกำลังสูงสุดของตัวเอง ในช่วงที่ความเร็วลมได้ระดับไปสู่ช่วงพิกัด

ความเร็วลมเป็นการทำงานของกังหันลมด้วยประสิทธิภาพสูงสุด (maximum rotor efficiency) ดังแสดงในภาพที่ 3 ซึ่งค่านี้ขึ้นอยู่กับอัตราการกระตุ้นความเร็ว (tip speed ratio) และในช่วงเลขความเร็วลม (cut out wind speed) เป็นช่วงที่ความเร็วลมสูงกว่า 25 เมตรต่อวินาทีที่กังหันลมจะหยุดทำงานเนื่องจากความเร็วลมสูงเกินไปซึ่งอาจทำให้เกิดความเสียหายต่อกลไกของกังหันลมได้

การหาค่าพลังของลมที่เคลื่อนที่ด้วยความเร็ว v ผ่านพื้นที่หน้าตัด A หาได้จาก

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

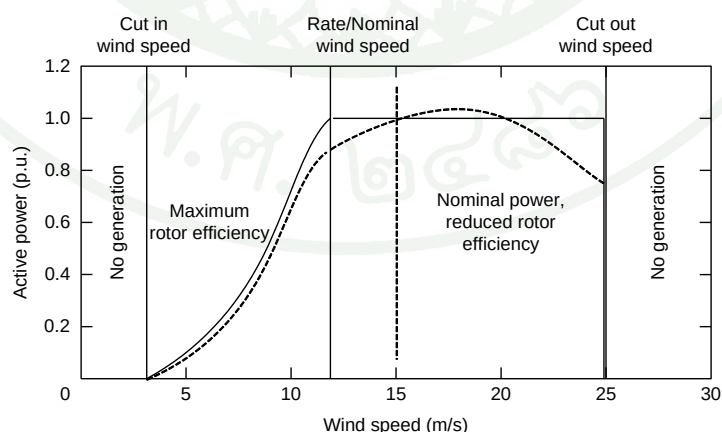
เมื่อ P_w คือ กำลังของลม (W)

ρ คือ ความหนาแน่นของอากาศ มีค่าเท่ากับ 1.225 kg/m^3

A คือ พื้นที่หน้าตัด (m^2)

v คือ ความเร็วลม (m/s)

สำหรับหลักการทั่วไปในการนำพลังงานลมมาใช้คือ เมื่อมี ลมพัดมาปะทะกับใบพัดของกังหันลม กังหันลมจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานลมที่อยู่ในรูปของพลังงานจลน์ไปเป็นพลังงานกล โดยการหมุนของใบพัด แรงจากการหมุนของใบพัดนี้จะถูกส่งผ่านแกนหมุนทำให้เฟืองเกียร์ที่ติดอยู่กับแกนหมุนเกิดการหมุนตามไปด้วย

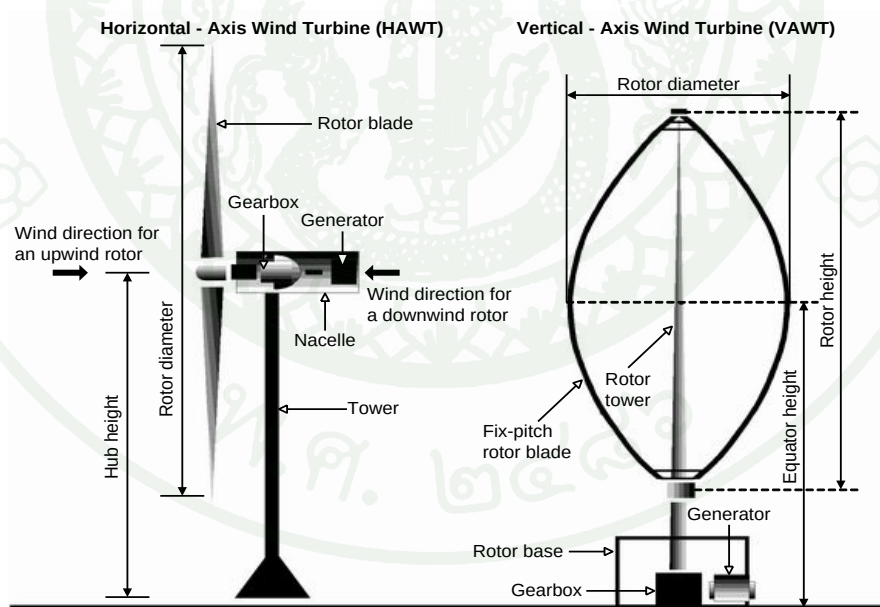


ภาพที่ 3 แผนภูมิแสดงกำลังไฟฟ้าและช่วงการทำงานของกังหันลมแบบต่างๆ

พลังงานกลที่ได้จากการหมุนของเฟืองเกียร์นี้เองที่ถูกประยุกต์ใช้ประโยชน์ตามความต้องการ เช่น ในกรณีที่ต้องการใช้กังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า จะต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปซึ่งเมื่อเฟืองเกียร์ของกังหันลมเกิดการหมุนจะไปขับเคลื่อนให้แกนหมุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนตามไปด้วย ด้วยหลักการนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้ ส่วนในกรณีของการใช้กังหันลมในการสูบน้ำหรือสีข้าวสามารถนำเอาพลังงานกลจากการหมุน ของเฟืองเกียร์นี้ไปประยุกต์ใช้ได้โดยตรง

ประเภทของกังหันลม

กังหันลมโดยทั่วไป จะมีรูปแบบพื้นฐานหลัก คล้ายๆกัน อาจแตกต่างกันบ้างในส่วน ของรายละเอียด ดังนั้นการแบ่งประเภทของกังหันลมมักยึดเอาลักษณะการวางตัวของแกนเพลลาของกังหันลมเป็นหลัก ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภทคือ กังหันลมที่มีแกนเพลลาอยู่ในแนวนอน และกังหันลมที่มีแกนเพลลาอยู่ในแนวตั้ง ดังแสดงตัวอย่างในภาพที่ 4



ภาพที่ 4 กังหันลมผลิตไฟฟ้าแบบแกนนอนและแบบแกนตั้ง

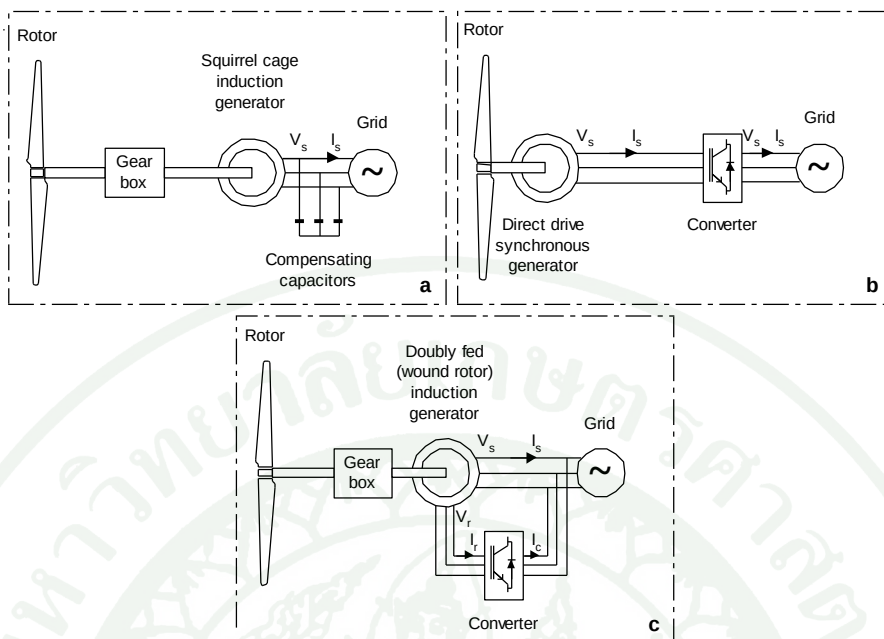
กังหันลมที่มีแกนเพลลาอยู่ในแนวนอน (horizontal-axis type wind turbine, HAWT)

กังหันลมที่มีแกนเพลลาอยู่ในแนวนอน เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนวางตัวอยู่ในทิศขนานกับทิศทางของลม โดยมีใบเป็นตัวดึงลมมารับแรงลม กังหันลมประเภทนี้ได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง และมีการนำมาใช้งานมากในปัจจุบันเนื่องจากมีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานสูง แต่ต้องติดตั้งบนเสาที่มีความสูงมาก และมีชุดควบคุมให้ กังหันลมหันหน้าเข้ารับแรงลม ได้ทุกทิศทางในแนวนอนตลอดเวลา อย่างไรก็ตามในรายละเอียด ของรูปแบบของประกอบ และ ลักษณะการทำงานของกังหันลมแบบนี้ที่นิยมใช้กัน สามารถแบ่ง ออกเป็น 3 แบบ (นิพนธ์ และ อชิตพล, 2547 : 68-69) ได้แก่

กังหันลมแบบความเร็วคงที่ (fixed speed turbine) กังหันลมชนิดนี้ประกอบไปด้วย ใบพัด กล้องเกียร์ซึ่งเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับแบบเหนี่ยวนำ (squirrel cage induction generator) ชุดสแตเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อเชื่อมเข้ากับระบบสายส่งไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 5a ในความเป็นจริงแล้วกังหันลมแบบนี้มีค่าสลิปของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (generator slip) ไม่คงที่ซึ่งขึ้นอยู่กับ การเปลี่ยนแปลงของกำลังเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อย่างไรก็ตามการเปลี่ยนแปลงนี้มีค่าน้อยมาก เพียง 1 – 2 เปอร์เซ็นต์ ดังนั้นจึงเรียกกังหันลมแบบนี้ว่าเป็นแบบความเร็วคงที่

กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ (variable speed turbine) กังหันลมชนิดนี้ประกอบไปด้วย ใบพัด กล้องเกียร์ เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากระแสสลับแบบเหนี่ยวนำแบบดับเบิลเฟด (doubly fed induction generator) เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ชุดสแตเตอร์ต่อเชื่อมเข้ากับระบบสายส่งไฟฟ้า กังหันลมชนิดนี้ความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถเปลี่ยนแปลงได้โดยเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ดังนั้นจึงสามารถปรับความเร็วรอบ และความถี่ของกระแสไฟฟ้าที่ผลิตออกมาได้ องค์ประกอบของกังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ดังแสดงในภาพที่ 5b

กังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ชนิดโดยตรง (variable speed with direct drive) กังหันลมชนิดนี้ประกอบไปด้วย ใบพัดเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสโดยตรง และมีเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าสำหรับการควบคุมความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า องค์ประกอบของกังหันลมแบบความเร็วไม่คงที่ชนิดโดยตรงดังแสดงในภาพที่ 5c



ภาพที่ 5 กังหันลมที่มีแกนเพลาลอยในแนวนอนแบบต่างๆ

กังหันลมที่มีแกนเพลาลอยในแนวตั้ง (vertical-axis type wind turbine, VAWT)

เป็นกังหันลมที่มีแกนหมุนตั้งฉากกับทิศทางของลมซึ่งสามารถรับลมได้ทุกทิศทางและติดตั้งอยู่ในระดับต่ำได้ กังหันลมแบบนี้ที่รู้จักกันดีคือกังหันลมแบบแดร์ริเยส (darrieus) ซึ่งออกแบบโดยวิศวกรชาวฝรั่งเศสในปี ค.ศ. 1920 ข้อดีของกังหันลมแกนตั้งคือ สามารถรับลมได้ทุกทิศทาง มีชุดปรับความเร็ว (gear box) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถติดตั้งอยู่ที่ระดับพื้นล่างได้ นอกจากนี้ตัวเสาของกังหันลมยังไม่สูงมากนักแต่มีข้อเสียคือประสิทธิภาพต่ำเมื่อเทียบกับกังหันลมที่มีแกนเพลาลอยแบบแนวนอน ดังนั้นในปัจจุบันจึงมีการใช้งานอยู่น้อย

ส่วนประกอบของกังหันลม

กังหันลมโดยทั่วไปจะประกอบด้วยส่วนประกอบหลักๆ คือ ใบพัด ระบบถ่ายทอดกำลังจากใบพัด ชุดควบคุมการบังคับทิศทางของใบพัด และเสาหรือ หอคอยอย่างไรก็ตามในส่วนรายละเอียดของส่วนประกอบของกังหันลม จะขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์การใช้งานของกังหันลมนั้น เช่น ถ้าเป็นกังหันลมที่มีวัตถุประสงค์เพื่อการผลิตไฟฟ้า ก็จะมีส่วนประกอบรายละเอียดและเทคโนโลยีที่ซับซ้อนกว่ากังหันลมที่ใช้สำหรับการสูบน้ำ อย่างไรก็ตามเพื่อให้เกิดความ

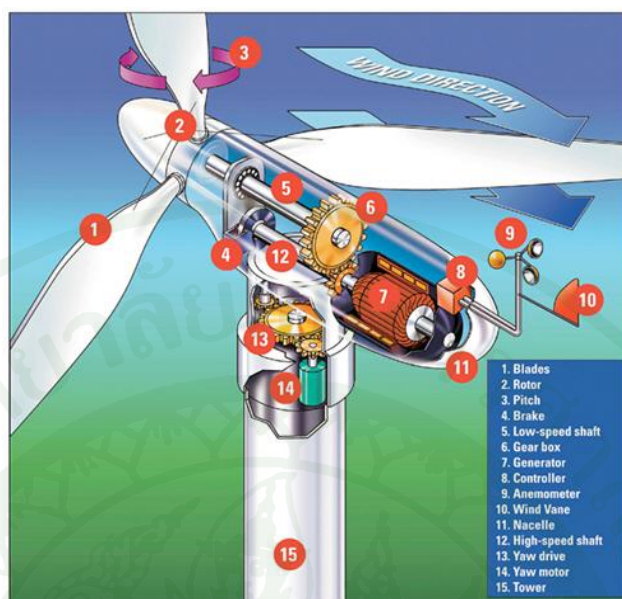
เข้าใจในความแตกต่างของส่วนประกอบของกังหันลมแต่ละชนิดในที่นี้จึงขอแยกกล่าวถึงส่วนประกอบของกังหันลมตามวัตถุประสงค์การใช้งานเป็น 2 กรณีคือ

1. ส่วนประกอบของกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า

จากการได้รับประโยชน์อย่างชัดเจนในการใช้กังหันลม เพื่อการผลิตไฟฟ้าทำให้เทคโนโลยีของกังหันลมประเภทนี้ได้รับการพัฒนาให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นเรื่อยๆ จึงทำให้ส่วนประกอบต่างๆ ของกังหันลมประเภทนี้มีค่อนข้างมากและมีความซับซ้อน ดังแสดงในภาพที่ 6 ซึ่งส่วนประกอบแต่ละส่วนมีหน้าที่สรุปได้ดังต่อไปนี้

- ระบบเบรก (brake) เป็นส่วนที่ใช้ควบคุมการหยุดหมุนของใบพัด และเพลาแกนหมุนของกังหันลม
- คั่นบังคับเพลาแกนหมุน (low speed shaft และ high speed shaft) เป็นส่วนที่คอยควบคุมความเร็วของเพลาแกนหมุนให้หมุนช้าหรือเร็วของใบพัด และส่งผ่านระบบส่งกำลัง
- ห้องส่งกำลัง (gear box) เป็นระบบที่คอยปรับเปลี่ยน และควบคุมความสัมพันธ์ของความเร็วในการหมุนระหว่างเพลาแกนหมุนกับเพลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (generator) ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานกล ที่ถูกส่งมาจากเพลาแกนหมุนของใบพัดเป็นพลังงานไฟฟ้า
- ตัวควบคุม (controller) ทำหน้าที่ควบคุมการทำงานของเครื่องวัดความเร็วลม
- ห้องเครื่อง (nacelle) เป็นห้องควบคุมขนาดใหญ่ อยู่ส่วนหลังของใบพัด ใช้บรรจุระบบต่างๆ เช่น ระบบเกียร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ระบบเบรก และระบบควบคุม
- แกนคอหมุนรับทิศทางลม (yaw drive) เป็นตัวควบคุมการหมุนของห้องเครื่องเพื่อให้ใบพัดปรับรับทิศทางลม โดยมีมอเตอร์ (yaw motor) เป็นตัวช่วยในการปรับทิศทาง
- เสาหรือหอคอย (tower) เป็นส่วนที่แบกรับอุปกรณ์ทั้งหมดที่อยู่ข้างบน

นอกจากนี้ยังต้องมีระบบไฮดรอลิก (hydraulic system) ที่จะช่วยในการชะลอการหมุนและการหยุดหมุนของใบพัด ระบบระบายความร้อน (cooling system) มีไว้สำหรับการระบายความร้อนจากการทำงานของระบบซึ่งเกิดความร้อนจากการทำงานอย่างต่อเนื่องและมีชุดเครื่องมือสำหรับการวัดความเร็วลม (anemometer) เพื่อวัดและเก็บข้อมูลความเร็วลมซึ่งจะถูกติดตั้งอยู่กับชุดแพนหาง (vane)



ภาพที่ 6 แสดงตัวอย่างส่วนประกอบของกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า

2. ส่วนประกอบของกังหันลมเพื่อการสูบน้ำ

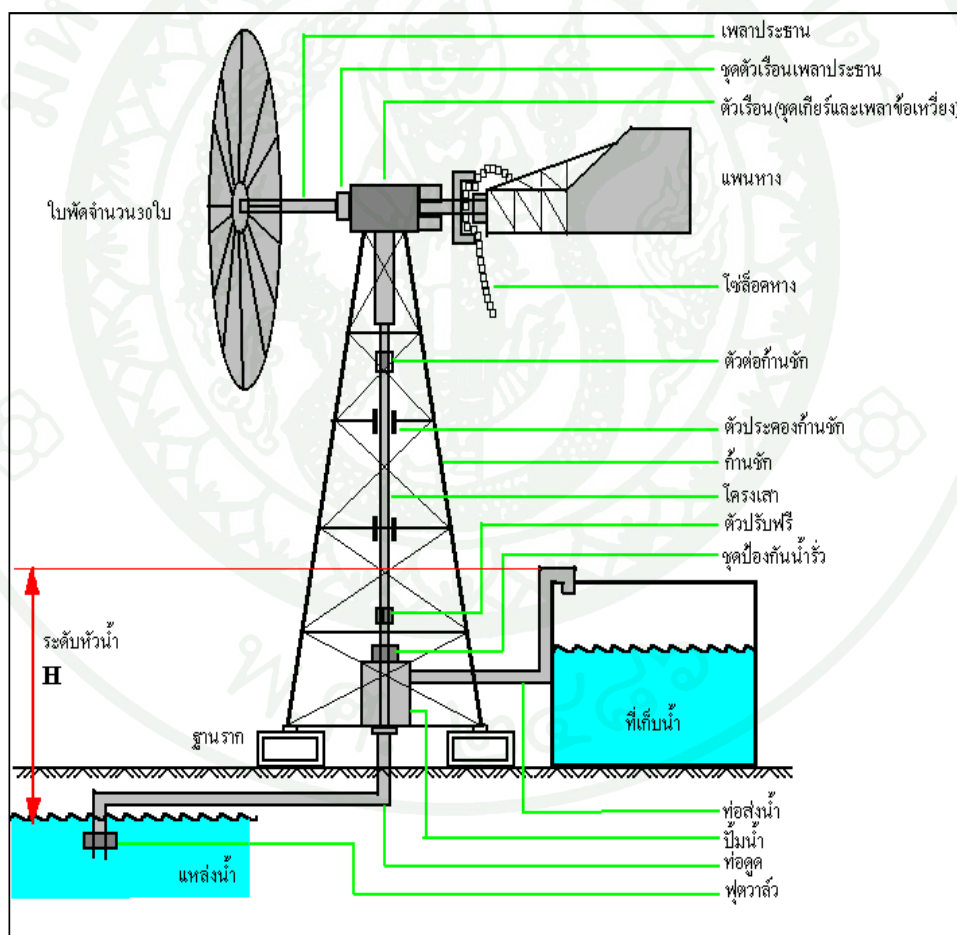
กังหันลมสูบน้ำเป็นกังหันลมที่มีแกนเพลาลอยในแกนนอน มีส่วนประกอบ และความซับซ้อน ของเทคโนโลยีไม่มากนัก กังหันลมแบบนี้ได้รับการพัฒนาขึ้นเพื่อช่วยเหลือเกษตรกรที่ทำการเกษตร หรือปศุสัตว์ ซึ่งส่วนใหญ่จะอยู่ในพื้นที่ที่ห่างไกลในเขตชนบทและไม่มีไฟฟ้าใช้สำหรับการสูบน้ำ ตัวอย่างกังหันลมเพื่อการสูบน้ำและส่วนประกอบที่สำคัญของกังหันลมสูบน้ำ ดังแสดงใน ภาพที่ 7 ซึ่งกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ได้ดำเนินการสร้าง และทดลองใช้งานมีดังนี้ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2546.)

- ใบพัด ทำหน้าที่รับแรงจากพลังงานลมแล้วเปลี่ยนเป็นพลังงานกล และส่งต่อไปยังเพลาลูกประจานหรือเพลาลูกกล โดยที่จำนวนใบพัดมีผลต่อแรงบิด กล่าวคือจำนวนใบพัดที่มากขึ้นนั้นจะส่งผลให้แรงบิดสูงขึ้นตามไปด้วย เราจึงเห็นกังหันที่ใช้ในการสูบน้ำมีจำนวนใบพัดที่มากและถี่

- ตัวเรือน ประกอบไปด้วยเพลาลูกประจานหรือเพลาลูกกล ชุดตัวเรือนเพลาลูกประจาน ซึ่งเป็นตัวหมุนถ่ายแรงกล เข้าตัวห้องเครื่องภายในห้องเครื่องจะเป็นชุดถ่ายแรงและเกียร์ที่เป็นแบบข้อเหวี่ยงหรือแบบเฟืองขับ เพื่อเปลี่ยนแรงจากแนวราบเป็นแนวตั้งเพื่อดึงก้านชักขึ้นลง

- ชุดพานหาง ประกอบไปด้วยใบพานหางทำจากเหล็กแผ่น ที่ทำหน้าที่บังคับตัวเรือนและใบพัดเพื่อให้หันรับแรงลมในแนวราบได้ทุกทิศทาง

- โครงเสา ทำด้วยเหล็กประกอบเป็นโครงถัก (truss structure) ความสูงของกังหันลมสูบน้ำมีความสำคัญอย่างมากในการพิจารณาติดตั้งกังลมเพื่อให้สามารถรับลมได้ดี กังหันลมแบบนี้มีความสูงประมาณ 12-15 เมตร และมีแกนกลางเป็นตัวบังคับกังหันให้ชักขึ้นลงในแนวดิ่ง
- ก้านชักทำด้วยเหล็กกลมตัน สำหรับรับแรงชักขึ้นลงในแนวดิ่งจากเฟืองขับที่อยู่ในตัวเรือน เพื่อทำหน้าที่ปั๊มอัดกระบอสูบน้ำ
- ปั๊มน้ำ ลูกสูบของกังหันลมสูบน้ำใช้วัสดุส่วนใหญ่เป็นทองเหลืองหรืออาจเป็นสแตนเลส ซึ่งมีความทนต่อการกัดและด่างสามารถรับแรงดูดและแรงส่งได้สูง มีหลายขนาดแต่ที่ใช้ทั่วไปมีขนาด 4.5-6 นิ้ว
- ท่อน้ำ ส่วนใหญ่มักใช้ท่อ พีวีซี หรือท่อเหล็ก ที่มีขนาดประมาณ 2 นิ้ว



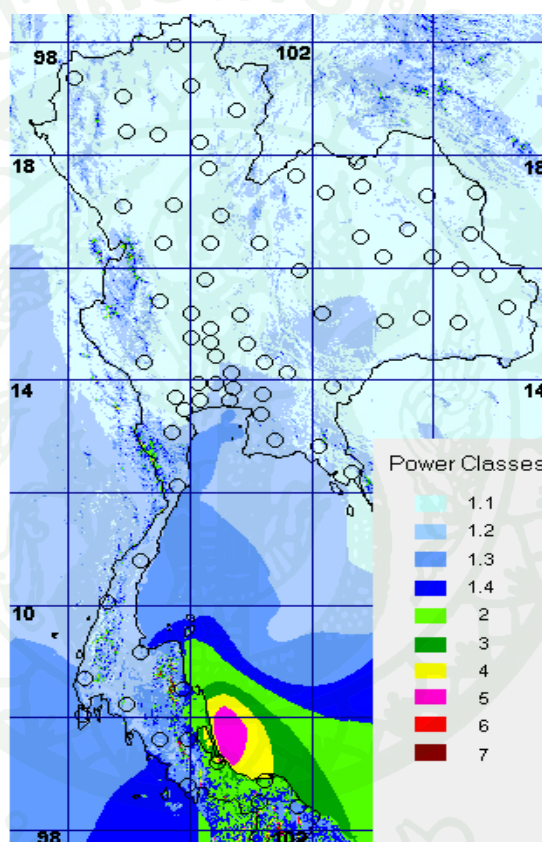
ภาพที่ 7 แสดงส่วนประกอบของกังหันลมเพื่อการสูบน้ำ

ศักยภาพและการใช้พลังงานลม

จากการศึกษาศักยภาพพลังงานลมทั่วโลก พบว่าเป็นแหล่งพลังงานที่มีอยู่อย่างมหาศาล ข้อมูลจากเอกสารอ้างอิงพบว่าเฉพาะในพื้นที่ชายฝั่งของทวีปยุโรปมีพลังงานจากลม 2500 เทอราวัตต์ ชั่วโมงปี ซึ่งคิดเป็น 85 เปอร์เซ็นต์ ของการใช้พลังงานไฟฟ้าในยุโรปในปี ค.ศ. 1997 ซึ่งตัวเลข พลังงานลมดังกล่าวนี้อาจแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับคุณภาพของข้อมูลความเร็วลมที่นำมาใช้ในการ วิเคราะห์ นอกจากนี้ยังขึ้นอยู่กับสมมติฐานของเทคโนโลยีกังหันลมที่เลือกใช้ในการประเมิน

สำหรับประเทศไทยพบว่าศักยภาพพลังงานลม ทั่วประเทศไทยมีค่า 44 เทอราวัตต์ ชั่วโมง ต่อปีและจากการศึกษาเพื่อหาความเร็วลมเฉลี่ยในพื้นที่ต่างๆโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงานพบว่าแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีของประเทศไทยมีกำลังลมเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ระดับ 3) ดังแสดงในภาพที่ 8 หรือมีความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 6.4 เมตรต่อวินาทีขึ้นไป ที่ระดับความ สูง 50 เมตร ในแถบภาคใต้บริเวณชายฝั่งทะเลตะวันออกเริ่มตั้งแต่จังหวัดนครศรีธรรมราช จังหวัด สงขลา จังหวัดปัตตานี และที่อุทยานแห่งชาติดอยอินทนนท์ จังหวัดเชียงใหม่ อันเกิดจากอิทธิพล ของลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือตั้งแต่เดือนพฤศจิกายนถึงปลายเดือนมีนาคมนอกจากนี้ยังพบยังมี แหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีอีกแหล่งหนึ่งอยู่บริเวณเทือกเขาถนนธงชัยตะวันตกตั้งแต่ภาคใต้ตอนบนจรด ภาคเหนือตอนล่างในจังหวัดเพชรบุรี จังหวัดกาญจนบุรี และจังหวัดตาก อันเกิดจากอิทธิพลของลม มรสุมตะวันตกเฉียงใต้ระหว่างเดือนพฤษภาคมถึงกลางเดือนตุลาคม นอกจากนี้ยังมีแหล่งศักยภาพ พลังงานลมที่ดีซึ่งได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ อยู่ในบริเวณเทือกเขาในอุทยานแห่งชาติแก่งกรุงจังหวัดสุราษฎร์ธานี อุทยานแห่งชาติเขาหลวงและ อุทยานแห่งชาติไทรม่อนจังหวัดนครศรีธรรมราช อุทยานแห่งชาติศรีพังงาจังหวัดพังงา อุทยานแห่งชาติเขาพนมเบญจาจังหวัดกระบี่ ส่วนแหล่งที่มีศักยภาพรองลงมาโดยมีกำลังลมเฉลี่ยทั้งปี ตั้งแต่ ระดับ 1.3 ถึง 2 (class 1.3 – class 2) หรือมีความเร็วลม 4.4 เมตรต่อวินาทีขึ้นไป ที่ความสูง 50 เมตร พบว่า อยู่ที่ภาคใต้ตอนบนบริเวณอ่าวไทยชายฝั่งตะวันตกตั้งแต่ จังหวัดเพชรบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ จังหวัดชุมพรถึงจังหวัดสุราษฎร์ธานีและบริเวณเทือกเขาในภาคเหนือคือจังหวัดเชียงใหม่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือคือจังหวัดเพชรบูรณ์และจังหวัดเลย โดยได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และพบที่ภาคใต้ฝั่งตะวันตกตั้งแต่ จังหวัดพังงา จังหวัดภูเก็ต จังหวัดกระบี่ จังหวัดตรังถึงจังหวัดสตูล และชายฝั่งตะวันออกบริเวณอ่าวไทยคือ จังหวัดระยองและจังหวัดชลบุรี โดยได้รับอิทธิพลจากลม มรสุมตะวันตกเฉียงใต้

จากข้อมูลศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทยดังที่ได้กล่าวมาแล้วนั้นหากเทียบกับประเทศในยุโรปแล้วถือว่ามีความศักยภาพต่ำมากซึ่งในทางปฏิบัติแล้วความเร็วลมในระดับประมาณ 6 เมตรวินาทีถือว่ายังไม่เหมาะกับการติดตั้งกังหันลมขนาดใหญ่ระดับเมกะวัตต์เพราะกังหันลมขนาดดังกล่าวต้องการความเร็วลมเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 12 – 15 เมตรวินาที ดังนั้นทางเลือกที่เหมาะสมของประเทศไทยหากจะส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานจากลมในการผลิตไฟฟ้า ควรจะเป็นระบบขนาดเล็กในช่วงพิกัดกำลังระดับกิโลวัตต์จะมีความเหมาะสมกว่า(นิพนธ์ และ อชิตพล, 2547 : 65)



ภาพที่ 8 แสดงแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย

ในส่วนของการใช้พลังงานจากกังหันลม พบว่าประเทศที่มีกังหันลมมากที่สุดในปัจจุบัน คือ ประเทศเยอรมนี โดยข้อมูลเมื่อปี ค.ศ. 2001 เยอรมนีผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมถึง 8,754 เมกะวัตต์ รองลงมาคือ สหรัฐอเมริกาผลิตได้ 4,200 เมกะวัตต์ สเปนผลิตได้ 3,300 เมกะวัตต์ และเดนมาร์กผลิตได้ 2,400 เมกะวัตต์ จากข้อมูลจะเห็นได้ว่ายุโรปเป็นกลุ่มประเทศที่ก้าวหน้ามากที่สุดในการใช้พลังงานจากลมมาผลิตกระแสไฟฟ้า โดยมีการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมได้รวมทั้งสิ้นประมาณ 14,000 เมกะวัตต์ และมีการตั้งเป้าว่าภายในปี พ.ศ. 2010 จะต้องผลิต

กระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมให้ได้ 60,000 เมกกะวัตต์ และเมื่อมองย้อนหลังไปเมื่อปี ค.ศ. 1988 เยอรมนีผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันลมได้เพียง 137 เมกกะวัตต์ ซึ่งในสมัยนั้นยังมีจำนวนกังหันลมไม่เกินหนึ่งพันต้น แต่หลังจากนั้นมาอีกสิบห้าปีเยอรมนีได้ติดตั้งกังหันลมเพิ่มเป็นมากกว่าหมื่นชุดและผลิตกระแสไฟฟ้าได้กว่า 8,000 เมกกะวัตต์ ในกลุ่มประเทศที่มีการติดตั้งกังหันลมมากๆ เหล่านี้ จะมีการติดตั้งกังหันลมในบริเวณไม่ไกลกันมากนักจึงทำให้เกิดเป็นลักษณะของฟาร์มลม (wind farm) ดังแสดงในภาพที่ 9



ภาพที่ 9 แสดงตัวอย่างของฟาร์มลมในประเทศสหรัฐอเมริกา

ในขณะที่ประเทศในแถบเอเชียพบว่า อินเดียเป็น ประเทศที่มีศักยภาพและวิวัฒนาการด้านพลังงานลมมากที่สุด โดยสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมได้ถึง 1,500 เมกกะวัตต์ ในขณะที่รัฐบาลของอินเดียมีการส่งเสริมการผลิตกังหันลมในเชิงอุตสาหกรรมอย่างมาก โดยได้รับการถ่ายทอดความรู้และเทคโนโลยีจากกลุ่มประเทศยุโรปและสหรัฐอเมริกา นอกจากนี้อินเดียแล้วยังมีจีนเป็นอีกประเทศหนึ่งที่กำลังเริ่มต้นพัฒนากังหันลม ในปัจจุบันสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมได้แล้ว

ประเทศไทยกับการใช้พลังงานลม

ถึงแม้ผลจากการศึกษาศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทยค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับที่อื่น แต่ก็ไม่ได้หมายความว่าพลังงานลมที่มีอยู่ไม่สามารถใช้ได้ จากผลการศึกษาเปรียบเทียบต้นทุนในการลงทุนระหว่างพลังงานจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมพบว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน

ลมมีต้นทุนถูกกว่าประมาณ 8-10 เท่า และยิ่งถ้าสามารถผลิตใบพัดของกังหันลมได้เองจะถูกกว่าถึง 10 เท่า (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2546.)

ในปัจจุบันประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมละลายเข้าระบบสายส่งในปริมาณที่น้อยมากหากเทียบกับแหล่งพลังงานอื่น ๆ โดยมีการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 150 กิโลวัตต์ ซึ่งผลิตโดยบริษัทนอร์ดเทงก์ประเทศเดนมาร์ก ในพื้นที่สถานีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ณ แหลมพรหมเทพจังหวัดภูเก็ต ตั้งแต่ปี พ.ศ.2539 เพื่อสาธิตการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมร่วมกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ ดังแสดงในภาพที่ 10 โดยจ่ายไฟเข้าระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จนถึงปัจจุบันระบบยังสามารถทำงานได้ดีอยู่ กังหันลมสามารถผลิตไฟฟ้าป้อนเข้าสายส่งได้ประมาณ 200,000 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี (kWh/annual) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีโครงการที่จะติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่เพิ่มขึ้นที่แหลมพรหมเทพ โดยจะติดตั้งกังหันลมขนาด 600 กิโลวัตต์ซึ่งจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณปีละ 840,000 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี



ภาพที่ 10 สถานีผลิตไฟฟ้าร่วมที่แหลมพรหมเทพจังหวัดภูเก็ต

ผลกระทบจากการใช้กังหันลม

1. ด้านพื้นที่

กังหันลมจะต้องติดตั้งอยู่ห่างกันห้าถึงสิบเท่าของความสูงกังหันเพื่อที่กระแสลมจะได้ลดความปั่นป่วนหลังจากที่ผ่านกังหันลมตัวอื่นมา อย่างไรก็ตามพื้นที่ที่ติดตั้งจริงของกังหันลมจะใช้เพียง 1 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ทั้งหมด ซึ่งจะเป็นส่วนของเสาและฐานรากและ เส้นทางสำหรับ การเข้าไปติดตั้งและดูแลรักษา กังหันลมขนาดใหญ่ซึ่งมีความสูงของเสากังหันมาก จะต้องติดตั้ง อยู่ห่างกัน

เป็นระยะทางไกล ตัวอย่างเช่น กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดระดับ เมกกะวัตต์ ต้องการระยะห่างระหว่างกันถึง 0.5 – 1 กิโลเมตร ดังนั้นเมื่อพิจารณาโดยละเอียดแล้วจะพบว่าการติดตั้งกังหันลมจะไม่ส่งผลกระทบต่อการใช้ประโยชน์จากพื้นที่ต่างๆ อาทิเช่นพื้นที่ทางการเกษตร พื้นที่อุตสาหกรรม หรือแม้แต่พื้นที่ป่าธรรมชาติ ประชาชนในพื้นที่ดังกล่าวยังคงสามารถใช้ประโยชน์จากที่ดินได้อย่างปกติ

2. ด้านทัศนวิสัย

สำหรับผลกระทบทางด้านสายตา หรือการมองเห็นของระบบกังหันลมผลิตไฟฟ้า นั้น ยังไม่ได้มีการประเมินผลออกมาอย่างชัดเจน กังหันลมขนาดใหญ่จะมีความสูงมากกว่า 50 เมตรขึ้นไป ทำให้สามารถมองเห็นได้จากระยะไกล กังหันลมที่ติดตั้งอยู่ตามทุ่งหญ้า สร้างความสวยงาม สร้างจินตนาการ และความคิดต่างๆ ให้กับผู้พบเห็น กังหันลมสามารถใช้เป็นสื่อการเรียนรู้หลักการทางอากาศยานศาสตร์ ซึ่งเป็นพื้นฐานที่สำคัญต่อเทคโนโลยีการบินหรืออากาศยานได้

3. ด้านเสียง

เสียงของกังหันลมเกิดจากการหมุนของปลายใบพัดตัดกับอากาศ จากการที่ใบพัดหมุนผ่านเสากังหัน จากความปั่นป่วนของลมบริเวณใบกังหันลม และจากตัวเครื่องจักรกลภายในตัวกังหันลม โดยเฉพาะส่วนของเกียร์ เสียงดังของกังหันลมผลิตไฟฟ้าเป็นตัวแปรที่สำคัญประการหนึ่งที่แสดงถึงประสิทธิภาพของกังหันลม ดังนั้นทางบริษัทผู้ผลิตกังหันลมจึงพยายามพัฒนาเทคโนโลยีต่างๆ เพื่อลดผลกระทบจากเสียงของกังหันลมในช่วงห้าปีที่ผ่านมา ระดับของเสียงในบริเวณอาคาร หรือที่พักอาศัยที่จะเป็นอันตรายต่อมนุษย์อยู่ที่ไม่เกิน 40 เดซิเบลที่ระยะห่างไม่เกิน 250 เมตร ดังนั้นการติดตั้งกังหันลมหากต้องการหลีกเลี่ยงปัญหาดังกล่าว ก็สามารถทำได้โดยการเพิ่มระยะห่างจากเขตที่พักอาศัยของมนุษย์ให้มากขึ้น

4. ด้านสัตว์ (นก)

กรณีการตายของนกในบริเวณที่ติดตั้งกังหันลมเกิดขึ้นได้น้อยมาก ยกเว้นในบางกรณี จำนวนการตายของนกในพื้นที่ติดตั้งกังหันลมอาจสูง อันเนื่องมาจากมีฝูงนกที่อพยพย้ายถิ่นฐานในบางฤดูกาลผ่านพื้นที่ดังกล่าวในเวลากลางวันหรือพื้นที่นั้น เป็นแหล่งหาอาหารของนกนักล่าบางชนิด

5. ด้านคลื่นสนามแม่เหล็ก

สัญญาณโทรทัศน์ คลื่นวิทยุ และเรดาร์ อาจถูกรบกวนได้จากการหมุนของกังหันลมซึ่งอาจสร้างคลื่นรบกวนสัญญาณเหล่านี้ โดยเฉพาะเรดาร์ซึ่งมีความสำคัญต่อทางการทหารในปัจจุบัน ยังไม่พบว่ามีรายงานการถูกรบกวนจากกังหันลม ในทางตรงข้ามกังหันลมยังได้รับการยอมรับจากทางการทหาร และมีพื้นที่ทางการทหารหลายแห่งโดยเฉพาะสนามบินบางแห่งมีกังหันลมติดตั้งอยู่ในบริเวณใกล้เคียง แต่ก็ยังไม่พบว่ามีผลกระทบใดๆ กับระบบเรดาร์

6. ด้านความยั่งยืน

ปัจจุบันกระแสในเรื่องความยั่งยืน(sustainable) และเทคโนโลยีที่ปลอดมลพิษ (zero-emission technology) กำลังเป็นที่สนใจของนักวิทยาศาสตร์ นักวิจัย หรือแม้แต่ผู้ประกอบการ การทำงานของกังหันลมผลิตไฟฟ้าไม่ก่อให้เกิดมลพิษ สามารถใช้เป็นเทคโนโลยีหนึ่งเพื่อการผลิตไฟฟ้าทดแทนการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงซากดึกดำบรรพ์และนิวเคลียร์ ดังนั้นเทคโนโลยีกังหันลมจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งของการพัฒนาอย่างยั่งยืน

ข้อดีของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

1. ไม่มีค่าใช้จ่ายในการจัดหาเชื้อเพลิงพลังงาน
2. ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำที่สุด โดยเฉพาะอย่างยิ่งสามารถช่วยลดระดับการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ก่อให้เกิดภาวะโลกร้อนได้
3. ตั้งอยู่ในพื้นที่ที่มีศักยภาพสามารถป้อนพลังงานไฟฟ้าให้กับชุมชนได้โดยตรงโดยไม่ต้องเสียค่าก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าจากแหล่งผลิต
4. ใช้พื้นที่ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าน้อยเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าทั่วไป
5. ดำเนินการใช้งานได้รวดเร็ว โดยนับจากการนำกังหันลมที่ผลิตแล้วเสร็จมาติดตั้ง

พลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานทดแทนประเภทหมุนเวียนที่ใช้แล้วเกิดขึ้นใหม่ได้ตามธรรมชาติ เป็นพลังงานที่สะอาดปราศจากมลพิษ และเป็นพลังงานที่มีศักยภาพสูง การใช้พลังงานแสงอาทิตย์สามารถจำแนกออกเป็น 2 รูปแบบคือ การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน

ประวัติความเป็นมาของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ถูกสร้างขึ้นมาครั้งแรกในปี ค.ศ. 1954 (พ.ศ. 2497) โดย แชปปีน ฟูลเลอร์ และเพียสัน แห่งเบลล์เทเลโฟน โดยทั้ง 3 ท่านนี้ได้ค้นพบเทคโนโลยีการสร้างรอยต่อ พี-เอ็น (P-N) แบบใหม่ โดยวิธีการแพร่สารเข้าไปในผลึกของซิลิกอนจนได้เซลล์แสงอาทิตย์อันแรกของโลกซึ่งมีประสิทธิภาพเพียง 6% ซึ่งปัจจุบันนี้เซลล์แสงอาทิตย์ ได้ถูกพัฒนาขึ้นจนมีประสิทธิภาพสูงกว่า 15% ในระยะแรกเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่จะใช้สำหรับโครงการด้านอวกาศ ดาวเทียมหรือยานอวกาศที่ส่งจากพื้นโลกไปโคจรในอวกาศก็ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้า ต่อมาจึงได้มีการนำเอาแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้บนพื้นโลกเช่นในปัจจุบันนี้ เซลล์แสงอาทิตย์ในยุคแรกๆ ส่วนใหญ่จะมีสีดำ แต่ในปัจจุบันนี้ได้มีการพัฒนาให้เซลล์แสงอาทิตย์มีสีต่างๆกันไป เช่น แดง น้ำเงิน เขียว ทอง เป็นต้น เพื่อความสวยงาม

เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) เป็นสิ่งประดิษฐ์กรรมทางอิเล็กทรอนิกส์ ที่สร้างขึ้นเพื่อเป็นอุปกรณ์สำหรับเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยการนำสารกึ่งตัวนำเช่นซิลิกอน ซึ่งมีราคาถูกที่สุดและมีมากที่สุดบนพื้นโลกมาผ่านกระบวนการทางวิทยาศาสตร์ เพื่อผลิตให้เป็นแผ่นบางบริสุทธิ์ และทันทีที่แสงตกกระทบบนแผ่นเซลล์รังสีของแสงที่มีอนุภาคของพลังงานประกอบที่เรียกว่า โฟตอน (Photon) จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอน (Electron) ในสารกึ่งตัวนำจนมีพลังงานมากพอที่จะกระโดดออกมาจากแรงดึงดูดของอะตอม (atom) และเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ดังนั้นเมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบวงจรจะทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้น เมื่อพิจารณาถึงกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์พบว่า เซลล์แสงอาทิตย์จะมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลากลางวัน ซึ่งสอดคล้องและเหมาะสมในการนำเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้ผลิตไฟฟ้า เพื่อแก้ไขปัญหาการขาดแคลนพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน

ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์

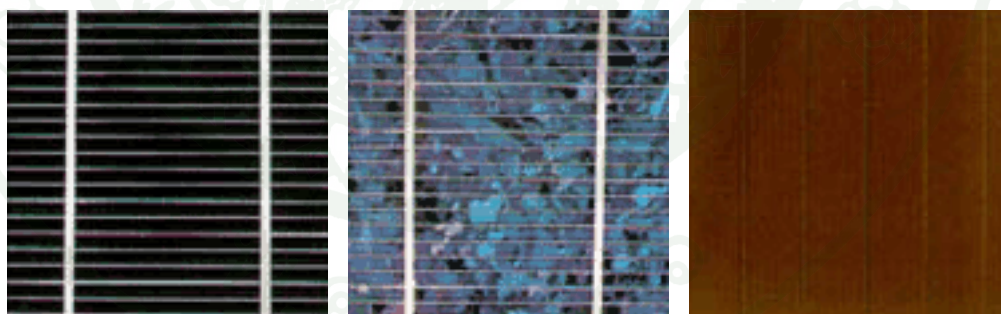
เซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้กันอยู่ในปัจจุบันจะแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ๆ คือ

กลุ่มที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน

จะแบ่งตามลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้น คือ แบบที่เป็น รูปผลึก (Crystal) และแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) แบบที่เป็นรูปผลึก จะแบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Single Crystalline Silicon Solar Cell) และ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon Solar Cell) แบบที่ไม่เป็นรูปผลึก คือ ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell) ดังแสดงในภาพที่ 11

กลุ่มที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน

ซึ่งประเภทนี้ จะเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงถึง 25% ขึ้นไป แต่มีราคาสูงมาก ไม่นิยมนำมาใช้บนพื้นโลก จึงใช้งานสำหรับดาวเทียมและระบบรวมแสงเป็นส่วนใหญ่ แต่การพัฒนาขบวนการผลิตสมัยใหม่จะทำให้มีราคาถูกลง และนำมาใช้มากขึ้นในอนาคต (ปัจจุบันนำมาใช้เพียง 7 % ของปริมาณที่มีใช้ทั้งหมด)



(a) แบบผลึกเดี่ยว
(Single Crystal)

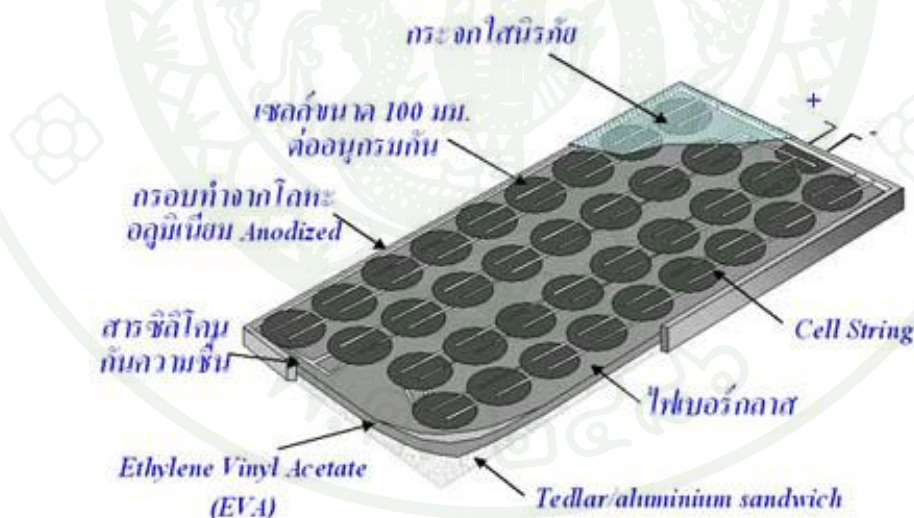
(b) แบบผลึกรวม
(Poly Crystal)

(c) แบบอะมอร์ฟัส
(Amorphous)

ภาพที่ 11 เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอนประเภทต่างๆ

ส่วนประกอบของเซลล์แสงอาทิตย์

แรงเคลื่อนไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นจากเซลล์แสงอาทิตย์เพียงเซลล์เดียว จะมีค่าต่ำมาก การนำมาใช้งานจะต้องนำเซลล์หลาย ๆ เซลล์ มาต่อกันแบบอนุกรมเพื่อเพิ่มค่าแรงเคลื่อนไฟฟ้าให้สูงขึ้น เซลล์ที่นำมาต่อกันในจำนวนและขนาดที่เหมาะสมเรียกว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ การทำเซลล์แสงอาทิตย์ให้เป็นแผง เพื่อความสะดวกในการนำไปใช้งาน ด้านหน้าของแผงเซลล์ ประกอบด้วย แผ่นกระจกที่มีส่วนผสมของเหล็กดำ ซึ่งมีคุณสมบัติในการยอมให้แสงผ่านได้ดี และยังเป็นเกราะป้องกันแผ่นเซลล์อีกด้วย แผงเซลล์จะต้องมีการป้องกันความชื้นที่ดีมากเพราะจะต้องอยู่กลางแจ้งกลางฝนเป็นเวลายาวนานในการประกอบจะต้องใช้วัสดุที่มีความทนทาน และป้องกันความชื้นที่ดี เช่น ซิลิโคน และอีวีเอ (Ethylene Vinyl Acetate) เป็นต้น เพื่อเป็นการป้องกันแผ่นกระจกด้านบนของแผงเซลล์ จึงต้องมีการทำกรอบด้วยวัสดุที่มีความแข็งแรงแต่บางครั้งก็ไม่มีเวลาจำเป็น ถ้ามีการเสริมความแข็งแรงของแผ่นกระจกให้เพียงพอ ซึ่งก็สามารถทดแทนการทำกรอบได้เช่นกัน ดังนั้นแผงเซลล์จึงมีลักษณะเป็นแผ่นเรียบ (laminated) ซึ่งสะดวกในการติดตั้ง



ภาพที่ 12 ส่วนประกอบของเซลล์แสงอาทิตย์

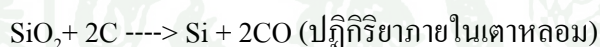
ขบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์

วัสดุสำคัญที่ใช้ทำเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ใช้มากที่สุดในปัจจุบันได้แก่ สารซิลิคอน (Si) ซึ่งเป็นสารชนิดเดียวกับที่ใช้ทำชิปในคอมพิวเตอร์และเครื่องอิเล็กทรอนิกส์ ซิลิคอนเป็นสารซึ่งไม่เป็นพิษ มีการนำมาผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ใช้กันอย่างแพร่หลายเพราะมีราคาถูกทนและเชื่อถือได้ นอกจากนี้ยังมีวัสดุชนิดอื่นที่สามารถนำมาผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ได้เช่น แกลเลียมอาร์เซไนด์ CIS และ แคดเมียมเทลลูไรด์ แต่ยังมีราคาสูง และบางชนิดยังไม่มี การพิสูจน์เรื่องอายุการใช้งานว่าสามารถใช้งานได้นาน

ข้อเสียของ Si : การทำให้บริสุทธิ์และอยู่ในรูปสารที่พร้อมจะทำเซลล์ฯ มีราคาแพง และแตกหักง่ายในขบวนการผลิต

ขั้นตอนการผลิตสารซิลิคอนบริสุทธิ์

1. การผลิต MG-Si จากหินควอตซ์หรือทราย



ความบริสุทธิ์ของ Si 98 - 99%

2. การผลิต SeG-Si จาก MG-Si

2.1) เปลี่ยนสถานะ Si เป็นก๊าซ โดยวิธี Fractional Distillation



2.2) SiHCl₃ ทำปฏิกิริยากับ H₂ ได้ Si บริสุทธิ์ 99.999%



เป็นการทำ Si ให้บริสุทธิ์ ขั้นตอนนี้ได้ Polycrystal

ขบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ แบบผลึกเดี่ยว (Single Crystalline)

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว หรือที่รู้จักกันในชื่อ Mono-Crystalline การเตรียมสารซิลิคอนชนิดนี้ เริ่มต้นจากนำสารซิลิคอนซึ่งผ่านการทำให้เป็นก้อนที่มีความบริสุทธิ์สูงมาก (99.999%) มาหลอมละลายในเตา Induction Furnace ที่อุณหภูมิสูงถึง 1,500 องศาเซลเซียส เพื่อทำการสร้างแท่งผลึกเดี่ยวขนาดใหญ่ (เส้นผ่านศูนย์กลาง 6-8 นิ้ว) พร้อมกับใส่สารเจือปน Boron เพื่อทำให้เกิด p-type แล้วทำให้เกิดการเย็นตัวจับตัวกัน เป็นผลึกด้วย Seed ซึ่งจะตกผลึกมีขนาดหน้าตัดใหญ่ แล้วค่อยๆ ดึงแท่งผลึกนี้ขึ้นจากเตาหลอม ด้วยเทคโนโลยีการดึงผลึก จะได้แท่ง

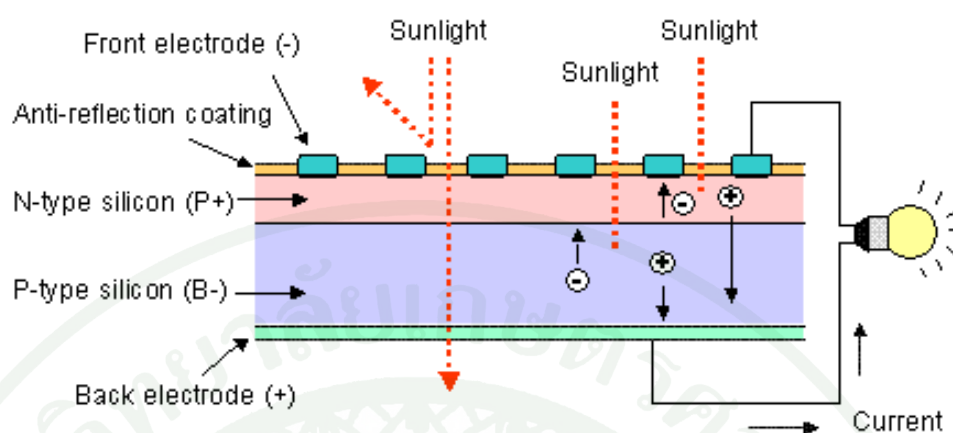
ผลึกยาวเป็นรูปทรงกระบอก คุณภาพของผลึกเดี่ยวจะสำคัญมากต่อคุณสมบัติของเซลล์แสงอาทิตย์ จากนั้นนำแท่งผลึกมาตัดให้เป็นแผ่นบาง ๆ ด้วยลวดตัดเพชร เรียกว่า เวเฟอร์ ซึ่งจะได้แผ่นผลึกมีความหนาประมาณ 300 ไมโครเมตร และขัดความเรียบของผิว จากนั้นก็นำไปเจือสารที่จำเป็นในการทำให้เกิดเป็น p-n junction ขึ้นบนแผ่นเวเฟอร์ ด้วยวิธีการ Diffusion ที่อุณหภูมิระดับ 1,000 องศาเซลเซียส จากนั้นนำไปทำขั้วไฟฟ้าเพื่อนำกระแสไฟออกใช้ ที่ผิวบนจะเป็นขั้วลบ ส่วนผิวล่างเป็นขั้วบวก ขั้นตอนสุดท้ายจะเป็นการเคลือบฟิล์มผิวหน้าเพื่อป้องกันการสะท้อนแสงให้น้อยที่สุดตอนนี้จะได้เซลล์ที่พร้อมใช้งาน หลังจากนั้นก็นำไปประกอบเข้าแผงโดยใช้กระจกเป็นเกราะป้องกันแผ่นเซลล์ และใช้ซิลิโคน และ อีวีเอ ช่วยป้องกันความชื้นในการใช้งานจริงเราจะนำเซลล์แต่ละเซลล์มาต่ออนุกรมกันเพื่อเพิ่มแรงเคลื่อนไฟฟ้าให้ได้ตามต้องการ

ขบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ แบบผลึกรวม (Poly Crystalline)

การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวม การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์โดยวิธีนี้จะมีค่าใช้จ่ายที่ถูกกว่าวิธีแรก คือการทำแผ่นเซลล์ จะใช้วิธีการหลอมสารซิลิคอนให้ละลายพร้อมกับใส่สารเจือปน Boron เพื่อทำให้เกิด p-type แล้วเทลงในแบบพิมพ์ เมื่อสารละลายซิลิคอนแข็งตัวก็จะได้เป็นแท่งซิลิคอนแบบผลึกรวม จากนั้นนำไปตัดเป็นแผ่นเช่นเดียวกับแบบผลึกเดี่ยว ความแตกต่างระหว่างแบบผลึกเดี่ยวและแบบผลึกรวมสังเกตได้จากผิวผลึกถ้ามีโทนสีที่แตกต่างกันซึ่งเกิดจากผลึกเล็กๆ หลายผลึกในแผ่นเซลล์จะเป็นแบบผลึกรวมในขณะที่แบบผลึกเดี่ยวจะเห็นเป็นผลึกเนื้อเดียวคือมีสีเดียวตลอดทั้งแผ่น ส่วนกรรมวิธีการผลิตเซลล์ที่เหลือจะเหมือนกันเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวม จะให้ประสิทธิภาพต่ำกว่าแบบผลึกเดี่ยว ประมาณ 2-3 % อย่างไรก็ตามเซลล์ทั้ง 2 ชนิด มีข้อเสียในการผลิต คือ แดกหักง่ายเช่นกัน

หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์เป็นขบวนการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นกระแสไฟฟ้าได้โดยตรงโดยเมื่อแสงซึ่งเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าและมีพลังงานกระทบกับสารกึ่งตัวนำจะเกิดการถ่ายเทพลังงานระหว่างกัน พลังงานจากแสงจะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของกระแสไฟฟ้า ขึ้นในสารกึ่งตัวนำจึงสามารถต่อกระแสไฟฟ้าดังกล่าวไปใช้งานได้ ดังแสดงในภาพที่ 13



ภาพที่ 13 แสดงการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

n - type ซิลิคอน ซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์ คือ สารกึ่งตัวนำที่ได้รับการโด๊ปด้วยสารฟอสฟอรัส มีคุณสมบัติเป็นตัวให้อิเล็กตรอนเมื่อรับพลังงานจากแสงอาทิตย์ p - type ซิลิคอน คือสารกึ่งตัวนำที่ได้รับการโด๊ปด้วยสารโบรอน ทำให้โครงสร้างของอะตอมสูญเสียอิเล็กตรอน เมื่อรับพลังงานจากแสงอาทิตย์จะทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน เมื่อนำซิลิคอนทั้ง 2 ชนิด มาประกบต่อกันด้วย p - n junction จึงทำให้เกิดเป็น " เซลล์แสงอาทิตย์ " ในสถานะที่ยังไม่มีแสงแดด n - type ซิลิคอนซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์ ส่วนประกอบส่วนใหญ่พร้อมจะให้อิเล็กตรอน แต่ก็ยังมีโฮลปะปนอยู่บ้างเล็กน้อย ด้านหน้าของ n - type จะมีแถบโลหะเรียกว่า Front Electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน ส่วน p - type ซิลิคอนซึ่งอยู่ด้านหลังของเซลล์ โครงสร้างส่วนใหญ่เป็นโฮล แต่ยังคงมีอิเล็กตรอนปะปนบ้างเล็กน้อย ด้านหลังของ p - type ซิลิคอนจะมีแถบโลหะเรียกว่า Back Electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรวบรวมโฮล เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบแสงอาทิตย์จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนและโฮล ทำให้เกิดการเคลื่อนไหว เมื่อพลังสูงพอทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กัน อิเล็กตรอนจะวิ่งไปยังชั้น n - type และโฮลจะวิ่งไปยังชั้น p - type อิเล็กตรอนวิ่งไปรวมกันที่ Front Electrode และโฮลวิ่งไปรวมกันที่ Back Electrode เมื่อมีการต่อวงจรไฟฟ้าจาก Front Electrode และ Back Electrode ให้ครบวงจร ก็จะเกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น เนื่องจากทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเพื่อจับคู่กัน

คุณสมบัติและตัวแปรที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์

ตัวแปรที่สำคัญที่มีส่วนทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพการทำงานในแต่ละพื้นที่ต่างกัน และมีความสำคัญในการพิจารณานำไปใช้ในแต่ละพื้นที่ ตลอดจนการนำไปคำนวณระบบหรือคำนวณจำนวนแผงแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้ในแต่ละพื้นที่มีดังนี้

ความเข้มของแสง

กระแสไฟฟ้า (Current) จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มของแสง หมายความว่าเมื่อความเข้มของแสงสูง กระแสที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะสูงขึ้นในขณะที่แรงดันไฟฟ้าหรือโวลต์แทบจะไม่แปรไปตามความเข้มของแสงมากนัก ความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐานคือ ความเข้มของแสงที่วัดบนพื้นโลกในสภาพอากาศปลอดโปร่งปราศจากเมฆหมอกและวัดที่ระดับน้ำทะเล ในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลกซึ่งความเข้มของแสงจะมีค่าเท่ากับ 100 mW ต่อ ตารางเซนติเมตร หรือ 1,000 W ต่อ ตารางเมตร ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM 1.5 (Air Mass 1.5) และถ้าแสงอาทิตย์ทำมุม 60 องศากับพื้นโลกความเข้มของแสง จะมีค่าเท่ากับประมาณ 75 mW ต่อ ตร.ซม. หรือ 750 W ต่อ ตารางเมตร ซึ่งมีค่าเท่ากับ AM2 กรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะใช้ค่า AM 1.5 เป็นมาตรฐานในการวัดประสิทธิภาพของแผง

อุณหภูมิ

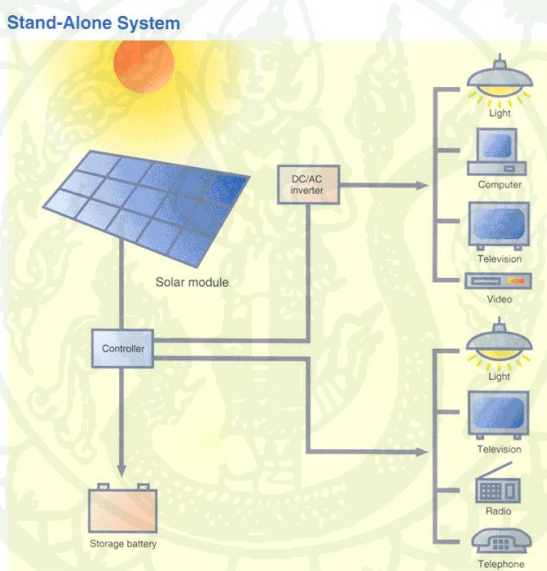
กระแสไฟฟ้าจะไม่แปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าจะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้วทุกๆ 1 องศาเซลเซียสที่เพิ่มขึ้นจะทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง 0.5% และในกรณีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาตรฐานที่ใช้กำหนดประสิทธิภาพของแผงแสงอาทิตย์คือ ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส เช่น กำหนดไว้ว่าแผงแสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าที่วงจรเปิด (Open Circuit Voltage หรือ Voc) ที่ 21 โวลต์ ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ก็จะหมายความว่าแรงดันไฟฟ้าที่จะได้จากแผงแสงอาทิตย์ เมื่อยังไม่ได้ต่อกับอุปกรณ์ไฟฟ้า ณ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส จะเท่ากับ 21 โวลต์ ถ้าอุณหภูมิสูงกว่า 25 องศาเซลเซียส เช่น อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส จะทำให้แรงดันไฟฟ้าของแผงแสงอาทิตย์ลดลง 2.5% ($0.5\% \times 5$ องศาเซลเซียส) นั่นคือ แรงดันของแผงแสงอาทิตย์ที่ Voc จะลดลง 0.525 โวลต์ ($21 \text{ โวลต์} \times 2.5\%$) เหลือเพียง 20.475 โวลต์ ($21 \text{ โวลต์} - 0.525 \text{ โวลต์}$) สรุปได้ว่า เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น แรงดันไฟฟ้าก็จะลดลง ซึ่งมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงแสงอาทิตย์ลดลงด้วย

เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

ได้แก่ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วย เซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งออกเป็น 3 ระบบ คือ

1. เซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand alone system)

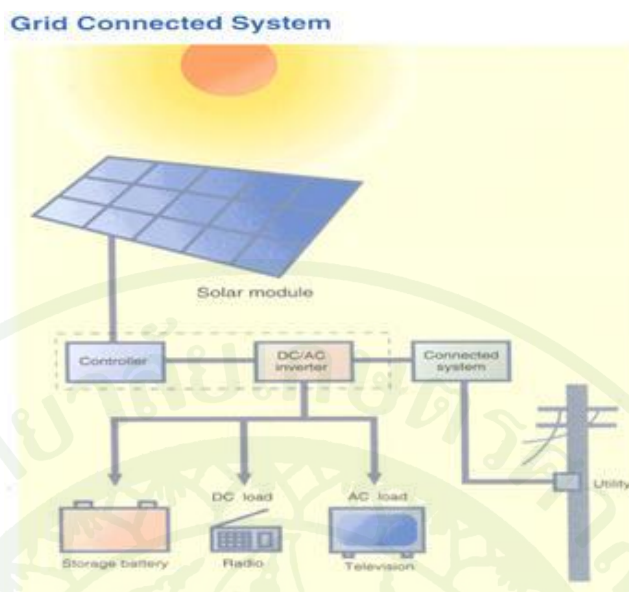
เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการออกแบบสำหรับใช้งานในพื้นที่ชนบทที่ไม่มีระบบสายส่งไฟฟ้า อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ และอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับแบบอิสระ ดังแสดงในภาพที่ 14



ภาพที่ 14 เซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

2. เซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system)

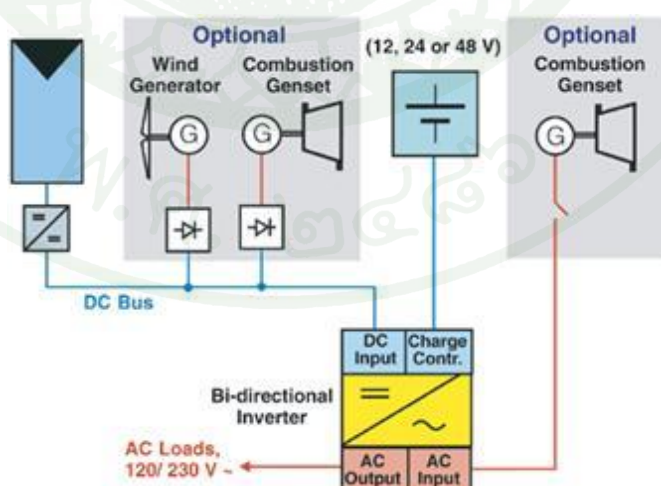
เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเข้าสู่ระบบสายส่งไฟฟ้าโดยตรง ใช้ผลิตไฟฟ้าในเขตเมือง หรือพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิดต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 15



ภาพที่ 15 เซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย

3. เซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

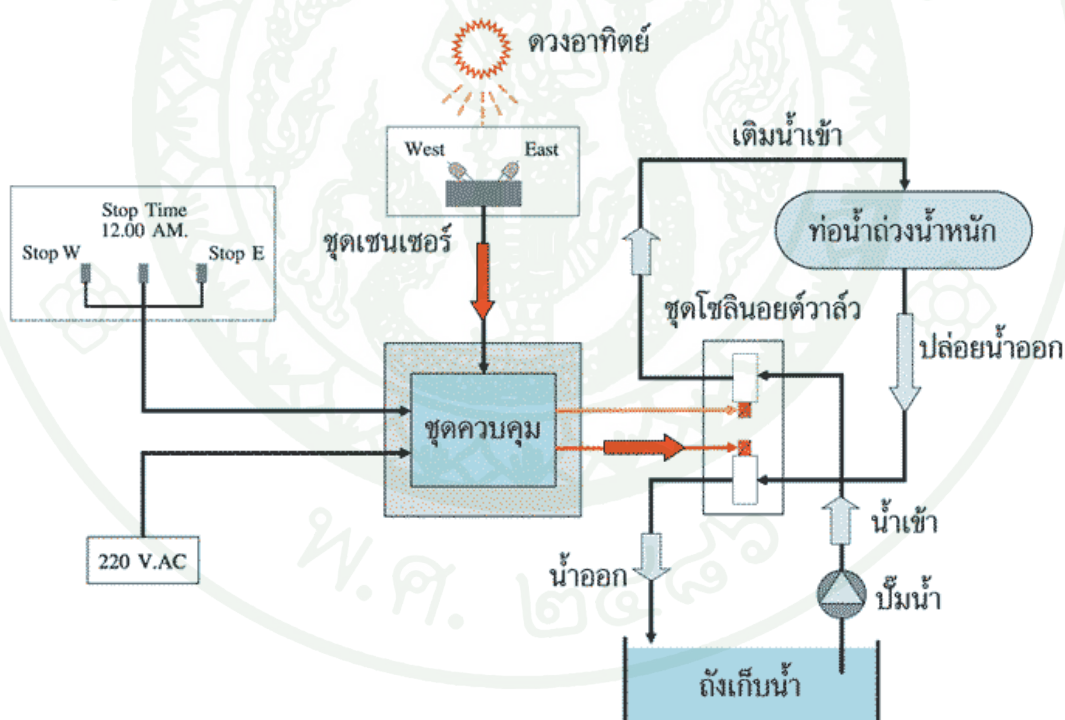
เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกรออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่น ระบบ เซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และเครื่องยนต์ดีเซล ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบระบบจะขึ้นอยู่กับการออกแบบตามวัตถุประสงค์โครงการเป็นกรณี เฉพาะดังแสดงในภาพที่16



ภาพที่ 16 เซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

4. เทคโนโลยีระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบถ่วงน้ำหนัก

ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบถ่วงน้ำหนัก ใช้หลักการถ่วงน้ำหนักโดยใช้น้ำเป็นตัวกลางในการถ่วงน้ำหนัก ตอนเช้า ท่อน้ำถ่วงน้ำหนักที่ติดตั้งไว้ทางทิศตะวันออกจะมีน้ำอยู่ ทำให้โครงสร้างรองรับแผงและแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หันหน้าไปทางทิศตะวันออก (เป็นการเพิ่มน้ำหนักด้วยน้ำ) ชุดเซนเซอร์ที่ติดตั้งและหันหน้าทางเดียวกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะทำหน้าที่เป็นตัวตรวจจับตำแหน่งดวงอาทิตย์ เมื่อเซนเซอร์ตรวจจับตำแหน่งดวงอาทิตย์ได้ จะส่งให้ระบบควบคุมประมวลผลและส่งให้โซลินอยด์วาล์ว (Solenoid Valve) ปล่อยน้ำออกจากท่อน้ำถ่วงน้ำหนัก เป็นการลดน้ำหนักน้ำในท่อน้ำถ่วงน้ำหนัก ทำให้โครงสร้างรองรับแผงและแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เคลื่อนที่ตามดวงอาทิตย์ไปทางทิศตะวันตก (ตอนเช้า-ตอนเย็น) ตอนกลางคืน ป้อนน้ำจะทำหน้าที่เติมน้ำเข้าสู่ท่อน้ำถ่วงน้ำหนัก เป็นการเพิ่มน้ำหนักด้วยน้ำทางด้านทิศตะวันออก ทำให้โครงสร้างรองรับแผงและแผงเซลล์แสงอาทิตย์เคลื่อนที่กลับไปทางทิศตะวันออก เพื่อเตรียมรับแสงอาทิตย์ตอนเช้าวันต่อไป



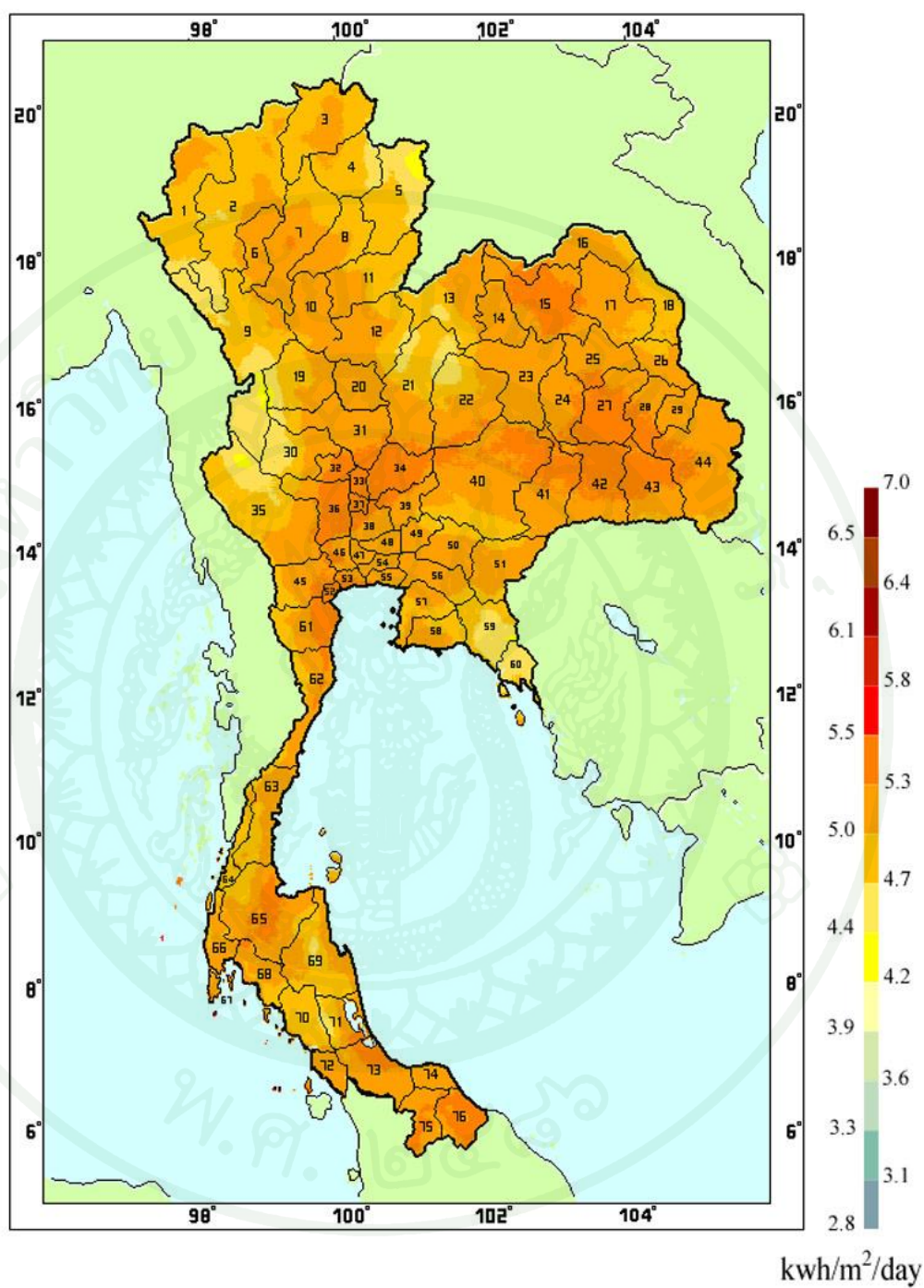
ภาพที่ 17 แผนภาพการทำงานของระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบถ่วงน้ำหนัก

ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

ศักยภาพพลังงาน แสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำขึ้นอยู่กับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ ที่ตกกระทบพื้นที่นั้น โดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากจะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์ มาใช้งานสูง

จากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) ภาพที่ 17 โดยกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน และคณะวิทยาศาสตร์มหาวิทยาลัยศิลปากรพบว่า การกระจายของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ในแต่ละเดือนของประเทศไทย ได้รับอิทธิพลสำคัญจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศไทยได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 24 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน เมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี พบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยครอบคลุมบางส่วนของ จังหวัด นครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อุทัย และลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์ เฉลี่ยทั้งปี 19 ถึง 20 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 14.3% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศไทย นอกจากนี้ยังพบว่า 50.2% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี ในช่วง 18-19 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน

จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่า มีค่าเท่ากับ 18.2 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง



ภาพที่ 18 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542)

ตัวอย่างโครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

สถานีพลังงานแสงอาทิตย์สันกำแพง จ.เชียงใหม่

กฟผ. ได้ทำการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดกำลังผลิต 14 กิโลวัตต์ ที่สถานีพลังงานแสงอาทิตย์สันกำแพง อำเภอสันกำแพง จังหวัดเชียงใหม่ โดยทำการต่อเชื่อมเข้าระบบสายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตั้งแต่วันที่ 18 มิถุนายน 2536 ซึ่งนับเป็นสถานีพลังงานแสงอาทิตย์แบบต่อเข้าระบบ (Grid Connected) แห่งที่ 3 ในประเทศไทย ต่อจากที่สถานีพลังงานแสงอาทิตย์คลองช่องกล้าจังหวัดสระแก้วและสถานีพลังงานทดแทนพรหม เทพ จังหวัดภูเก็ต และเป็นสถานีพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต่อเข้าระบบเป็นแห่งแรกในภาคเหนือ

วัตถุประสงค์เพื่อสาธิตการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และต่อขนานเข้ากับระบบเพื่อเก็บข้อมูลการใช้งาน สำหรับนำมาวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ และเทคนิคทางด้านการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

สถานีพลังงานแสงอาทิตย์สันกำแพงจังหวัดเชียงใหม่ ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 280 แผง รวมกำลังผลิตสูงสุด 14 กิโลวัตต์ ส่วนประกอบที่สำคัญของสถานี พลังงานแสงอาทิตย์แห่งนี้ มีดังต่อไปนี้

1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาติดตั้งเป็นแบบ Single Crystal Cell และแบบ Poly Crystal Cell ซึ่งได้จัดหาจากผู้ผลิตต่างๆ จำนวน 280 แผง มีกำลังผลิตสูงสุดรวมกัน 14 กิโลวัตต์ ต่อรวมกันเป็นกลุ่มย่อย (Sub Array) 16 กลุ่ม แต่ละกลุ่มประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 17-18 แผง นำมาต่อกันแบบอนุกรม (Series) เพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้าประมาณ 290-350 โวลต์ และมีกระแสไหลประมาณ 2.5 ถึง 3.5 แอมแปร์ ที่ความเข้มแสงอาทิตย์ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร (W/m^2) และในแต่ละกลุ่มย่อยนำมาต่อขนาน (Parallel) โดยผ่านชุดอุปกรณ์เครื่องปรับแรงดันไฟฟ้า (DC/DC Converter) ก่อนเพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้ารวมกันเป็นกลุ่มแผงเซลล์แสงอาทิตย์

2. อุปกรณ์เครื่องปรับแรงดันไฟฟ้า (DC/DC Converter) จากการติดตั้งทดสอบใช้งานในระยะแรก ได้นำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ประจุไว้ในแบตเตอรี่ ก่อนที่จะจ่ายพลังงานให้กับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) และเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หลังจากที่ได้ใช้งาน และทดสอบกับระบบแบตเตอรี่มาเป็นระยะเวลาหนึ่ง ได้ข้อสรุปว่าพลังงาน

ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะสูญเสียไปกับระบบ การเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่ส่วนหนึ่ง ทำให้การผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายมีประสิทธิภาพต่ำกว่า 70% ดังนั้นจึงได้มีการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบโดยไม่ใช้แบตเตอรี่ และนำอุปกรณ์เครื่องปรับแรงดันไฟฟ้ามาต่อกับเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อปรับประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชุด ให้สมดุลกันก่อนที่จะต่อเข้ากับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าได้โดยตรง จากลักษณะการทำงานดังกล่าวคาดว่าจะให้ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าสูงถึง 80-90%

3. เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าตรงเป็นกระแสไฟสลับ (DC/AC Inverter) พลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะไหลผ่านอุปกรณ์เครื่องปรับแรงดันไฟฟ้า เพื่อปรับแรงดันไฟฟ้าให้พหมาะกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า จากนั้นจะถูกแปลงให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับ มีแรงดัน 220 โวลต์ เฟสเดียว (Single Phase) ซึ่งใช้เครื่อง 3 เครื่อง นำมาต่อในแต่ละเฟสรวมเป็น 3 เฟส สามารถแปลงกระแสไฟฟ้าซึ่งจ่ายกำลังงานได้ 7.5 กิโลวัตต์ และเป็นเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าที่มีคุณสมบัติต่อเชื่อมกับสายส่งไฟฟ้า (Line Commutated) ซึ่งสามารถจ่ายไฟฟ้ากระแสสลับที่แปลงได้ ส่งออกไปยังสายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าแรงสูง (High Voltage Transformer)

4. ระบบควบคุมและบันทึกข้อมูล (Control and Data Acquisition System) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกจ่ายไปยังเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า และถูกควบคุมโดยชุดระบบควบคุมแรงดันเกิน (Over Voltage) อุปกรณ์นี้จะทำงานก็ต่อเมื่อมีความผิดปกติของอุปกรณ์เครื่องปรับแรงดันไฟฟ้า ทำให้แรงดันไฟฟ้าที่จ่ายให้กับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าสูงเกินกว่าที่เครื่องจะทำงานได้ ชุดควบคุมแรงดันเกินก็จะปลดกระแสไฟฟ้าออกจากเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า เพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ส่วนระบบควบคุมการจ่ายไฟต่อเข้าระบบของเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้านั้นสามารถทำงานได้โดยอัตโนมัติ ซึ่งมีอยู่ภายในตัวเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าเอง และสามารถควบคุมการจ่ายไฟและหยุดจ่ายไฟ (Start-up/Shut-down) กรณีที่มีความผิดปกติในระบบสายส่งไฟฟ้า สำหรับระบบบันทึกข้อมูล (Data Acquisition System) ได้ทำการเก็บ และบันทึกข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิเคราะห์ผลเป็นแบบตัวเลข (Digital Data) ซึ่งจะจัดเก็บข้อมูลของพลังงานแสงอาทิตย์ อุณหภูมิของบรรยากาศ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ กระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบ โดยจัดเก็บอยู่ในเครื่องบันทึกข้อมูลขนาดเล็ก (Micro Logger)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดได้ทำการติดตั้งบนโครงเหล็กอบสังกะสี (Galvanized Steel Structure) ยึดติดกับเสาคอนกรีตบนเนื้อที่ประมาณ 300 ตารางเมตร ติดตั้งเอียงเป็นมุม 15 องศา หันหน้าไปทางทิศใต้โดยแบ่งเป็น 14 โครงแผง ซึ่งแต่ละโครงแผงต่อเชื่อมกับระบบกราวด์ (Grounding System) ซึ่งได้ออกแบบอย่างมาตรฐาน ทั้งนี้เพื่อผลด้านความปลอดภัยจากฟ้าผ่า และระบบกราวด์ได้ต่อเชื่อมไปยังห้องควบคุม (Control Room) ซึ่งอยู่ห่างออกไปประมาณ 10 เมตร สำหรับการต่อเชื่อมสายไฟระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์กลุ่มต่างๆ ได้ดำเนินการตามมาตรฐานโดยแต่ละกลุ่มจะมีกล่องพักสาย (Terminal Box) และอุปกรณ์ควบคุมการทำงานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ รวมทั้งติดตั้งสายวัดอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อการเก็บข้อมูลระหว่างกลุ่มแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ต่อเชื่อมด้วยสายไฟร้อยท่อ PVC มายังตู้พักสายหลัก (Main Terminal Box) กระแสไฟฟ้าจากตู้พักสายหลัก จะถูกเชื่อมโยงด้วยสายไฟร้อยท่อ PVC เข้ามาในห้องควบคุมผ่านเข้ามายังชุดอุปกรณ์เครื่องปรับแรงดันไฟฟ้าของแต่ละชุดทางด้าน แรงดันไฟฟ้าขาออกของชุดอุปกรณ์เครื่องปรับแรงดันไฟฟ้า ถูกต่อรวมเข้าด้วยกัน และต่อเข้ากับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ภายในห้องควบคุมก็จะมีอุปกรณ์เครื่องมือวัด (Metering) ที่จำเป็นสำหรับอ่านค่ากระแส แรงดันไฟฟ้า พลังงาน ของระบบ รวมทั้งติดตั้งอุปกรณ์เก็บบันทึกข้อมูล และชุดควบคุมต่างๆ ทำให้สถานะภาพของระบบการทำงานของสถานีแห่งนี้สามารถทำการควบคุมและตรวจสอบได้อย่างสะดวกโดยเครื่องมือต่างๆ ที่ติดตั้งไว้ในห้องควบคุม พลังงานไฟฟ้ากระแสสลับที่ผลิตได้จะถูกบันทึกด้วย kWh. Meter ก่อนที่พลังงานไฟฟ้าจะผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าแรงสูงเข้าสู่ระบบจำหน่ายต่อไป

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี

ความเป็นมาของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี กฟผ.มีหน้าที่รับผิดชอบในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าและพัฒนาระบบไฟฟ้า ให้สามารถสนองความต้องการของสาธารณชนได้อย่างเพียงพอเนื่องจาก พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญอย่างยิ่งกับการดำรงชีวิต รวมทั้งส่งเสริมและพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ ขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีสูงขึ้น เชื้อเพลิงจากฟอสซิลอย่างน้ำมัน ถ่านหิน หรือก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นแหล่งเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ผลิตไฟฟ้ากำลังหมดลงไปทุกที นับว่าเป็นปัญหาใหญ่ในประเทศ และ นับวันจะมีผลกระทบมากขึ้น “พลังงานจากแสงอาทิตย์” พลังงานที่มนุษย์ได้มาโดยไม่มีค่าใช้จ่าย ไม่มีที่สิ้นสุด สะอาด และไม่สร้างมลภาวะ จึงเป็นอีกหนึ่งพลังงานทางเลือกที่จะทดแทนและลดการใช้เชื้อเพลิงราคาแพงอย่างน้ำมันซึ่งประเทศไทยสามารถรับพลังงานแสงอาทิตย์ได้ตลอดปี ประกอบกับเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้มีพัฒนาก้าวหน้ามากขึ้น

กฟผ.ให้ความสนใจและมีการศึกษา วิจัย พัฒนา และติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่อง และในต้นปี พ.ศ. 2550 กฟผ. ได้จัดทำโครงการ “โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร” ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1 เมกกะวัตต์ ซึ่งเป็นหนึ่งในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2547-2552 โครงการนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อตอบสนองนโยบายรัฐบาล เรื่องการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานทดแทน โดยการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้า ทำให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ช่วยอนุรักษ์พลังงานและลดปัญหาภาวะโลกร้อน ซึ่งโครงการนี้ได้รับการอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 30 ตุลาคม พ.ศ. 2550

โครงการนี้ใช้พื้นที่ของเขื่อนสิรินธร เนื้อที่ประมาณ 25 ไร่ สถานที่ติดตั้ง หมู่ที่ 11 ตำบลนิคมลำไถน้อย อำเภอสิรินธร จังหวัดอุบลราชธานีอยู่ห่างจากเขื่อนสิรินธรไปทางทิศตะวันตก ประมาณ 2 กิโลเมตร โดยใช้งบประมาณของ กฟผ. ทั้งหมดประมาณ 222 ล้านบาท เริ่มโครงการตั้งแต่เดือน มกราคม พ.ศ. 2550 ติดตั้งแล้วเสร็จ และเชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของกฟผ.ตั้งแต่วันที่ 30 พฤศจิกายน พ.ศ. 2552

ลักษณะของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แห่งนี้ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด 1,012 เมกกะวัตต์ ติดตั้ง 2 ระบบ คือ ระบบที่ติดตั้งคงที่ ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 4.0 กิโลวัตต์ และระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบถ่วงน้ำหนัก ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 1,008.0 กิโลวัตต์ ซึ่งระบบนี้แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเคลื่อนที่ตามดวงอาทิตย์ได้ตั้งแต่ตอนเช้าจนถึงตอนเย็น เซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาติดตั้งทำจากสารซิลิคอน 2 ชนิด คือ ชนิดผลึกรวม ขนาดกำลังผลิตแผงละ 200 วัตต์ ติดตั้งแบบคงที่ จำนวน 1 ชุด รวมกำลังผลิตติดตั้ง 2.0 กิโลวัตต์ ติดตั้งบนระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบถ่วงน้ำหนัก จำนวน 247 ชุด ชุดละ 3.6 กิโลวัตต์ รวมกำลังผลิตติดตั้ง 889.2 กิโลวัตต์ และ ชนิดโพลีผลึก ขนาดกำลังผลิตแผงละ 40 วัตต์ ติดตั้งแบบคงที่ จำนวน 2 ชุด รวมกำลังผลิตติดตั้ง 2.0 กิโลวัตต์ ติดตั้งบนระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบถ่วงน้ำหนัก จำนวน 110 ชุด ชุดละ 1.08 กิโลวัตต์ รวมกำลังผลิตติดตั้ง 118.8 กิโลวัตต์ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ จำนวนทั้งหมด 7,476 แผง รวมกำลังผลิต 1,012 กิโลวัตต์



เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดพอลิคริสตัลไลน์ (Polycrystalline)

ขนาดกำลังผลิตแผงละ: 200 วัตต์

ระบบการติดตั้ง	จำนวน (แผง)	รวมกำลังผลิต (กิโลวัตต์)
- ระบบคงที่	10	2.00
- ระบบติดตามดวงอาทิตย์	4,446	889.20
รวม	4,456	891.20



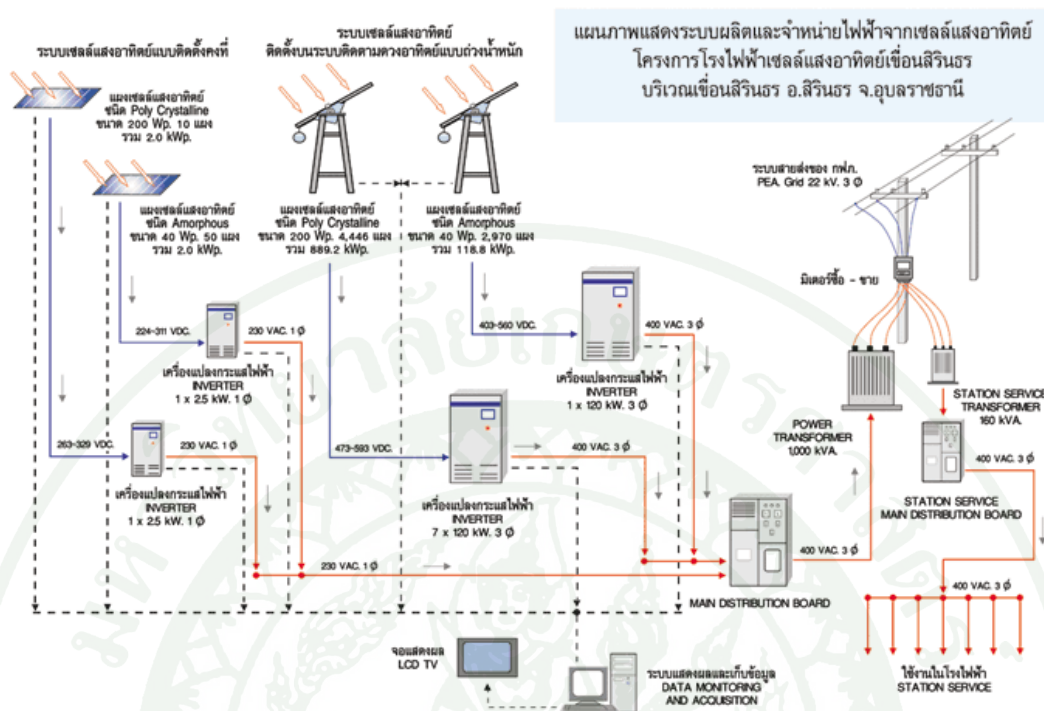
เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโอฟิล์ม (Amorphous)

ขนาดกำลังผลิตแผงละ: 40 วัตต์

ระบบการติดตั้ง	จำนวน (แผง)	รวมกำลังผลิต (กิโลวัตต์)
- ระบบคงที่	50	2.00
- ระบบติดตามดวงอาทิตย์	2,970	118.80
รวม	3,020	120.80

ภาพที่ 19 แสดงชนิดเซลล์แสงอาทิตย์และกำลังการผลิตไฟฟ้าเขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดที่ติดตั้งบนระบบติดตามดวงอาทิตย์ ประกอบด้วยระบบหลายชุดต่อรวมกันเป็นกลุ่ม แต่ละกลุ่มจะต่อเข้ากับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ขนาด 120 กิโลวัตต์ เป็นเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าชนิดเชื่อมต่อบนจานหน่วย ซึ่งมีทั้งหมดจำนวน 8 เครื่อง ส่วนระบบที่ติดตั้งคงที่ จะต่อเข้ากับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าขนาด 2.5 กิโลวัตต์ จำนวน 2 เครื่อง ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดจะจ่ายกำลังไฟฟ้าออกสู่ภายนอก โดยเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของกฟภ. ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 1,000 กิโลโวลต์แอมป์ ที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่ใช้ในโรงไฟฟ้าจะรับไฟฟ้าจากระบบของ กฟภ. ผ่านหม้อแปลงขนาด 160 กิโลโวลต์แอมป์ ที่ระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ 230/400 โวลต์ นอกจากนี้ยังติดตั้งระบบเก็บข้อมูลและแสดงผลบนจอ LCD TV ข้อมูลที่เก็บไว้มีทั้งตัวแปรทางไฟฟ้า เช่น กระแสไฟฟ้า แรงเคลื่อนไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แรงเคลื่อนไฟฟ้าจากเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า รวมทั้งข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอุณหภูมิแวดล้อม ทั้งนี้เพื่อนำไปวิเคราะห์และประมวลผลเพื่อการวิจัย และเพื่ออำนวยความสะดวกให้กับผู้ที่สนใจมาศึกษา และดูงานของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แห่งนี้



ภาพที่ 20 แสดงระบบผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เขื่อนสิรินธร

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร

- ผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 1.45 เมกกะวัตต์ต่อปี
- ทดแทนน้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้าได้ 348,000 ลิตรต่อปี
- ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ลงได้ 851.1 ตันต่อปี
- ตอบสนองนโยบายภาครัฐ โดยนำพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในประเทศมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด
- เป็นศูนย์กลางการเรียนรู้ด้านการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้กับนักเรียน นิสิต นักศึกษาและประชาชนทั่วไป รวมทั้งเป็นแหล่งท่องเที่ยวแห่งใหม่ของจังหวัดอุบลราชธานี

- ทดแทนน้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้าได้ 348,000 ลิตรต่อปี

- ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ลงได้ 851.1 ตันต่อปี

- ตอบสนองนโยบายภาครัฐ โดยนำพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในประเทศมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด

- เป็นศูนย์กลางการเรียนรู้ด้านการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้กับนักเรียน นิสิต นักศึกษาและประชาชนทั่วไป รวมทั้งเป็นแหล่งท่องเที่ยวแห่งใหม่ของจังหวัดอุบลราชธานี

พลังงานน้ำ

พลังงานน้ำเป็นรูปแบบหนึ่งของการสร้างกำลังโดยการอาศัยพลังงานของน้ำที่เคลื่อนที่ ปัจจุบันนี้พลังงานน้ำส่วนมากจะถูกใช้เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้านอกจากนี้แล้วพลังงานน้ำยังถูกนำไปใช้ในการชลประทาน การสี การทอผ้า และใช้ในโรงเลื่อย พลังงานของมวลน้ำที่เคลื่อนที่ได้ถูกมนุษย์นำมาใช้มานานแล้วนับศตวรรษ โดยได้มีการสร้างกังหันน้ำ (Water Wheel) เพื่อใช้ในการทำงานต่างๆ ในอินเดียและชาวโรมันก็ได้มีการประยุกต์ใช้เพื่อใช้ในการโม่แป้งจากเมล็ดพืชต่างๆ ส่วนผู้คนในจีนและตะวันออกไกลก็ได้มีการใช้พลังงานน้ำเพื่อสร้าง Pot Wheel เพื่อใช้ในวิดน้ำเพื่อการชลประทานโดยในช่วงทศวรรษ 1830 ซึ่งเป็นยุคที่การสร้างคลองเพื่อปลูกพืชก็ได้มีการประยุกต์เอาพลังงานน้ำมาใช้เพื่อขับเคลื่อนเรือขึ้น และลงจากเขาโดยอาศัยรางรถไฟที่ลาดเอียง (Inclined Plane Railroad : Funicular) โดยตัวอย่างของการประยุกต์ใช้แบบนี้อยู่ที่คลอง Tyrone ในไอร์แลนด์เหนือ อย่างไรก็ตามเนื่องจากการประยุกต์ใช้พลังงานน้ำในยุคแรกนั้นเป็นการส่งต่อพลังงานโดยตรง (Direct Mechanical Power Transmission) ทำให้การใช้พลังงานน้ำในยุคนั้นต้องอยู่ใกล้แหล่งพลังงาน เช่น น้ำตก เป็นต้น ปัจจุบันนี้พลังงานน้ำได้ถูกใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้าทำให้สามารถส่งต่อพลังงานไปใช้ในที่ที่ห่างจากแหล่งน้ำได้ พลังงานน้ำเกิดจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานศักย์จากความเร่งเนื่องจากแรงดึงดูดของโลก การนำเอาพลังงานน้ำมาใช้ประโยชน์ทำได้โดยให้น้ำไหลจากที่สูงลงสู่ที่ต่ำ พลังงานศักย์ของน้ำถูกเปลี่ยนเป็นพลังงานจลน์ อุปกรณ์ที่ใช้ในการเปลี่ยนนี้คือกังหันน้ำ (Turbines) น้ำที่มีความเร็วสูงจะผ่านเข้าท่อแล้วให้พลังงานจลน์แก่กังหันน้ำซึ่งหมุนขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในปัจจุบันพลังงานที่ได้จากแหล่งน้ำที่รู้จักกันโดยทั่วไปคือ

พลังงานน้ำตก การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำนี้ทำได้โดยอาศัยพลังงานของน้ำตก ออกจากน้ำตามธรรมชาติหรือน้ำตกที่เกิดจากการดัดแปลงสภาพธรรมชาติ เช่น น้ำตกที่เกิดจากการสร้างเขื่อนกั้นน้ำ น้ำตกจากทะเลสาบบนเทือกเขาสูงหุบเขา กระแสน้ำในแม่น้ำไหลตกหน้าผา เป็นต้น การสร้างเขื่อนกั้นน้ำและให้น้ำตกไหลผ่านกังหันน้ำซึ่งติดอยู่บนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากำลังงานน้ำที่ได้จะขึ้นอยู่กับความสูงของน้ำและอัตราการไหลของน้ำที่ปล่อยลงมา ดังนั้นการผลิตพลังงานจากพลังงานน้ำจำเป็นต้องมีบริเวณที่เหมาะสมและการสร้างเขื่อนนั้นจะต้องลงทุนอย่างมาก แต่อย่างไรก็ตามจากการสำรวจคาดว่าทั่วโลก สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าจากกำลังน้ำมากกว่าพลังงานทดแทนประเภทอื่น

พลังงานน้ำขึ้นน้ำลง มีพื้นฐานมาจากพลังงานศักย์ และพลังงานจลน์ของระบบที่ประกอบ ด้วยดวงอาทิตย์ โลก และดวงจันทร์ จึงจัดเป็นแหล่งพลังงานประเภทใช้แล้วไม่หมดไป สำหรับการเปลี่ยนพลังงานน้ำขึ้นน้ำลงให้เป็นพลังงานไฟฟ้า คือ เลือกแม่น้ำหรืออ่าวที่มีพื้นที่เก็บน้ำได้มากและพิสัยของน้ำขึ้นน้ำลงมีค่าสูงแล้วสร้างเขื่อนที่ปากแม่น้ำหรือปากอ่าว เพื่อให้เกิดเป็นอ่างเก็บน้ำขึ้นมา เมื่อน้ำขึ้นจะไหลเข้าสู่อ่างเก็บน้ำ และเมื่อน้ำลงน้ำจะไหลออกจากอ่างเก็บน้ำ การไหลเข้าออกจากอ่างของน้ำต้องควบคุมให้ไหลผ่านกังหันน้ำที่ต่อเชื่อมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อกังหันน้ำหมุนก็จะได้ไฟฟ้าออกมาใช้งานหลักการผลิตไฟฟ้าจากน้ำขึ้นน้ำลงมีหลักการเช่นเดียวกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำตกแต่กำลังที่ได้จากพลังงานน้ำขึ้นน้ำลงจะไม่ค่อยสม่ำเสมอเปลี่ยนแปลงไปมากในช่วงขึ้นลงของน้ำแต่อาจจัดให้มีพื้นที่กักน้ำเป็นสองบริเวณหรือบริเวณพื้นที่เดียว โดยการจัดระบบการไหลของน้ำระหว่างบริเวณบ่อสูงและบ่อต่ำและกักบริเวณภายนอกในช่วงที่มีการขึ้นลงของน้ำอย่างเหมาะสม จะทำให้กำลังงานพลังงานน้ำขึ้นน้ำลงสม่ำเสมอดีขึ้น

พลังงานคลื่น เป็นการเก็บเกี่ยวเอาพลังงานที่ลมถ่ายทอดให้กับผิวน้ำในมหาสมุทรเกิดเป็นคลื่นวิ่งเข้าสู่ชายฝั่งและเกาะแก่งต่างๆ เครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานคลื่นจะถูกออกแบบให้ลอยตัวอยู่บนผิวน้ำบริเวณหน้าอ่าวด้านหน้าที่หันเข้าหาคลื่น การใช้คลื่นเพื่อผลิตไฟฟ้านั้นถ้าจะให้ได้ผลจะต้องอยู่ในโซนที่มียอดคลื่นเฉลี่ยอยู่ที่ 8 เมตร ซึ่งบริเวณนั้นต้องมีแรงลมด้วย แต่จากการวัดความสูงของยอดคลื่นสูงสุดในประเทศไทยที่จังหวัดระนองพบว่ายอดคลื่นสูงสุดเฉลี่ยอยู่ที่ 4 เมตรเท่านั้น ซึ่งก็แน่นอนว่าด้วยเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานคลื่นในปัจจุบันนั้นยังคงไม่สามารถใช้ในบ้านเราให้ผลจริงจึงได้

ประโยชน์ของพลังงานน้ำ

พลังงานน้ำมีประโยชน์หลายอย่างในการนำมาใช้ประโยชน์หลักๆ มีดังนี้ พลังงานน้ำเป็นพลังงานหมุนเวียนที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ไม่หมดสิ้น คือเมื่อใช้พลังงานของน้ำส่วนหนึ่งไปแล้วน้ำส่วนนั้นก็จะไหลลงสู่ทะเลและน้ำในทะเลเมื่อได้รับพลังงานจากแสงอาทิตย์ก็จะระเหยกลายเป็นไอน้ำ เมื่อไอน้ำรวมตัวเป็นเมฆจะตกลงมาเป็นฝนหมุนเวียน กลับมาทำให้เราสามารถนำพลังงานน้ำได้ตลอดไปไม่หมดสิ้น เครื่องกลพลังงานน้ำสามารถเริ่มดำเนินการผลิตพลังงานได้ในเวลาอันรวดเร็ว และควบคุมให้ผลิตกำลังงานออกมาได้ใกล้เคียงกับความต้องการ อีกทั้งยังมีประสิทธิภาพในการทำงานสูงมาก ชิ้นส่วนของเครื่องกลพลังงานน้ำส่วนใหญ่จะมีความคงทน และมีอายุการใช้งานนานกว่า เครื่องจักรกลอย่างอื่นเมื่อนำพลังงานน้ำไปใช้แล้วน้ำยังคงมี

คุณภาพเหมือนเดิมทำให้สามารถนำไปใช้ประโยชน์อย่างอื่นได้อีก เช่น เพื่อการชลประทาน การรักษาระดับน้ำในแม่น้ำให้ไหลลื่นพอแก่การเดินเรือ เป็นต้น

การสร้างเขื่อนเพื่อกักเก็บและทดน้ำให้สูงขึ้นสามารถช่วยกักน้ำเอาไว้ในช่วงที่ไม่มีฝนตกทำให้ได้แหล่งน้ำขนาดใหญ่สามารถใช้เลี้ยงสัตว์น้ำหรือใช้เป็นสถานที่ท่องเที่ยวได้ และยังช่วยรักษาระบบนิเวศของแม่น้ำได้โดยการปล่อยน้ำจากเขื่อนเพื่อไล่น้ำโสโครกในแม่น้ำที่เกิดจากโรงงานอุตสาหกรรม นอกจากนี้ยังสามารถใช้ไล่น้ำเค็มซึ่งขึ้นมาจากทะเลก็ได้

แต่พลังงานน้ำมีข้อเสียบางประการ เช่น การพัฒนาแหล่งพลังงานน้ำต้องใช้เงินลงทุนสูง และยังทำให้เสียพื้นที่ของป่าไปบางส่วน นอกจากนี้พลังงานน้ำยังมีความไม่แน่นอนเกิดขึ้นเช่น หน้าแล้งหรือกรณีที่ฝนไม่ตกต้องตามฤดูกาล และมักเกิดปัญหาในเรื่องการจัดหาบุคลากรไปปฏิบัติงาน รวมทั้งการซ่อมแซมบำรุงรักษาสสิ่งก่อสร้าง และอุปกรณ์ต่าง ๆ จะไม่ค่อยสะดวกนัก เพราะสถานที่ตั้งอยู่ห่างไกลจากชุมชน

โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้ดำเนินการพัฒนาพลังงานน้ำเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้ามาตั้งแต่ปี 2507 โดยเริ่มจากการก่อสร้างเขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนน้ำพอง (เขื่อนอุบลรัตน์) กำลังการผลิต 25,000 กิโลวัตต์ เขื่อนน้ำพุง กำลังการผลิต 6,300 กิโลวัตต์ และเขื่อนลำโดมน้อย (เขื่อนสิรินธร) ซึ่งมีกำลังการผลิต 36,000 กิโลวัตต์ ต่อมาเมื่อวันที่ 7 ตุลาคม 2523 คณะรัฐมนตรีได้มีมติให้ พพ. ขณะที่ยังใช้ชื่อว่าสำนักงานพลังงานแห่งชาติรับผิดชอบการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดตั้งแต่ 0-6,000 กิโลวัตต์ ซึ่งเขื่อน 3 แห่งแรกที่ พพ. ได้ก่อสร้างมีกำลังผลิตมากกว่าที่คณะรัฐมนตรีกำหนด ดังนั้น พพ. จึงไดโอน ทั้ง 3 เขื่อนดังกล่าวให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับไปดำเนินการ นับตั้งแต่นั้นมา พพ. จึงได้ดำเนินการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กมาจนถึงปัจจุบัน

วัตถุประสงค์ ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กในระยะแรกก็เพื่อการเร่งรัดพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำเพื่อทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าในระยะเวลาอันสั้น และจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เกษตรกรที่อยู่ห่างไกลเพื่อส่งเสริมฐานะความเป็นอยู่ของราษฎรให้ดีขึ้นซึ่งนำมาซึ่งความมั่นคงทางเศรษฐกิจเป็นสวนรวม ภายหลังมีการขยายสายส่ง ไฟฟ้าออกสู่ชนบทมาก

ขึ้นทำให้กระแสไฟฟ้ามีไม่เพียงพอแจกจ่ายได้อย่างสม่ำเสมอในบางพื้นที่ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก จึงได้ถูกป้อนเข้าสู่ระบบสายส่งไฟฟ้าสายหลักเพื่อวัตถุประสงค์ในการเสริมสร้างความมั่นคงให้กับระบบสายส่งอีกประการหนึ่งด้วย

ตั้งแต่ปี 2507 ถึงสิ้นปีงบประมาณ 2548 พ.พ. ได้ก่อสร้างเขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำแล้วเสร็จรวม 25 แห่ง โอนไปอยู่ภายใต้การดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 3 แห่ง อยู่ภายใต้การดำเนินงานของ พ.พ. 22 แห่ง มีกำลังการผลิตรวม 43,318 เมกกะวัตต์ สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยปีละ 80.3 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงได้ ประมาณ 24 ล้านลิตรต่อปี โดยในปีงบประมาณ 2548 เขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำที่อยู่ในความรับผิดชอบของ พ.พ. สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้รวมทั้งสิ้น 97.25 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยมีรายได้ จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 114.78 ล้านบาท

องค์ประกอบของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก

โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กจะก่อสร้างฝายกั้นน้ำหรือเขื่อนขนาดเล็ก กั้นลำน้ำ และผัน น้ำจากเขื่อนหรือฝายดังกล่าวด้วยระบบส่งน้ำไปยังโรงไฟฟ้าแรงน้ำซึ่งไหลมาตามท่อจะไปหมุนเครื่องกังหันน้ำซึ่งติด อยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผลิตกระแสไฟฟ้า จ่ายแบบแยก ายอิสระ (Isolate / Off Grid) หรือแบบขนานจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า (Parallel / On Grid) ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง ตั้งแต่ 200 - 6,000 กิโลวัตต์ ซึ่งจะมีแนวทางการพัฒนาและองค์ ประกอบหลักของโครงการดังนี้

1. การเลือกสถานที่ตั้งโครงการ

การเลือกสถานที่ตั้งโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กที่เหมาะสมนั้นจะต้องพิจารณาหลายๆ ด้านประกอบกัน เช่น สภาพทางธรณีวิทยาเหมาะสมหรือไม่ผลกระทบต่องสิ่งแวดล้อมมีมากน้อยเท่าใดโดยโรงไฟฟ้าจะต้องไม่อยู่ห่างไกลจากแหล่งที่จะใช้ไฟฟ้ามักนัก ซึ่งขั้นตอนที่กลาวมาข้างต้นนั้นจะอยู่ในขั้นตอนการศึกษาความเหมาะสมของโครงการ

2. ศักยภาพของจุดที่ตั้งโครงการ

กำลังการผลิตติดตั้งของบริเวณจุดที่ตั้งโครงการจะมีขนาดเท่าใด มีความเหมาะสมทางด้าน เศรษฐศาสตร์หรือไม่นั้นจะขึ้นอยู่กับความต่างของระดับหัวน้ำหรือความสูงหัวน้ำสุทธิ (Net Head,

H) มีหน่วยเป็นเมตร และอัตราการไหลของน้ำ (Flow Rate, Q) มีหน่วยเป็นลูกบาศก์เมตรต่อวินาที ซึ่งมีความสัมพันธ์ดังนี้

$$P = g \times Q \times H \times \text{eff}_T \times \text{eff}_G$$

โดย P = กำลังการผลิต (กิโลวัตต์)

Q = อัตราการไหลของน้ำ

H = ความสูงหัวน้ำสุทธิ (เมตร)

eff_T = ประสิทธิภาพของเครื่องกังหันน้ำ

eff_G = ประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากความสัมพันธ์ ขางต้นหากสถานที่ที่เลือกพัฒนามี ความสูงหัวน้ำสุทธิต่ำจะต้องการ อัตราการไหลของน้ำมากซึ่งส่งผลให้เครื่องกังหันน้ำมีขนาดใหญ่ระบบส่งน้ำจะใหญ่ตามไปด้วยค่า ก่อสร้างโครงการก็จะสูงขึ้น แต่ ในทางตรงกันข้ามหากสถานที่ที่เลือกพัฒนามีความสูงของหัวน้ำ มากนั้นคือต้องการอัตราการไหลของน้ำน้อย ซึ่งส ่งผลให้อาคารรับน้ำของระบบส่งน้ำ และเครื่อง กังหันน้ำมีขนาดเล็กตามไปด้วย

3. ฝายทดน้ำหรือตัวเขื่อนขนาดเล็ก (Weir or Small Dam)



ภาพที่ 21 ฝายทดน้ำโครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่ฮ่องสอน

ตามที่ไดกลาวข้างต้นแล้วว่ากำลังการผลิตติดตั้งของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กจะ ขึ้นอยู่ กับตัวแปรทางธรรมชาติคือความสูงหัวน้ำและอัตราการไหลของน้ำที่จะเป็นคุณ

ลักษณะเฉพาะของแต่ละสถานที่นั้นๆ ถ้าสถานที่ที่ถูกคัดเลือกเป็นลำน้ำไหลภูเขา ซึ่งท้องน้ำมีความลาดชันมาก อัตราการไหลของน้ำในลำน้ำส่วนมากจะมีปริมาณน้อยแต่จะไหลตลอดทั้งปี และสามารถพัฒนาให้มีความสูงของหัวน้ำได้มากกว่า ดังนั้นฝายน้ำล้นสำหรับทดน้ำเขาระบบส่งน้ำ (Run of River) เป็นทางเลือกที่ความเหมาะสมกว่า เพราะทำให้ราคาการก่อสร้างถูกกว่าแต่หากสถานที่ที่เลือกอยู่ห่างจากภูเขาซึ่งท้องน้ำมีความลาดชันน้อย อัตราการไหลของน้ำจะมีมากแต่มีข้อเสียคือไม่สามารถกำหนดให้มีความสูงของหัวน้ำได้มาก และการไหลจะไม่สม่ำเสมอตลอดทั้งปี ดังนั้นเขื่อนที่มีอ่างเก็บน้ำขนาดเล็กจะมีความเหมาะสมเพราะสามารถไ้ความสูงของหัวน้ำเพิ่มขึ้น และสามารถใช้น้ำจากที่เก็บไว้ในอ่างเก็บน้ำผลิตพลังงานไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง

โครงสร้างของฝายทดน้ำหรือเขื่อนขนาดเล็กจะมีลักษณะเป็นโครงสร้างคอนกรีตเสริมเหล็ก มี การออกแบบอย่างเหมาะสม มีความแข็งแรงถาวร สร้างกันลำน้ำเพื่อผันน้ำและควบคุมระดับน้ำที่เขาสู่อาคารรับน้ำบริเวณส่วปากท่อดูแบบให้ สามารถรองรับ การไหลของน้ำหลากในฤดูฝนได้อย่างปลอดภัย น้ำส่วนที่มากเกินไปจะล้นไปทางสันฝายลงสู่ลำน้ำเดิมทางท้ายฝายต่อไป

4. อาคารรับน้ำ (Intake)



ภาพที่ 22 อาคารรับน้ำโครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยน้ำขุ่น

อาคารรับน้ำ โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยน้ำขุ่นอาคารรับน้ำเป็นอาคารโครงสร้างคอนกรีต สำหรับรับน้ำจากลำน้ำหน้า ฝายทดน้ำหรือ อ่อน เขื่อนเขา สู่ระบบผันน้ำและ ระบบส่งน้ำ โดย

ปกติจะวางแนวอยู่ในทิศตั้งฉากกับทิศทางการไหลของลำน้ำ ซึ่งสามารถควบคุมปริมาณการไหลของน้ำที่จะใช้ประโยชน์ โดยการติดตั้งระบบเป ด-ปิดควยบานประตูติดตั้งตะแกรงป องกันเศษขยะที่ลอยมากับน้ำ และมีประตูระบายตะกอนทรายที่ สามารถระบายตะกอนทรายซึ่งไหลมากับน้ำไม่ให้เขาสูระบบผันน้ำได้อาคารรับน้ำอาจก อสรางใกล้กับฝายทดน้ำ หรือเขื่อนหรืออาจแยกจากกันขึ้นอยู่กับสภาพภูมิประเทศแต่ละแห่ง

5.ระบบผันน้ำ (Headrace)



ภาพที่ 23 บ่อพักน้ำ โครงการไฟฟ้าพลังน้ำห้วยน้ำขุ่น

น้ำจากอาคารรับ น้ำจะถูกส่ง ไปยังโรงไฟฟ้า โดยระบบผันน้ำอาจเป นคลองส่งน้ำหรือทอส่งน้ำแรงดันต่ำ ซึ่งมีความลาดชันต่ำ ความยาวของระบบผันน้ำขึ้นอยู่กับความต้องการของความสูงหัวน้ำสำหรับใช้ ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งขึ้นอยู่กับสภาพภูมิประเทศ ทั้งนี้การก อสรางโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กชนิดที่มีฝายทดน้ำมีความจำเป็น ต้องมีระบบผันน้ำดังกล่าว

นอกจากนี้ระบบผันน้ำ จะมีโครงสร้างบอดักตะกอน (Sand Trap) เพื่อป้องกันตะกอนทรายที่หลงเหลือไม่ ให้เขาสูคลองส่งน้ำหรือทอส่งน้ำ โดยบอดักตะกอน จะถูกก่อสร้างในระหว่างอาคารรับน้ำ และระบบผันน้ำ ตอนปลายของระบบผันน้ำ จะมีการ ก่อสร้างระบบควบคุมระดับน้ำ โดยก่อสร้างบ่อพักน้ำ (Head Tank หรือ Fore Bay) ก่อนที่น้ำจะถูกส่งเขาสูทอส่งน้ำ บ่อพักน้ำถูกกำหนดให้เป็นที่เก็บน้ำ สำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้า (Regulating Pound) หากระบบผันน้ำเป็น

ระบบปิด เช่น การก่อสร้างควยทอที่สามารถรับแรงดันน้ำได้ ตอนปลายของระบบผันน้ำจะติดตั้งระบบระบายความดัน (Surge Tank) เพื่อป้องกันแรงดันกระแทกย้อนกลับ (Water Hammer) อันเนื่องมาจากการหยุดเดินเครื่องกังหันน้ำทันทีทันใด ระบบบอพักน้ำ (Head Tank หรือ Fore Bay) จะทำหน้าที่ระบายแรงดันกระแทก ย้อนกลับดังกล่าวควย

6. ระบบทอส่งน้ำ (Penstock)

เป็นระบบทอเหล็กส่งน้ำที่รับน้ำจากระบบผันน้ำส่งน้ำเข้า สู่อุปกรณ์กังหันน้ำใน อาคารโรงไฟฟ้า



ภาพที่ 24 ท่อส่งน้ำ โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแม่ฮ่องสอน

7. โรงไฟฟ้า (Power House)

เป็นอาคารที่ติดตั้งเครื่องกังหันน้ำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพร้อมอุปกรณ์ประกอบ อาคารโรงไฟฟ้าจะถูกกำหนดไว้ในระดับที่เหมาะสม เพื่อป้องกันอุทกภัยช่วงฤดูน้ำหลาก น้ำหลังจากผ่านเครื่องกังหันน้ำผลิตกระแสไฟฟ้าแล้ว จะถูกปล่อยกลับลงสู่ลำน้ำเดิม ทางระบายน้ำออก (Tailrace)

8. เครื่องกังหันน้ำ (Turbine)



ภาพที่ 25 เครื่องกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบฟรานซิส



ภาพที่ 26 เครื่องกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบคาปาล

น้ำที่ถูกเก็บกักไว้ในเขื่อนหรือเขื่อนฝายหรือเขื่อนจะถูกสะสมพลังงานไว้ในรูปของพลังงานศักย์ และเมื่อเคลื่อนที่ไหลไปตามระบบส่งน้ำไปยังโรงไฟฟ้า พลังงานศักย์จะถูกเปลี่ยนเป็นพลังงานจลน์ เครื่องกังหันน้ำจะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานจลน์เป็นพลังงานกลเพื่อไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การเลือกชนิดของเครื่องกังหันน้ำจะขึ้นอยู่กับความสูงของหัวน้ำ โดยเครื่องกังหันน้ำชนิดเพลตัน (Pelton) จะเหมาะสมกับความสูงของหัวน้ำมาก เครื่องชนิดฟรานซิส (Francis) จะเหมาะสมกับความสูงของหัวน้ำปานกลาง และเครื่องกังหันน้ำชนิดครอสโฟลว์ (Cross Flow) หรือแบบคาปาล (Kaplan) จะเหมาะสมกับหัวน้ำต่ำ

9. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะมีลักษณะเหมือนกับโรงไฟฟ้าชนิดอื่นๆ แต่อุปกรณ์ประกอบ เช่น อุปกรณ์ควบคุมจะมีความแตกต่างกัน กล่าวคือ จะควบคุม

ปริมาณน้ำที่ไหลผลิตกระแสไฟฟ้าตามความต้องการใช้กระแสไฟฟ้าอัตโนมัติ โดยผ่านอุปกรณ์
เครื่องควบคุม ที่ เรียกว่า กอฟเวอร์เนอร์ (Governor) อุปกรณ์ประกอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ายังรวม
ไปถึงตู้ควบคุมหม้อแปลงไฟฟ้า และลานไถไฟฟ้าด้วย

ตารางที่ 2 โครงการไฟฟ้าพลังน้ำที่ พพ. ก่อสร้างแล้วเสร็จ 22 โครงการ

ชื่อโครงการ	จังหวัด	กำลังผลิต (kW)	วันที่จ่ายไฟ
แมฮ่องสอน	แมฮ่องสอน	850	15 มค.2515
แมกึมหลวง	เชียงใหม่	3,200	14 ธค.2524
ห้วยแมฝง	พะเยา	860	15 มีค.2527
ไถกาเปาะ	นราธิวาส	200	20 มค.2528
แมสะเรียง	แมฮ่องสอน	1,250	16 มิย.2528
กิริธาร	จันทบุรี	12,200	4 ธค.2529
แมสะงา	แมฮ่องสอน	5,040	7 พค.2531
แมساب	เชียงใหม่	1,360	16 กค.2531
บอแก้ว	เชียงใหม่	200	22 สค.2531
แมมว	เชียงใหม่	4,330	24 สค.2531
คลองลำปลอก	ตรัง	1,182	5 พค.2532
น้ำชะมื่น	พิษณุโลก	1,030	30 ตค.2532
ห้วยแมสอด	ตาก	660	1 พค.2532
แมหาด	เชียงใหม่	818	18 พย.2532
แมดื่น	เชียงใหม่	250	6 มีค.2533
คลองคุดสน	สตูล	680	25 มีค.2534
ห้วยประทาว	ชัยภูมิ	4,500	6 พค.2535
กัวลม	ลำปาง	350	8 มค.2537
ห้วยลำสินธุ์	พัทลุง	958	28 ตค.2539
ลำพระเพลิง	นครราชสีมา	850	9 กย.2541
ห้วยน้ำขุน	เขียงราย	1,700	25 สค.2546
ยะโม	ตาก	850	1 มิย.2547

พลังงานชีวมวล

ชีวมวล (Biomass) คือ สารอินทรีย์ที่เป็นแหล่งกักเก็บพลังงานจากธรรมชาติและสามารถนำมาใช้ผลิตพลังงานได้เช่น เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร หรือกากจากกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมการเกษตร เช่น แกลบได้จากการสีข้าวเปลือก ชานอ้อยได้จากการผลิตน้ำตาลทราย เศษไม้ได้จากการแปรรูปไม้ยางพารา หรือไม้ยูคาลิปตัสเป็นส่วนใหญ่ และบางส่วนได้จากสวนป่าที่ปลูกไว้ กากปาล์มได้จากการสกัดน้ำมันปาล์มดิบออกจากผลปาล์มสด กากมันสำปะหลังได้จากการผลิตแป้งมันสำปะหลัง ชังข้าวโพดได้จากการสีข้าวโพดเพื่อนำเมล็ดออก กาบและกะลามะพร้าวได้จากการนำมะพร้าวมาปอกเปลือกออกเพื่อนำเนื้อมะพร้าวไปผลิตกะทิ และน้ำมันมะพร้าว ส่วนที่เหลือได้จากการผลิตอัลกอฮอล์เป็นต้น ชีวมวลสามารถเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานได้ เพราะในขั้นตอนของการเจริญเติบโตนั้น พืชใช้คาร์บอนไดออกไซด์และน้ำแล้วเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์โดยผ่านกระบวนการสังเคราะห์แสงได้ออกมา เป็นแป้งและน้ำตาล แล้วกักเก็บไว้ตามส่วนต่างๆ ของพืช ดังนั้นเมื่อนำพืชมาเป็นเชื้อเพลิงเราก็จะได้พลังงานออกมา การใช้ประโยชน์จากพลังงานชีวมวลสามารถใช้ได้ทั้งในรูปแบบของพลังงานความร้อน ไอน้ำ หรือผลิตเป็นกระแสไฟฟ้า โดยจะใช้เชื้อเพลิงชีวมวลชนิดใดชนิดหนึ่งที่กล่าวมาข้างต้น หรือหลายชนิดรวมกันก็ได้ชีวมวลจึงเป็นแหล่งเชื้อเพลิงราคาถูก หากมีการใช้ประโยชน์ในบริเวณที่ไม่ไกลจากแหล่งเชื้อเพลิงมากนัก เพื่อลดต้นทุนในการขนส่ง ชีวมวลมีอยู่ทั่วไปในประเทศไทย การนำชีวมวลมาใช้จึงช่วยลดการสูญเสียเงินตราต่างประเทศในการนำเข้าเชื้อเพลิง และสร้างรายได้ให้กับคนท้องถิ่น นอกจากนี้การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสมจะไม่ก่อให้เกิดมลภาวะ และไม่สร้างสภาวะเรือนกระจก เนื่องจากการปลูกทดแทนทำให้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เกิดการหมุนเวียน และไม่มีการปลดปล่อยเพิ่มเติม เรายังมุ่งหวังว่าการพัฒนาโครงการเกี่ยวกับชีวมวลจะสามารถเสริมสร้างความเข้มแข็ง และการมีส่วนร่วมของชุมชนได้อีกด้วย

องค์ประกอบของชีวมวลที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้า

1. การกระจายตัวของแหล่งชีวมวล

รูปแบบการกระจายตัวของแหล่งชีวมวล มี 2 ลักษณะคืออยู่รวมเป็นกลุ่ม และอยู่กระจาย กระจาย ชีวมวลที่อยู่รวมเป็นกลุ่มคือเศษชีวมวลจากกระบวนการแปรรูป ณ ที่ใดที่หนึ่ง เช่น โรงสีข้าว, โรงงานผลิตน้ำตาลทราย, โรงงานแป้งมันสำปะหลัง, โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม และโรงงาน

แปรรูปไม้ยางพารา เป็นต้น ที่อยู่กระจัดกระจายตามพื้นที่เพาะปลูกหรือไม่มีการรวบรวม เช่น การสีข้าวโพดโดยอาศัยอุปกรณ์สีข้าวโพดที่เคลื่อนที่ได้ และเศษไม้- ปลายไม้จากสวนป่ายางพารา เป็นต้น ส่วนการนำชีวมวลที่อยู่กระจัดกระจายมา เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้า จะมีข้อเสียเปรียบคือ เสียค่าใช้จ่ายในการรวบรวมเพิ่มขึ้น

2. ขนาด

ขนาดของชีวมวล เป็นอีกองค์ประกอบหนึ่งที่ต้อง พิจารณา ถ้าชีวมวลมีขนาดใหญ่ เช่น เศษไม้หรือปลายไม้ จากสวนป่ายางพารา และปึกไม้ที่ได้จากโรงเลื่อยไม้ยางพารา เป็นต้น จะมีขนาดใหญ่เกินไปจึงไม่เหมาะที่จะนำมาเผาไหม้เป็น เชื้อเพลิงโดยตรง เพราะประสิทธิภาพการเผาไหม้จะต่ำดังนั้นควรจะนำมาย่อยให้เป็นชิ้นเล็กๆจะทำให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ดีขึ้นแต่ก็มีค่าใช้จ่ายในการย่อยเพิ่มขึ้นเช่นกัน

3. ความชื้น

ความชื้นของชีวมวลเป็นสิ่งที่ต้องคำนึงถึงในการนำมา เป็นเชื้อเพลิง ถ้าชีวมวลมีความชื้นสูงมาก เช่น กากมันสำปะหลังหรือส่าเหล้า ซึ่งมีความชื้นประมาณ 80-90% ไม่เหมาะที่จะนำมาเผาไหม้ แต่อาจจะนำมาผ่านกระบวนการบีบอัด (Dewatering) เพื่อลดความชื้นก่อนนำไปเผา หรือนำมาผ่านกระบวนการบำบัดแบบไร้อากาศเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ ซึ่งสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าได้เช่นกัน ในกรณีของเศษไม้ มีความชื้นประมาณ 50-60% ถ้านำมาเก็บไว้ล่วงหน้าระยะหนึ่ง ความชื้นจะลดลงโดยธรรมชาติ แต่มีข้อเสียคือ เสียพื้นที่ในการจัดเก็บ และถ้าเก็บไว้นานไปไม่มีโอกาสใช้ได้

4. สิ่งเจือปน

สิ่งเจือปนในชีวมวลมีหลายอย่างเช่น เศษดิน หิน กรวดทราย และคราบน้ำมันปาล์ม เป็นต้น สิ่งเจือปนที่ต้องระมัดระวังให้มากคือ สารอัลคาไลน์ในทะลายปาล์ม เพราะเมื่อถูกความร้อนที่อุณหภูมิระดับหนึ่งจะกลายเป็นยางเหนียวเกาะติดท่อน้ำในห้องเผาไหม้ ทำให้ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำลดลง ดังนั้นในการออกแบบห้องเผาไหม้ต้องพิจารณาจุดนี้เป็นพิเศษ

5. ปริมาณชีء้า

ปริมาณชีء้าของชีءวมวลมีผลต่อการเผาไหม้เช่นกัน โดยเฉพาะแกลบจะมีปริมาณชีء้า 16% โดยน้ำหนัก ดังนั้นการออกแบบห้องเผาไหม้จะต้องพิจารณาถึงการรวบรวมชีء้าออกจากห้องเผาไหม้อย่างมีประสิทธิภาพ

ดังนั้นถ้าจะนำชีءวมวลใดมาผลิตไฟฟ้า ต้องออกแบบเครื่องจักรให้เหมาะสมกับชีءวมวลนั้นๆ เพื่อประสิทธิภาพโดยรวมที่ดีที่สุด อย่างไรก็ตาม คุณสมบัติอย่างหนึ่งของชีءวมวลที่เหมือนกันคือน้ำหนักเบา เมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ โรงไฟฟ้าชีءวมวลจึงควรอยู่ใกล้กับแหล่งผลิตชีءวมวลเพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านการขนส่งให้มากที่สุด

การวัดค่าความร้อนของเชื้อเพลิงชีءวมวล

มีวิธีการวัด 3 แบบคือ

1. ค่าความร้อนต่ำ หรือ Lower Heating Value (LHV) หมายถึงการนำชีءวมวลหนัก 1 กิโลกรัม มาหาค่าความร้อน ค่าที่วัดได้คือ ค่าความร้อนต่ำ (LHV) ต่อกิโลกรัม

2. ค่าความร้อนสูง หรือ Higher Heating Value (HHV) หมายถึงการนำชีءวมวลหนัก 1 กิโลกรัม มาลดความชื้นหรือกำจัดน้ำออกให้หมด จากนั้นนำมาหาค่าความร้อน ค่าที่วัดได้คือ ค่าความร้อนสูง (HHV) ต่อกิโลกรัม และมีความสัมพันธ์กับค่าความร้อนต่ำดังนี้

$$\text{HHV} = \text{LHV} + 5.72(9H + M) \text{ kcal/kg หรือ}$$

$$\text{HHV} = \text{LHV} + 23.95(9H + M) \text{ kJ/kg}$$

เมื่อ H เท่ากับปริมาณเปอร์เซ็นต์ของธาตุไฮโดรเจนในชีءวมวล และ

เมื่อ M เท่ากับปริมาณเปอร์เซ็นต์ของความชื้นในชีءวมวล

3. ค่าความร้อนแห้ง หรือ Dry Heating Value หมายถึงการนำชีءวมวลจำนวนหนึ่งมาลดความชื้นหรือกำจัดน้ำออกให้หมด จากนั้นแบ่งมา 1 กิโลกรัม เพื่อนำมาหาค่าความร้อน ค่าที่วัดได้คือ ค่าความร้อนแห้งต่อกิโลกรัม และมีความสัมพันธ์กับค่าความร้อนสูงดังนี้

$$\text{Dry Heating Value} = \text{HHV} / (1 - M/100)$$

เมื่อ M เท่ากับปริมาณเปอร์เซ็นต์ของความชื้นในชีءวมวล

พืชชีวมวล

ฟางข้าว

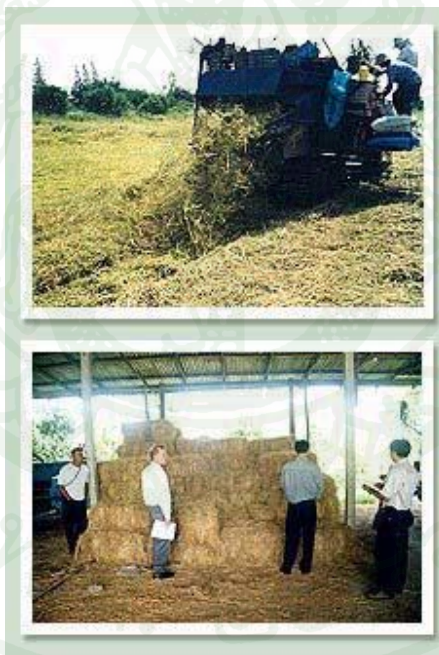
ลักษณะทั่วไป ขนาดเล็กยาวแต่กลวงได้มาหลังการเกี่ยวข้าว

แหล่ง ถ้าเกี่ยวข้าวด้วยแรงคน ฟางข้าวจะกองอยู่บริเวณลานตากข้าวตามหมู่บ้าน ถ้าเกี่ยวข้าวด้วยเครื่องจักร ฟางข้าวจะถูกทิ้งไว้ในนาข้าว

การนำไปใช้งาน ฟางข้าวมีประโยชน์หลายอย่าง เช่น เป็นอาหารสัตว์ คลุมดิน เพาะเห็ดฟาง ทำโครงพวงหรีดดอกไม้ และใช้ในอุตสาหกรรมทำกระดาษ เป็นต้น แต่ยังมีฟางข้าวอีกมากที่ไม่ได้นำไปใช้ คาดว่าประมาณ 1 ใน 3 ของส่วนที่เหลือถูกเผาทิ้ง

จุดเด่น ยังมีฟางข้าวอีกมากที่ไม่ได้นำไปใช้ให้เป็นประโยชน์

จุดด้อย รวบรวมได้ยากถ้าใช้แรงคน เพราะอยู่กระจัดกระจายต้อง ใช้เครื่องทุ่นแรง (Straw baler) มา ช่วยในการรวบรวม



ภาพที่ 27 ชีวมวลประเภทฟางข้าว

เศษไม้ยางพารา

ลักษณะทั่วไป ไม้ยางพาราเมื่อมีอายุถึง 20 - 25 ปี จะถูกตัดเพื่อปลูกใหม่ ไม้ยางพาราที่ ถูกตัดจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ รากหรือตอไม้ ปลายไม้มีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 3 นิ้วลงมา และไม้ท่อนมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 4 นิ้วขึ้นไป ไม้ท่อนจะถูกตัดให้ได้ความ

- ยาว 1.05 ม. เพื่อส่งโรงเลื่อย และโรงงานเฟอร์นิเจอร์ซึ่งจะได้เศษไม้หลายแบบคือ ปีกไม้ ตาไม้ (ส่วนที่มีตำหนิ) จี้เลื่อย และจี้กบ
- แหล่ง ปีกไม้และจี้เลื่อย จะหาได้จากโรงเลื่อยไม้ยางพารา ตาไม้ และจี้กบ จะหาได้จาก โรงงานเฟอร์นิเจอร์ไม้ยางพารา ปลายไม้และรากไม้ จะหาได้จากสวนยางพารา
- การนำไปใช้งาน ในส่วนของจี้เลื่อยจะนำไปเพาะเห็ด ทำรูป ใช้คลุมเสาถ่าน เศษไม้อื่นๆจะนำไป เป็นเชื้อเพลิง สำหรับโรงบ่มยางพารา เสาถ่าน ใช้ในขบวนการผลิต ใช้เป็นวัตถุดิบ สำหรับไม้อัดยางพารา (Plywood) Medium density board และ Chip board
- นอกจากนี้ยังนำไปใช้ในงานก่อสร้าง เช่นเสาเข็ม ใช้ทำเป็น พาเลท ถังไม้ เป็นต้น
- จุดเด่น ยังมีเศษไม้ยางพารา คือ รากไม้ และ กิ่งไม้ เหลืออีกมากที่ยังไม่ได้นำไปใช้งาน
- จุดด้อย มีขนาดใหญ่และถ้าเป็นเศษไม้สดจะมีความชื้นค่อนข้างสูงประมาณ 50% ประสิทธิภาพในการเผาไหม้จึงไม่ค่อยสมบูรณ์ ดังนั้นอาจจะต้องเพิ่มขบวนการย่อยและลด ความชื้นก่อนนำไปเผา



ภาพที่ 28 ชีวมวลประเภทเศษไม้ยางพารา

กากอ้อย

ลักษณะทั่วไป มีลักษณะเป็นขุยได้จากการผลิตน้ำตาลดิบโดยนำอ้อยมาคั้นน้ำออกส่วนที่เป็นน้ำนำไปผลิตเป็นน้ำตาลดิบ ส่วนที่เหลือคือกากอ้อย

แหล่ง โรงงานน้ำตาล ซึ่งมีอยู่ประมาณ 46 โรง

การนำไปใช้งาน ส่วนใหญ่ใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตน้ำตาลดิบประมาณ 80 % ส่วนที่เหลืออีก 20 % นำไปเป็นวัตถุดิบสำหรับผลิตกระดาษ และ MDF Board

จุดเด่น ยังมีกากอ้อยเหลืออีกส่วนหนึ่งที่ยังไม่ได้นำไปใช้งาน

จุดด้อย น้ำหนักเบา และความชื้นสูง



ภาพที่ 29 ชีวมวลประเภทกากอ้อย

ใบอ้อยและยอดอ้อย

ลักษณะทั่วไป มีลักษณะเรียวยาวจะถูกตัดออกจากลำต้นอ้อยก่อนส่งไปโรงงานช่วงธันวาคม ถึงเมษายนคั้นนั้นใบอ้อยและยอดอ้อยจะกระจายไปทั่วไร่อ้อย แต่เดือนบางครั้งชาวไร่อ้อยจะใช้วิธีการเผาแทนการตัดซึ่งจะทำให้ไม่มีใบอ้อยและยอดอ้อยหลงเหลืออยู่

แหล่ง ตามไร่อ้อยทั่วไป

การนำไปใช้งาน ยอดอ้อยสามารถนำมาเป็นอาหารสัตว์

จุดเด่น ใบอ้อยและยอดอ้อยส่วนใหญ่จะถูกเผาทิ้งในไร่ ยังไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์

จุดด้อย มีเฉพาะเดือนธันวาคมถึงเมษายนของทุกปี และการรวบรวมเก็บค่อนข้างใช้แรงงานมาก จำเป็นต้องหาเครื่องทุ่นแรงมาช่วย



ภาพที่ 30 ชีวมวลประเภทใบอ้อยและยอดอ้อย

เหง้ามันสำปะหลัง

ลักษณะทั่วไป เหง้ามันเป็นส่วนที่ถูกตัดออกจากหัวมันด้านบนมีลักษณะเป็นลำต้นค่อนข้างกลม ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางไม่เกิน 15 มม. ยาวประมาณ 30 ซม. ส่วนอีกด้านหนึ่งมีรูปร่างไม่แน่นอน

แหล่ง ตามไร่มันสำปะหลัง

การนำไปใช้งาน ปัจจุบันยังไม่ค่อยนำไปใช้งานจึงมักถูกเผาทิ้งตามไร่

จุดเด่น เนื่องจากส่วนมากยังไม่ได้นำไปใช้ให้เป็นประโยชน์จึงไม่มีคู่แข่งในการจัดหา

จุดด้อย ความชื้นโดยเฉลี่ย 60 % และมีขนาดรูปทรงไม่แน่นอนจึงต้องมีขบวนการทำให้เล็กลง ก่อนนำไปเป็นเชื้อเพลิง



ภาพที่ 31 ชีวมวลประเภทเหง้ามันสำปะหลัง

เปลือกและกากมันสำปะหลัง

ลักษณะทั่วไป เปลือกมีลักษณะเป็นขุย สีน้ำตาล ความชื้น 50 % กากมันมีลักษณะละเอียด สีขาว ความชื้นสูงประมาณ 80 %

แหล่ง เป็นเศษที่เหลือจากการผลิตแป้งมันสำปะหลัง

การนำไปใช้งาน กากมันนำไปใช้ผสมอาหารสัตว์ในมัน เส้น เปลือก มันทำปุ๋ย

จุดเด่น เนื่องจากเปลือกมันส่วนยังมีส่วนหนึ่งที่ขายไม่ได้ ทางโรงงานต้องนำไปฝังกลบ เพราะยังไม่ได้ศึกษานำไปใช้ให้เป็นประโยชน์อย่างอื่น

จุดด้อย เปลือกมันมีค่าความร้อนค่อนข้างต่ำ



ภาพที่ 32 ชีวมวลประเภทเปลือกและกากมันสำปะหลัง

กากปาล์ม

ลักษณะทั่วไป กากปาล์มเป็นเศษเหลือจากการสกัดน้ำมันปาล์มดิบจากทะลายปาล์มสด มี 3 แบบ คือ ไฟเบอร์มีลักษณะเป็นขุย กะลามีลักษณะเป็นคล้ายกะลามะพร้าวแต่มีขนาดเล็กกว่ามาก โดประมาณ 1-2 ซม. และทะลายปาล์มเปล่า

แหล่ง จะได้จากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบมาตรฐาน อย่างไรก็ตามยังโ โรงงานสกัดอีกประเภทหนึ่งคือ นำเฉพาะผลปาล์มสดไม่รวมทะลายมาสกัด เศษที่ได้จะนำมาเป็นอาหารสัตว์

การนำไปใช้งาน ไฟเบอร์นำมาเป็นเชื้อเพลิงในขบวนการผลิตน้ำมันปาล์มดิบจึงมีเหลือไม่มากนัก ทะลายเปล่านำไปเพาะเห็ด

จุดเด่น กะลาปาล์มมีค่าความร้อนสูงสุด เหมาะนำมาเป็นเชื้อเพลิง แต่ต้องระวังเศษ น้ำมันที่ตกค้างอยู่ ส่วนทะลายปาล์มเปล่ามีเหลืออีกมากที่ยังไม่ได้นำมาใช้ และถ้านำมาเผา จะได้ขี้เถ้าที่มีแร่ธาตุโปตัสเซียมสูงมาก

จุดด้อย การที่จะนำทะลายปาล์มเปล่ามาเป็นเชื้อเพลิง ต้องนำมาผ่านกระบวนการย่อยหรือตัดก่อนเพราะมีขนาดใหญ่ นอกจาก นี้ยังมีสารประกอบอัลคาไลน์สูงจะทำให้ท่อน้ำในหม้อน้ำมียางเหนียวเกาะติดได้ง่าย



ภาพที่ 33 ชีวมวลประเภทกากปาล์ม

ใบปาล์มและต้นปาล์ม

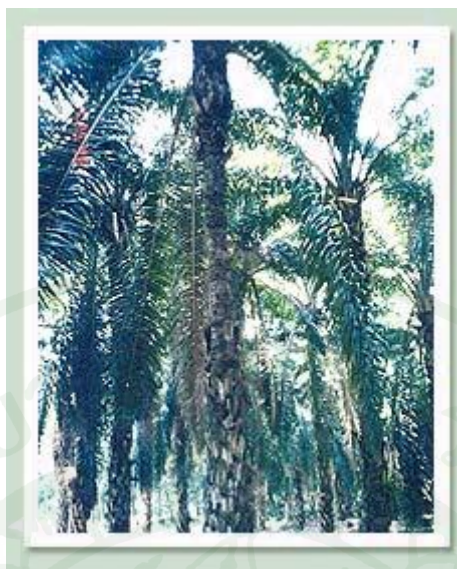
ลักษณะทั่วไป ใบปาล์มหรือทางปาล์มจะถูกตัดออกเพื่อนำทะลายปาล์มสดลงจากลำต้นมีขนาดยาวประมาณ 2-3 เมตร ส่วนลำต้นจะถูกโค่น เมื่อมีอายุ 20-25 ปี หรือเมื่อไม่สามารถให้ผลผลิตได้ดี

แหล่ง จากสวนปาล์ม

การนำไปใช้งาน ทางปาล์มใช้คลุมดิน ส่วนลำต้นเริ่มทยอยตัดในพื้นที่บางแห่ง

จุดเด่น ยังไม่มีการศึกษานำไปใช้ประโยชน์เป็นอย่างอื่น

จุดด้อย ทางปาล์มมีความชื้นสูงถึง 80 % และขนาดใหญ่



ภาพที่ 34 ชีวมวลประเภทใบปาล์มและต้นปาล์ม

ซังข้าวโพด และ ลำต้น

ลักษณะทั่วไป ซังข้าวโพดได้จากการสีข้าวโพดเพื่อนำเมล็ดมาใช้งานส่วนใหญ่เป็นซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ในส่วนของลำต้นจะถูกตัดหลังจากการเก็บเกี่ยวแล้ว

แหล่ง ปัจจุบันการสีข้าวโพดจะใช้เครื่องจักรที่สามารถ เคลื่อนที่ไปตามไร่ข้าวโพด ดังนั้น จะสามารถหาซังข้าวโพดและต้นข้าวโพดได้ตามไร่ข้าวโพดทั่วไป

การนำไปใช้งาน ซังข้าวโพดมีประโยชน์หลายอย่าง นำไปเป็นวัตถุดิบผลิตแอลกอฮอล์ เป็นเชื้อเพลิง ผสมกับโมลาสเพื่อเลี้ยงสัตว์ เป็นต้น ส่วนลำต้น นำไปเลี้ยงสัตว์ได้เช่นกัน

จุดเด่น ซังข้าวโพดมีค่าความร้อนสูง เมื่อเทียบกับชีวมวลอื่นๆ ส่วนลำต้นข้าวโพดมีส่วนหนึ่งที่ไม่ได้นำไปใช้งาน ชาวไร่ข้าวโพดจะไถฝังกลบในไร่

จุดด้อย ซังข้าวโพดมีการนำไปใช้ประโยชน์หลายอย่าง ดังนั้นต้องพิจารณาถึงแหล่งที่มีการนำไปใช้งานน้อยที่สุด เพื่อไม่ให้เกิดการแก่งแย่งกันซื้อ ส่วนลำต้น ข้าวโพดจะเก็บรวบรวมลำบาก ต้องใช้แรงคนมาก



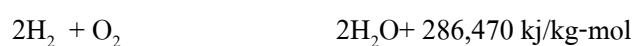
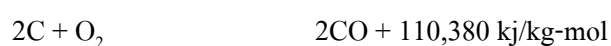
ภาพที่ 35 ชีวมวลประเภทชังข้าวโพดและลำต้น

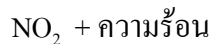
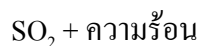
เทคโนโลยีพลังงานชีวมวล

การสันดาป

การสันดาปเป็นปฏิกิริยาการรวมตัวกันของเชื้อเพลิงกับออกซิเจนอย่างรวดเร็ว พร้อมเกิดการลุกไหม้และคายความร้อน ในการเผาไหม้ส่วนใหญ่จะไม่ใช้ออกซิเจนล้วนๆ แต่จะใช้อากาศแทนเนื่องจากอากาศมีออกซิเจนอยู่ 21% โดยปริมาตร หรือ 23% โดยน้ำหนัก

เชื้อเพลิงชีวมวลประกอบด้วยธาตุต่างๆ ดังนี้ คือคาร์บอน (C) ออกซิเจน(O₂) ไฮโดรเจน (H₂) และธาตุอื่นๆ ที่สำคัญได้แก่ ไนโตรเจน (N) และซัลเฟอร์(S) เนื่องจากจะทำให้เกิดก๊าซไนโตรเจนออกไซด์(NO_x)และซัลเฟอร์ไดออกไซด์(SO₂) ซึ่งเป็นก๊าซที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เมื่อเกิดการเผาไหม้ที่อุณหภูมิที่เหมาะสม เมื่อนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาเผาไหม้จะมีขั้นตอนการเกิดปฏิกิริยาดังนี้



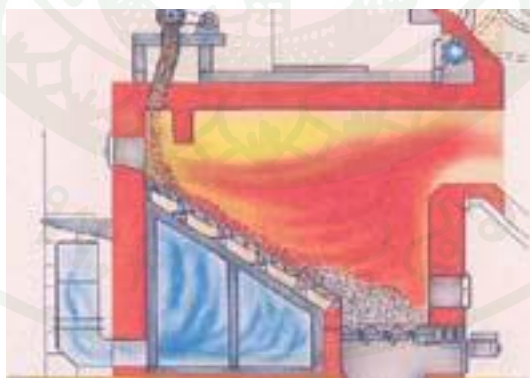


ระบบหม้อไอน้ำ (Boiler) และกังหันไอน้ำ (Steam Turbine)

เทคโนโลยีนี้ใช้หม้อไอน้ำแบบท่อน้ำ เพื่อผลิตไอน้ำ จากนั้นส่งไอน้ำเข้ากังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้า เป็นเทคโนโลยีพื้นฐานของโรงไฟฟ้าทั่วไป ราคาต่อก่อสร้างแปรผกผันตามกำลังการผลิต กล่าวคือ ยิ่งใหญ่ยิ่งมีราคาต่อเมกะวัตต์น้อยลง

โครงสร้างห้องเผาไหม้หม้อไอน้ำมีหลากหลายแบบขึ้นกับประเภทของ เชื้อเพลิงและ ประสิทธิภาพการเผาไหม้ ตัวอย่างที่ใช้ในประเทศไทย ดังต่อไปนี้

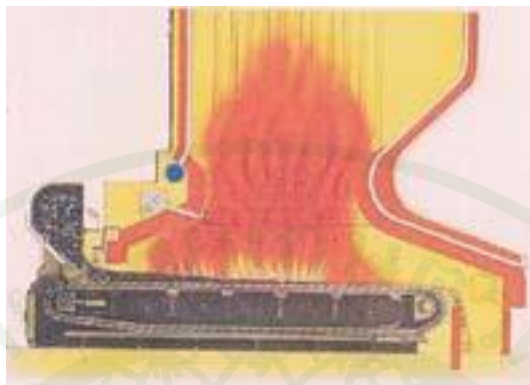
1. Incline / Fixed grate stoker มีโครงสร้างแบบง่ายๆ ตะกรับจะยึดติดอยู่กับที่ ต้นทุนค่าก่อสร้างค่อนข้างถูก ข้อเสียคือประสิทธิภาพต่ำ น้ำเชื้อเพลิงออกยาก และบางครั้งเชื้อเพลิงค้างอยู่กลาง ตะกรับ ทำให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ลดลง โครงสร้างนี้ส่วนใหญ่ใช้ในโรงงานน้ำตาล โรงงาน น้ำมันปาล์ม และโรงสีข้าวเช่น โรงไฟฟ้าปทุมไรซ์มิลล์



ภาพที่ 36 ห้องเผาไหม้แบบตะกรับเอียง

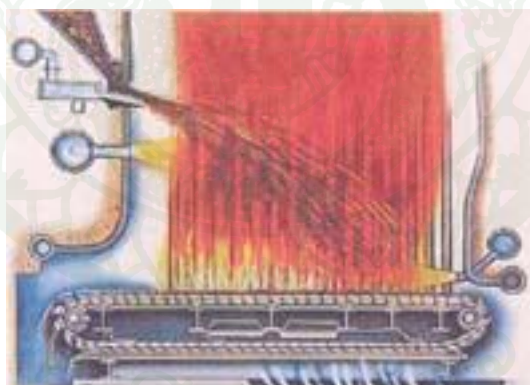
2. Traveling grate stoker โครงสร้างของตะกรับจะเคลื่อนที่ตลอดเวลา คล้ายตึบตะขาบ รถถังเหมาะสำหรับเชื้อเพลิงที่มีขนาดใกล้เคียงกันและมีสัดส่วน เชื้อเพลิงมากเช่น แกลบ โรงไฟฟ้าที่ใช้ระบบนี้มีหลายแห่งเช่น ร้อย เอ็ดกรีน อุทอง ไบโอมัส บัวสมหมาย กัลปิยะลากรีนและโรงงาน

น้ำตาลบางแห่ง อย่างไรก็ตาม โครงสร้างนี้ไม่เหมาะกับการเผาไหม้เชื้อเพลิงหลายชนิดพร้อมกัน เพราะเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้หมดไม่พร้อมกัน



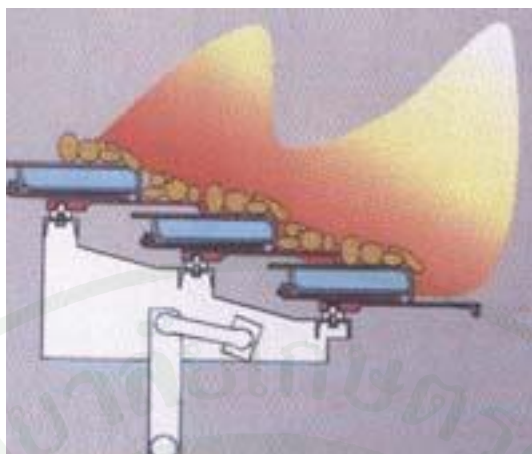
ภาพที่ 37 ห้องเผาไหม้แบบตะกรับเคลื่อนที่

3. Spreader fired stoker โครงสร้างนี้พัฒนามาจาก Traveling grate stoker โดยนำเชื้อเพลิงมาบดให้ละเอียดและพ่นเข้าเตา มีประสิทธิภาพการเผาไหม้สูงขึ้นเพราะเชื้อเพลิงสัมผัสอากาศทั่วถึง แต่ต้นทุนค่าก่อสร้างสูงเช่นกัน ระบบนี้มีข้ออยู่ที่เดียวคือ บ. เอทีไบโอพาวเวอร์ (พิจิตร)



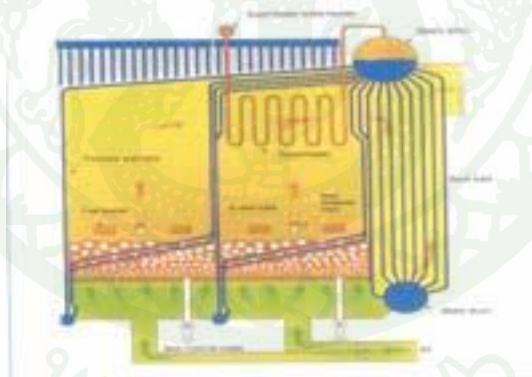
ภาพที่ 38 ห้องเผาไหม้แบบ Spreader stoker

4. Step grate stoker มีโครงสร้างคล้ายกับขั้นบันได เชื้อเพลิงจะถูกผลักลงทีละขั้นทำให้มีโอกาสพลิกไปมา ประสิทธิภาพการเผาไหม้ดีขึ้น เหมาะกับการใช้เชื้อเพลิงหลายชนิดติดตั้งในโรงไฟฟ้ามุงเจริญพร และบั่วใหญ่ไบโอพาวเวอร์



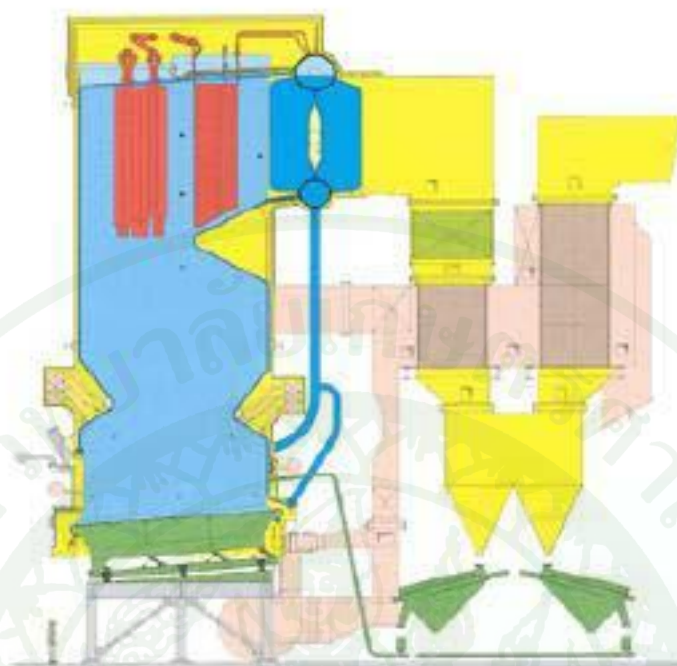
ภาพที่ 39 ห้องเผาไหม้แบบชั้นบันได

5. Fluidized bed ใช้ทรายเป็นตัวช่วยในการเผาไหม้ เหมาะกับเชื้อเพลิงที่มีความชื้นสูงและสามารถเผาไหม้เชื้อเพลิงได้หลากหลายชนิดพร้อมกัน ดังนั้นราคาก่อสร้างค่อนข้างสูง ติดตั้งในโรงไฟฟ้าไบโอแมสพาวเวอร์ บริษัทแอดวานซ์ อะโกร และไทยพาวเวอร์ซัพพลาย



ภาพที่ 40 ห้องเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบด

6. Vibrating grate stoker ตะกรับจะสั่นเพื่อให้เชื้อเพลิงไหลลงสะดวกเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ ระบบนี้มีใช้อยู่ 3 โรงคือ บ.ภูเขียวไบโอ-เอ็นเนอร์ยี บ.ด่านช้างไบโอ-เอ็นเนอร์ยี และโรงงานน้ำตาลขอนแก่น ซึ่งทั้งสามโรงเป็นโรงงานน้ำตาลทั้งหมด



ภาพที่ 41 ห้องเผาไหม้แบบตะกรับสัน

ดังนั้นการจะเลือกใช้หม้อไอน้ำแบบใดและระบบการเผาไหม้แบบไหนขึ้นกับเงินลงทุน ชนิดของเชื้อเพลิง และราคาของเชื้อเพลิงเป็นหลัก และถ้าตัดสินใจไม่ได้คงต้องใช้ความชอบของเจ้าของโครงการมาพิจารณาไปด้วย ไม่ผิดกติกาใดๆ

ความดันไอน้ำใน หม้อไอน้ำ

สามารถแบ่งออกเป็น 3 ระดับตามความดันไอน้ำคือ

1. ความดันต่ำไม่เกิน 20 บาร์ มีต้นทุนก่อสร้างต่ำ นิยมใช้ในโรงงานน้ำตาลและโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบ ส่วน ใหญ่เป็นระบบผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration) กล่าวคือมีการนำไอน้ำใช้ในกระบวนการผลิต มีประสิทธิภาพเฉพาะการผลิตไฟฟ้าประมาณ 5 %
2. ความดันปานกลางระหว่าง 20 –40 บาร์ เป็นขนาดที่โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่นิยมใช้ มีต้นทุนค่าก่อสร้างประมาณ 1.0 -1.2 ล้านบาท/เมกกะวัตต์ มีประสิทธิภาพรวมประมาณ 20 - 23 %
3. ความดันสูงมากกว่า 60 บาร์ขึ้นไป เช่น โรงไฟฟ้าพิเศษไมยะลากรีนพาวเวอร์ 23 เมกกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าเกลบเอทีไบโอพาวเวอร์ 22.5 เมกกะวัตต์ มีต้นทุนค่าก่อสร้างเกือบ 2 ล้านบาท

สหรัฐ/เมกกะวัตต์ (ยกเว้นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กใหม่ที่สร้างใหม่ในเครือน้ำตาลมิตรผลมีต้นทุนก่อสร้างต่ำกว่าเพราะใช้อุปกรณ์บางส่วนร่วมกับโรงงานน้ำตาล) มีประสิทธิภาพรวมประมาณ 25 - 28 %

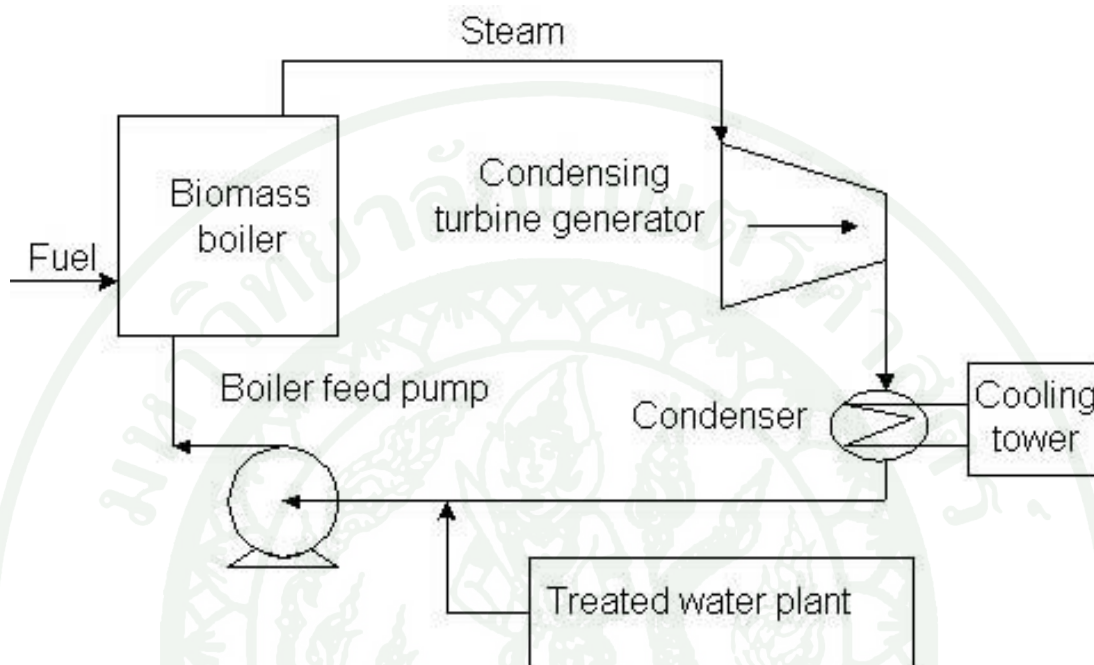
ข้อสังเกต โรงไฟฟ้าที่ใช้ไอน้ำความดันสูง ประสิทธิภาพการผลิตจะสูง แต่จะเหมาะสมกับประเทศไทยหรือไม่ ขึ้นกับราคาเชื้อเพลิงเป็นหลัก ตัวอย่างข้างล่างนี้ได้คำนวณให้เห็นว่า กรณีที่ 1 เปรียบเทียบหม้อไอน้ำขนาดความดัน 40 และ 60 บาร์ มีประสิทธิภาพรวม 20 และ 25 % ตามลำดับ ถ้าแกลบราคา 750 บาท/ตัน เชื้อเพลิงที่ประหยัดได้เท่ากับ 27 ล้านบาทตลอดอายุโครงการ ซึ่งไม่คุ้มกับเงินลงทุนที่เพิ่มขึ้น $2 - 1.2 = 0.8$ ล้านบาท/สหรัฐหรือ 32 ล้านบาท/เมกกะวัตต์ แต่ในกรณีที่ 2 ใช้เศษไม้ยางพาราเป็นเชื้อเพลิงในราคาที่เท่ากัน จะประหยัดได้ 40.5 ล้านบาทซึ่งคุ้มค่ามากกว่า (อนึ่งยังไม่นำค่าซ่อมบำรุงและอัตราดอกเบี้ยมาคำนวณ) ดังแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 แสดงการเปรียบเทียบระหว่างหม้อไอน้ำขนาดความดัน 40 และ 60 บาร์

	กรณีที่ 1 แกลบ	กรณีที่ 2 เศษไม้
1)หม้อไอน้ำความดัน 40 บาร์ อัตราการบริโภคเชื้อเพลิง (ตัน/ปี/เมกกะวัตต์)	9,100	13,500
2)หม้อไอน้ำความดัน 60 บาร์, อัตราการบริโภคเชื้อเพลิง (ตัน/ปี/เมกกะวัตต์)	7,300	10,800
3)เชื้อเพลิงที่ ประหยัดได้ (ตัน/ปี/เมกกะวัตต์)	1,800	2,700
4)ประหยัดค่าเชื้อเพลิง@750 บาท/ตัน (ล้านบาท/ปี/เมกกะวัตต์)	1.35	2.0
5)รวมประหยัดค่าเชื้อเพลิง (ล้านบาท/20ปี/เมกกะวัตต์)	27.0	40.5

โครงสร้างกังหันไอน้ำมี 2 แบบตามลักษณะของกังหันไอน้ำคือ

1. แบบ Condensing Turbine



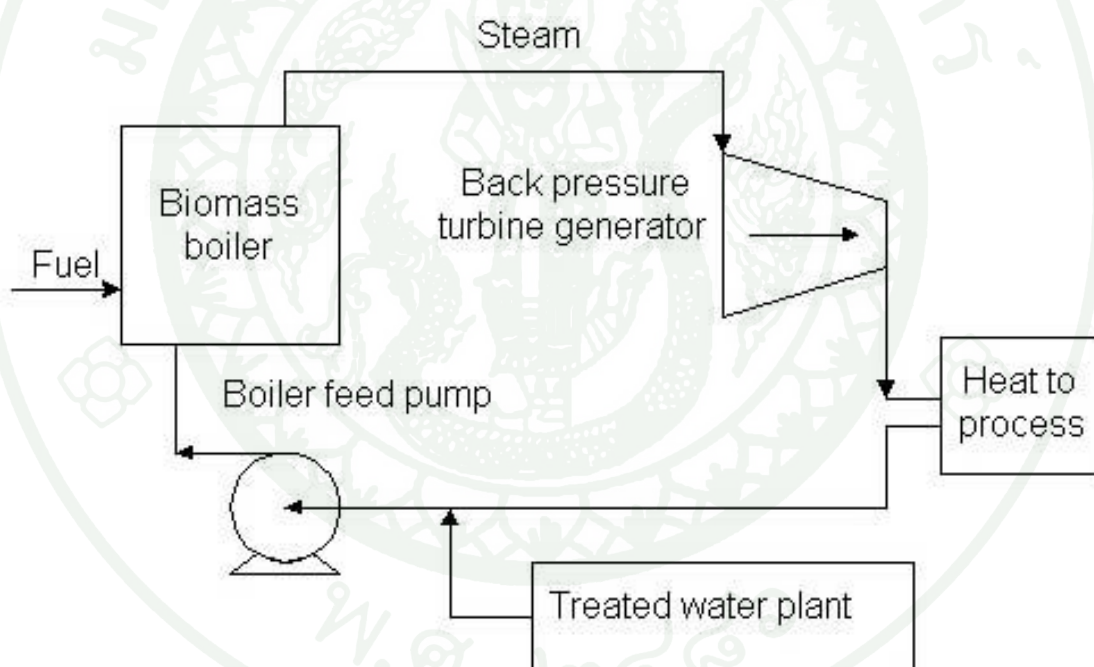
ภาพที่ 42 แผนผังการผลิตไฟฟ้าระบบหม้อไอน้ำและ Condensing turbine

การทำงานเริ่มจากนำน้ำดิบมาบำบัดให้ได้คุณภาพตามที่กำหนด จากนั้นใช้ปั๊มน้ำ (Boiler feed pump) ส่งน้ำที่บำบัดแล้วเข้าในหม้อผลิตไอน้ำ (Boiler) ซึ่งจะถูกทำให้ร้อนโดยเชื้อเพลิงชีวมวล น้ำที่ร้อนจะเปลี่ยนสถานะกลายเป็นไอน้ำ ผ่านไปยังกังหันไอน้ำ (Condensing turbine) เพื่อให้เกิดการหมุนได้กระแสไฟฟ้า ในส่วนของไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำจะมีความดันต่ำมากและยังคงมีสภาพเป็นไอน้ำ ต้องทำให้กลับคืนเป็นน้ำ โดยผ่านเครื่องควบแน่น (Condenser) และหอระบายความร้อน (Cooling tower) จากนั้นน้ำดังกล่าวจะถูกปั๊มกลับเข้าในหม้อผลิตไอน้ำอีกครั้ง หมุนเวียนเช่นนี้เรื่อยไป ประสิทธิภาพของระบบโดยรวมอยู่ระหว่าง 15 -20 %

2. แบบ Back Pressure Turbine

หลักการทำงานของระบบนี้จะแตกต่างจากระบบแรกเล็กน้อย กล่าวคือ ไม่มีเครื่องควบแน่น และหอระบายความร้อน และไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำจะมีความดันสูงเพื่อนำไปใช้ในกระบวนการผลิต ดังนั้นกังหันไอน้ำจะเป็นแบบ Back pressure ซึ่งสามารถควบคุมความดันของไอน้ำ

น้ำที่ออกมาตามที่กระบวนการผลิตต้องการ แต่ไฟฟ้าที่ผลิตได้จะน้อยลงเทคโนโลยีนี้ เหมาะสำหรับโรงงานหรือกิจการที่ต้องใช้ไอน้ำจำนวนมากในกระบวนการผลิต เช่น โรงงานผลิตน้ำตาล และ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เป็นต้น ดังนั้นต้องคำนวณปริมาณไอน้ำที่ต้องการและไฟฟ้าที่ใช้ให้สัมพันธ์กันประสิทธิภาพของระบบมากกว่า 50 % ซึ่งขึ้นกับความสามารถนำพลังงานความร้อนใช้ในกระบวนการผลิตมากน้อยแค่ไหนหากหันไอน้ำจะเป็นแบบ Back pressure ซึ่งสามารถควบคุมความดันของไอน้ำที่ออกมาตามที่กระบวนการผลิตต้องการ แต่ไฟฟ้าที่ผลิตได้จะน้อยลงเทคโนโลยีนี้ เหมาะสำหรับโรงงานหรือกิจการที่ต้องใช้ไอน้ำจำนวนมากในกระบวนการผลิต เช่น โรงงานผลิตน้ำตาล และ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เป็นต้น ดังนั้นต้องคำนวณปริมาณไอน้ำที่ต้องการและไฟฟ้าที่ใช้ให้สัมพันธ์กันประสิทธิภาพของระบบมากกว่า 50 % ซึ่งขึ้นกับความสามารถนำพลังงานความร้อนใช้ในกระบวนการผลิตมากน้อยแค่ไหน



ภาพที่ 43 ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบหม้อไอน้ำและ Back pressure turbine

คุณสมบัติของน้ำที่ใช้ในหม้อไอน้ำ น้ำที่จะนำมาใช้ในการผลิตไอน้ำในหม้อไอน้ำต้องผ่านการบำบัดก่อนเพื่อป้องกันปัญหาตะกอนและการกัดกร่อนของท่อไอน้ำที่เกิดจากความกระด้าง (Hardness) และปริมาณแร่ซิลิกา (Silica) ในน้ำ ความกระด้างเกิดจากการมี Ca^{2+} และ Mg^{2+} เมื่อจับตัวกับสารไบคาร์บอเนต CO_3^{2-} ที่ละลายอยู่ในน้ำก่อให้เกิดตะกอนในท่อไอน้ำ ส่วนซิลิกาสามารถละลายในน้ำร้อนได้ดีกว่าน้ำเย็น ดังนั้นถ้าอุณหภูมิสูงขึ้นมากปัญหาของตะกอนจะ

รุนแรงขึ้น ตะกั่วจะไปเกาะติดใบพัดของกังหันไอน้ำและคอนเดนเซอร์ อาจมีผลให้โรงไฟฟ้าหยุดทำงานกระทั่งหันน้ำบาดาลหรือน้ำใต้ดินจะมีความกระด้างสูงกว่าน้ำผิวดิน เนื่องจากน้ำฝนมีก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ละลายอยู่ เกิดเป็นกรดคาร์บอนิก (Carbonic acid) เมื่อไหลลงสู่ใต้ดินจะผ่านชั้นดินที่มีการเน่าสลายของสารอินทรีย์ จะทำให้เกิดความเป็นกรดมากขึ้น และเมื่อผ่านชั้นหินปูน ซึ่งมี CaCO_3 และ MgCO_3 เกิดการละลายของหินปูน ทำให้ Ca^{2+} และ Mg^{2+} ยิ่งมากขึ้น ความกระด้างเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามถ้าชั้นใต้ดินบริเวณนั้น ไม่มีชั้นหินปูนอยู่ความกระด้างจะลดลงตามไปด้วย การกัดกร่อนที่เกิดขึ้นส่วนใหญ่จะเกิดการที่น้ำมีสภาพเป็นกรด มีก๊าซละลายในน้ำและมีออกซิเจนสะสมอยู่ วิธีแก้ไขที่นิยมทำกันคือ ติดตั้ง Deaerator และ Oxygen Scavenger ดังนั้นถ้าอุณหภูมิและความดันของไอน้ำยิ่งสูงคุณสมบัติของน้ำที่ใช้ในหม้อไอน้ำยิ่งเพิ่มขึ้น กล่าวคือปริมาณซิลิกา ค่าอัลคาไลน์ และความกระด้างของน้ำมีค่าน้อยลง ดูค่าตามตารางที่ 4

ตารางที่ 4 คุณสมบัติของน้ำที่ใช้ในหม้อไอน้ำ

Steam pressure Bar (a)	Silica (ppm as SiO_2)	Total alkalinity* (ppm as CaCO_3)	Hardness (ppm as CaCO_3)	Conductance (micromhos/cm)
0-22	150	700	0	7000
22-32	90	600	0	6000
32-42	40	500	0	5000
42-52	30	400	0	4000
52-63	20	300	0	3000
63-70	8	200	0	2000
70-110	2	0* *	0	150
110-140	1	0* *	0	100

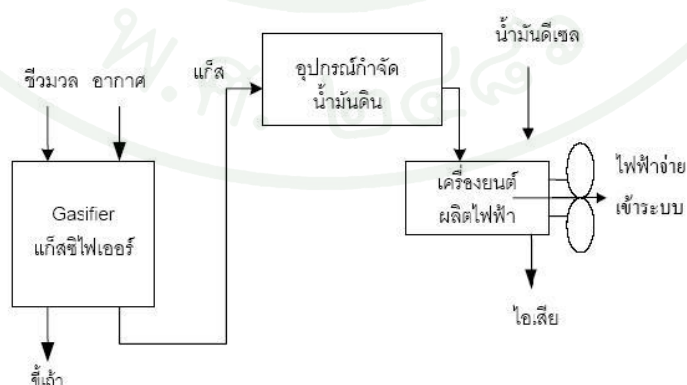
* Alkalinity not to exceed 10% of specific conductance** Minimum level of OH alkalinity in boilers below 70 bar (a) must be individually specified with regards to silica solubility. SOURCE: www.abma.com

ระบบแก๊สซิฟิเคชัน

แก๊สซิฟิเคชัน (Gasification) เป็นเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กไม่เกิน 1 เมกกะวัตต์ เริ่มจากการย่อยชีวมวลให้มีขนาดใกล้เคียงกันไม่เกิน 10 ซม. ส่งเข้าไปยังห้องเผาไหม้ที่ควบคุมอากาศไหลเข้าในปริมาณจำกัด ทำให้เกิดการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ จะได้ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์เป็นหลัก มีค่าความร้อนเฉลี่ยประมาณ 5 เมกะจูลต่อลูกบาศก์เมตร ซึ่งอาจจะน้อยหรือมากกว่านี้ขึ้นกับเทคโนโลยีที่ใช้

ตารางที่ 5 ตัวอย่างสัดส่วนของก๊าซชีวมวลที่เกิดจากแก๊สซิฟิเคชันที่ใช้เศษไม้

ลำดับ	ก๊าซ	ปริมาณที่เกิดขึ้น
1	CO (Carbon monoxide)	24 %
2	H ₂ (Hydrogen)	14%
3	CO ₂ (Carbon dioxide)	11 %
4	CH ₄ (Methane)	3 %



ภาพที่ 44 แผนผังการผลิตไฟฟ้าระบบแก๊สซิฟิเคชัน

ก๊าซที่ได้เรียกว่าก๊าซชีววมวลสามารถนำไปเป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนโดยตรงเช่น การอบข้าวเปลือกเป็นต้น แต่ถ้านำไปผลิตไฟฟ้าโดยเครื่องยนต์ดีเซลต้องนำมาผ่านชุดกรองเพื่อกำจัดน้ำมันดิน (Tar) ออกก่อน จากนั้นให้ก๊าซชีววมวลผ่านทางท่อไอดีซึ่งลดการใช้น้ำมันดีเซลลงได้ 75 เปอร์เซ็นต์ หรือจะไม่น้ำมันดีเซลเลยก็ได้แต่กำลังการผลิตจะลดลงมาก ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบนี้มีความหลากหลายอยู่ระหว่าง 20 - 30 % ซึ่งขึ้นกับเทคโนโลยีการออกแบบ และประสิทธิภาพของอุปกรณ์ที่นำมาใช้



ภาพที่ 45 เตาแก๊สซีฟเอร์แบบอากาศไหลลง

ชีววมวลที่สามารถนำมาเป็นเชื้อเพลิงในแก๊สซีฟเอร์ได้ต้องมีขนาดที่เหมาะสม สม่่าเสมอ และความชื้นไม่ควรเกิน 20 เปอร์เซ็นต์ เช่น แกลบ เศษไม้ที่ย่อยแล้ว กะลาปาล์ม และซังข้าวโพด เป็นต้น ชีวมวลที่ไม่ควรนำมาเป็นเชื้อเพลิงคือชีววมวลที่มีขนาดเล็กเช่น ขี้เลื่อยเพราะอากาศไหลผ่านไม่ได้ หรือใหญ่เกินไปเช่น ปีกไม้ที่ยังไม่ย่อยเพราะการเผาไหม้ไม่ทั่วถึง

ระบบการเผาไหม้ของแก๊สซีฟเอร์แบ่งออกหลายแบบคือ แบบอากาศไหลลง(Down draft) แบบ อากาศไหลขึ้น (Up draft) แบบฟลูอิดไคซ์เบด เป็นต้น (Fluidized bed) จุดอ่อนของระบบนี้คือ เทคโนโลยียังไม่เสถียรและการบำรุงรักษาค่อนข้างยุ่งยาก ดังนั้นเทคโนโลยีนี้มีชั่วโมงการทำงานสูงสุด 5,000 ชม./ปีเท่านั้น

ศักยภาพพลังงานชีวมวลของประเทศไทย

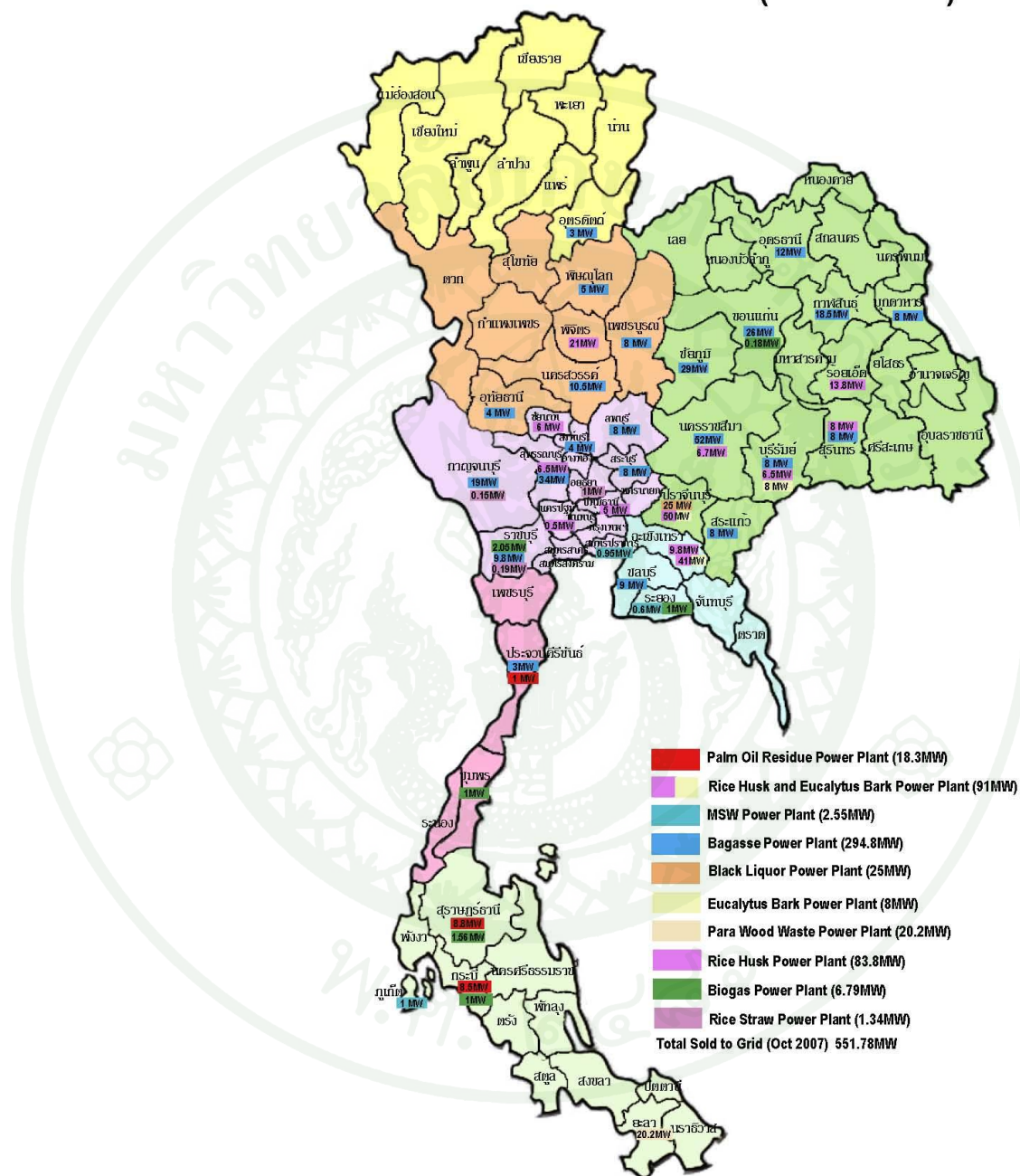
ประเทศไทยนับเป็นประเทศเกษตรกรรมที่สำคัญแห่งหนึ่งของโลก ประชาชนมากกว่าร้อยละ 50 ประกอบอาชีพเกษตรกรรม ผลพลอยได้ที่สำคัญนอกเหนือจากผลผลิตการเกษตรก็คือ วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร เช่น ฟางข้าว แกลบ กากอ้อย กากใย และทะลายปาล์ม เป็นต้น ปริมาณชีวมวลจากเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรที่ผลิตภายในประเทศจะแปรผัน และขึ้นอยู่กับปริมาณผลผลิตทางการเกษตรของประเทศ ตารางข้างล่างแสดงรายละเอียดพื้นที่ปลูก ผลผลิตพืชหลัก และไม้ยางพาราปี 2550/2551



ตารางที่ 6 แสดงศักยภาพชีวมวลของประเทศไทยปี 2550/2551

ชนิด	ผลผลิต (ตัน)	ชีวมวล	ค่า เปลี่ยน เป็นชีว มวล	ปริมาณชีว มวลที่ได้ (ตัน)	ค่า ความ ร้อน (MJ/ kg)	พลังงาน (GJ)	เทียบเท่า น้ำมันดิบ	กำลัง ไฟฟ้า (MW)
อ้อย	73,501,000	ชาน อ้อย	0.3	22,050,300	16.21	357,435,363	8,461	97.2
		ยอด และใบ	0.24	17,640,240	16.42	289,652,741	6,657	79
ข้าว	29,900,000	แกลบ	0.23	6,877,000	15.56	107,006,120	2,533	2.5
		ฟาง ข้าว	1.19	35,581,000	15.51	551,810,992	13,064	152.3
ข้าวโพด	4,249,000	ซัง	0.19	807,310	16.63	13,425,565	318	3.7
น้ำมัน ปาล์ม	9,264,000	ทะลายน เปล่า	0.23	2,130,720	19.41	37,221,547	881	10.2
		กากใบ	0.15	1,389,600	19.94	27,708,624	656	7.5
		กะลา	0.05	555,840	21.13	11,744,899	278	3.1
		ทางใบ/ ก้าน	0.27	2,501,280	17.87	44,697,873	1,058	0.5
มัน สำปะหลัง	25,155,000	ลำต้น	0.12	301,860	13.38	4,038,887	96	1
		เหง้า	0.10	251,550	10.61	2,668,945	63	0.6
ยางพารา	3,166,000	ขี้เลื่อย	0.03	940,980	16.65	1,581,417	37	0.3
		เศษไม้	0.10	316,600	16.85	5,334,710	126	1.3
ยูคาลิปตัส	6,800,000	ไม้พิน	0.20	1,360,000	16.85	22,916,000	542	6.2
		เปลือก ไม้	0.10	680,000	17.30	11,764,000	278	3.1
ไม้จาก สวนป่า	6,000,000	เศษไม้	0.10	600,000	16.85	10,110,000	239	2.6
รวม	158,035,000			98,118,970		1,499,168,000	35,488	363.4

Biomass Power Plant Location (SPP&VSPP)



ภาพที่ 46 Biomass Power Plant Location (SPP&VSPP)

พลังงานก๊าซชีวภาพและขยะ

กระบวนการผลิตก๊าซชีวภาพนั้นเป็นกระบวนการทางธรรมชาติที่อาศัยการทำงานของจุลินทรีย์จำพวกที่ไม่ชอบออกซิเจน ซึ่งจุลินทรีย์แบบไม่ชอบออกซิเจนนั้นมี 2 พวก คือ พวกที่สร้างมีเทน และพวกที่ไม่สร้างมีเทน โดยจุลินทรีย์ประเภทสร้างมีเทนนี้จะใช้สารอินทรีย์ที่มีโครงสร้างไม่ซับซ้อน เป็นสารอาหาร และให้ผลผลิตเป็นก๊าซมีเทน และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นหลัก โดยมีก๊าซอื่นๆในปริมาณเล็กน้อยเช่น ก๊าซไข่เน่า หรือ ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ จุลินทรีย์กลุ่มนี้ไม่ชอบออกซิเจนอิสระ ดังนั้นในการผลิตก๊าซชีวภาพนั้นจะต้องระวังไม่ให้ออกซิเจนสามารถเข้าไปสัมผัสกับจุลินทรีย์กลุ่มที่สร้างมีเทน เพราะจะทำให้การผลิตก๊าซมีเทนด้อยประสิทธิภาพ และเนื่องจากแบคทีเรียกลุ่มสร้างมีเทน สามารถใช้สารอาหารที่มีโครงสร้างไม่ซับซ้อนเท่านั้น การผลิตก๊าซมีเทนจากสารอินทรีย์ที่มีโครงสร้างซับซ้อน จึงต้องอาศัยการทำงานของแบคทีเรียกลุ่มไม่สร้างมีเทนเพื่อทำการย่อยสลายสารอินทรีย์ที่มีความซับซ้อนสูง ให้กลายเป็นสารอินทรีย์ที่มีความซับซ้อนต่ำ พอที่แบคทีเรียกลุ่มสร้างมีเทนสามารถย่อยสลายได้ ดังนั้นในการผลิตก๊าซมีเทนจะต้องอาศัยความร่วมมือของแบคทีเรียหลายๆกลุ่มเข้าด้วยกัน โดยทั่วไปน้ำเสียและขยะที่มีสารอินทรีย์นั้นสามารถนำมาผลิตก๊าซชีวภาพได้

การผลิตพลังงานจากขยะมูลฝอย โดยใช้ก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะ

เทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอยแบบถูกหลักสุขาภิบาล (Sanitary Landfill) เป็นการพัฒนาและปรับปรุงระบบฝังกลบขยะมูลฝอยเพื่อลดการปล่อยออกของก๊าซมีเทนที่เกิดจากกระบวนการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน (Anaerobic Digestion) ภายในหลุมฝังกลบ ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจก (GreenHouse Gas : GHG) ที่ก่อให้เกิดปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศโลก หรือภาวะโลกร้อน (Global Warming) ดังนั้นโครงการผลิตพลังงานโดยใช้ก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอยซึ่งเป็นการกักเก็บมีเทนจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่สามารถลดปัญหาดังกล่าว และเป็นการทดแทนการใช้เชื้อเพลิงจากฟอสซิลในการผลิตพลังงาน ทั้งนี้ควรมีการพิจารณาปัจจัยหลักต่างๆ ดังนี้ ปริมาณขยะมูลฝอยในพื้นที่ฝังกลบตลอดอายุการดำเนินงานฝังกลบ (เฉลี่ยประมาณ 20 ปี) ที่เหมาะสมที่จะนำมาผลิตกระแสไฟฟ้าควรมีปริมาณไม่น้อยกว่า 1 ล้านตันขึ้นไป เนื่องจากปริมาณก๊าซที่เกิดขึ้นเป็นสัดส่วนโดยตรงกับปริมาณขยะมูลฝอยที่นำมาฝังกลบในพื้นที่โครงการ นอกจากนี้ยังมีปัจจัยด้านความลึกของชั้นฝังกลบขยะมูลฝอยซึ่งควรมีความลึกมากกว่า 12 เมตรขึ้นไป รวมทั้งปัจจัยอื่นๆ ได้แก่ องค์ประกอบขยะมูลฝอย สภาวะไร้ออกซิเจนในพื้นที่ฝังกลบ ความชื้น

สภาพความเป็นกรด และอุณหภูมิ โดยกลุ่มประเทศที่มีการผลิตพลังงานโดยใช้ก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอยกันมาก ได้แก่ ประเทศในกลุ่มยุโรป อเมริกา แคนาดา ออสเตรเลีย นิวซีแลนด์ และประเทศในแถบเอเชีย เกาหลีใต้ ฟิลิปปินส์ เป็นต้น

สำหรับประเทศไทยเองได้มีการริเริ่มโครงการนำร่องขึ้นในปีพ.ศ.2538 โดยศูนย์ปฏิบัติการวิศวกรรมพลังงานและสิ่งแวดล้อมคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ได้เริ่มดำเนินโครงการบำบัดและใช้ประโยชน์จากขยะโดยได้รับงบประมาณจากมูลนิธิชัยพัฒนาเพื่อจัดตั้งกองทุนบำบัด และใช้ประโยชน์จากขยะตามแนวพระราชดำริพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวฯ ซึ่งมีเป้าหมายในการผลิตกระแสไฟฟ้าขนาด 650 กิโลวัตต์จากพื้นที่ประมาณ 65 ไร่ ของแหล่งฝังกลบขยะอย่างถูกหลักสุขาภิบาลกำแพงแสนและอยู่ห่างจากโรงไฟฟ้าซึ่งตั้งอยู่ในมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์กำแพงแสน 1.7 กิโลเมตร

เทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากการฝังกลบขยะมูลฝอยแบบถูกหลักสุขาภิบาล

1. หลักการทำงานของเทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากหลุมฝังกลบฯ ก๊าซชีวภาพที่ได้จากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอยเกิดจากปฏิกิริยาการย่อยสลายทางชีวเคมีของขยะมูลฝอยในบริเวณหลุมฝังกลบ โดยช่วงแรกจะเป็นการย่อยสลายแบบใช้ออกซิเจน จากนั้นจึงเป็นการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน ทำให้ได้ก๊าซมีเทน คาร์บอนไดออกไซด์ แอมโมเนีย คาร์บอนมอนอกไซด์ ไฮโดรเจนซัลไฟด์ ในโตรเจน โดยปริมาณของก๊าซมีเทนและคาร์บอนไดออกไซด์ที่ได้จะมีมากกว่าก๊าซชนิดอื่นๆ ซึ่งถ้ามีความเข้มข้นมีเทนมากกว่า 50% ขึ้นไป จะสามารถนำไปใช้ประโยชน์ในการผลิตพลังงานได้

2. องค์ประกอบของเทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากหลุมฝังกลบฯ ได้แก่

2.1 ระบบบำบัดขั้นต้น (Pre-treatment System) ได้แก่ การคัดแยก การบดย่อยขยะมูลฝอยให้มีขนาดเล็กลง เพื่อปรับปรุงลักษณะสมบัติขยะมูลฝอย ลดระยะเวลาการบำบัดน้ำชะขยะ/การปนเปื้อนต่อสิ่งแวดล้อม เพิ่มอัตราการผลิตก๊าซมีเทน และช่วยให้มีการหลุดตัวของขยะมูลฝอยดีขึ้น

2.2 การดำเนินการฝังกลบในพื้นที่ ได้แก่ ระบบฝังกลบแบบพื้นที่ (Area Method) การฝังกลบแบบร่อง (Trench Method) และการฝังกลบแบบบ่อ (Ram Method)

2.3 ระบบควบคุมทางด้านสิ่งแวดล้อม ได้แก่ ระบบรวบรวมน้ำชะขยะ (Leachate Collection System) ระบบบำบัดน้ำเสีย และระบบติดตามตรวจสอบน้ำใต้ดิน (Groundwater Monitoring System) และน้ำผิวดิน

2.4 ระบบรวบรวมก๊าซชีวภาพ ได้แก่ Passive System เป็นระบบควบคุมก๊าซชีวภาพที่ง่ายที่สุด มักจะใช้งานกับสถานที่ฝังกลบขนาดเล็ก, Active System มักถูกประยุกต์ใช้งานกับสถานที่ฝังกลบขนาดกลางหรือใหญ่ และ Physical Barrier เพื่อป้องกันก๊าซชีวภาพแพร่กระจายออกทางผิวหน้าของหลุมฝังกลบ ซึ่งรวมถึงระบบติดตามตรวจสอบการรั่วไหลของก๊าซชีวภาพ (Perimeter Monitoring System) จากพื้นที่ฝังกลบ

2.5 ระบบผลิตพลังงานจากก๊าซชีวภาพ ทางเลือกในการใช้ประโยชน์ก๊าซชีวภาพที่ได้จากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอยมีอยู่ 3 แนวทาง คือ การใช้ประโยชน์ในพื้นที่โครงการหรือพื้นที่ใกล้เคียงในรัศมีไม่เกิน 3 กิโลเมตร การผลิตกระแสไฟฟ้า (Electricity Generation) โดยใช้ IC Engine หรือ Gas Engine และการส่งเข้าสู่ระบบท่อก๊าซ (Pipeline Injection) ในรูปของก๊าซคุณภาพปานกลาง (30-50%มีเทน) หรือก๊าซคุณภาพสูง (95%มีเทน)

2.6 การปิดพื้นที่ฝังกลบขยะมูลฝอย แบ่งออกเป็น 3 ประเภท คือ การปิดชั้นฝังกลบรายวัน (Daily Cover) การปิดชั้นฝังกลบบริเวณด้านบนและด้านข้าง (Intermediate Cover) และการปิดชั้นฝังกลบชั้นสุดท้าย (Final Cover)

ทั้งนี้ในการออกแบบระบบฝังกลบขยะมูลฝอยแบบถูกหลักสุขาภิบาลนั้นจะเป็นไปตามมาตรฐานเกณฑ์การออกแบบที่กำหนดโดยกรมควบคุมมลพิษและมาตรฐานสากล สำหรับการผลิตพลังงานโดยใช้ก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอย

3. จุดเด่นของเทคโนโลยีการผลิตพลังงานโดยใช้ก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอย

3.1 ด้านเทคนิค สามารถใช้ประโยชน์จากก๊าซชีวภาพที่ได้หลุมฝังกลบขยะมูลฝอยได้หลายทาง เช่น การนำไปผลิตเป็นพลังงานกระแสไฟฟ้า ใช้เป็นเชื้อเพลิงโดยตรงทดแทนก๊าซธรรมชาติ ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อไอน้ำในงานอุตสาหกรรมใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานพาหนะโดยผ่านกระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซและทำให้เป็นของเหลวผลิตเป็นเอทานอล และใช้เป็นแหล่งไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell)

3.1.1 ลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลโดยใช้ก๊าซชีวภาพเป็นแหล่งพลังงานทดแทน

3.1.2 ลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของเจ้าของโครงการเนื่องจากมีรายได้จากการขายไฟฟ้ามาทดแทนลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล โดยใช้ก๊าซชีวภาพเป็นแหล่งพลังงานทดแทน

3.2 ด้านสิ่งแวดล้อม

3.2.1 ช่วยลดปัญหาเหตุเดือดร้อนรำคาญเนื่องจากกลิ่น แมลง และสัตว์พาหนะนำโรค

3.2.2 ลดปัญหาความเสี่ยงของความเป็นพิษและสารก่อมะเร็ง (Carcinogenic Substance) ในก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอย

3.2.3 ลดความเสี่ยงจากการเกิดระเบิดและไฟไหม้จากก๊าซชีวภาพที่เกิดจากหลุมฝังกลบ

3.2.4 ลดสารประกอบอินทรีย์ระเหยง่าย (Volatile Organic Compounds)

3.2.5 ช่วยลดปัญหาภาวะโลกร้อนที่เกิดจากการระเหยก๊าซมีเทนจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอย

4. พลังงานที่ผลิตได้จากเทคโนโลยีการผลิตพลังงานโดยใช้ก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอย พลังงานที่ผลิตได้จากระบบขึ้นอยู่กับปริมาณก๊าซชีวภาพที่เกิดจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอยซึ่งขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ ได้แก่ ปริมาณและลักษณะคุณสมบัติขยะมูลฝอย การดำเนินงานฝังกลบในพื้นที่ และความหนาแน่นของชั้นฝังกลบขยะมูลฝอย ความชื้น และระบบการจัดการก๊าซชีวภาพที่เกิดจากหลุมฝังกลบ (ประสิทธิภาพระบบรวบรวมก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบเฉลี่ยประมาณ 70-85%) และระบบผลิตพลังงานที่เลือกใช้โดยปริมาณก๊าซที่เกิดขึ้นจากหลุมฝังกลบขยะมูลฝอย จากการประเมินด้วยวิธีการคาดการณ์ต่างๆ กันมีดังนี้

4.1 วิธีการประเมินคร่าวๆ (Rough Estimation) จะเกิดก๊าซชีวภาพประมาณ 6-18 ล้านลูกบาศก์เมตร/ปี สำหรับปริมาณขยะในพื้นที่ 1-3 ล้านตัน

4.2 แบบจำลองการย่อยสลายลำดับที่ 1 (First Order Decay Model) จะเกิดก๊าซชีวภาพประมาณ 7-32 ล้านลูกบาศก์เมตร/ปี สำหรับปริมาณขยะในพื้นที่ 1-3 ล้านตัน

4.3 ประเมินจากปริมาณขยะที่นำมาฝังกลบในพื้นที่ (Waste In Place Model) จะเกิดก๊าซชีวภาพประมาณ 9-20 ล้านลูกบาศก์เมตร/ปี สำหรับปริมาณขยะในพื้นที่ 1-3 ล้านตัน การใช้กระบวนการใช้กระบวนการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจนในการจัดการขยะมูลฝอยชุมชนโดยทั่วไปสามารถแบ่งการทำงานออกเป็น 3 ขั้นตอน ประกอบด้วย

4.3.1 การบำบัดขั้นต้น (Pre-treatment/Front-end Treatment) ซึ่งประกอบด้วย การคัดแยก(Sorting) ขยะมูลฝอยอินทรีย์จากขยะมูลฝอยรวม หรือการคัดแยกสิ่งปะปนออกจากขยะมูลฝอยอินทรีย์ และลดขนาด (Size Reduction) ของขยะมูลฝอยอินทรีย์ให้เหมาะสมสำหรับการย่อยสลาย และเพื่อให้เกิดความสม่ำเสมอ (Homogeneity) ของสารอินทรีย์ที่จะป้อนเข้าสู่ระบบ (Feed Substrate) รวมทั้งเพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับระบบ ซึ่งโดยทั่วไประบบบำบัดขั้นต้นสำหรับเทคโนโลยีย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจนสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 แบบ คือ

(1) Dry Separation Process ซึ่งมักจะใช้ Rotary Screen เป็นอุปกรณ์สำคัญในการคัดแยกขยะมูลฝอยอินทรีย์ และใช้ Shredder ในการบดย่อยขยะมูลฝอยอินทรีย์ให้มีขนาดเหมาะสมสำหรับการย่อยสลาย

(2) Wet Separation Process จะใช้หลักการคัดแยกสิ่งปะปนออกจากขยะมูลฝอยอินทรีย์โดยวิธีการจม-ลอย (Sink-Float Separation) ซึ่งส่วนใหญ่จะมีอุปกรณ์สำคัญที่เรียกว่า Pulper ทำหน้าที่ในการคัดแยกและบดย่อยขยะมูลฝอยอินทรีย์

4.3.2 การย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน (Anaerobic Digestion) ซึ่งเป็นขั้นตอนการผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะมูลฝอยอินทรีย์สำหรับนำไปใช้เป็นพลังงาน และเพื่อให้ขยะมูลฝอยอินทรีย์ถูกย่อยสลายเปลี่ยนเป็นอินทรีย์วัตถุที่มีความคงตัว ไม่มีกลิ่นเหม็น ปราศจากเชื้อโรคและเมล็ดวัชพืช โดยอาศัยการทำงานของจุลินทรีย์ในสภาพที่ไร้ออกซิเจน ซึ่งขั้นตอนการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจนนี้สามารถแบ่งออกได้ 2 ประเภทหลักๆ คือ Dry Digestion Process และ Wet Digestion Process ซึ่งมีการควบคุมการป้อนสารอินทรีย์เข้าสู่ระบบให้ปริมาณของแข็งทั้งหมด (Total Solid Content) ให้เป็นประมาณร้อยละ 20-40 และน้อยกว่าร้อยละ 20 ตามลำดับ

4.3.3 การบำบัดขั้นหลัง (Post-treatment) ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นขั้นตอนการจัดการกากตะกอนจากการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจนให้มีความคงตัวมากขึ้น เช่น การนำไปหมักโดยใช้ระบบหมักปุ๋ยแบบใช้อากาศ รวมทั้งการคัดแยกเอาสิ่งปะปนต่างๆ เช่น เศษพลาสติกและเศษโลหะออกจาก Compost โดยใช้ตะแกรงร่อน ตลอดจนการปรับปรุงคุณภาพของ Compost ให้เหมาะสมกับการนำไปใช้ประโยชน์ในการเพาะปลูกพืช เช่น การอบเพื่อฆ่าเชื้อโรคและลดความชื้น เป็นต้น

พลังงานที่ผลิตได้จากเทคโนโลยีย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน

โดยทั่วไปการใช้เทคโนโลยีย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจนในการบำบัดขยะมูลฝอยอินทรีย์ 1 ตัน จะได้ก๊าซชีวภาพประมาณ 100-200 ลูกบาศก์เมตร ก๊าซชีวภาพที่ได้จะมีมีเทนเป็นองค์ประกอบ ประมาณร้อยละ 55-70 และมีค่าความร้อนประมาณ 20-25 เมกะจูลต่อลูกบาศก์เมตร ซึ่งพลังงานประมาณร้อยละ 20-40 ของพลังงานของก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้ จะถูกนำมาใช้ในระบบทั้งในรูปแบบของพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน และจะมีพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือประมาณ 75-150 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตันขยะ ที่สามารถส่งออกไปจำหน่ายได้

จุดเด่นของเทคโนโลยีย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน

1. ทางด้านสิ่งแวดล้อมและการจัดการของเสีย

- เป็นเทคโนโลยีการบำบัดขยะมูลฝอยที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม
- สามารถแก้ปัญหากลิ่นเหม็น สัตว์พาหะนำโรคที่เกิดจากการกำจัดขยะมูลฝอยที่ไม่ถูกหลักวิชาการ
- เป็นการหมุนเวียนขยะมูลฝอยอินทรีย์กลับมาใช้ใหม่ในรูปของสารปรับปรุงสภาพดิน
- ลดการใช้พื้นที่ในการกำจัดขยะมูลฝอย เมื่อเทียบกับระบบฝังกลบแบบถูกหลักสุขาภิบาล และระบบหมักปุ๋ยแบบใช้อากาศแบบดั้งเดิม (Conventional Anaerobic Composting)
- สามารถใช้บำบัดขยะมูลฝอยอินทรีย์ในที่ซึ่งการฝังกลบขยะมูลฝอยอินทรีย์ในพื้นที่ฝังกลบแบบถูกหลักสุขาภิบาลไม่เป็นที่ยอมรับ
- สามารถลดปริมาณขยะมูลฝอยที่จะต้องกำจัดในขั้นตอนสุดท้าย
- สามารถหมักร่วมกับของเสียอินทรีย์ประเภทอื่น (Co-digestion) เช่น เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร มูลสัตว์ต่างๆ และของเสียจากโรงงานอุตสาหกรรม

2. ทางด้านพลังงาน

- เป็นเทคโนโลยีในการบำบัดขยะมูลฝอยซึ่งสามารถให้พลังงานสุทธิ (Net Energy Producer)
- มีศักยภาพในการผลิตพลังงานจาก “ขยะเปียก” ซึ่งไม่เหมาะสมสำหรับการเผาเพื่อผลิตพลังงาน มีศักยภาพที่จะได้รับผลตอบแทนทางการเงิน และเศรษฐศาสตร์สูง โดยเฉพาะเมื่อพลังงานชนิดอื่นมีราคาสูง และรัฐมีมาตรการส่งเสริมการผลิตพลังงานจากก๊าซชีวภาพ

การใช้เทคโนโลยีย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจนในการบำบัดและผลิตพลังงานจากขยะมูลฝอยในประเทศไทย

ปัจจุบันในประเทศไทยได้เริ่มมีการนำเทคโนโลยีย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจนมาใช้ในการบำบัดและผลิตพลังงานจากขยะมูลฝอยชุมชน เช่น โครงการผลิตปุ๋ยอินทรีย์และพลังงานจางหวัดระยอง ของเทศบาลนครระยอง และโครงการศูนย์กำจัดขยะมูลฝอยรวม จังหวัดชลบุรี ขององค์การบริหารส่วนจังหวัดชลบุรี

เทคโนโลยีการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงจากขยะ

กระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงจากขยะ (MSW Gasification) เป็นกระบวนการทำให้ขยะเป็นก๊าซโดยการทำปฏิกิริยาสันดาปแบบไม่สมบูรณ์ (partial combustion) กล่าวคือสารอินทรีย์ในขยะจะทำปฏิกิริยากับอากาศหรือออกซิเจนปริมาณจำกัดทำให้เกิดก๊าซซึ่งมีองค์ประกอบหลัก ได้แก่ คาร์บอนมอนอกไซด์ ไฮโดรเจนและมีเทน เรียกว่า producer gas ในกรณีที่ใช้อากาศเป็นก๊าซทำปฏิกิริยา ก๊าซเชื้อเพลิงที่ได้จะมีค่าความร้อนต่ำประมาณ 3 – 5 MJ/Nm³ แต่ถ้าใช้ออกซิเจนเป็นก๊าซทำปฏิกิริยา ก๊าซเชื้อเพลิงที่ได้จะมีค่าความร้อนสูงกว่าคือ ประมาณ 15 – 20 MJ/Nm³

กระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิง

กระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงจากเชื้อเพลิงแข็งประกอบไปด้วยกระบวนการสลายตัว (decomposition) และกระบวนการกลั่นสลาย (devolatilization) ของโมเลกุลสารอินทรีย์ในขยะ ที่อุณหภูมิสูงประมาณ 1,200 – 1,400 °C ในบรรยากาศที่ควบคุมปริมาณออกซิเจน เพื่อผลิตสารระเหยและถ่านชาร์ ในขั้นตอนของกระบวนการกลั่นสลายหรือที่เรียกว่าไพโรไลซิส (pyrolysis) ขยะจะสลายตัวด้วยความร้อนเกิดเป็นสารระเหยเช่น มีเทน และส่วนที่เหลือยังคงสภาพของแข็งอยู่เรียกว่า ถ่านชาร์ สารระเหยจะทำปฏิกิริยาสันดาปแบบไม่สมบูรณ์ต่อที่อุณหภูมิสูงหรือปฏิกิริยาทุติยภูมิ (secondary reaction) ในขณะที่ถ่านชาร์จะถูกก๊าซชีฟายต่อโดยอากาศ ออกซิเจน หรือไอน้ำ ได้เป็นก๊าซเชื้อเพลิง ปฏิกิริยาที่กล่าวมาทั้งหมดนี้จะเป็นตัวกำหนดองค์ประกอบของก๊าซเชื้อเพลิง ซึ่งปัจจัยหลักที่จะกำหนดการเกิดปฏิกิริยาดังกล่าวคืออุณหภูมิภายในเครื่องปฏิกรณ์ เช่น ถ้า residence time ในบริเวณ hot zone ของเครื่องปฏิกรณ์น้อยเกินไป หรืออุณหภูมิต่ำเกินไป จะทำให้โมเลกุลขนาดกลางไม่เกิดการสันดาปและจะหลุดออกไปเกิดการควบแน่นที่บริเวณ reduction zone เป็นน้ำมันทาร์ รูปแบบการใช้งานก๊าซเชื้อเพลิง (เช่น ให้ความร้อนโดยตรง ผลิตไฟฟ้า หรือใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับพาหนะ) จะเป็นตัวกำหนดองค์ประกอบของก๊าซเชื้อเพลิง การกำจัดการปรับปริมาณของน้ำมันทาร์และฝุ่นละอองในก๊าซเชื้อเพลิง ปัจจัยที่กำหนดสัดส่วนองค์ประกอบของก๊าซเชื้อเพลิงคือ ชนิดของเครื่องปฏิกรณ์ สภาพความดันและอุณหภูมิ และคุณลักษณะของขยะ คุณลักษณะของขยะจะเป็นปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อพฤติกรรมทางด้านเคมีความร้อนของเครื่องปฏิกรณ์ในแง่ของประสิทธิภาพของระบบและคุณภาพของก๊าซเชื้อเพลิงที่ได้ ก๊าซเชื้อเพลิงที่ได้สามารถนำไปใช้กับเครื่องยนต์สันดาปภายใน การเผาในกังหันก๊าซ หรือหม้อไอน้ำ

การแปรรูปขยะมูลฝอยไปเป็นพลังงานความร้อน โดยใช้เตาเผา

Incineration คือ การเผาขยะในเตาที่ได้มีการออกแบบมาเป็นพิเศษเพื่อให้เข้ากับลักษณะสมบัติของขยะ คือมีอัตราความชื้นสูง และมีค่าความร้อนที่แปรผันได้ การเผาไหม้จะต้องมีการควบคุมที่ดีเพื่อจะป้องกันไม่ให้เกิดมลพิษและการรบกวนต่อสิ่งแวดล้อม เช่น ก๊าซพิษ เหมม่า กลิ่น เป็นต้น ก๊าซซึ่งเกิดจากการเผาไหม้จะได้รับการกำจัดเหมม่าและอนุภาคตามที่กฎหมายควบคุม ก่อนที่จะส่งออกสู่บรรยากาศ ก๊าซซึ่งเหลือจากการเผาไหม้ซึ่งมีปริมาตรประมาณ 10% และน้ำหนักประมาณ 25 ถึง 30% ของขยะที่ส่งเข้าเตาเผา จะถูกนำไปฝังกลบหรือใช้เป็นวัสดุปูพื้นสำหรับการสร้างถนน ส่วนก๊าซที่มีส่วนประกอบของโลหะอาจถูกนำกลับมาใช้ใหม่ได้ นอกจากนั้นในบางพื้นที่ที่มีปริมาณขยะอยู่มากสามารถที่จะนำพลังงานความร้อนที่ได้จากการเผาขยะมาใช้ในการผลิตไอน้ำ หรือทำน้ำร้อน หรือผลิตกระแสไฟฟ้าได้

เทคโนโลยีเตาเผาขยะมูลฝอย

หัวใจของโรงเผาขยะคือระบบการเผาไหม้ซึ่งสามารถแบ่งได้ออกเป็นสองประเภทคือ ระบบการเผาไหม้มวล (Mass Burn System) ซึ่งหมายถึงการเผาทำลายขยะมูลฝอยในสภาพที่รับเข้ามาโดยไม่ต้องมีกระบวนการจัดการเบื้องต้นก่อน และอีกประเภทหนึ่งคือ ระบบที่มีการจัดการเบื้องต้น (Burning of Preheated and Homogenized Waste) ระบบการเผาไหม้มวลเป็นการเผาไหม้ขยะมูลฝอยที่มีองค์ประกอบที่หลากหลายโดยไม่ต้องมีการจัดการเบื้องต้นก่อน เทคโนโลยีนี้ปกติจะเป็นการเผาไหม้ในเตาเผาแบบตะแกรงที่เคลื่อนที่ได้ (moving grate) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ใช้กันแพร่หลายและได้รับการทดสอบแล้วมีสมรรถนะทางเทคนิคที่ยอมรับได้และสามารถรองรับการเผาทำลายขยะมูลฝอยที่มีองค์ประกอบและค่าความร้อนที่หลากหลาย ระบบที่ได้รับความนิยมรองลงมาคือระบบเตาเผาแบบหมุน (rotary kiln) ระบบที่มีการจัดการขยะเบื้องต้นก่อนทำการเผาต้องมีระบบเพื่อการลดขนาด การบดตัด และการคัดแยก หรือในบางครั้งอาจมีระบบการผลิตเชื้อเพลิงจากขยะ (Refuse-Derived Fuel : RDF) ซึ่งทำให้มีความยุ่งยากในการปฏิบัติงานมากขึ้น ดังนั้นระบบดังกล่าวจึงมีการใช้งานอยู่ในวงจำกัด ระบบที่มีการจัดการขยะเบื้องต้นก่อนทำการเผา ในทางทฤษฎีอาจจัดให้เตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบด จัดอยู่ในพวกเดียวกันด้วย อย่างไรก็ตาม เทคโนโลยีฟลูอิดไดซ์เบดจัดว่าเทคโนโลยีที่ใหม่อยู่และมีการใช้งานเพื่อการเผาทำลายขยะมูลฝอยในวงจำกัดโดยทั่วไปใช้ในการกำจัดขยะมูลฝอยอุตสาหกรรม

เตาเผาแบบ Moving Grate

เตาเผาขยะแบบการเผาไหม้มวลเป็นระบบที่ใช้กันอย่างแพร่หลาย ซึ่งประกอบด้วยตะกรับที่สามารถเคลื่อนที่ได้และมีการเผาไหม้อยู่บนตะกรับนี้ โดยขณะเผาไหม้ตะกรับจะเคลื่อนที่และลำเลียงขยะจากจุดเริ่มต้นถึงจุดสุดท้าย ก้ามปูของ overhead crane จะทำหน้าที่จับขยะเพื่อป้อนลงไปไปในช่องป้อนก่อนที่จะหล่นเข้าไปในห้องเผาไหม้ของเตาเผาด้วยแรงโน้มถ่วง เมื่อขยะมูลฝอยตกลงไปวางบนตะกรับแล้วความร้อนในเตาเผาจะทำให้ขยะแห้งก่อนที่จะเกิดการเผาไหม้ด้วยอุณหภูมิสูงกับอากาศที่ใช้ในการเผาไหม้ จี๊เถ้า (รวมทั้งส่วนประกอบของขยะส่วนที่ไม่สามารถเผาไหม้ได้) จะหลุดออกจากตะกรับในลักษณะของ slag/bottom ash ผ่านหลุมถ่ายจี๊เถ้า ตะกรับจะทำหน้าที่เป็นเสมือนพื้นผิวด้านล่างของเตา การเคลื่อนที่ของตะกรับหากได้รับการออกแบบอย่างถูกต้องจะทำให้ขยะมีการขนย้ายและผสมผสานกันอย่างมีประสิทธิภาพและทำให้อากาศที่ใช้ในการเผาไหม้สามารถแทรกซึมไปทั่วถึงพื้นผิวของขยะ ตะกรับอาจถูกจัดแบ่งให้เป็นพื้นที่ย่อยเฉพาะซึ่งทำให้สามารถปรับปริมาณอากาศเพื่อใช้ในการเผาไหม้ได้อย่างอิสระและทำให้สามารถเผาไหม้ได้แม้ขยะที่มีค่าความร้อนต่ำ ตะกรับที่ใช้กับระบบเตาเผาขยะมีหลายแบบเช่น forward movement, backward movement, double movement, rocking และ roller เป็นต้น

ข้อได้เปรียบ

1. ไม่ต้องการการคัดแยกหรือบดตัดขยะมูลฝอยก่อน
2. เป็นเทคโนโลยีที่มีใช้กันอย่างแพร่หลายและได้รับการทดสอบแล้วสำหรับการเผาทำลายขยะมูลฝอยและมีสมรรถนะตรงตามวัตถุประสงค์
3. สามารถจัดการกับขยะมูลฝอยที่มีองค์ประกอบและค่าความร้อนที่เปลี่ยนแปลงตลอดเวลาได้เป็นอย่างดี
4. สามารถให้ค่าประสิทธิภาพเชิงความร้อนได้สูงถึง 85%
5. เตาเผาแต่ละเตาสามารถก่อสร้างให้มีความสามารถในการเผาทำลายได้ถึง 1,200 ตันต่อวัน (50 ตันต่อชั่วโมง)

ข้อเสียเปรียบ

เงินลงทุนและบำรุงรักษาค่อนข้างสูง

ผนังของห้องเผาไหม้ในเตาเผาขยะมักเป็นแบบบุด้วยอิฐทนไฟ (refractory wall) หรือแบบผนังน้ำ (water wall) สำหรับแบบหลังนี้ส่วนมากจะปฏิบัติงานโดยใช้อากาศส่วนเกินในปริมาณต่ำ ซึ่งช่วยให้ลดปริมาตรของห้องเผาไหม้และลดขนาดของอุปกรณ์ควบคุมมลพิษอากาศ

เตาเผาแบบหมุน (Rotary kiln incinerator)

ระบบเตาเผาแบบหมุนเป็นการเผาไหม้มวลของขยะมูลฝอยโดยใช้ห้องเผาไหม้ทรงกระบอกซึ่งสามารถหมุนได้รอบแกน ขยะจะเคลื่อนตัวไปตามผนังของเตาเผาทรงกระบอกตามการหมุนของเตาเผาซึ่งทำมุมเอียงกับแนวระดับ เตาเผาแบบหมุนส่วนใหญ่จะเป็นแบบผนังอิฐทนไฟ แต่ก็มีบ้างที่เป็นแบบผนังน้ำ ทรงกระบอกอาจมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางตั้งแต่ 1 ถึง 5 เมตร และยาวตั้งแต่ 8 ถึง 20 เมตร ความสามารถในการเผาทำลายขยะมูลฝอยมีตั้งแต่ 2.4 ตันต่อวัน (0.1 ตันต่อชั่วโมง) จนถึงประมาณ 480 ตันต่อวัน (20 ตันต่อชั่วโมง) อัตราส่วนอากาศส่วนเกินที่ใช้จะมีปริมาณที่มากกว่าแบบที่ใช้กับเตาเผาแบบตะกรับและอาจจะมากกว่าที่ใช้กับเตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบดด้วย สิ่งที่ตามมาก็คือ เตาเผาแบบหมุนจะมีประสิทธิภาพพลังงานที่ต่ำกว่าเล็กน้อยแต่ก็ยังคุ้มค่ามากกว่าร้อยละ 80 เนื่องจากว่าเวลาที่ใช้ในการเผาไหม้ (retention time) ของก๊าซไอเสียค่อนข้างสั้นเกินไปสำหรับการทำปฏิกิริยาการเผาไหม้ในเตาเผาแบบหมุน ดังนั้นเตาทรงกระบอกจึงมักมีส่วนต่อที่ให้เป็นห้องเผาไหม้หลัง (after-burning chamber) และมักรวมอยู่ในส่วนของหม้อน้ำด้วย

ข้อได้เปรียบ

1. ไม่ต้องการการคัดแยกหรือบดตัดขยะมูลฝอยก่อน
2. สามารถให้ค่าประสิทธิภาพเชิงความร้อนได้สูงถึง 80%
3. สามารถจัดการกับขยะมูลฝอยที่มีองค์ประกอบและค่าความร้อนที่เปลี่ยนแปลง

ตลอดเวลาได้เป็นอย่างดี

ข้อเสียเปรียบ

1. เป็นเทคโนโลยีที่มีใช้ในการเผาทำลายขยะมูลฝอยค่อนข้างน้อย
2. เงินลงทุนและบำรุงรักษาค่อนข้างสูง
3. ความสามารถในการเผาทำลายสูงสุดต่อหนึ่งเตาประมาณ 480 ตันต่อวัน (20 ตันต่อชั่วโมง)

เตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบด

เตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบดทำงานโดยอาศัยหลักการที่อนุภาคของแข็งที่รวมตัวเป็น bed ในเตาเผาผสมเข้ากับขยะมูลฝอยที่ทำหน้าที่เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการเผาไหม้จนทำให้ลอยตัวขึ้นอันเนื่องมาจากอากาศที่เป่าเข้าด้านล่างทำให้มันมีพฤติกรรมเหมือนกับของไหล เตาเผาโดยทั่วไปจะมีรูปร่างเป็นทรงกระบอกตั้งและวัสดุที่ทำ bed มักทำมาจากทรายซิลิกา หินปูน หรือวัสดุเซรามิกส์ การใช้งานเตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบดอยู่ในขั้นเริ่มต้น เนื่องจากการพัฒนาเทคโนโลยีเตาเผาอยู่อย่างสม่ำเสมอโดยเตาเผาที่มีข้อได้เปรียบที่สามารถลดปริมาณสารอันตรายได้และมีประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูง สามารถใช้ได้กับเชื้อเพลิงหลากหลายประเภท ข้อเสียเปรียบหลักของเตาเผาแบบนี้อยู่ที่ต้องการกระบวนการในการจัดการขยะมูลฝอยเบื้องต้นก่อนที่จะสามารถป้อนเข้าสู่เตาเผาได้ เพื่อให้ขยะมูลฝอยมีขนาด ค่าความร้อน ปริมาณขี้เถ้าที่อยู่ข้างในและอื่นๆให้ตรงต่อข้อกำหนดในการปฏิบัติงานของเตาเผา และเนื่องจากขยะมูลฝอยมีลักษณะสมบัติที่หลากหลายจึงทำให้เกิดความยากลำบากในการทำให้ได้เชื้อเพลิงที่ตรงตามความต้องการ

ข้อได้เปรียบ

1. เงินลงทุนและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาค่อนข้างต่ำเนื่องจากการออกแบบที่ค่อนข้างง่าย
2. สามารถให้ค่าประสิทธิภาพเชิงความร้อนได้สูงถึง 90%
3. สามารถใช้ในการเผาทำลายเชื้อเพลิงที่หลากหลายประเภทและสามารถรองรับได้ทั้งกากของแข็งและเหลวโดยเผาทำลายร่วมกันหรือแยกจากกัน

ข้อเสียเปรียบ

1. ณ ปัจจุบันยังจัดว่าเป็นเทคโนโลยีที่ต้องการการทดสอบอยู่สำหรับการเผาทำลายขยะมูลฝอยชุมชน
2. ค่อนข้างมีข้อจำกัดด้านขนาดและองค์ประกอบของขยะโดยทั่วไปต้องมีกระบวนการในการจัดการขยะก่อนส่งเข้าเตาเผา

การนำพลังงานกลับมาใช้ (Energy Recovery)

ประโยชน์หลักที่ได้รับจากการเผาไหม้ขยะมูลฝอยในเตาเผาได้แก่การนำเอาพลังงานที่มีอยู่ในขยะมูลฝอยกลับมาใช้ประโยชน์ใหม่ โดยการเผาทำลายขยะมูลฝอยในเตาเผาสามารถลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซมีเทนจากหลุมฝังกลบและสามารถใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ นอกจากนี้ยังเป็นการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยรวมด้วย ก๊าซร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้ในเตาเผาจะมีพลังงานที่เกิดจากการเผาไหม้ที่อยู่ในตัวด้วยมันจะถูกทำให้เย็นตัวลงในหม้อน้ำก่อนที่จะไหลเข้าสู่อุปกรณ์ควบคุมมลพิษอากาศชนิดของหม้อน้ำที่ติดตั้งขึ้นอยู่กับความต้องการพลังงานในรูปของน้ำร้อนเพื่อใช้กับระบบน้ำร้อน หรือไอน้ำเพื่อใช้ในกระบวนการอุตสาหกรรม หรือเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า ประสิทธิภาพเชิงความร้อนโดยรวมของโรงเผาขยะมูลฝอยชุมชนซึ่งรวมถึงระบบการผลิตพลังงานขึ้นอยู่กับพลังงานรูปสุดท้ายที่ต้องการใช้งาน การผลิตกระแสไฟฟ้าจะให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนที่ต่ำ และจะให้ราคาขายพลังงานที่สูง ในขณะที่การผลิตน้ำร้อนเพื่อใช้ในระบบเครือข่ายน้ำร้อนจะได้พลังงานที่มีราคาขายพลังงานที่ไม่แพงแต่จะให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนที่สูงกว่าและความยุ่งยากรวมทั้งต้นทุนและความต้องการการติดตั้งด้านเทคนิคค่อนข้างต่ำกว่า

เทคโนโลยีระบบผลิตก๊าซชีวภาพ

เทคโนโลยีที่ใช้ในการย่อยสลายสารอินทรีย์แบบไม่ใช้ออกซิเจนเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพมีความหลากหลาย ขึ้นอยู่กับแหล่งที่มาของสารอินทรีย์ที่นำมาใช้ในการผลิต โรงผลิตก๊าซชีวภาพโดยทั่วไปจะใช้มูลสุกร น้ำเสียจากโรงงานแปรงมัน โรงงานปาล์ม โรงหมักเบียร์ โรงกลั่นสุรา และโรงงานแปรรูปอาหาร รวมทั้งน้ำเสียจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์

ก๊าซชีวภาพ ซึ่งประกอบด้วย มีเทนร้อยละ 60-70 คาร์บอนไดออกไซด์ ร้อยละ 30-40 และไฮโดรเจนซัลไฟด์ น้อยกว่า 500 ส่วนต่ออากาศหนึ่งล้านส่วน (part per million; ppm) หลังผ่านกระบวนการทำให้ก๊าซสะอาด แล้วหากมีปริมาณมีเทน ร้อยละ 65 ก๊าซชีวภาพจะมีค่าความร้อนต่ำ 23 เมกะจูล/ลูกบาศก์เมตร ปริมาณก๊าซชีวภาพที่ได้จะขึ้นกับปริมาณสารอินทรีย์ที่มีอยู่ในน้ำเสีย โดยปกติแล้วกระบวนการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจนจะสามารถลดค่าซีโอดี ได้ประมาณร้อยละ 70 ซีโอดีที่ลดลงแต่ละกิโลกรัมจะสามารถผลิตมีเทนได้ประมาณ 0.32 ลูกบาศก์เมตร

ปริมาณก๊าซชีวภาพที่ได้จากกระบวนการผลิตโดยพื้นฐานจะขึ้นอยู่กับปริมาณและคุณภาพของของเสียที่ใช้เป็นวัตถุดิบ หากใช้มูลสัตว์จะได้ก๊าซชีวภาพประมาณ 20-22 ลูกบาศก์เมตรต่อ 1 ตัน ของน้ำเสีย และหากใช้น้ำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมจะได้ก๊าซชีวภาพ 2-200 ลูกบาศก์เมตรต่อ 1 ตันของปริมาณน้ำเสีย ปริมาณผลผลิตก๊าซชีวภาพที่ได้ขึ้นอยู่กับปริมาณของสารอินทรีย์ในน้ำเสียที่ป้อนเข้า นอกจากนี้ยังขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีที่ใช้อย่างมาก ปริมาณก๊าซชีวภาพจะมีค่าสูงก็ต่อเมื่อ ค่าซีโอดีในน้ำเสียที่ใช้เป็นวัตถุดิบมีค่าสูง มีการบำบัดในถังที่มีการให้ความร้อน และมีการปั่นหรือกวนน้ำเสียอย่างต่อเนื่อง

ถังเก็บสำรองก๊าซชีวภาพที่มีขนาดเท่ากับปริมาณก๊าซผลิตได้ในครึ่งวัน (half-day's production) จะมีความคุ้มค่าสำหรับอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซชีวภาพเพื่อผลิตไอน้ำเป็นช่วงๆ ถึง 3 กะต่อวัน หรือในกรณีที่ราคาไฟฟ้าที่ขายหรือใช้ทดแทนไฟฟ้าจากระบบในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (peak load) กับช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าปกติ (off peak load) มีความแตกต่างกันอย่างมาก ก็จะสมารถนำก๊าซชีวภาพที่เก็บสำรองไว้นี้มาใช้ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของวัน



ภาพที่ 47 โรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิงที่เป็นกลางต่อการเกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂-neutral fuel) แต่หากไม่มีการควบคุมการผลิตและการเก็บก๊าซชีวภาพที่ดีก็อาจทำให้เกิดการปล่อยก๊าซมีเทนซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกปริมาณมากออกสู่บรรยากาศได้ ต้นทุนการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ สำหรับโรงผลิตก๊าซชีวภาพของประเทศเดนมาร์กมีค่าประมาณ 5 ยูโรต่อการปล่อยก๊าซเทียบเท่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 1 ตัน ผลลัพธ์ที่ได้จากกระบวนการย่อยสลายของเสียที่เป็นสารอินทรีย์แบบไม่ใช้ออกซิเจนจะมีกลิ่นน้อยมากเมื่อเปรียบเทียบกับขยะสารอินทรีย์ดิบ

ข้อดีของการนำก๊าซชีวภาพมาใช้งาน

1. ต้นทุนการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำมาก เนื่องจากการปล่อยก๊าซมีเทนลดลง
2. สารอาหารที่สำคัญต่อสิ่งแวดล้อม ได้แก่ ไนโตรเจนและฟอสฟอรัส สามารถกระจายจากแหล่งที่มีการสะสมอยู่มาก เช่น ในเขตปศุสัตว์ คลอง และแม่น้ำ ไปยังบริเวณอื่นๆ ได้
3. ปุ๋ยที่ได้จากการย่อยสลายชีวมวลจะมีคุณค่าดีกว่าปุ๋ยที่ได้จากวัตถุดิบโดยตรง (น้ำเสีย) และสามารถนำมาใช้ได้อย่างสะดวกในพื้นที่เกษตรกรรม
4. โรงผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลมีข้อได้เปรียบอย่างมากในการหมุนเวียนสารอาหารกลับมาใช้ใหม่ในพื้นที่การเกษตรเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการกำจัดขยะรูปแบบอื่นๆ ซึ่งนับเป็นแนวทางการจัดการด้านเศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมที่ยั่งยืน
5. ก๊าซชีวภาพจัดเป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สามารถทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล จึงเป็นการเพิ่มเสถียรภาพด้านการจัดหาพลังงาน

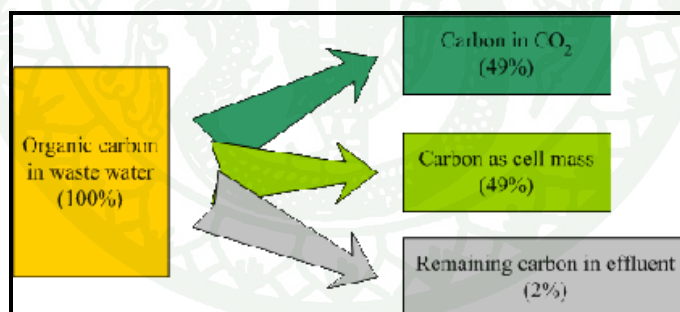
โรงผลิตก๊าซชีวภาพจะสร้างขึ้นเพื่อเหตุผลทางด้านเกษตรกรรม และ/หรือ สิ่งแวดล้อมเป็นส่วนใหญ่ มิได้มีวัตถุประสงค์โดยตรงเพื่อการผลิตพลังงาน ดังนั้นโรงผลิตก๊าซชีวภาพส่วนใหญ่จึงมิได้จัดตั้งขึ้นโดยบริษัทผลิตพลังงานทำให้การศึกษาความเหมาะสมในการนำมาใช้เพื่อการแก้ไขปัญหาด้านพลังงานทางเลือกจึงมักไม่ได้รับการพิจารณาเท่าที่ควร

เทคโนโลยีระบบก๊าซชีวภาพในประเทศไทย

กระบวนการบำบัดน้ำเสียด้วยวิธีทางชีวภาพ(Biological Wastewater Treatment) โดยอาศัยจุลินทรีย์ในการบำบัดน้ำเสีย สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 กระบวนการใหญ่คือ กระบวนการแบบใช้อากาศ และกระบวนการแบบไร้อากาศ

1. กระบวนการแบบใช้อากาศ (Aerobic digestion)

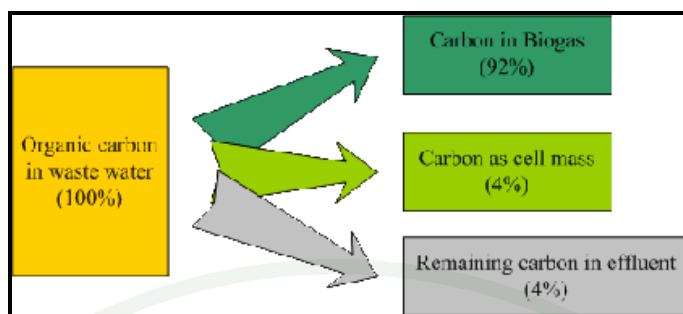
สารอินทรีย์ถูกย่อยสลายไปเป็นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และมีการสร้างเซลล์จุลินทรีย์ขึ้นจำนวนมาก (ประมาณร้อยละ 50 ของสารอินทรีย์ในน้ำเสียถูกเปลี่ยนเป็นเซลล์ของจุลินทรีย์) ซึ่งมีปฏิริยาในการย่อยสลายดังแสดงในภาพที่ 48 ข้อได้เปรียบของกระบวนการบำบัดแบบนี้คือระบบมีประสิทธิภาพสูงในการบำบัดน้ำเสียอีกทั้งใช้ระยะเวลาในการบำบัดสั้นแต่มีข้อเสียคือต้องเสียค่าใช้จ่ายในการบำบัดสูง เนื่องจากต้องมีการพ่นอากาศให้กับระบบ และยังต้องกำจัดตะกอนจุลินทรีย์ส่วนเกิน นอกจากนี้กระบวนการบำบัดแบบนี้ไม่สามารถใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพกับน้ำเสียที่มีปริมาณสารอินทรีย์สูงมากๆ เนื่องจากมีข้อจำกัดในการให้ออกซิเจนอย่างเพียงพอกับระบบ



ภาพที่ 48 การย่อยสลายสารอินทรีย์ของระบบบำบัดน้ำเสียแบบใช้อากาศ

2. กระบวนการแบบไร้อากาศ (anaerobic digestion)

กระบวนการนี้สารอินทรีย์ในน้ำเสียประมาณร้อยละ 80-90 ถูกย่อยสลายเป็นก๊าซมีเทนและคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งรวมเรียกว่า ก๊าซชีวภาพซึ่งมีปฏิริยาในการย่อยสลายสารอินทรีย์แสดงดังรูป



ภาพที่ 49 การย่อยสลายสารอินทรีย์ของระบบบำบัดน้ำเสียแบบไม่ใช้อากาศ

ระบบดังกล่าวนี้จุลินทรีย์ที่เกี่ยวข้องกับการย่อยสลายมีการเจริญเติบโตค่อนข้างช้าทำให้ระบบเริ่มต้น (Start up) ได้ช้า อีกทั้งประสิทธิภาพของระบบในการบำบัดจำเป็นต้องใช้ระยะเวลาในการกักเก็บของเหลว (Hydraulic Retention Time ; HRT) นานขึ้น ระบบบำบัดจึง มีขนาดใหญ่ นอกจากนี้ระบบยังมีการปรับตัวไม่ดีนักต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพแวดล้อม และในระหว่างกำจัดบางครั้งอาจมีก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (Hydrogen Sulfide) เกิดขึ้นด้วยทำให้มีกลิ่นเหม็น ระบบนี้จึงมีข้อจำกัดการใช้งาน แต่เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับระบบบำบัดแบบใช้อากาศ พบว่า ามีข้อดีและข้อเสีย ดังนี้

ข้อดี

1. ใช้พลังงานไฟฟ้าในการย่อยสลายสารอินทรีย์ต่ำ
2. มีการเกิดตะกอนส่วนเกินน้อยมาก
3. ต้องการสารอาหารโดยเฉพาะ N, P ต่ำ
4. สามารถเก็บเชื้อจุลินทรีย์ไว้ได้นาน
5. ได้ก๊าซชีวภาพมาเป็นพลังงาน
6. ไม่ต้องการเติมออกซิเจนให้กับระบบ ช่วยลดค่าใช้จ่ายในการกำจัดสามารถย่อยสลาย xenobiotic compounds เช่น chlorinated aliphatic hydrocarbons และ lignin ได้
7. สามารถรับน้ำเสียที่มีความเข้มข้นของสารอินทรีย์สูงๆ ได้

ข้อเสีย

1. เชื้อจุลินทรีย์เจริญเติบโตช้า
2. การเริ่มต้นระบบใช้เวลานาน
3. เสถียรภาพของระบบต่ำ
4. กลิ่นและแมลงรบกวน (ถ้าเป็นระบบเปิด)

เทคโนโลยีที่ใช้อากาศมักต้องอาศัยเครื่องจักรกลในการเติมอากาศให้กับน้ำเสียทำให้สิ้นเปลืองพลังงานและค่าใช้จ่าย โดยผลจากการบำบัดจะได้ออกมาเป็นคาร์บอนไดออกไซด์และน้ำ ส่วนเทคโนโลยีที่ไม่ใช้อากาศ หรือเรียกอีกอย่างว่า เทคโนโลยีการบำบัดน้ำเสียหรือของเสียโดยวิธีไร้อากาศ จะทำให้ได้ผลพลอยได้ออกมาเป็นก๊าซชีวภาพ ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์จากแบคทีเรียในระบบ ในทางกลับกัน ถ้าเราวางแผนที่จะผลิตก๊าซชีวภาพเป็นหลัก เราก็อาจเรียกเทคโนโลยีนี้ว่า ระบบก๊าซชีวภาพ (Biogas System) อันประกอบไปด้วย ระบบผลิตก๊าซชีวภาพ ระบบนำก๊าซชีวภาพไปใช้งาน และระบบบำบัดของเสีย

ระบบก๊าซชีวภาพ

ระบบก๊าซชีวภาพที่ใช้กันอย่างแพร่หลายมีหลายวิธีด้วยกัน ขึ้นอยู่กับชนิดและปริมาณของน้ำเสีย/ของเสีย โดยสรุปเทคโนโลยีที่ใช้ในประเทศไทยตามแหล่งที่มาของของเสีย/น้ำเสียได้ดังนี้

1. ระบบก๊าซชีวภาพจากอุตสาหกรรมทางการเกษตร

ปัจจุบันประเทศไทยมีโรงงานอุตสาหกรรมทางการเกษตร มากกว่า 5,000 โรงงาน ทั้งขนาดใหญ่และขนาดกลางกระจายทั่วประเทศ ซึ่งส่วนใหญ่เทคโนโลยีบำบัดน้ำเสียยังคงใช้ระบบ บ่อเปิด (Open Pond) แต่ก็มีโรงงานบางส่วนที่เริ่มมองหาเทคโนโลยีที่เหมาะสม โดยเทคโนโลยีการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศได้รับความสนใจเพิ่มมากขึ้น ได้แก่ โรงงานอุตสาหกรรมอาหาร โรงงานน้ำตาล โรงงานแป้งมันสำปะหลัง โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม โรงฆ่าสัตว์ เป็นต้น

2. ระบบก๊าซชีวภาพจากขยะมูลฝอย

การกำจัดขยะชุมชนในพื้นที่ต่างๆ ส่วนใหญ่นิยมใช้วิธีการฝังกลบ ซึ่งที่ถูกต้องควรจะเป็นการฝังกลบอย่างถูกหลักสุขาภิบาล (Sanitary Landfill) โดยสามารถผลิตก๊าซจากหลุมขยะ (Landfill Gas) เป็นผลพลอยได้ได้ด้วย แต่เทคโนโลยีการผลิตก๊าซจากหลุมขยะในเมืองไทยในปัจจุบันยังคงประสบปัญหาด้านคุณภาพ และปริมาณซึ่งไม่คงที่ของก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้น ปัจจุบันมีเฉพาะที่เทศบาลเมืองระยอง จังหวัดระยอง ที่ใช้เทคโนโลยีระบบ CSTR เพื่อย่อยสลายขยะอินทรีย์ในถังหมักแบบไร้อากาศ

3. ระบบก๊าซชีวภาพจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์

สำหรับประเทศไทย ฟาร์มเลี้ยงสัตว์ที่มีการใช้เทคโนโลยีระบบก๊าซชีวภาพมากที่สุด คือ ฟาร์มสุกร โดยแบ่งกลุ่มฟาร์มสุกรออกเป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

3.1 ฟาร์มขนาดใหญ่ หรือ ฟาร์มเลี้ยงสุกรประเภท ก (เทียบเท่าจำนวนสุกรขุนมากกว่า 5,000 ตัว หรือ มากกว่า 600 หน่วยปศุสัตว์*) *หนึ่งหน่วยปศุสัตว์ = 500 กิโลกรัม เทคโนโลยีระบบก๊าซชีวภาพที่ใช้ ได้แก่ UASB, HSS-UASB และ Covered Lagoon

3.2 ฟาร์มขนาดกลาง หรือ ฟาร์มเลี้ยงสุกรประเภท ข (เทียบเท่าจำนวนสุกรขุนตั้งแต่ 500 - 5,000 ตัว หรือ 60 - 600 หน่วยปศุสัตว์) เทคโนโลยีระบบก๊าซชีวภาพที่ใช้ ได้แก่ UASB, MC-UASB-1 และ Covered Lagoon

3.3 ฟาร์มขนาดเล็ก ฟาร์มเลี้ยงสุกรประเภท ค (เทียบเท่าจำนวนสุกรขุน 50 - 500 ตัว หรือ 6 - 60 หน่วยปศุสัตว์) เทคโนโลยีระบบก๊าซชีวภาพที่ใช้ ได้แก่ Fixed Dome และ Covered Lagoon

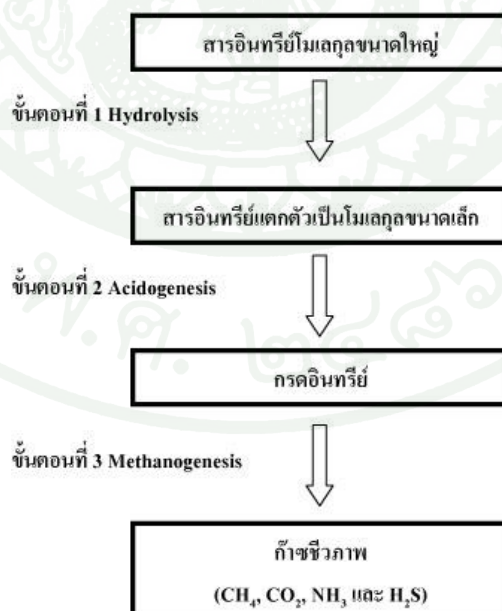
สำหรับเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตก๊าซชีวภาพเป็นเทคโนโลยีบำบัดน้ำเสียโดยไม่ใช้อากาศ ประกอบด้วย 3 ขั้นตอนดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 Hydrolysis ขั้นตอนนี้สารอินทรีย์ยังอยู่ในรูปโมเลกุลใหญ่ไม่สามารถจะย่อยสลายได้ทันที จำเป็นที่จะต้องมีการทำให้เกิดการแตกตัวเป็นโมเลกุลเล็กเสียก่อน โดยมีแบคทีเรียกลุ่มแรกปล่อยเอนไซม์มาช่วยเร่งการแตกตัวของโมเลกุล แบคทีเรียกลุ่มนี้จะได้รับสารอาหารบางชนิดจากสารอินทรีย์ผ่านการดูดซึมเข้าสู่เซลล์ได้โดยตรง

ขั้นตอนที่ 2 Acidogenesis แบคทีเรียอีกกลุ่มจะทำการย่อยสลายโมเลกุลที่แตกตัวแล้วจากขั้นตอนแรกให้เป็นกรดอินทรีย์(Organic Acid) ซึ่งได้แก่ Acetic Acid, น้ำ (H_2O) และ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เป็นต้น แบคทีเรียที่กลุ่มนี้เรียกว่า Acid Forming Bacteria เป็นแบคทีเรียที่อยู่ได้ทั้งในสภาพที่มีออกซิเจนหรือไม่มีออกซิเจน

ขั้นตอนที่ 3 Methanogenesis ในขั้นตอนนี้แบคทีเรียอีกกลุ่มหนึ่งซึ่งเรียกว่า Methanogens หรือ Methane Forming Bacteria จะทำการเปลี่ยน Acetic Acid และไฮโดรเจน (H) เป็นก๊าซมีเทน (CH_4) และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แบคทีเรียพวกนี้เป็นชนิดที่ต้องอยู่ในสภาพที่ไร้ออกซิเจนจริงๆ (Obligate Anaerobic Bacteria) ปริมาณก๊าซมีเทนที่เกิดขึ้นในขั้นตอนนี้จะขึ้นอยู่กับปริมาณของ Acetic Acid จากปฏิกิริยาก่อนหน้านี้

จะเห็นได้ว่ากระบวนการผลิตก๊าซชีวภาพจะต้องอาศัยการทำงานร่วมกันของแบคทีเรียหลายๆ กลุ่มดังที่กล่าวมาแล้ว โดยความสามารถในการย่อยสลายของแต่ละกลุ่มก็จะมีผลซึ่งกันและกัน และมีผลต่อความสามารถในการผลิตก๊าซชีวภาพ สำหรับส่วนประกอบอื่นๆซึ่งอาจเป็นสารอินทรีย์ที่ย่อยสลายยากก็จะเหลือเป็นกากตะกอนอินทรีย์ และสารอนินทรีย์ก็จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงหลังจากที่ออกจากระบบแล้ว



ภาพที่ 50 แสดงขั้นตอนกระบวนการสลายแบบไร้อากาศ

ระบบผลิตก๊าซชีวภาพกับน้ำเสีย

การประยุกต์ระบบหมักผลิตก๊าซชีวภาพกับน้ำเสียอุตสาหกรรม ในช่วงแรกมีวัตถุประสงค์เพื่อลดค่าใช้จ่ายการบำบัด รูปแบบระบบหมักส่วนใหญ่เป็นบ่อหมัก โดยก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจะถูกปล่อยทิ้งสู่บรรยากาศ นอกจากสูญเสียก๊าซชีวภาพแล้วยังมีปัญหากลิ่นเหม็นรบกวนจากบ่อหมัก และต้องการพื้นที่มากในการสร้างบ่อหมัก ดังนั้นปัจจุบันการใช้ระบบบ่อหมักจึงลดต่ำลงมาก ระบบหมักแบบตัวกลางกรอง (AF) มักนิยมใช้กับน้ำเสียปริมาณน้อย ๆ เช่น น้ำเสียจากโรงงานผลิตกล้วยเดี่ยว เป็นต้น ก๊าซชีวภาพยังคงไม่ถูกนำไปใช้ประโยชน์เนื่องจากมีปริมาณน้อย จุดประสงค์หลักเพื่อการบำบัดน้ำเสีย การนำก๊าซชีวภาพมาใช้ประโยชน์นั้นเกิดขึ้นเพียงไม่กี่โรงงานที่มีปริมาณก๊าซชีวภาพผลิตได้สูง และสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้

โรงงานกลุ่มสุราเป็นอุตสาหกรรมกลุ่มแรกที่มีการนำเทคโนโลยีผลิตก๊าซชีวภาพเข้ามาใช้อย่างจริงจัง โดยน้ำเสียของโรงงานสุรา ซึ่งเรียกว่าน้ำกากส่ามีความเข้มข้นสารอินทรีย์สูงมาก โดยวัดในรูปบีโอดี เท่ากับ 30,000 – 50,000 มิลลิกรัมต่อลิตร และซีโอดี เท่ากับ 100,000 – 120,000 มิลลิกรัมต่อลิตร นอกจากนี้ยังมีสีน้ำตาลเข้ม โดยอดีตโรงงานไม่มีระบบบำบัดน้ำเสีย จึงก่อปัญหาอย่างมากต่อชุมชนที่อาศัยอยู่ใกล้เคียง ดังนั้นทางโรงงานจึงถูกบังคับให้แก้ไขปัญหาดังกล่าวโดยเร่งด่วนจึงได้นำเทคโนโลยีการเผาไหม้และยังคงใช้อยู่ที่โรงงานสุราบางยี่ขัน ถึงแม้ว่าวิธีการเผาส่งสามารถกำจัดน้ำเสียได้หมดสิ้น แต่พบว่ามีค่าใช้จ่ายสูงมากดังนั้นต่อมาโรงงานสุราทุกแห่งจึงหันมาใช้เทคโนโลยีผลิตก๊าซชีวภาพแทน โดยน้ำเสียจากโรงงานทั้งสองส่วนคือน้ำกากส่าจากการกลั่นสุราและน้ำล้างขวด จะไหลรวมกันเข้าสู่ระบบหมักแบบ UASB และสองขั้นตอน โดยถังหมักกรดมียขนาดจุ 450 ลูกบาศก์เมตร และถังหมักมีเรนเป็นแบบ UASB มีขนาดจุ 3,000 ลูกบาศก์เมตร ก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจะถูกนำไปใช้ผลิตไอน้ำ น้ำเสียที่ผ่านระบบหมักแล้วจะไหลลงบ่อหมักจุ 100,000 – 300,000 ลูกบาศก์เมตร จากนั้นน้ำเสียจากบ่อหมักจะถูกสูบไปกำจัดต่อไปโดยการทำปุ๋ยหมัก ความเข้มข้นสารอินทรีย์ในน้ำกากส่าแปรผันในช่วง 55,000 – 150,000 mg/l ซึ่งขึ้นกับคุณสมบัติกากน้ำตาลที่ใช้ในการผลิตอัตราป้อนสารอินทรีย์เหมาะสมอยู่ในช่วง 3 – 5 kgCOD/m³d ประสิทธิภาพการกำจัดสารอินทรีย์ประมาณ 60% ที่อัตราป้อนสารอินทรีย์ 4.5 kgCOD/m³d ระบบหมักสามารถผลิตก๊าซชีวภาพได้ประมาณ 3,200 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ซึ่งสามารถช่วยลดการใช้น้ำมันเตาในการผลิตไอน้ำประมาณ 30% คิดเป็นเงินประมาณ 1.5 ล้านบาท/ปี

ความเหมาะสมการประยุกต์ใช้ระบบผลิตก๊าซชีวภาพขึ้นกับลักษณะคุณสมบัติน้ำเสียนั้น ดังได้กล่าวมาแล้ว ประโยชน์สองประการที่ได้จากระบบผลิตก๊าซชีวภาพคือ ทำให้ค่าใช้จ่ายการบำบัดน้ำเสียลดต่ำลง และช่วยลดการใช้สารพลังงานอีกด้วย ในส่วนการลดค่าใช้จ่ายการบำบัดน้ำเสียมาจากก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้ ช่วยลดการใช้สารเชื้อเพลิง และมาจากค่าใช้จ่ายส่วนการบำบัดน้ำเสียลดต่ำลง ดังนั้นการพิจารณาความเหมาะสมการประยุกต์ใช้ระบบหมักผลิตก๊าซชีวภาพควรจะเปรียบเทียบกับวิธีการบำบัดอื่นๆ ถ้าการนำระบบผลิตก๊าซชีวภาพมาประยุกต์ใช้ร่วมในระบบบำบัดน้ำเสียสามารถลดค่าใช้จ่าย เมื่อเปรียบเทียบกับระบบบำบัดอื่นๆ ที่ไม่มีระบบหมักผลิตก๊าซชีวภาพ ก็สรุปได้ว่าการประยุกต์ใช้ระบบหมักผลิตก๊าซชีวภาพกับน้ำเสียนั้นมีความเหมาะสม

น้ำเสียอุตสาหกรรมที่มีความเข้มข้นสารอินทรีย์สูง จะให้ปริมาณก๊าซชีวภาพสูง ซึ่งจะยิ่งทำให้น้ำเสียนั้นมีความเหมาะสมนำไปผลิตก๊าซชีวภาพ ตารางที่ 8 แสดงประเภทอุตสาหกรรมที่มีน้ำเสียเหมาะสมในการผลิตก๊าซชีวภาพ ซึ่งจะเห็นว่าค่าบีโอดีสูงมาก

นอกจากการพิจารณาว่าค่าบีโอดีของน้ำเสียสูงจึงจะเหมาะสมในการผลิตก๊าซชีวภาพแล้ว จำเป็นต้องพิจารณาว่าโรงงานมีความต้องการพลังงานในกระบวนการผลิตมากน้อยอย่างไร ก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้สามารถนำไปทดแทนสารเชื้อเพลิงได้หรือไม่ ถ้าได้ก็จะทำในการนำระบบหมักผลิตก๊าซชีวภาพมีความเหมาะสมมากขึ้น การนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์โดยตรงและง่ายที่สุดคือการนำไปเผาให้ความร้อนในการผลิตไอน้ำ นอกจากนี้ยังสามารถนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า และขับเคลื่อนเครื่องจักรกลแต่จะยุ่งยากและมีประสิทธิภาพต่ำกว่า

การนำกระบวนการหมักผลิตก๊าซชีวภาพไปใช้กับน้ำเสียอุตสาหกรรมจำเป็นต้องคำนึงถึง การบำบัดขั้นสองด้วย เพื่อให้ได้น้ำเสียที่บำบัดแล้วได้ตามมาตรฐานน้ำทิ้ง

เทคโนโลยีผลิตก๊าซชีวภาพหรือระบบบำบัดชีวภาพไม่ใช้ออกซิเจนจะมีความเหมาะสมประยุกต์ใช้กับน้ำเสียอุตสาหกรรมที่มีปริมาณความเข้มข้นสารอินทรีย์สูง และนำก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้สามารถนำไปใช้ทดแทนสารเชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการผลิตซึ่งทำให้สามารถลดค่าใช้จ่ายการบำบัดให้ต่ำลง และสามารถช่วยลดการใช้สารเชื้อเพลิงอีกด้วยเนื่องด้วยเทคโนโลยีผลิตก๊าซชีวภาพต้องประยุกต์ใช้กับน้ำเสียที่มีความเข้มข้นสารอินทรีย์สูงจึงจำเป็นต้องมีขั้นตอนบำบัดต่อเนื่อง เพื่อให้ น้ำเสียที่บำบัดแล้วเป็นไปตามมาตรฐานน้ำทิ้ง

ตารางที่ 7 ประสิทธิภาพระบบผลิตก๊าซชีวภาพของโรงงานสุราในกลุ่มสุราทิพย์ในช่วงเดือน
สิงหาคม 2541

จังหวัด	อัตราน้ำ เสีย (m ³ /d)	COD (mg/l)	COD loading KG (COD/m ³ d)	ประสิทธิภาพ การกำจัด COD (%)	ประสิทธิภาพ การผลิตก๊าซ ชีวภาพ (m ³ /d)
ปราจีนบุรี	90	136,000	4.20	77	2,394
บุรีรัมย์	90	155,000	4.62	58	3,967
อุบลราชธานี	157	86,000	4.64	57	3,673
ขอนแก่น	24	69,000	0.55	39	-
หนองคาย	137	55,000	2.53	63	2,949
เชียงใหม่	65	135,000	2.94	54	3,224
อุดรธานี	138	75,000	3.41	66	3,410
นครสวรรค์	96	106,000	3.38	41	2,632
กาญจนบุรี	104	90,000	3.16	63	2,798
สุราษฎร์ธานี	66	127,000	7.18	61	4,059

ตารางที่ 8 ประเภทน้ำเสียที่มีความเหมาะสมบำบัดแบบไม่ใช้ออกซิเจนทั้งเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพและเพื่อการบำบัด

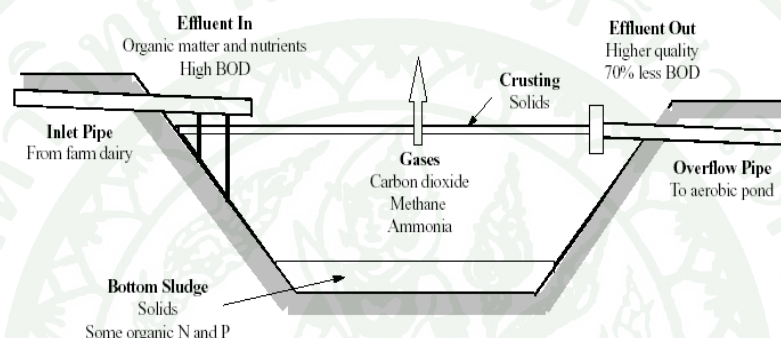
ประเภทอุตสาหกรรม	BOD (mg/l)
โรงงานสุรา	30,000-50,000
โรงงานน้ำมันปาล์ม	10,000-47,000
โรงงานผลิตเยื่อกระดาษ	8,000-10,000
โรงงานผลิตวุ้นเส้น	20,000
โรงงานผลิตแป้งมันสำปะหลัง	1,500-15,000
โรงงานผลิตซอส และซีอิ๊ว	3,000-8,000
โรงงานผลิตแอลกอฮอล์	50,000
โรงงานผลิตกะทิกระป๋อง	4,000-8,000

รูปแบบระบบผลิตก๊าซชีวภาพ

ระบบผลิตก๊าซชีวภาพหรือระบบบำบัดน้ำเสียแบบไม่ใช้ออกซิเจนถูกนำมาใช้ในการกำจัดตะกอนส่วนเกินจากระบบบำบัดน้ำเสียแบบใช้ออกซิเจน ทั้งนี้เพื่อลดปริมาตรและทำให้ตะกอนคงสภาพดีขึ้น ในอดีตที่ผ่านมาได้มีการนำเทคโนโลยีดังกล่าวมาใช้ในการบำบัดน้ำเสียอุตสาหกรรมอย่างแพร่หลายมากขึ้นอย่างมากด้วยเหตุผลหลักสองประการคือช่วยลดค่าใช้จ่ายในการบำบัดน้ำเสีย และสามารถช่วยลดการใช้สารพลังงานของโรงงาน โดยรูปแบบระบบผลิตก๊าซชีวภาพที่นิยมมีดังนี้

1. บ่อหมัก (Anaerobic Pond)

ทำงานโดยอาศัยแบคทีเรียที่ลอยกระจายตัวอยู่ในบ่อ แบคทีเรียในระบบจะมีความเข้มข้นต่ำทำให้ต้องใช้ระยะเวลาในการย่อยสลายสารอินทรีย์นานอยู่ระหว่าง 5 – 45 วัน ทำให้ต้องใช้พื้นที่บ่อใหญ่มาก หากต้องการรวบรวมก๊าซชีวภาพมาใช้ต้องคลุมด้วยพลาสติก เช่น PVC, HDPE



ภาพที่ 51 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบ บ่อหมัก Anaerobic Pond

2. ระบบบ่อปิด (Covered Lagoon)

บ่อหมักระบบปิดเป็นบ่อหมักก๊าซอีกรูปแบบหนึ่ง โครงสร้างบ่ออาจเป็นบ่อคอนกรีตหรือดินขุดก็ได้ในกรณีที่เป็นบ่อดินขุดอาจปูแผ่นยางที่ใช้ปูสระเก็บน้ำมาปูทับเพื่อไม่ให้เกิดการรั่วซึมของเสียลงสู่ดิน ด้านบนของบ่อคลุมด้วยผืนพลาสติกขนาดใหญ่เพื่อรวบรวมก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นในบ่อและเพื่อป้องกันไม่ให้กลิ่นแพร่กระจาย หลักการทำงานของระบบนี้เนื่องจากด้านบนมีพลาสติกคลุมทำให้จุลินทรีย์สามารถย่อยสลายอินทรีย์ในน้ำเสียในสภาพไร้ออกซิเจนได้ซึ่งก่อให้เกิดก๊าซชีวภาพ



ภาพที่ 52 ระบบบ่อปิด (Covered Lagoon)

3. บ่อโดมคงที่ (Fixed Dome)

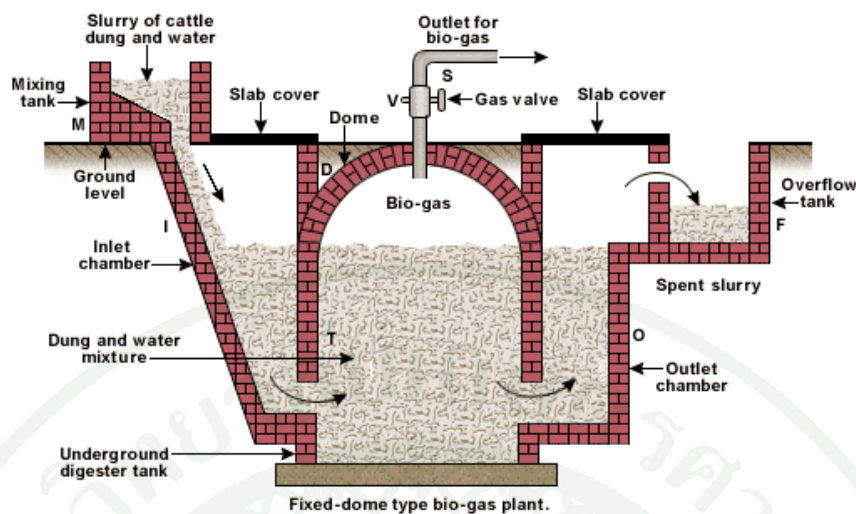
เป็นบ่อหมักก๊าซที่ส่งเสริมให้มีการใช้ในฟาร์มสุกรขนาดเล็ก โดยทั่วไปจะมีลักษณะเป็นทรงกลมฝังอยู่ใต้ดิน ส่วนที่เก็บก๊าซมีลักษณะเป็นโดม ซึ่งข้อดีของระบบนี้คือประหยัดพื้นที่บริเวณฟาร์มเนื่องจากถังหมักอยู่ใต้ผิวดิน จึงทำให้สามารถระบายน้ำมูลสุกรจากโรงเรือนไปสู่บ่อหมักโดยอาศัยแรงโน้มถ่วง อุณหภูมิในบ่อหมักค่อนข้างคงที่ ทำให้การหมักของมูลสัตว์เป็นไปอย่างต่อเนื่อง สำหรับข้อเสียของระบบนี้คือในบริเวณที่ระดับน้ำใต้ดินสูง การทำงานและการสร้างบ่อหมักจะค่อนข้างลำบาก และในบริเวณส่วนโค้งของถังหมักจะต้องใช้เทคนิคและความชำนาญสูง

ส่วนประกอบของบ่อโดมคงที่มีดังนี้

3.1 บ่อเติมมูลสัตว์ (Mixing Chamber) เป็นพื้นที่สำหรับการผสมมูลสัตว์กับน้ำก่อนเติมลงในบ่อหมัก

3.2 บ่อหมัก (Digester Chamber) เป็นพื้นที่สำหรับรับมูลสัตว์และน้ำจากบ่อเติมมูลสัตว์มาหมักให้เกิดก๊าซมีเทนและก๊าซอื่นๆ ซึ่งก๊าซที่เกิดขึ้นจะผลักดันให้มูลสัตว์และน้ำที่อยู่ด้านล่างของบ่อหมักไหลไปอยู่ก้นบ่อ

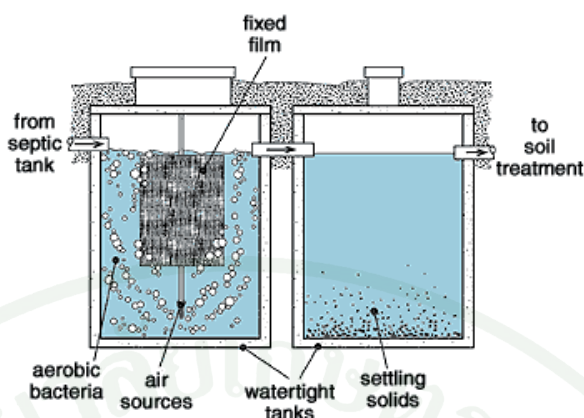
3.3 บ่อล้น (Expansion Chamber) เป็นพื้นที่สำหรับรับมูลสัตว์และน้ำที่ถูกก๊าซผลักดันจากบ่อหมัก โดยการทำงานจะเป็นระบบไดนามิก คือเมื่อก๊าซเกิดขึ้นภายในบ่อหมักก๊าซจะมีแรงผลักดันมูลสัตว์และน้ำที่อยู่ส่วนด้านล่างให้ทะลักขึ้นไปเก็บไว้ในบ่อล้น เมื่อนำก๊าซไปใช้น้ำในบ่อล้นจะไหลย้อนกลับเข้าไปในบ่อหมักเพื่อผลักดันก๊าซให้มีความดันเพียงพอที่จะนำไปใช้งานได้



ภาพที่ 53 บ่อโดมคงที่ (Fixed Dome)

4. ระบบหมักแบบถังกรองไร้ออกซิเจน (AF, Anaerobic Filter หรือ Anaerobic Fixed Film)

ระบบได้ถูกพัฒนาให้มีความสามารถในการเก็บกักตะกอนจุลินทรีย์ได้ดีขึ้นจากถังหมักที่อาศัยการทำงานของตะกอนจุลินทรีย์แขวนลอยในน้ำเสียมาเป็นแบบระบบที่อาศัยการทำงานของจุลินทรีย์ที่ยึดเกาะกับตัวกลาง จากภาพที่ 54 แสดงให้เห็นถึงลักษณะทั่วไปของเครื่องกรองแบบไม่ใช้อากาศส่วนประกอบที่สำคัญคือถังสูงที่มีลักษณะคล้ายถังกรองแต่บรรจุภายในด้วยหินขนาด 1.5–2 นิ้ว หรืออาจใช้ตัวกลางพลาสติกแทนก็ได้ น้ำเสียจะไหลจากข้างล่างขึ้นข้างบน ลักษณะเช่นนี้จะทำให้น้ำท่วมตัวกลางอยู่ตลอดเวลา ถ้าทำให้แบคทีเรียส่วนใหญ่ถูกจับอยู่ภายในถังกรองน้ำที่ไหลออก มาจะมีความใสโดยไม่ต้องใช้ถังตกตะกอนต่างหาก โดยปกติเครื่องกรองไม่ใช้อากาศมีขนาดเล็กกว่าถังย่อยแบบธรรมดาเพราะมีอัตราบำบัดสูงกว่า(ใช้เวลากักน้ำต่ำกว่า) อย่างไรก็ตามเครื่องกรองแบบไม่ใช้อากาศมีจุดอ่อนบางอย่างที่ต้องแก้ไข คือ หากความเร็วของน้ำในถังปฏิกิริยาเกิน 2 เมตร/วัน จะเกิดการชะเอา Floc Sludge ออกจากระบบ ทำให้ประสิทธิภาพของระบบลดลง และหากเกิด Fixed Film มากจนควบคุมไม่ได้ก็จะเกิดการอุดตันและเกิดการไหลลัดวงจร ทำให้ประสิทธิภาพลดลง จากข้อด้อยดังกล่าวทำให้ต้องใช้พื้นที่มากและมีความยุ่งยากในการบำรุงรักษา อีกทั้งตัวกลางที่มีคุณสมบัติที่ดีครบถ้วนจะมีราคาแพง (6,000 บาท/ลูกบาศก์เมตร) ถังกรองไร้ออกซิเจนจึงไม่ได้รับความนิยมมาใช้งานกับระบบขนาดใหญ่ แต่ก็มีการใช้งานอยู่บ้างกับระบบขนาดเล็กและขนาดกลาง



ภาพที่ 54 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบ ถังกรองไร้ออกซิเจน (Anaerobic Filter)

ข้อดี

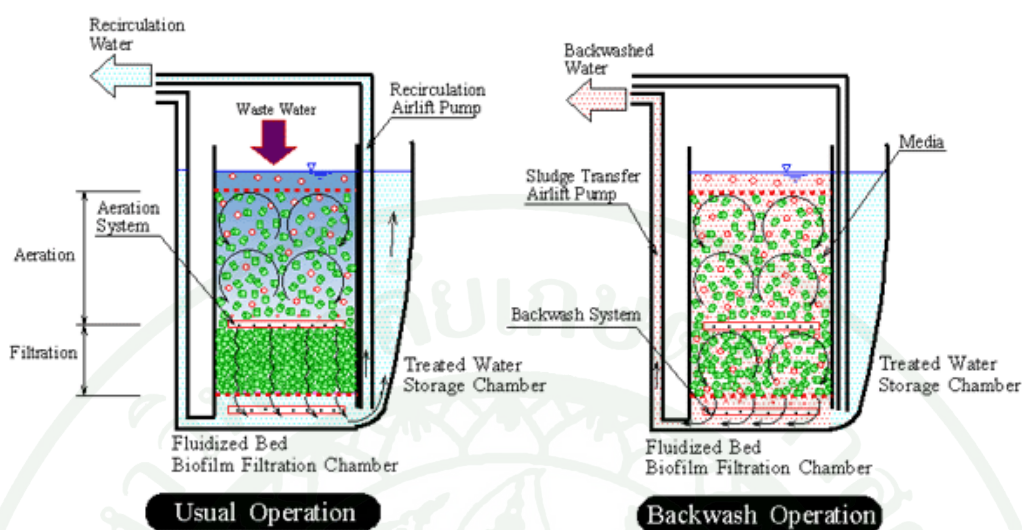
1. สามารถรับปริมาณสารอินทรีย์ได้สูง
2. ทนทานต่อการเปลี่ยนแปลงของน้ำเสีย
3. ง่ายต่อการควบคุมระบบ

ข้อเสีย

1. ค่าก่อสร้างระบบสูงกว่าระบบอื่น ๆ เนื่องจากราคาของวัสดุกรองที่สูง
2. มีปัญหาอุดตันในระยะยาว

5. ระบบหมักแบบชั้นลอยตัวแบบไม่ใช้อากาศ (AFB, Anaerobic Fluidized Bed)

ระบบนี้เป็นระบบที่ได้พัฒนามาจากระบบถังกรองไร้ออกซิเจน มีการดัดแปลงระบบ โดยเปลี่ยนตัวกลางที่เป็นชนิดติดอยู่กับที่มาใช้ตัวกลางที่สามารถเคลื่อนไหวได้และมีพื้นที่ผิวมากๆ ซึ่งตัวกลางดังกล่าวจะเป็นทราย, Anthracite, Activated Carbon หรือวัสดุอื่นๆ ที่มีขนาดใกล้เคียงเม็ดทราย การทำงานของระบบจะให้ตัวกลางมีการเคลื่อนไหวตลอดเวลาจึงไม่เกิดการอุดตัน และระบบยังมีพื้นที่ผิวของฟิล์มจุลินทรีย์ต่อหน่วยปริมาตรมากกว่าถังกรองไร้ออกซิเจนอีกด้วย ซึ่งทำให้ระบบสามารถรับภาระบรรทุกสารอินทรีย์ได้สูงกว่า แต่ข้อเสียของระบบนี้คือ ต้องสิ้นเปลืองพลังงานจำนวนมากในการที่จะทำให้การขยายตัวของชั้นตัวกลาง และที่สำคัญที่สุดคือ มีการนำระบบมาใช้งานจริงในระดับ Full Scale น้อยมากในประเทศไทย



ภาพที่ 55 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบชั้นลอยตัวแบบไม่ใช้อากาศ

ข้อดี

มีประสิทธิภาพสูงมาก

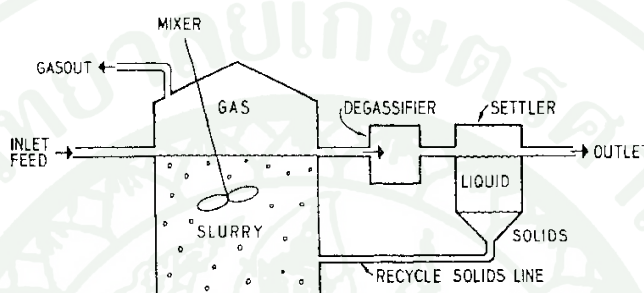
ข้อเสีย

1. มีความยุ่งยากในการออกแบบ
2. มีค่าใช้จ่ายสูงทั้งการก่อสร้างระบบหมักและการควบคุมดูแล เนื่องจากต้องมีการหมุนเวียนอัตราน้ำไหลขึ้นที่สูงและคงที่ตลอดเวลา ควบคุมดูแลดังนี้จึงทำให้ระบบหมักแบบนี้ไม่นิยมใช้ในอุตสาหกรรม

6. ระบบหมักแบบถังย่อยแบบสัมผัส (AC, Anaerobic Contact)

ถังย่อยแบบสัมผัส ใช้ในการกำจัดสารอินทรีย์ที่อยู่ในน้ำเสีย สารอินทรีย์ที่ต้องการกำจัดอาจเป็นของแข็งหรือสารละลายก็ได้ ถังย่อยแบบสัมผัสนี้อาจเป็นถังปฏิกรณ์แบบมีการหมุนเวียนตะกอนหรือไม่มีก็ได้ แต่นิยมใช้แบบที่มีการหมุนเวียนตะกอน ดังภาพที่ 56 โดยถังกวนสมบูรณ์ จะมีถังตกตะกอนขนาดใหญ่ทำหน้าที่แยกแบคทีเรียออกจากน้ำเสียเพื่อนำตะกอนจุลินทรีย์มาหมุนเวียนกลับเข้าถังกวนสมบูรณ์ใหม่ เพื่อรักษาปริมาณจุลินทรีย์ในระบบถังกวนสมบูรณ์จะเลี้ยงแบคทีเรียชนิด Floc Sludge ให้มีความเข้มข้นสูงประมาณ 10,000 – 30,000 มิลลิกรัมต่อลิตร

โดยทั่วไประบบจะสามารถรับภาระบรรทุกสารอินทรีย์ได้สูงสุด 6 กก.COD/ลูกบาศก์เมตรต่อวัน จากการที่ระบบต้องมีถังตกตะกอนและการหมุนเวียนตะกอนกลับทำให้ถังหมักมีค่าก่อสร้างและค่าใช้จ่ายในการเดินระบบบำบัดใกล้เคียงกับระบบเติมอากาศ ซึ่งจะแพงกว่าระบบไร้ออกซิเจนประเภทอื่น ๆ อีกทั้งมีปัญหาในการควบคุมให้ Floc Sludge ตกตะกอน ระบบนี้จึงไม่เป็นที่นิยมในหมู่วิศวกรผู้ออกแบบคนไทยทำให้มีใช้กันน้อยมาก ส่วนในต่างประเทศนิยมใช้กันมากในอดีต



ภาพที่ 56 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบสัมผัสโดยใช้ถังกวนสมบูรณ์

ข้อดี

1. มีประสิทธิภาพสูงในการย่อยสลายสูง สามารถรับภาระปริมาณการเติมสารอินทรีย์สูง ช่วยลดระยะเวลาในการกักเก็บน้ำเสียในถังหมัก
2. ค่าก่อสร้างระบบหมักไม่สูงมากนัก

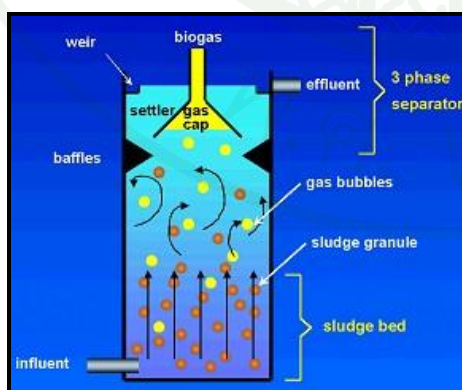
ข้อเสีย

1. มีความยุ่งยากในการออกแบบและควบคุมดูแลระบบเนื่องจากต้องระวังในการควบคุมปริมาณแบคทีเรียในระบบให้เหมาะสม
2. ต้องมีการกวนผสมในถังหมักตลอดเวลา
3. ตะกอนแบคทีเรียมีคุณสมบัติจืดจางยาก อาจจำเป็นต้องมีอุปกรณ์อื่นที่ช่วยทำให้ตะกอนแบคทีเรีนี้นิ่มตัวดีขึ้น
4. มักใช้น้ำเสียปริมาณสูง ซึ่งทำให้ค่าก่อสร้างระบบต่ำกว่ามาก เมื่อเปรียบเทียบกับระบบหมัก AF

7. ระบบหมักแบบ UASB (Up flow Anaerobic Sludge Blanket)

ลักษณะการทำงานของบ่อ UASB คือน้ำเสียจะถูกส่งเข้าถังถึง ตะกอนแบคทีเรียที่ก้นถัง แบ่งเป็น 2 ชั้น ชั้นล่าง (Sludge Bed) เป็นตะกอนเม็ด เป็นแบคทีเรียชนิดเส้นใยยาวเกาะกันแน่น มีความหนาแน่นสูง ส่วนชั้นที่ 2 เรียกว่า Sludge Blanket เป็นแบคทีเรียตะกอนแขวนลอยของถัง หมักจะมีอุปกรณ์แยกก๊าซชีวภาพและตะกอนแบคทีเรีย (Gas-Solid Separator)

ระบบ UASB เป็นระบบที่ไม่ต้องใช้สารตัวกลาง มีทิศทางไหลของน้ำเสียจากด้านล่างขึ้นด้านบน โดยแบคทีเรียจะถูกเลี้ยงให้จับตัวกันเป็นเม็ดขนาดใหญ่ จนกระทั่งมีน้ำหนักมากและสามารถตกตะกอนได้ดี เม็ดสลัดจ์(กากตะกอน)ขนาดใหญ่จะจมตัวอยู่ข้างล่างส่วนเม็ดขนาดเล็กจะอยู่ข้างบน เม็ดเล็กที่สุดจะลอยตัวอยู่เป็นชั้นสลัดจ์ เม็ดบางส่วนอาจหลุดขึ้นถึงต อบนบนของถัง ตอนบนของระบบยูเอสบีมีอุปกรณ์ที่คล้ายถังตกตะกอนมีหน้าที่แยกเม็ดตะกอนขนาดเล็กและ ก๊าซชีวภาพออกจากน้ำเรียกว่า Gas Solids Separator (GSS ทำหน้าที่แยกก๊าซ ตะกอนแบคทีเรียและ น้ำที่ออกจากกัน น้ำที่จะระบายไปยังระบบ Secondary Treatment ก๊าซชีวภาพจะถูกรวบรวม ส่งไปใช้เป็นเชื้อเพลิง เนื่องจากมีมีเทน อยู่ประมาณร้อยละ 50-85 ระบบสามารถรับ COD loading ได้สูงถึง 12 กก.COD/ลูกบาศก์เมตรต่อวัน มีผลทำให้ระยะเวลาในการบำบัดน้ำเสียของระบบสั้นลงอย่างมาก เหลือเพียง 4 – 160 ชม.ระบบมีความสามารถในการส่งผ่านอาหารได้ดี เนื่องจากเม็ด ตะกอนแบคทีเรียประกอบด้วยแบคทีเรียสร้างกรดและแบคทีเรียสร้างมีเทนเกาะกันอยู่เป็นเม็ด และสามารถย่อยสลายมลสารที่มีความเข้มข้นสูงได้ดี โดยสามารถบำบัดน้ำเสียที่มีความเข้มข้นถึง 100,000 มิลลิกรัมต่อลิตรได้



ภาพที่ 57 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบ Up flow Anaerobic Sludge Blanket

ข้อดี

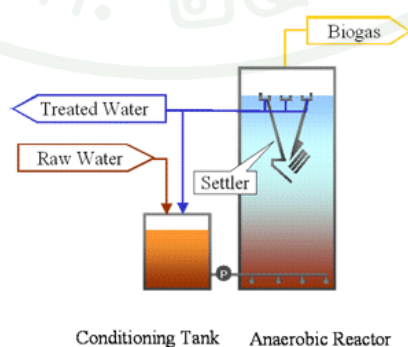
- 1.เป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูงและค่าก่อสร้างต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับระบบอื่นๆ ทั้งนี้เนื่องจากไม่ต้องการเครื่องกวนผสมและถังตกตะกอน
- 2.สามารถรับปริมาณสารอินทรีย์ได้สูง

ข้อเสีย

มีความยุ่งยากในการเลี้ยงตะกอนเมล็ดจากตะกอนเบา และไม่เหมาะสมกับน้ำเสียที่มีสารแขวนลอยสูง

8. ระบบหมักแบบ EGSB (Expanded Granular Sludge Bed)

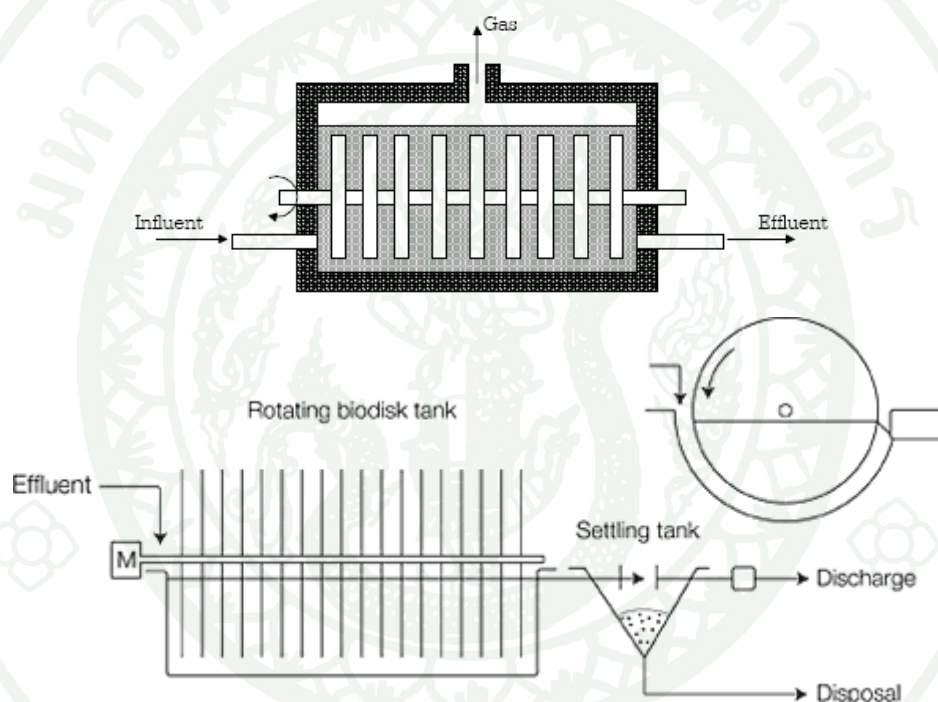
ระบบ EGSB ปรับปรุงมาจากระบบ UASB โดยให้มีอัตราน้ำไหลขึ้นสูงประมาณ 3-10 เมตรต่อชั่วโมง ทำให้ชั้นนอน (Sludge Bed) มีการขยายตัวมากกว่าระบบ UASB ช่วยทำให้มีการสัมผัสระหว่างน้ำเสียและเมล็ดแบคทีเรียได้ทั่วถึง การบำบัดน้ำเสียจึงมีประสิทธิภาพมากกว่าระบบ UASB รูปตัดของ EGSB แสดงอยู่ในภาพที่ 58 การย่อยสลายสารอินทรีย์ให้กลายเป็นมีเทน เกิดขึ้นภายในชั้นนอน ความสูงของชั้นสลัดจ์นอน ขึ้นอยู่กับความสูงของถังหมัก ซึ่งมักมีค่าอยู่ในช่วง 7-14 เมตร เมื่อน้ำเสียไหลขึ้นมาถึงตอนบนซึ่งเป็น GSS หรือระบบแยกก๊าซและของแข็งแขวนลอยออกจากน้ำ ก๊าซชีวภาพและของแข็งแขวนลอย (SS) ถูกแยกออกจากน้ำเสียที่บำบัดแล้ว ก๊าซจะลอยตัวขึ้นสู่ผิวหน้า SS จะตกตะกอนกลับลงไปยังตอนล่างของถังหมัก น้ำเสียบำบัดแล้วจะไหลออกจากถังหมัก ระบบ GSS ของถังหมักแบบ EGSB เป็นระบบที่ออกแบบพิเศษให้สามารถทำงานได้ดีกว่าระบบ GSS ของถัง UASB ทั่วไป กล่าวคือ ให้สามารถรับอัตราไหลได้สูงกว่า (อัตราน้ำล้นผิวของระบบ GSS ชุดพิเศษนี้มีค่าประมาณ 1 เมตรต่อชั่วโมง)



ภาพที่ 58 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบ Expanded Granular Sludge Bed

9. ระบบหมักแบบจานหมุนชีวภาพไม่ใช้อากาศ (AnRBC หรือ Anaerobic Rotating Biological Contactor)

ระบบนำข้อดีของระบบฟิล์มตรึง (Fixed Film) และจานหมุนชีวภาพ (RBC) มาใช้ในระบบไม่ใช้อากาศลักษณะของระบบก็คล้ายคลึงกับระบบจานหมุนชีวภาพธรรมดา เพียงแต่มีฝาปิดเพื่อมิให้สัมผัสอากาศจากภายนอก และมีช่องระบายก๊าซออกทางตอนบน ดังภาพที่ 59 ผลปรากฏว่าแบคทีเรียที่ไม่ใช้อากาศสามารถยึดเกาะ และเจริญเติบโตได้ดีบนผิวแผ่นจาน มีคำอ้างว่าระบบนี้สามารถรับภาระสารอินทรีย์และภาระทางจุลชีววิทยาที่สูงขึ้นอย่างกะทันหันได้ดี



ภาพที่ 59 ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบ Anaerobic Rotating Biological Contactor

ข้อดี

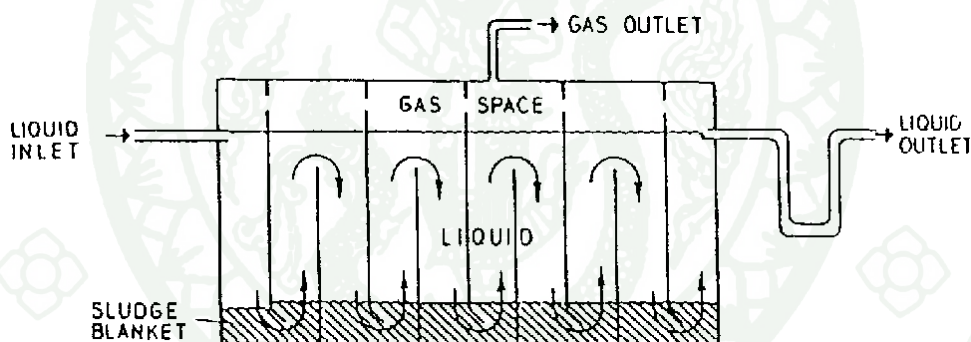
1. การเริ่มเดินระบบ ไม่ยุ่งยาก ซึ่งใช้เวลาเพียง 1 - 2 สัปดาห์
2. การดูแลและบำรุงรักษาง่าย ทำให้ไม่จำเป็นต้องใช้บุคลากรที่มีความรู้ความชำนาญมาก
3. ไม่ต้องมีการควบคุมการเวียนตะกอนกลับ
4. ใช้พลังงานในการเดินระบบน้อย เนื่องจากใช้พลังงานไฟฟ้าใช้สำหรับขับเคลื่อนมอเตอร์เท่านั้น ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาต่ำด้วย

ข้อเสีย

1. ราคาเครื่องจักรอุปกรณ์ที่มีราคาแพง เนื่องจากต้องใช้วัสดุอย่างดีเป็นส่วนประกอบ
2. เพลาแกนหมุนที่ต้องรับทั้งแรงอัดและแรงบิดซ้ำรูดบ่อยครั้ง
3. แผ่นจานหมุนชีวภาพชำรุดเสียหายง่าย หากสัมผัสสารพิษเป็นเวลานานอย่างต่อเนื่อง

10. ระบบหมักแบบถังปฏิกรณ์ไร้อากาศแบบแผ่นกั้น (Anaerobic Baffled Reactor)

ระบบน้ำเสียแบบนี้มีลักษณะเป็นถัง หรือบ่อดินที่มีแผ่นกั้นขวางหลายแผ่นติดตั้งไว้ การไหลของน้ำเสียเข้าสู่ระบบจะมีลักษณะไหลขึ้นลงสลับกันหลายครั้ง โดยมีความเร็วในการไหลขึ้นลงประมาณ 0.2-0.4 เมตร/ชม. ขั้นตอนการเกิดก๊าซชีวภาพจะคล้ายกับระบบ UASB ระบบนี้สามารถใช้กับน้ำเสียที่มีสารแขวนลอยสูง แต่ระบบมีขนาดใหญ่ทำให้ต้องใช้พื้นที่มากกว่าระบบ UASB



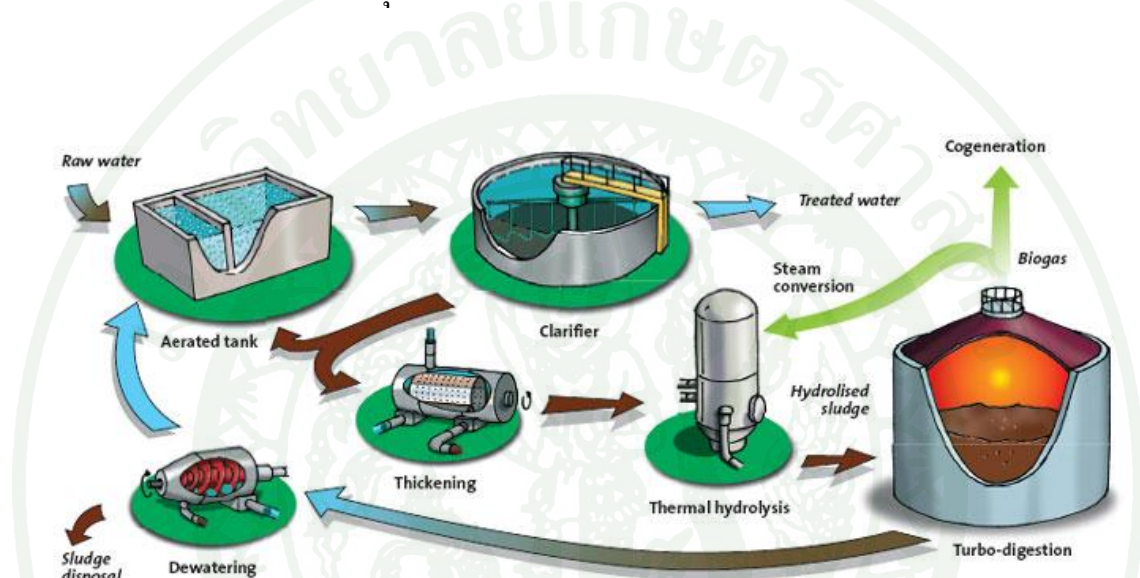
ภาพที่ 60 ระบบหมักแบบถังปฏิกรณ์ไร้อากาศแบบแผ่นกั้น (Anaerobic Baffled Reactor)

การใช้ประโยชน์จากก๊าซชีวภาพ (Biogas Utilization)

ก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจากกระบวนการย่อยสลายสารอินทรีย์แบบไร้ออกซิเจน (anaerobic process) โดยที่ก๊าซชีวภาพจะมีก๊าซมีเทน เป็นองค์ประกอบหลักอยู่ประมาณ 50 – 80 % นอกนั้นเป็นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และมีก๊าซ H_2S , N_2 , H_2 อีกเล็กน้อย ดังนั้นจึงสามารถนำมาใช้เป็นพลังงานทดแทนได้ ปัจจุบันสารอินทรีย์ที่นิยมนำมาผ่านกระบวนการนี้แล้วให้ก๊าซชีวภาพ คือ น้ำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรม เช่น โรงงานเป้งมันสำปะหลัง โรงงานเบียร์ โรงงานผลไม้กระป๋อง เป็นต้น รวมทั้งน้ำเสียจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์จากกระบวนการดังกล่าวมีค่า COD ลดลงมากกว่า 80 % และได้ก๊าซชีวภาพ 0.3 – 0.5 ลูกบาศก์เมตร/กิโลกรัม COD ที่ถูกกำจัด ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับคุณลักษณะของ

น้ำเสียแต่ละประเภท ก๊าซมีเทนมีค่าความร้อน 39.4 เมกะจูล/ลูกบาศก์เมตร สามารถใช้ทดแทนน้ำมันเตาได้ 0.67 ลิตร ซึ่งเทียบเท่าพลังงานไฟฟ้า 9.7 กิโลวัตต์ชั่วโมง

ก๊าซชีวภาพที่ได้จากระบบบำบัดส่วนใหญ่จะอิ่มตัวด้วยไอน้ำ ในเบื้องต้นก่อนการนำไปใช้ประโยชน์ต้องทำการแยกไอน้ำออกโดยผ่านเครื่องควบแน่น (Condenser, Cooler at 40 °C) โดยก๊าซชีวภาพสามารถนำไปประยุกต์ใช้งานอย่างกว้างขวางเช่นเดียวกับก๊าซธรรมชาติ



ภาพที่ 61 แสดงการนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์เป็นพลังงานทดแทน

รูปแบบการนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์เป็นพลังงานทดแทน มีอยู่ 3 ลักษณะ คือ

1. การนำก๊าซชีวภาพไปใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานความร้อน หรือ การใช้รูปของความร้อนโดยตรง

การนำก๊าซชีวภาพไปเผาไหม้ให้ความร้อนโดยตรงนั้น จะได้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูง เช่น ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อต้มไอน้ำในโรงงานผลิตอาหารสัตว์ ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการอบแห้ง ใช้กับหัวกลูกสุกร ใช้ในครัวเรือน ฯลฯ

อย่างไรก็ตามการนำก๊าซชีวภาพไปใช้นั้น ควรคำนึงถึงวิธีการส่งลำเลียงก๊าซชีวภาพด้วย โดยปกติส่งลำเลียงก๊าซชีวภาพไปตามท่อโดยอาศัย Blower ช่วยเพิ่มแรงดันและระยะทางไม่ควรรีไกลจนเกินไป



ภาพที่ 62 แสดงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

2. การใช้ก๊าซชีวภาพในการผลิตพลังงานกล/ไฟฟ้า

เป็นรูปแบบการนำก๊าซชีวภาพไปใช้ประโยชน์ที่ได้รับความนิยมอย่างมากในฟาร์มเลี้ยงสุกร เนื่องจากพลังงานกล/ไฟฟ้าสามารถใช้งานได้ง่าย โดยเฉพาะเมื่อผลิตเป็นไฟฟ้าแล้ว สามารถนำไปใช้งานได้สะดวก รูปแบบการผลิตพลังงานกล/ไฟฟ้า โดยใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิงกับเครื่องยนต์นั้นมีอยู่หลายรูปแบบ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

2.1 เครื่องยนต์ดีเซลดัดแปลงให้ใช้ก๊าซชีวภาพร่วมกับน้ำมันดีเซล

สามารถทดแทนการใช้้ำมันดีเซลได้ประมาณ 60-70 % วิธีนี้จะง่ายต่อการดัดแปลงมากและเสียค่าดัดแปลงน้อยที่สุด เพียงแต่ต่อเชื่อมก๊าซชีวภาพเข้ากับระบบท่อไอเสียของเครื่องยนต์ และมีวาล์วสำหรับปรับแต่งปริมาณการป้อนก๊าซชีวภาพให้เหมาะสม แต่ต้องมีการใช้น้ำมันดีเซลอยู่ส่วนหนึ่ง

2.2 เครื่องยนต์ดีเซลดัดแปลงให้สามารถใช้ก๊าซชีวภาพได้ 100 %

จะเป็นการดัดแปลงเครื่องยนต์ดีเซล ให้มีการทำงานเหมือนเครื่องยนต์เบนซินซึ่งจะสามารถใช้ก๊าซชีวภาพได้ทั้งหมด ราคาค่าดัดแปลงค่อนข้างสูง แต่จะเหมาะสมสำหรับเครื่องยนต์ค่อนข้างใหญ่ คือ กำลังผลิตไฟฟ้ามากกว่า 30 กิโลวัตต์ ขึ้นไป

2.3 เครื่องยนต์เบนซินดัดแปลงให้สามารถใช้ก๊าซชีวภาพได้ 100 %

เป็นการดัดแปลงระบบผสมอากาศกับเชื้อเพลิงให้สามารถใช้งานกับก๊าซชีวภาพได้ทั้งหมด การดัดแปลงจะเสียค่าใช้จ่ายน้อย เหมาะสมสำหรับเครื่องยนต์ขนาด 10-25 กิโลวัตต์

2.4 เครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซโดยเฉพาะ (เครื่องนำเข้าจากต่างประเทศ)

จะเป็นเครื่องยนต์ที่สร้างมาสำหรับการใช้ก๊าซชีวภาพโดยเฉพาะ จะมีประสิทธิภาพสูงแต่ราคาจะสูงมาก ส่วนใหญ่จะเป็นเครื่องยนต์ขนาดใหญ่ กำลังผลิตไฟฟ้ามากกว่า 200 กิโลวัตต์ขึ้นไปโดยต่อร่วมกับ ต่อร่วมกับ Synchronous Generator

เครื่องยนต์ทั้ง 4 แบบนี้ สามารถต่อร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือ มอเตอร์เหนี่ยวนำ ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ส่งออกทางสายส่งไฟฟ้าหลักเพื่อใช้สำหรับกิจกรรมการเลี้ยงสัตว์ภายในฟาร์มหรือใช้เป็นเครื่องยนต์ต้นกำลังแทนเครื่องต้นกำลังเดิมของฟาร์ม



ภาพที่ 63 เครื่องยนต์ดัดแปลงเบนซินใช้กับก๊าซชีวภาพ

การผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration System)

เป็นการผลิตพลังงานกล ไฟฟ้า และความร้อนร่วมซึ่งเป็นระบบที่ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพเชิงความร้อนของการใช้เชื้อเพลิงให้มีค่าสูงขึ้นมากกว่าการใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า / ความร้อนเพียงอย่างเดียว โดยปกติมักจะเห็นภาพการใช้ก๊าซชีวภาพกับเครื่องยนต์ผลิตพลังงานกล / ไฟฟ้า ใช้ในการหุงต้มหมักต้มไอน้ำเพียงอย่างเดียวอย่างหนึ่งซึ่งหากมองถึงปริมาณความร้อนทั้งหมดที่ได้จากก๊าซชีวภาพ การใช้ก๊าซชีวภาพกับเครื่องยนต์ผลิตพลังงานกล / ไฟฟ้ายังมีประสิทธิภาพเชิงความร้อนต่ำ ดังนั้น แนวทางที่จะนำเสนอนี้ เป็นแนวทางการคิดที่ทางโครงการฯ กำลังศึกษา เพื่อหาเทคโนโลยีที่เหมาะสมในการประยุกต์ใช้ ดังนี้

กรณีที่ 1 : การนำความร้อนทั้งจากเครื่องยนต์ผลิตพลังงานกล/ไฟฟ้า มาใช้อุ่นบ่อหมักในส่วนของการผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการหมักย่อยสารอินทรีย์โดยปกติแล้วเครื่องยนต์สันดาปภายในจะมีประสิทธิภาพเชิงความร้อนประมาณ 20 – 30 % เท่านั้น ความร้อนส่วนที่เหลือทิ้งไปที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ คือ ความร้อนที่สูญเสียไปกับไอเสียประมาณ 15 % และความร้อนจากน้ำหล่อเย็นในเครื่องยนต์ประมาณ 35 % ซึ่งสามารถทำให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนรวมสูงได้ถึง 70 %

กรณีที่ 2 : การนำความร้อนทั้งจากเครื่องยนต์ผลิตพลังงานกล/ไฟฟ้ามาช่วยเพิ่มประสิทธิภาพ การทำงานของลานตากตะกอน คือ จะใช้ความร้อนจากสองส่วน ได้แก่ ความร้อนทั้งจากไอเสีย และจากน้ำหล่อเย็นของเครื่องยนต์ก๊าซชีวภาพ โดยความร้อนทั้งสองส่วนนี้จะถูกส่งไปยังลานตากตะกอนที่ได้รับการออกแบบให้สามารถรับความร้อนจากแสงแดดและความร้อนทั้งจากเครื่องยนต์นี้ได้ เพื่อลดระยะเวลาการตาก เพิ่มปริมาณการตากตะกอนให้มากขึ้นได้

กรณีที่ 3 : การนำความร้อนทั้งจากเครื่องยนต์ผลิตพลังงานกล/ไฟฟ้า มาผลิตน้ำร้อน

กรณีที่ 4 : การนำความร้อนทั้งจากเครื่องยนต์ผลิตพลังงานกล/ไฟฟ้า มาใช้เป็นแหล่งความร้อนให้กับระบบทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller) ในการทำห้องเย็นเพื่อแช่เนื้อ สำหรับฟาร์มที่มีระบบโรงฆ่าด้วยซึ่งจะทำให้มีการผสมผสานการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่า และเกิดประโยชน์สูงสุด

ศักยภาพก๊าซชีวภาพ

ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม ซึ่งมีแหล่งวัตถุดิบมากมายไม่ว่าจะเป็น มันสำปะหลัง ปาล์ม น้ำมัน น้ำตาล และฟาร์มเลี้ยงสัตว์ โดยกระบวนการแปรรูปเหล่านี้จะให้ น้ำเสียจำนวนมากและมีกลิ่นเหม็น ระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้ออกซิเจนจึงเป็นทางเลือกหนึ่งและยังให้ผลผลิตที่เป็นก๊าซชีวภาพกลับมาใช้ในกระบวนการผลิตได้อีก อย่างไรก็ตามศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพนั้นขึ้นอยู่กับลักษณะสมบัติและปริมาณของน้ำเสีย

ตารางที่ 9 ศักยภาพก๊าซชีวภาพจำแนกตามแหล่งที่มาต่อปี

Source of Wastewater	Flour Mill ton of flour	Palm Oil mill ton of FFB	Pig Farm No. of pig	Sugar Mill ton of sugar cane	Ethanol m3
Production,million unit / year	0.70	6.39	9.30	64.40	191.75
Wastewater,m3/unit of production	15.00	0.40	9.86	0.11	10.00
Total wastewater,million m3/ year	10.50	2.56	91.70	7.08	1917.50
Biogas m3/ m3waste water	10.00	35.00	3.50	7.00	35.00
Total Biogas,million m3/ year	105.00	89.46	320.94	49.59	67112.50

ข้อมูลผลผลิตปี 2550

สรุปภาพรวมพลังงานหมุนเวียน

พลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทจะมีพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับพลังงานนั้นๆแตกต่างกันไป ตามปัจจัยคือ สิ่งแวดล้อม ภูมิประเทศ ภูมิอากาศ และแหล่งเชื้อเพลิง ดังจะสามารถจำแนกได้ดังต่อไปนี้

1. พลังงานจากลม

จากการศึกษาเพื่อหาความเร็วลมเฉลี่ยในพื้นที่ต่างๆ โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงานกระทรวงพลังงานพบว่าแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีของประเทศไทยมีกำลังลมเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ระดับB (class3) หรือมีความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 6.4 เมตรต่อวินาทีขึ้นไป ที่ระดับความสูง 50 เมตร อยู่ในแถบภาคใต้บริเวณชายฝั่งทะเลตะวันออกเริ่มตั้งแต่จังหวัดนครศรีธรรมราช จังหวัดสงขลา จังหวัดปัตตานี และที่อุทยานแห่งชาติดอยอินทนนท์ จังหวัดเชียงใหม่ (ดังแสดงรายละเอียดในภาพที่ 8 แสดงแผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย)

2. พลังงานจากแสงอาทิตย์

จากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) ภาพที่20 โดยกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน และคณะวิทยาศาสตร์มหาวิทยาลัยศิลปากรพบว่าการกระจายของความร้อนรังสีดวงอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ในแต่ละเดือนของประเทศ ได้รับอิทธิพลสำคัญจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 24 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน เมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี พบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยครอบคลุมบางส่วนของ จังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อ่างทอง และลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี 19 ถึง 20 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 14.3% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 50.2% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี ในช่วง 18-19 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน

3. พลังงานจากน้ำขนาดเล็ก

โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กสามารถที่จะใช้งานได้กับฝ่ายทดน้ำทั่วไปเพียงแต่มีเงื่อนไขของปริมาณน้ำที่ต้องพอเพียงต่อการผลิตซึ่งขึ้นอยู่กับ กำลังการผลิตติดตั้งด้วย ทั้งนี้ภาวะโลกร้อนส่งผลกระทบต่อปริมาณน้ำในหน้าแล้งจึงค่อนข้างเป็นอุปสรรคสำคัญในการผลิต เนื่องจากต้องปันน้ำให้กับเกษตรกรเพื่อทำการเพาะปลูก

4. พลังงานจากชีวมวล

ประเทศไทยนับเป็นประเทศเกษตรกรรมที่สำคัญแห่งหนึ่งของโลก ประชาชนมากกว่าร้อยละ 50 ประกอบอาชีพเกษตรกรรม ผลพลอยได้ที่สำคัญนอกเหนือจากผลผลิตการเกษตรก็คือ วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร เช่น ฟางข้าว แกลบ กากอ้อย กากไย และทะลายปาล์ม เป็นต้น ปริมาณชีวมวลจากเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรที่ผลิตภายในประเทศจะแปรผัน และขึ้นอยู่กับปริมาณผลผลิตทางการเกษตรของประเทศ จากการศึกษาพบว่าพื้นที่ที่มีวัตถุดิบเหมาะสมต่อการจัดตั้งโรงไฟฟ้าจะเป็นจังหวัดที่อยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือเป็นส่วนใหญ่ โดยจังหวัดนครราชสีมา มีศักยภาพชีวมวลสูงสุด รองลงมาคือจังหวัดกาญจนบุรี

5. พลังงานจากขยะและก๊าซชีวภาพ

ข้อมูลจาก กรมควบคุมมลพิษ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ปี 2548 พบว่าปริมาณขยะมูลฝอยต้นต่อวันที่มีมากที่สุด 4 อันดับแรกของประเทศไทยคือ กรุงเทพมหานคร นครราชสีมา สมุทรปราการและเชียงใหม่ตามลำดับ โดยภาคกลางเป็นพื้นที่ที่มีปริมาณขยะรวมกันมากที่สุดในประเทศ 10,007 ต้นต่อวัน

ภาวะโลกร้อนกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

สถานการณ์ปัจจุบัน

1. การติดตามความผันแปรของภูมิอากาศโลกพบว่า ในระยะ 30 ปีที่ผ่านมา เป็นช่วงเวลาที่อุณหภูมิของโลกสูงขึ้นโดยตลอด โดยเฉพาะ 10 ปีหลังสุดเป็นช่วงเวลาที่อุณหภูมิเฉลี่ยของโลกร้อนที่สุด

2. จากการศึกษาข้อมูล อุณหภูมิวิชา 54 ปี (พ.ศ. 2494-2549) พบว่า อุณหภูมิของประเทศไทยมีแนวโน้มสูงขึ้นทั้งอุณหภูมิเฉลี่ย อุณหภูมิสูงสุดเฉลี่ยและอุณหภูมิต่ำสุดเฉลี่ย ส่วนปริมาณฝนและวันที่มีฝนตกมีแนวโน้มลดลง ส่วนพายุหมุนเขตร้อนที่เคลื่อนผ่านประเทศไทยมีแนวโน้มลดลง สำหรับสถิติอุณหภูมิสูงสุดที่ตรวจวัดได้ในภาคเหนือ 45.5 องศาเซลเซียส ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 43.9 องศาเซลเซียส ภาคกลาง 43.5 องศาเซลเซียส ภาคตะวันออก 42.9 องศาเซลเซียส ภาคใต้ฝั่งตะวันออก 41.2 องศาเซลเซียส และภาคใต้ฝั่งตะวันตก 40.5 องศาเซลเซียส

3. การเพิ่มขึ้นของก๊าซเรือนกระจกทำให้บรรยากาศโลกกักเก็บพลังงานความร้อนเพิ่มขึ้น ส่งผลให้สมดุลของพลังงานโลกเปลี่ยนแปลงไป อุณหภูมิเฉลี่ยของบรรยากาศผิวโลกสูงขึ้นคลื่นความร้อนเกิดบ่อยครั้งและรุนแรงขึ้นทำให้เกิดผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงของฤดูกาล ปริมาณและการกระจายของฝน ระดับน้ำทะเลสูงขึ้น เนื่องจากน้ำแข็งขั้วโลกละลาย น้ำทะเลขยายตัว เนื่องจากอุณหภูมิสูงขึ้น เกิดพายุและภัยพิบัติที่รุนแรงและมีความถี่ขึ้น แผ่นดินไหวเกิดขึ้นบ่อยครั้ง วัฏจักรของการเกิดปรากฏการณ์เอลนีโญและลานีญาจะสั้นลงและเกิดบ่อยขึ้น ภัยธรรมชาติที่เกิดขึ้นจะมีความถี่มากขึ้นและรุนแรงขึ้น เช่น อุทกภัย ความแห้งแล้ง พายุลมแรง เป็นต้น สิ่งเหล่านี้จะส่งผลกระทบต่อการใช้พันธุ์ของสิ่งมีชีวิตในระบบนิเวศตามธรรมชาติการเกษตรเพื่อผลิตอาหารของมนุษย์ สุขภาพอนามัย ตลอดจนการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคม

ผลกระทบที่เกิดขึ้น

1. ฤดูกาลของฝนเปลี่ยนแปลงไป กระบวนการระเหยและการกลั่นตัวเร็วขึ้น หมายถึงฝนอาจจะตกบ่อยขึ้น น้ำจะมีการระเหยเร็วขึ้น ทำให้ดินแห้งเร็วกว่าปกติ ทำให้พืชขาดน้ำในฤดูกาลเพาะปลูก บางประเทศอาจประสบภาวะแห้งแล้งแบบไม่เคยปรากฏมาก่อน
2. ผลผลิตด้านการเกษตรบริเวณเขตร้อนลดลงประมาณ 10-30% ต่อไร่ ระยะเวลาในการเก็บเกี่ยวสั้นลงผลไม่สุกเร็วขึ้นและระยะในการเก็บรักษาสั้นลงซึ่งเกิดผลกระทบโดยตรงจากอุณหภูมิ ฝน ในช่วงฤดูกาลเพาะปลูก นอกจากนี้ยังมีผลกระทบทางอ้อม เช่น การระบาดของโรคพืชศัตรูพืชและวัชพืช พันธุ์พืชในเขตละติจูดต่างๆ จะเปลี่ยนไป
3. สัตว์น้ำจะอพยพจากแหล่งที่อยู่อาศัยเดิมไปตามการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ น้ำทะเลแหล่งประมงของโลกจะเปลี่ยนแปลงไป สิ่งมีชีวิตที่สามารถปรับตัวได้ก็ยังคงมีชีวิตอยู่ต่อไป ส่วนที่ไม่สามารถปรับตัวได้ก็จะถูกทำลายหรือสูญพันธุ์ไป
4. มนุษย์จะเสียชีวิตเนื่องจากความร้อนมากขึ้น ตัวน้ำเชื้อโรคในเขตร้อนเพิ่มมากขึ้น ปัญหามลพิษทางอากาศภายในเมืองจะรุนแรงมากขึ้น ภูมิภาคที่ได้รับผลกระทบมากกว่าภูมิภาคอื่นคือประเทศกำลังพัฒนาในเขตร้อนและกึ่งเขตร้อน
5. ระดับน้ำทะเลจะสูงขึ้น เนื่องจากภูเขาน้ำแข็งละลายและน้ำทะเลขยายตัวเนื่องจากความร้อน ซึ่งจะทำให้ระดับน้ำทะเลสูงขึ้นเป็นสาเหตุทำให้เกิดอันตรายแก่พื้นที่ชายฝั่งและเกาะเล็กๆ ถ้าหากยังมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อไปอีกโดยไม่มีการควบคุม ระดับน้ำทะเลจะสูงขึ้นประมาณ 65 ซม. ภายในปี ค.ศ.2100 พื้นที่ล่อแหลมมากที่สุดได้แก่พื้นที่ประชากรอาศัยอย่างหนาแน่นบริเวณชายฝั่งประเทศที่ยากจน

นโยบายพลังงานของประเทศไทย

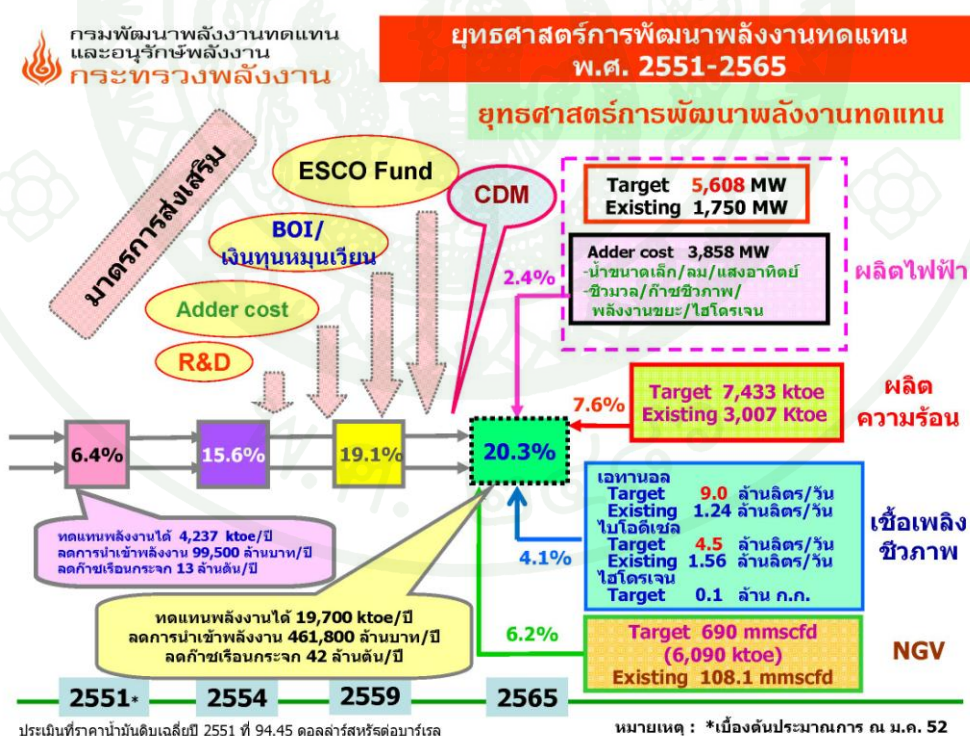
1. พัฒนาพลังงานในประเทศไทยสามารถพึ่งตนเองได้ โดยจัดหาพลังงานให้เพียงพอ มีเสถียรภาพ และเร่งให้มีการเจรจากับประเทศเพื่อนบ้านเพื่อร่วมพัฒนาแหล่งพลังงาน และลดต้นทุนการผลิต ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีศักยภาพ
2. ให้นโยบายด้านพลังงานทดแทนเป็นวาระแห่งชาติ สนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทน โดยเฉพาะการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวภาพและชีวมวล และสนับสนุนให้มีการผลิตและการใช้พลังงานหมุนเวียนในระดับชุมชน หมู่บ้าน ภายใต้มาตรการสร้างแรงจูงใจ รวมทั้งสนับสนุนการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่งให้มากขึ้น
3. กำกับดูแลราคาพลังงานให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม มีเสถียรภาพ และเป็นธรรมต่อประชาชน รวมทั้งสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงมากที่สุด และบริหารจัดการผ่านกลไกตลาด และกองทุนน้ำมัน และส่งเสริมการแข่งขันและการลงทุนในธุรกิจพลังงาน รวมทั้งพัฒนาคุณภาพ การให้บริการและความปลอดภัย
4. ส่งเสริมการอนุรักษ์และประหยัดพลังงาน ทั้งในภาคครัวเรือน อุตสาหกรรม บริการ และขนส่ง และสนับสนุนการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ มีมาตรการจูงใจให้มีการลงทุนจากภาคเอกชน และมาตรการกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานอาคารประหยัด พลังงาน ตลอดจนสนับสนุนการพัฒนาระบบขนส่งมวลชน และการขนส่งระบบราง
5. ส่งเสริมการจัดหาและการใช้พลังงานที่ให้ความสำคัญต่อสิ่งแวดล้อม ภายใต้กระบวนการมีส่วนร่วมของประชาชน โดยกำหนดมาตรฐานด้านต่าง ๆ รวมทั้งส่งเสริมให้เกิดโครงการกลไกการพัฒนาพลังงานที่สะอาด เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน และลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศไทย

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ได้วางแผนพลังงานทดแทนของประเทศไทยในช่วงเวลา 15 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ.2551 – 2565 โดยมีวัตถุประสงค์คือ

1. เพื่อให้ประเทศไทยใช้พลังงานทดแทนเป็นพลังงานหลักของประเทศแทนการนำเข้าน้ำมัน
2. เพิ่มความมั่นคงในการจัดหาพลังงานให้ประเทศ
3. ส่งเสริมการใช้พลังงานรูปแบบชุมชนสีเขียวแบบครบวงจร
4. สนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศ
5. วิจัย พัฒนา ส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนประสิทธิภาพสูง

โดยมีเป้าหมายประสงค์ ในการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนให้เป็นร้อยละ 20 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศ



ภาพที่ 64 แสดงยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทนพ.ศ.2551 – 2565



กรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ศักยภาพ และเป้าหมาย

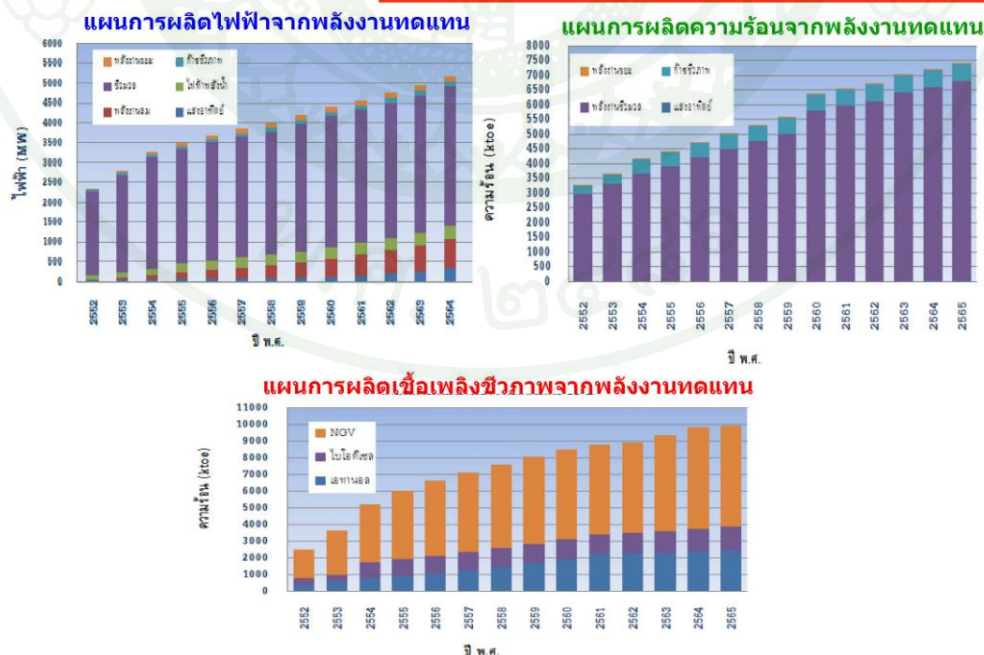
ประเภทพลังงาน	ศักยภาพ	existing	พ.ศ. 2551-2554	พ.ศ. 2555-2559	พ.ศ. 2560-2565
ไฟฟ้า	เมกะวัตต์	เมกะวัตต์	เมกะวัตต์	ก toe	ก toe
แสงอาทิตย์	50,000	32	55	6	95
พลังงานลม	1,600	1	115	13	375
ไฟฟ้าพลังน้ำ	700	56	165	43	281
ชีวมวล	4,400	1,610	2,800	1,463	3,220
ก๊าซชีวภาพ	190	46	60	27	90
พลังงานขยะ	400	5	78	35	130
ไฮโดรเจน			0	0	0
รวม		1,750	3,273	1,587	4,191
พลังงานความร้อน	ก toe	ก toe	ก toe	ก toe	ก toe
แสงอาทิตย์	154	1	5	5	17.5
ชีวมวล	7,400	2,781	3,660	5,000	6,760
ก๊าซชีวภาพ	600	224	470	540	600
พลังงานขยะ		1	15	24	35
รวม		3,007	4,150	5,582	7,433
เชื้อเพลิงชีวภาพ	ล้านลิตร/วัน	ล้านลิตร/วัน	ล้านลิตร/วัน	ก toe	ล้านลิตร/วัน
เอทานอล	3.00	1.24	3.00	805	6.20
ไบโอดีเซล	4.20	1.56	3.00	950	3.64
ไฮโดรเจน			0	0	0
รวม			6.00	1,755	9.84
ความต้องการใช้พลังงานรวม (ก toe)		66,248		70,300	81,500
ความต้องการใช้พลังงานหมุนเวียน		4,237		7,492	10,319
สัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน		6.4%		10.6%	12.7%
ก๊าซ NGV (mmscf)		108.1	393.0	3,469	596
(ก toe)				10,961	15,579
สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน				15.6%	19.1%
					20.3%

ภาพที่ 65 แสดงศักยภาพและเป้าหมายพ.ศ.2551 – 2565



กรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

เป้าหมายพลังงานทดแทน พ.ศ. 2551-2565



ภาพที่ 66 แสดงเป้าหมายพลังงานทดแทน พ.ศ.2551 – 2565

ภาพรวมแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี

แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี จะแบ่งเป็น 3 ระยะ ได้แก่

ระยะสั้น (2551 – 2554)

มุ่งเน้นส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนที่ได้รับการยอมรับแล้ว (provent technologies) และมีศักยภาพแหล่งพลังงานทดแทนสูง ได้แก่ เชื้อเพลิงชีวภาพการผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และ NGV โดยใช้มาตรการ สนับสนุนทางการเงินเต็มรูปแบบ

ระยะกลาง (2555 – 2559)

ส่งเสริมอุตสาหกรรมเทคโนโลยีพลังงานทดแทน และสนับสนุนพัฒนาต้นแบบเทคโนโลยีพลังงานทดแทนใหม่ๆ เช่น การผลิตเอทานอลและไบโอดีเซลจากสาหร่าย , การผลิตน้ำมันจากชีวมวล และเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ให้มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เพิ่มสูงขึ้น รวมถึงส่งเสริมการใช้เทคโนโลยีใหม่ในการผลิตพลังงานเชื้อเพลิงชีวภาพและพัฒนาต้นแบบ Green City และนำไปสู่การสร้างความสำเร็จให้กับการผลิตพลังงานทดแทนระดับชุมชน

ระยะยาว (2560 – 2565)

ส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนใหม่ๆ ที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์รวมถึงการขยายผล Green City และพลังงานชุมชน และสนับสนุนให้ประเทศไทยเป็นศูนย์ส่งออกเชื้อเพลิงชีวภาพ และการส่งออกเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในภูมิภาคอาเซียน

การขับเคลื่อนแผนสู่การปฏิบัติ

1. ส่งเสริมการผลิตและการใช้พลังงานทดแทน

1.1 กำหนดมาตรการจูงใจที่เหมาะสม เพื่อการพัฒนาพลังงานทดแทน และ เป็นธรรมต่อประชาชน

1.2 กำหนดให้ประชาชนมีส่วนร่วมในการพัฒนาการผลิตการใช้การบริหารจัดการพลังงานทดแทนด้วยตนเอง

1.3 กำหนดและทบทวนมาตรการ Adder Cost ให้เหมาะสมกับสภาพเศรษฐกิจและเทคโนโลยี

1.4 สนับสนุนด้านมาตรการทางด้านภาษีและการลงทุนเพื่อจูงใจผู้ประกอบการ

1.5 ส่งเสริมการลงทุนและการประกันความเสี่ยงผ่าน ESCO Fund

1.7 ผลักดันโครงการพลังงานทดแทนสู่กลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM)

1.8 บูรณาการร่วมกับภาคส่วนที่เกี่ยวข้องในการแก้ไขกฎหมาย/กฎระเบียบให้เอื้อต่อการลงทุนด้านพลังงานทดแทน

1.9 ส่งเสริมอุตสาหกรรมการผลิตเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศเพื่อลดต้นทุนและเพิ่มสัดส่วนการผลิตในประเทศ

1.10 สร้างมาตรฐานเทคโนโลยีพลังงานทดแทน

1.11 ถ่ายทอดความรู้เชิงเทคนิคและตัวอย่างโครงการพลังงานทดแทนที่ประสบผลสำเร็จ เพื่อลดความเสี่ยงในการลงทุนด้านพลังงานทดแทน

มาตรการส่งเสริมพลังงานทดแทน

1. มาตรการ Adder	ส่วนเพิ่ม	ส่วนเพิ่มพิเศษ	ส่วนเพิ่มพิเศษสำหรับ 3 จว.	ระยะเวลา
เชื้อเพลิง	(บาท/kWh)	พื้นที่ใช้ดีเซล (บาท/kWh)	ขายแดนภาคใต้ (บาท/kWh)	สนับสนุน
1. ชีวมวล				
- กำลังการผลิตติดตั้ง <= 1 MW	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	1.00	1.00	7
2. ก๊าซชีวภาพ (จากทุกประเภทแหล่งผลิต)				
- กำลังการผลิตติดตั้ง <= 1 MW	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	1.00	1.00	7
3. ชยะ (ขยะชุมชนและขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย				
- ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบชยะ	2.50	1.00	1.00	7
- พลังงานความร้อน (Thermal Process)	3.50	1.00	1.00	7
4. พลังงานลม				
- กำลังการผลิตติดตั้ง <= 50 kW	4.50	1.50	1.50	10
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	1.50	1.50	10
5. พลังน้ำขนาดเล็ก				
- กำลังการผลิตติดตั้ง 50 kW - < 200 kW	0.80	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	1.50	1.00	1.00	7
6. พลังงานแสงอาทิตย์				
	8.00	1.50	1.50	10

 กรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

มาตรการส่งเสริมพลังงานทดแทน

2. ส่งเสริมการลงทุน (BOI) 3. เงินหมุนเวียนดอกเบี้ยต่ำ
4. อำนาจความสะอาดในการขอรับ CDM
5. การจัดตั้งกองทุนเพื่อร่วมลงทุนและส่งเสริมการลงทุน (ESCO Venture Capital)

ลักษณะโครงการ จัดตั้งกองทุนเพื่อร่วมลงทุนและส่งเสริมการลงทุนให้โครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน



ผู้จัดการโครงการ : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม และ มูลนิธิอนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย

ภาพที่ 67 แสดงมาตรการส่งเสริมพลังงานทดแทน

2. ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทน

2.1 จัดสรรงบประมาณและบูรณาการร่วมกับทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องเพื่อศึกษาวิจัยพัฒนาและสาธิตอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่ต้นน้ำไปจนถึงปลายน้ำ เช่น การวิจัยเพิ่มผลผลิตพืชพลังงานการวิจัยเพิ่มประสิทธิภาพเทคโนโลยีพลังงานทดแทนให้สอดคล้องกับแหล่งทรัพยากรพลังงานทดแทน

2.2 ศึกษาแนวทางการจัดการพลังงานทดแทนทั้งในระดับมหภาคและจุลภาค เพื่อพัฒนาไปสู่ความคุ้มค่าเชิงพาณิชย์ และสามารถต่อยอดให้เกิดผลอย่างเป็นรูปธรรม

2.3 สร้างองค์ความรู้ให้กับประชาชนในประเทศและสร้างสังคมแห่งการเรียนรู้ภายใต้หลักเศรษฐกิจพอเพียง

3. ผนวกสร้างจิตสำนึกและประชาสัมพันธ์ให้ความรู้

3.1 ผนวกให้ประชาชนและภาคส่วนที่เกี่ยวข้องตระหนักถึงความสำคัญและมีส่วนร่วมในการพัฒนาพลังงานทดแทน เช่นการจัดตั้งอาสาสมัครพลังงานในทุกหมู่บ้าน สาธิตเทคโนโลยีพลังงานโดย Mobile Unit

3.2 ให้ประชาชนทุกภาคส่วนรับทราบนโยบายและมาตรการส่งเสริมพลังงานทดแทน และสามารถเข้าถึงได้อย่างสะดวก

3.3 จัดตั้งเครือข่ายพลังงานทดแทนเพื่อเป็นกลไกในการแลกเปลี่ยนองค์ความรู้ เช่น เครือข่ายพลังงานลม เครือข่ายชีวมวลและก๊าซชีวภาพ และเครือข่ายการจัดการด้านพลังงาน

3.4 จัดอบรมสัมมนาเชิงปฏิบัติการเพื่อสร้างศักยภาพบุคลากรด้านพลังงานทดแทน

3.5 จัดการให้มีหลักสูตรการเรียนด้านพลังงานทดแทนให้กับเยาวชนไทย

ปัจจัยสู่ความสำเร็จ

1. กำหนดให้พลังงานทดแทนเป็นวาระแห่งชาติ
2. ภาครัฐมีนโยบายสนับสนุนพลังงานทดแทนที่ต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งมาตรการจูงใจทางการเงิน ได้แก่
 - 2.1 มีมาตรการส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถึงปี 2554 โดยทบทุนอัตราให้เหมาะสมกับเทคโนโลยีและสภาพเศรษฐกิจ
 - 2.2 มีมาตรการ ESCO Fund เพื่อส่งเสริมการลงทุนและรับประกันความเสี่ยง โดยเฉพาะอุตสาหกรรมขนาดเล็กและขนาดย่อม
 - 2.3 มีมาตรการสนับสนุนเงินลงทุนเพื่อช่วยลดภาระการลงทุนเริ่มแรกในเทคโนโลยีพลังงานทดแทนรูปแบบใหม่ๆ รวมถึงเงินอุดหนุนเบี้ยดําสำหรับการลงทุนผลิตพลังงานทดแทนใหม่ๆ
 - 2.4 มีมาตรการส่งเสริมการลงทุนตามสิทธิประโยชน์ BOI สำหรับการลงทุนด้านพลังงานทดแทน และการลงทุนอุตสาหกรรมผลิตเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทดแทน
3. ภาครัฐดำเนินการจัดหาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการขยายตัวของพลังงานทดแทน เช่น การขยายระบบสายส่ง คลังสำหรับสำรองเชื้อเพลิงชีวภาพ เป็นต้น
4. มีการปรับปรุงกฎหมายหรือกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทดแทน เช่น พระราชบัญญัติร่วมทุน พระราชบัญญัติการผังเมือง กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการการนำเข้า ส่งออกน้ำมันปาล์มดิบ กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการส่งออกเอทานอลร่วมกันของผู้ผลิตเอทานอลหลายราย พระราชบัญญัติสิ่งแวดล้อมที่กำหนดให้ศึกษาผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมในโครงการไฟฟ้าพลังน้ำที่มีการกักเก็บน้ำ/ฝาย/อ่างเก็บน้ำมีเงินลงทุนเกิน 200 ล้านบาท เป็นต้น
5. ทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้รับการจัดสรรงบประมาณเพื่อใช้ในการวิจัย พัฒนา สาธิต ส่งเสริม อนุรักษ์ เผยแพร่ และประชาสัมพันธ์ด้านพลังงานทดแทน ภายใต้กรอบการดำเนินงานของแผน
6. สามารถเข้าถึงแหล่งข้อมูลพลังงานทดแทน เช่น ศักยภาพพลังงานลมแสงอาทิตย์ แหล่งพลังงานน้ำ และการจัดหาวัตถุดิบ
7. กำหนดให้มีมาตรฐานเทคโนโลยีและการผลิตพลังงานทดแทน

ผลประโยชน์ที่จะได้รับ

1. ด้านเศรษฐกิจ

- 1.1 ลดการนำเข้าพลังงานได้มากกว่า 460,000 ล้านบาท/ปี ในปี 2565
- 1.2 ส่งเสริมให้เกิดการลงทุนในภาคเอกชนได้มากกว่า 382,240 ล้านบาท/ปี
- 1.3 เกิดการจ้างงานในอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องมากกว่า 40,000 คน
- 1.4 สร้างรายได้จากการซื้อขายคาร์บอนเครดิตได้มากกว่า 14,000 ล้านบาทต่อปี
- 1.5 ลดการลงทุนของภาครัฐในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมากกว่า 3,800 เมกะวัตต์ คิดเป็นมูลค่ามากกว่า 100,000 ล้านบาท
- 1.6 สร้างรายได้กลับเข้าสู่ประเทศ โดยการพัฒนาประเทศสู่ศูนย์กลางการส่งออกเชื้อเพลิงชีวภาพ และเทคโนโลยีพลังงานทดแทน ได้แก่เซลล์แสงอาทิตย์ประสิทธิภาพสูง เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน และระบบถังหมักก๊าซชีวภาพ ในภูมิภาคอาเซียน

2. ด้านสังคม

- 2.1 ลดผลกระทบอันเนื่องมาจากการอพยพแรงงานสู่เมือง โดยการสร้างงานในพื้นที่ชนบท
- 2.2 เกษตรกรมีรายได้จากการขายพืชผลทางการเกษตรที่มากขึ้นอย่างต่อเนื่องและมั่นคง
- 2.3 ยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชนในประเทศให้เข้าถึงพลังงานอย่างเท่าเทียมและทั่วถึง

3. ด้านสิ่งแวดล้อม

พัฒนาสู่สังคมการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำ (Low Carbon Society) ลดผลกระทบต่อภาวะโลกร้อน

อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

อุปกรณ์ใช้ในการวิเคราะห์ โครงการก่อตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับ ประเทศไทยภายใต้วิกฤตการณ์โลกร้อน ได้แก่

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ และอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้สำหรับคอมพิวเตอร์ รวมถึงโปรแกรมต่างๆที่บรรจุอยู่ในคอมพิวเตอร์เพื่อใช้ในการจัดทำและประมวลผลวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เช่น Microsoft Word, Excel, และ PowerPoint เป็นต้น
2. เครื่องพิมพ์เอกสาร (Printer) และกระดาษ
3. กล้องถ่ายรูป ใช้ในการเก็บรูปภาพแสดงแหล่งพลังงานต่างๆ และ อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับแหล่งพลังงานเหล่านั้น
4. และอุปกรณ์อื่นๆ ที่จำเป็นต้องใช้

วิธีการ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้อ้างอิงการตัดสินใจในการเลือกก่อตั้งโรงไฟฟ้าโดยใช้เครื่องมือทางด้านการเงินในการประเมินผลโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าโดยใช้พลังงานต่างๆ ได้แก่ การคำนวณหา ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) และการคำนวณอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR)

วิธีการคำนวณหา ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ระยะเวลาคืนทุน หมายถึง จำนวนปีที่กิจการจะได้รับเงินที่จ่ายลงทุนในโครงการลงทุนทั้งหมดกลับคืนมาโดยมีสูตรในการคำนวณดังนี้

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{จำนวนปีก่อนคืนทุน} + \frac{\text{เงินลงทุนส่วนที่เหลือ}}{\text{กระแสเงินสดรับของปีที่คืนทุน}}$$

วิธีการคำนวณอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR)
การคำนวณหาค่า IRR นั้นจะต้องมีการคำนวณหาค่า NPV (Net Present Value) ก่อน โดย
NPV คือ ค่าปัจจุบันสุทธิ สามารถคำนวณได้จาก

$$\begin{aligned} \text{NPV} &= CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} \\ &= \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \end{aligned}$$

โดยที่ CF_t = กระแสเงินสดสุทธิ ณ เวลา t

r = ต้นทุนของเงินทุนของโครงการ

n = อายุของโครงการ

หลังจากได้ค่า NPV แล้วจึงจะมีการคำนวณ IRR โดยอัตราผลตอบแทนของโครงการ หรือ
IRR หมายถึง อัตราลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับของโครงการมีค่าเท่ากับมูลค่า
ปัจจุบันของเงินสดจ่ายลงทุนพอดี

PV (กระแสเงินสดจ่าย) = PV (เงินจ่ายลงทุน)

หรืออีกนัยหนึ่ง IRR คืออัตราลดที่ทำให้ $\text{NPV} = 0$

โดยคำนวณได้จากสูตรดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} CF_0 + \frac{CF_1}{(1+\text{IRR})^1} + \frac{CF_2}{(1+\text{IRR})^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+\text{IRR})^n} &= 0 \\ \text{NPV} = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} &= 0 \end{aligned}$$

นอกเหนือจากนี้ผู้จัดทำยังได้นำวิธีการตัดสินใจโดยการหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) สำหรับปัจจัยที่ไม่สามารถวัดเป็นตัวเงินได้มาใช้ในการประกอบการตัดสินใจ ไม่ว่าจะเป็น
เป็นปัจจัยทางด้านนโยบายของรัฐบาลหรือการมีส่วนร่วมของชุมชนเป็นต้น

ผลและวิจารณ์

ผล

ผลจากการใช้เครื่องมือทางการเงิน 2 แบบ ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานทางเลือกทั้ง 5 ประเภท ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานลม, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล, โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก พบว่า

หากใช้วิธีการคำนวณหา ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ให้ผลเป็นดังนี้

ตารางที่ 10 แสดงระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ประเภทของพลังงาน	Payback Period (years)
1. โรงไฟฟ้าพลังงานลม	15.5
2. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	25
3. โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	12.3
4. โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ	11.82
5. โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก	12.36

หากใช้วิธีการคำนวณหาอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (IRR) ให้ผลเป็นดังนี้

ตารางที่ 11 แสดงอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (IRR)

ประเภทของพลังงาน	IRR
	(Internal Rate of Return)
1. โรงไฟฟ้าพลังงานลม	2.94%
2. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	0.87%
3. โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	19.65%
4. โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ	7.64%
5. โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก	5.42%

นอกเหนือจากนี้ผู้จัดทำได้ใช้วิธีการหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) โดยพิจารณาจากปัจจัยต่างๆที่มีผลต่อการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ซึ่งเป็นปัจจัยที่ไม่ได้วัดในรูปของตัวเงิน โดยได้ผลดังนี้

ตารางที่ 12 แสดงการหาค่าเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average)

ปัจจัยด้านต่าง ๆ	พลังงาน ลม	พลังงาน แสงอาทิตย์	พลังงานน้ำ ขนาดเล็ก	พลังงาน ชีวมวล	พลังงาน ก๊าซชีวภาพ
1. ปัจจัยทางด้านภูมิศาสตร์ และ สิ่งแวดล้อม	2.30	2.68	2.30	3.07	2.60
2. ปัจจัยทางด้านการมีส่วนร่วมของชุมชน					
3. ปัจจัยทางด้านนโยบายภาครัฐบาล					
4. ปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์					
5. ปัจจัยทางด้านความต้องการใช้พลังงาน ของประเทศ					

วิจารณ์

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ (Feasibility Analysis) โดยใช้ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) และ อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) รวมถึงการหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) สำหรับปัจจัยที่ไม่สามารถวัดเป็นตัวเงินได้นั้น ได้ใช้กระบวนการในการวิเคราะห์ดังได้แสดงในหัวข้อวิธีการแล้วจะได้ข้อมูลที่จะต้องใช้ในการตัดสินใจดังต่อไปนี้

การวิเคราะห์ต้นทุนของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทั้ง 5 ประเภทได้ผลสรุปดังตาราง โดยแบ่งตามประเภทของพลังงาน ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานลม, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล, โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ, และ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก

ตารางที่ 13 แสดงศักยภาพของพลังงานทดแทนในปี ค.ศ. 2020

ประเภทของพลังงาน	กำลังผลิต	ศักยภาพของแหล่งพลังงาน
	กิโวลต์	
1. โรงไฟฟ้าพลังงานลม		
- ขนาดเล็ก (150-300 kW)	6,000	ติดตั้งในพื้นที่หน่วยราชการและเอกชน สำรวจและติดตั้งในพื้นที่ภาคใต้ตอนล่าง และภาคอีสาน
- ขนาดกลาง (500-750 kW)	-	
- ขนาดใหญ่ (>1000 kW)	250,000	
2. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์		
- บนหลังคาอาคารขนาดเล็ก	3,000	โครงการบ้าน 1,000 หลัง ในเมืองใหญ่ๆ และสถานที่ราชการ ในพื้นที่ ปิมน้ำมัน และอาคารธุรกิจ
- บนหลังคาอาคารพาณิชย์	5,000	
- บนหลังคาโรงงาน/อาคารธุรกิจขนาดใหญ่	20,000	
- ระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่	50,000	
3. โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล		
- ขนาดเล็ก (500-1000 kW)	15,000	ใช้วัสดุเหลือใช้จากชุมชน ใช้วัสดุเหลือใช้จากโรงงานอุตสาหกรรม เกษตร
- ขนาดใหญ่ (>2500 kW)	800,000	
4. โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ		
- ขนาดเล็ก (50-200 ton/day)	10,500	เทศบาลต่างๆ 30 จังหวัด ในเขตภาคกลาง/เชียงใหม่/สงขลา
- ขนาดใหญ่ (>1000 ton/day)	75,000	
5. โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก		
- ขนาดเล็ก (500-1000 kW)	5,000	ร่วมกับ อบต. ที่มีแหล่งน้ำเหมาะสม ร่วมกับกรมชลประทาน
- ขนาดใหญ่ (>2000 kW)	250,000	
รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น	1,489,500	

* ประมาณการติดตั้งใน 15 ปีข้างหน้า

ตารางที่ 14 ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

โรงไฟฟ้าพลังงานลม ขนาดที่ใช้	Equipment Cost (USD/kW)	BOS Cost (USD/kW)	Total Cost (USD/kW)	THB/kW system (THB33/USD)
- ขนาดเล็ก (150-300 kW)	2,000	500	2,500	82,500
- ขนาดกลาง (500-750 kW)	1,600	400	2,000	66,000
- ขนาดใหญ่ (>1000 kW)	1,300	325	1,625	53,625
	80%	20%	100%	
ต้นทุนการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (THB/kW)				
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดที่ใช้	Equipment Cost (THB/kW)	BOS Cost (THB/kW)	Total Cost (THB/kW)	USD/kW system (THB33/USD)
- แบบบนหลังคา 3kW/อาคาร	130,000	70,000	200,000	6,061
- แบบบนหลังคา 100kW/อาคาร	125,000	65,000	190,000	5,758
- แบบ PV Power Plant 1000kW	115,000	60,000	175,000	5,303
	~ 65%	~ 35%	100%	
ต้นทุนการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (USD/kW)				
โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ขนาดที่ใช้	Equipment Cost (USD/kW)	BOS Cost (USD/kW)	Total Cost (USD/kW)	THB/kW system (THB33/USD)
- ขนาดเล็ก (500-1000 kW)	1,500	375	1,875	61,875
- ขนาดใหญ่ (>5000 kW)	1,200	300	1,500	49,500
	80%	20%	100%	
ต้นทุนการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ (USD/ตันขยะ/วัน)				
โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ ขนาดที่ใช้	Equipment Cost (USD)	BOS Cost (USD)	Total Cost (USD)	บาท/ตันขยะ/วัน (THB33/USD)
- ขนาดเล็ก (50-300 ton/day)	40,000	17,143	57,143	1,885,714
- ขนาดใหญ่ (>500 ton/day)	50,000	21,429	71,429	2,357,143
	70%	30%	100%	
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก (USD/kW)				
ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ ขนาดที่ใช้	Equipment Cost (THB/kW)	BOS Cost (THB/kW)	Total Cost (THB/kW)	USD/kW system (THB33/USD)
- ขนาดเล็ก (<500 kW)	60,000	18,000	78,000	2,364
- ขนาดใหญ่ (>2000 kW)	40,000	15,000	55,000	1,667

โดยตารางดังกล่าว ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเดือนมีนาคม พ.ศ. 2553 โดยเฉลี่ย เท่ากับ THB33/US
อ้างอิงจากธนาคารแห่งประเทศไทย www.bot.or.th ณ วันที่ 4 มี.ค. 2553

ผลสรุปการวิเคราะห์ ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ของโรงไฟฟ้าจากพลังงาน
ทดแทนประเภทต่างๆ ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานลม, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, โรงไฟฟ้า
พลังงานชีวมวล, โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กตามลำดับ ดังนี้

1. จากการวิเคราะห์โรงไฟฟ้าพลังงานลมจะได้ NPV ในแต่ละปีตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 20 ดัง
ตาราง

ตารางที่ 15 NPV โรงไฟฟ้าพลังงานลมตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 20

Year	PV of Benefit	PV of cost	PV benefit - PV cost	NPV
0	-	67,031,250	- 67,031,250	
1	9,263,291	922,448	8,340,843	- 58,690,407
2	8,498,432	846,283	7,652,149	- 51,038,258
3	7,796,727	776,406	7,020,320	- 44,017,938
4	7,152,960	712,299	6,440,661	- 37,577,277
5	6,562,349	653,486	5,908,863	- 31,668,414
6	6,020,504	599,528	5,420,975	- 26,247,439
7	5,523,398	550,026	4,973,372	- 21,274,067
8	5,067,337	504,611	4,562,727	- 16,711,340
9	4,648,933	462,946	4,185,988	- 12,525,352
10	4,265,076	424,721	3,840,356	- 8,684,997
11	2,291,482	389,652	1,901,830	- 6,783,167
12	2,102,277	357,479	1,744,798	- 5,038,370
13	1,928,694	327,962	1,600,732	- 3,437,638
14	1,769,444	300,883	1,468,561	- 1,969,076
15	1,623,343	276,039	1,347,304	- 621,772
16	1,489,306	253,247	1,236,059	614,287
17	1,366,336	232,337	1,133,999	
18	1,253,519	213,153	1,040,366	
19	1,150,017	195,553	954,464	
20	1,055,062	179,407	875,655	

จากตารางที่ 15 จะเห็นได้ว่า NPV จะเป็นของโรงไฟฟ้าพลังงานลม จะมีค่าเป็นบวกในระหว่างปีที่ 15 กับปีที่ 16 โดย $= 621,722 / 1,236,059 = 0.5$ ปี ดังนั้น Payback Period ของโรงไฟฟ้าพลังงานลม เท่ากับ 15.5 ปี

2. จากการวิเคราะห์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะได้ NPV ในแต่ละปีตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25 ดังตาราง

ตารางที่ 16 NPV โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25

Year	PV of Benefit	PV of cost	PV benefit - PV cost	NPV
0	-	175,000,000	- 175,000,000	- 175,000,000
1	24,390,842	802,752	23,588,090	- 151,411,910
2	22,376,919	736,470	21,640,449	- 129,771,461
3	20,529,284	675,661	19,853,623	- 109,917,838
4	18,834,205	619,872	18,214,333	- 91,703,505
5	17,279,087	568,690	16,710,397	- 74,993,108
6	15,852,374	521,734	15,330,640	- 59,662,468
7	14,543,462	478,655	14,064,807	- 45,597,661
8	13,342,626	439,133	12,903,493	- 32,694,168
9	12,240,941	402,874	11,838,067	- 20,856,101
10	11,230,221	369,609	10,860,612	- 9,995,490
11	1,476,733	339,091	1,137,641	- 8,857,848
12	1,354,801	311,093	1,043,708	- 7,814,140
13	1,242,936	285,406	957,530	- 6,856,610
14	1,140,309	261,841	878,468	- 5,978,143
15	1,046,155	240,221	805,934	- 5,172,209
16	959,775	220,386	739,389	- 4,432,820
17	880,527	202,189	678,338	- 3,754,481
18	807,823	185,495	622,329	- 3,132,153
19	741,122	170,178	570,944	- 2,561,209
20	679,929	156,127	523,802	- 2,037,407

ตารางที่ 16 (ต่อ)

Year	PV of Benefit	PV of cost	PV benefit - PV cost	NPV
21	623,788	143,236	480,552	1,556,855
22	572,282	131,409	440,873	1,115,981
23	525,030	120,559	404,471	711,510
24	481,679	110,604	371,074	340,436
25	441,907	101,472	340,435	1

จากตารางที่ 16 จะเห็นได้ว่า NPV ของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ จะเป็นบวกหลังจากปีที่ 25 เป็นต้นไป ดังนั้น Payback period ของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ เท่ากับ 25 ปี

3. จากการวิเคราะห์โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล จะได้ NPV ในแต่ละปี ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25 ดังตาราง

ตารางที่ 17 NPV โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25

Year	PV of Benefit	PV of cost	PV benefit - PV cost	NPV
0	-	445,500,000	- 445,500,000	445,500,000
1	124,498,486	68,171,961	56,326,525	389,173,475
2	114,218,795	62,543,084	51,675,711	337,497,764
3	104,787,885	57,378,976	47,408,909	290,088,855
4	96,135,674	52,641,262	43,494,412	246,594,443
5	88,197,866	48,294,736	39,903,130	206,691,313
6	80,915,474	44,307,097	36,608,376	170,082,936
7	74,234,380	40,648,713	33,585,666	136,497,270
8	68,104,935	37,292,397	30,812,538	105,684,732
9	62,481,592	34,213,209	28,268,383	77,416,349
10	57,322,562	31,388,265	25,934,297	51,482,052
11	52,589,506	28,796,573	23,792,933	27,689,119
12	48,247,253	26,418,875	21,828,379	5,860,740
13	44,263,535	24,237,500	20,026,036	14,165,295

ตารางที่ 17 (ต่อ)

Year	PV of Benefit	PV of cost	PV benefit - PV cost	NPV
14	40,608,748	22,236,238	18,372,510	
15	37,255,732	20,400,218	16,855,513	
16	34,179,571	18,715,797	15,463,774	
17	31,357,404	17,170,456	14,186,948	
18	28,768,261	15,752,712	13,015,549	
19	26,392,900	14,452,029	11,940,871	
20	24,213,669	13,258,742	10,954,927	
21	22,214,376	12,163,984	10,050,392	
22	20,380,161	11,159,618	9,220,543	
23	18,697,396	10,238,182	8,459,214	
24	17,153,574	9,392,827	7,760,747	
25	15,737,224	8,617,273	7,119,951	

จากตารางที่ 17 จะเห็นได้ว่า NPV ของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจะเป็นบวกระหว่างปีที่ 12 กับ ปีที่ 13 โดย $= 5,860,740 / 20,026,036 = 0.3$ ปี ดังนั้น Payback period ของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเท่ากับ 12.30 ปี

4. จากการวิเคราะห์โรงไฟฟ้าพลังงานขยะจะได้ NPV ในแต่ละปี ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 20 ดังตาราง

ตารางที่ 18 NPV โรงไฟฟ้าพลังงานพลังงานขยะ ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 20

Year	PV of Benefit	PV of cost	PV benefit - PV cost	NPV
0	0	2,659,146	- 2,659,146	- 2,659,146
1	517,872	98,803	419,068	- 2,240,077
2	475,112	90,645	384,466	- 1,855,611
3	435,882	83,161	352,722	- 1,502,889
4	399,892	76,294	323,598	- 1,179,292

ตารางที่ 18 (ต่อ)

Year	PV of Benefit	PV of cost	PV benefit - PV cost	NPV
5	366,873	69,995	296,879	- 882,413
6	336,581	64,215	272,366	- 610,047
7	308,790	58,913	249,877	- 360,171
8	141,647	54,049	87,598	- 272,572
9	129,951	49,586	80,365	- 192,207
10	119,221	45,492	73,730	- 118,478
11	109,377	41,736	67,642	- 50,836
12	100,346	38,289	62,057	11,221
13	92,061	35,128	56,933	
14	84,459	32,227	52,232	
15	77,486	29,566	47,919	
16	71,088	27,125	43,963	
17	65,218	24,886	40,333	
18	59,833	22,831	37,002	
19	54,893	20,946	33,947	
20	50,360	19,216	31,144	

จากตารางที่ 18 จะเห็นว่า NPV ของโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ จะเป็นบวกระหว่างปีที่ 11 กับปีที่ 12 โดย $= 50,836 / 62,057 = 0.82$ ปี ดังนั้น Payback period ของโรงไฟฟ้าพลังงานขยะเท่ากับ 11.82 ปี

5. จากการวิเคราะห์โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กจะได้ NPV ในแต่ละปี ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25 ดังตาราง

ตารางที่ 19 NPV โรงไฟฟ้าพลังงานพลังงานน้ำขนาดเล็ก ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึงปีที่ 25

Year	PV of Benefit	PV of cost	PV benefit - PV cost	NPV
0	-	110,000,000	110,000,000	110,000,000
1	16,652,037	1,816,514	14,835,523	95,164,477
2	15,277,098	1,666,526	13,610,572	81,553,906
3	14,015,686	1,528,923	12,486,763	69,067,143
4	12,858,428	1,402,682	11,455,746	57,611,397
5	11,796,723	1,286,864	10,509,858	47,101,539
6	10,822,681	1,180,609	9,642,072	37,459,467
7	9,929,065	1,083,128	8,845,938	28,613,529
8	7,385,866	993,695	6,392,170	22,221,358
9	6,776,024	911,647	5,864,377	16,356,982
10	6,216,535	836,373	5,380,162	10,976,820
11	5,703,243	767,315	4,935,928	6,040,892
12	5,232,333	703,959	4,528,375	1,512,517
13	4,800,306	645,834	4,154,472	2,641,955
14	4,403,950	592,508	3,811,442	
15	4,040,321	543,585	3,496,736	
16	3,706,717	498,702	3,208,015	
17	3,400,658	457,525	2,943,133	
18	3,119,869	419,748	2,700,122	
19	2,862,266	385,090	2,477,176	
20	2,625,932	353,293	2,272,639	
21	2,409,112	324,122	2,084,990	
22	2,210,194	297,360	1,912,834	
23	2,027,701	272,807	1,754,894	
24	1,860,276	250,282	1,609,994	
25	1,706,675	229,616	1,477,059	

จากตารางที่ 19 จะได้ว่า NPV ของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กจะมีค่าเป็นบวกระหว่างปีที่ 12 กับ 13 โดย $= 1,512,517 / 4,154,472 = 0.36$ ปี ดังนั้น Payback period ของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กเท่ากับ 12.36 ปี

ผลสรุปการวิเคราะห์ ความเป็นไปได้ของโครงการ (Feasibility Analysis) โดยหาอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR) ของการก่อตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนประเภทต่างๆ ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานลม, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล, โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ, โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก ได้ผลการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 20 ผลสรุปการวิเคราะห์ ความเป็นไปได้ของโครงการ (Feasibility Analysis) โดยหาอัตรา
ผลตอบแทนจากการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR)

โรงไฟฟ้าพลังงาน ประเภทต่างๆ	โรงไฟฟ้า พลังงานลม	โรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์	โรงไฟฟ้าพลังงาน ชีวมวล	โรงไฟฟ้า พลังงานขยะ	โรงไฟฟ้าพลังงาน น้ำขนาดเล็ก
year	Initial investment & PV by year	Initial investment & PV by year	Initial investment & PV by year	Initial investment & PV by year	Initial investment & PV by year
0	- 67,031,250	- 175,000,000	- 445,500,000	- 2,659,146	- 110,000,000
1	9,263,291	24,390,842	124,498,486	517,872	16,652,037
2	8,498,432	22,376,919	114,218,795	475,112	15,277,098
3	7,796,727	20,529,284	104,787,885	435,882	14,015,686
4	7,152,960	18,834,205	96,135,674	399,892	12,858,428
5	6,562,349	17,279,087	88,197,866	366,873	11,796,723
6	6,020,504	15,852,374	80,915,474	336,581	10,822,681
7	5,523,398	14,543,462	74,234,380	308,790	9,929,065
8	5,067,337	13,342,626	68,104,935	141,647	7,385,866
9	4,648,933	12,240,941	62,481,592	129,951	6,776,024
10	4,265,076	11,230,221	57,322,562	119,221	6,216,535
11	2,291,482	1,476,733	52,589,506	109,377	5,703,243
12	2,102,277	1,354,801	48,247,253	100,346	5,232,333
13	1,928,694	1,242,936	44,263,535	92,061	4,800,306
14	1,769,444	1,140,309	40,608,748	84,459	4,403,950
15	1,623,343	1,046,155	37,255,732	77,486	4,040,321
16	1,489,306	959,775	34,179,571	71,088	3,706,717
17	1,366,336	880,527	31,357,404	65,218	3,400,658
18	1,253,519	807,823	28,768,261	59,833	3,119,869
19	1,150,017	741,122	26,392,900	54,893	2,862,266
20	1,055,062	679,929	24,213,669	50,360	2,625,932
21		623,788	22,214,376		2,409,112
22		572,282	20,380,161		2,210,194
23		525,030	18,697,396		2,027,701
24		481,679	17,153,574		1,860,276
25		441,907	15,737,224		1,706,675
IRR	2.94%	0.87%	19.65%	7.64%	5.42%

จากตารางจะได้อัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (IRR) ของโรงไฟฟ้าพลังงานลมเท่ากับ 2.94% , โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 0.87% , โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เท่ากับ 19.65% โรงไฟฟ้าพลังงานขยะเท่ากับ 7.64% และ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กเท่ากับ 5.42% ตามลำดับ ซึ่งหากพิจารณาจากอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานทางเลือกที่ควรลงทุนมากที่สุด

นอกจากนี้หากพิจารณาร่วมกับต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานประเภทต่างๆด้วยแล้ว ราคาลงทุน (บาท ต่อกิโลวัตต์) สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทต่างๆ แสดงดังตารางข้างล่าง จะเห็นได้ว่า ราคาลงทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานลม อยู่ที่ 50,000 – 92,000 บาทต่อกิโลวัตต์, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 165,000 – 205,000 บาทต่อกิโลวัตต์, โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลอยู่ที่ 45,000 - 65,000 บาทต่อกิโลวัตต์, โรงไฟฟ้าพลังงานขยะอยู่ที่ 1,800,000 – 2,500,000 บาทต่อกิโลวัตต์ และ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กอยู่ที่ 50,000 – 90,000 บาทต่อกิโลวัตต์

ซึ่งต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลในการก่อสร้างโรงไฟฟ้านั้นเมื่อเทียบเป็นบาท ต่อกิโลวัตต์แล้วจะมีค่าต่ำที่สุด

ภาพที่ 68 แสดงต้นทุนในการผลิตโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ และผลตอบแทนที่ได้รับจากการลงทุน
เทียบกับเงินลงทุน

ประเภทของพลังงาน	ราคาลงทุน บาท/กิโลวัตต์	ระยะเวลา ดำเนินการ: (ปี)	ค่า O&M % เงินลงทุน	Plant Factor %	ต้นทุนเฉลี่ย บาท/หน่วย	Payback period (years)	IRR (Internal Rate of Return)	หมายเหตุ
1. โรงไฟฟ้าพลังงานลม								
- ขนาดเล็ก (150-300 kW)	82,500	1.00	1.50%	15.00%	7.82			คิดดอกเบี้ย 9.0%
- ขนาดกลาง (600-750 kW)	66,000	1.50	1.50%	17.00%	5.52			อายุระบบ 20 ปี
- ขนาดใหญ่ (>1000 kW)	53,625	1.50	1.50%	18.00%	4.24	15.50	2.94%	ราคา Adder 10 ปี
2. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์								
- แบบบนหลังคา 3kW/อาคาร	200,000	0.50	0.50%	14.00%	17.42			คิดดอกเบี้ย 9.0%
- แบบบนหลังคา 100kW/อาคาร	190,000	1.00	0.50%	14.00%	16.55			อายุระบบ 25 ปี
- แบบบนดินขนาดใหญ่ ≥ 1000 k	175,000	1.50	0.50%	14.50%	14.72	25.00	0.87%	ราคา Adder 10 ปี
3. โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล								
- ขนาดเล็ก (500-1000 kW)	61,875	2.00	2.50%	75.00%	2.69			คิดดอกเบี้ย 9.0%
- ขนาดใหญ่ (>5000 kW)	49,500	2.50	2.50%	75.00%	2.25	12.30	19.65%	อายุระบบ 25 ปี ราคา Adder 7 ปี
4. โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ*	บาท/ตัน ขยะ/วัน							
- แบบถังหมัก (50-300 ton/day)	1,885,714	2.00	4.50%	85.00%	3.35			คิดดอกเบี้ย 9.0%
- แบบเตาเผา (>500 ton/day)	2,357,143	2.50	4.50%	85.00%	3.01	11.82	7.64%	อายุระบบ 20 ปี ราคา Adder 7 ปี ค่ากำจัดขยะ 300 บาท/ตัน
5. โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก								
- ขนาดเล็ก (<500 kW)	78,000	1.00	2.00%	35.00%	3.10			คิดดอกเบี้ย 9.0%
- ขนาดใหญ่ (>2000 kW)	55,000	1.50	2.00%	35.00%	2.19	12.36	5.42%	อายุระบบ 25 ปี ราคา Adder 7 ปี

เมื่อเปรียบเทียบจากภาพที่ 68 แล้วจะเห็นได้ว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงาน
ทั้งหมด สามารถเรียงลำดับต้นทุนเฉลี่ย (บาทต่อหน่วย) ของโรงไฟฟ้าต่างๆ จากน้อยไปมากได้ดังนี้

1. โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล มีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย ที่ 2.69 บาท
2. โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก มีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย ที่ 3.10 บาท
3. โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ มีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย ที่ 3.35 บาท
4. โรงไฟฟ้าพลังงานลม มีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย ที่ 7.82 บาท
5. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย ที่ 17.42 บาท

จะเห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลซึ่งเป็นแหล่งพลังงานสะอาดมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยต่ำที่สุด

หลักเกณฑ์การให้คะแนนในการวิเคราะห์เลือกพลังงานที่เหมาะสมโดยใช้วิธีการหาค่าเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average)

หลักเกณฑ์การให้คะแนนร้อยละของความสำเร็จสำหรับแต่ละปัจจัย ซึ่งโดยรวมทั้งหมดเท่ากับ 100%

โดยแบ่งปัจจัยที่สำคัญออกเป็น 5 ปัจจัยได้แก่

1. ปัจจัยทางด้านภูมิศาสตร์และสิ่งแวดล้อม
2. ปัจจัยทางการมีส่วนร่วมของชุมชน
3. ปัจจัยทางด้านนโยบายภาครัฐบาล
4. ปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์
5. ปัจจัยทางด้านความต้องการใช้พลังงานของประเทศ

1. ปัจจัยทางด้านภูมิศาสตร์และสิ่งแวดล้อม

สิ่งที่ต้องนำมาพิจารณา ได้แก่ ศักยภาพของพลังงานด้านต่างๆที่จะนำมาใช้ในการวิเคราะห์ว่าศักยภาพของพลังงานใดที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยมากที่สุด ซึ่งพลังงานเหล่านี้ ได้แก่ พลังงานจากแสงอาทิตย์, พลังงานจากลม, พลังงานจากน้ำขนาดเล็ก, พลังงานจากชีวมวล, และ พลังงานจากก๊าซชีวภาพ ซึ่งปัจจัยทั้งหมดนี้เป็นส่วนสำคัญสำหรับการวิเคราะห์เป็นอย่างมาก

ปัจจัยย่อยที่นำมาพิจารณาคือ ท่าเลที่ตั้งของประเทศไทยเหมาะสมสำหรับพลังงานนั้นๆหรือไม่ โดยนำพลังงานทั้ง 5 ประเภทมาเปรียบเทียบกับความสำคัญของปัจจัยนี้ที่จะใช้ในการวิเคราะห์

จากภาพที่ 8 ศักยภาพของพลังงานลมในประเทศไทย จะเห็นได้ว่าความเร็วลมโดยเฉลี่ยของประเทศไทยอยู่ที่ class 3 ซึ่งเป็น class ที่ยังไม่เหมาะสมนัก มีพื้นที่เพียงประมาณร้อยละ 3 ของประเทศเท่านั้น (คิดจากพื้นที่ของจังหวัดที่เหมาะสมที่จะนำพลังงานมาใช้ได้ ได้แก่ นครศรีธรรมราช สงขลา ปัตตานี แลคมพรหมเทพที่ถูกีด และที่อุทยานแห่งชาติดอยอินทนนท์

จังหวัดเชียงใหม่ อุทยานแห่งชาติศรีพังงา จังหวัดพังงา อุทยานแห่งชาติเขาพนมเบญจา จังหวัดกระบี่ เทียบกับพื้นที่โดยรวมของประเทศไทย)

จากภาพที่ 18 ศักยภาพพลังงานจากแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) พบว่าพื้นที่เกือบ 100% ของประเทศ มีพลังงานของแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ย 18.2 เมกะจูล / ตารางเมตร – วัน ซึ่งเป็นค่าที่เหมาะสมสำหรับที่จะนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ได้

จากภาพที่ 65 ศักยภาพของพลังงานน้ำขนาดเล็ก ของกระทรวงพลังงาน พบว่าศักยภาพพลังงานจากน้ำขนาดเล็กของประเทศไทยนั้นมีอยู่ที่ 700 เมกกะวัตต์ ซึ่งปัจจุบันนำมาใช้เพียง 56 เมกกะวัตต์ คิดเป็น 8% เท่านั้นเทียบกับพลังงานที่มีอยู่ ซึ่งเป็นพลังงานที่สามารถพัฒนาและเพิ่มกำลังการผลิตได้อีก

จากตารางที่ 6 ศักยภาพของพลังงานจากชีวมวลของประเทศไทยปี 2550/ 2551 ประเทศไทยมีผลผลิตที่จะนำมาใช้สำหรับพลังงานชีวมวลอยู่ที่ ประมาณ 98.11 ล้านตัน ซึ่งเป็นปริมาณที่สามารถให้ค่าพลังงานได้ประมาณ 1,500 GJ

จากตารางที่ 9 ศักยภาพพลังงานจากขยะและก๊าซชีวภาพโดยรวมของประเทศไทยเท่ากับ 67,677.49 ล้านลูกบาศก์เมตร ต่อปี

จากศักยภาพของพลังงานทั้ง 5 ประเภทที่สำคัญดังกล่าวที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์นั้นจะเป็นส่วนประกอบที่สำคัญของปัจจัยทางด้านภูมิศาสตร์และสิ่งแวดล้อมดังนั้นจึงให้ความสำคัญกับปัจจัยนี้เท่ากับร้อยละ 25

2. ปัจจัยทางด้านการมีส่วนร่วมของชุมชน

เนื่องจากชุมชนส่วนใหญ่ไม่ว่าจะเป็นบริเวณใดก็ตามหากทราบว่าจะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแล้วอาจจะเกิดข้อกังขา และคำวิจารณ์ไปในแนวทางต่าง ๆ มากมายไม่ว่าจะเป็น เห็นด้วยหรือไม่เห็นด้วย ดังนั้นความสำคัญของปัจจัยนี้จึงให้เพียงแค่ 10%

3. ปัจจัยทางด้านนโยบายภาครัฐบาล

จะเห็นได้ว่า รัฐบาลในชุดนี้ของนายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ (ปี 2551 – ปัจจุบัน) เป็นคณะรัฐบาลที่ให้ความสำคัญกับการนำพลังงานทางเลือกมาใช้เป็นอันมาก จะเห็นได้จากนโยบายแผนพัฒนาศักยภาพพลังงานที่เน้นความสำคัญ 5 หัวข้อใหญ่ดังนี้



กรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

นโยบายพลังงานของรัฐบาลอภิสิทธิ์

1. พัฒนาพลังงานในประเทศไทย สามารถพึ่งตนเองได้ โดยจัดหาพลังงานให้เพียงพอ มีเสถียรภาพ และเร่งให้มีการเจรจากับประเทศเพื่อนบ้านเพื่อร่วมพัฒนาแหล่งพลังงาน และลดต้นทุนการผลิต ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีศักยภาพ

2. ให้นโยบายด้าน พลังงานทดแทนเป็นวาระแห่งชาติ สนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทน โดยเฉพาะการพัฒนา เชื้อเพลิงชีวภาพและชีวมวล และสนับสนุนให้มี การผลิตและการใช้พลังงานหมุนเวียนในระดับชุมชน หมู่บ้าน ภายใต้มาตรการสร้างแรงจูงใจ รวมทั้งสนับสนุนการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่งให้มากขึ้น

3. กำกับดูแลราคาพลังงานให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม มีเสถียรภาพ และเป็นธรรมต่อประชาชน รวมทั้งสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงมากที่สุด และบริหารจัดการผ่านกลไกตลาดและกองทุนน้ำมัน และส่งเสริมการแข่งขันและการลงทุนในธุรกิจพลังงาน รวมทั้งพัฒนาคุณภาพการให้บริการและความปลอดภัย

4. ส่งเสริมการอนุรักษ์และประหยัดพลังงาน ทั้งในภาคครัวเรือน อุตสาหกรรม บริการ และขนส่ง และสนับสนุนการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ มีมาตรการจูงใจให้มีการลงทุนจากภาคเอกชน และมาตรการกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานอาคารประหยัดพลังงาน ตลอดจนสนับสนุนการพัฒนาระบบขนส่งมวลชน และการขนส่งระบบราง

5. ส่งเสริม การจัดการและการใช้พลังงานที่ให้ความสำคัญต่อสิ่งแวดล้อม ภายใต้กระบวนการมีส่วนร่วมของประชาชน โดยกำหนดมาตรฐานด้านต่าง ๆ รวมทั้งส่งเสริมให้เกิดโครงการกลไกการพัฒนาพลังงานที่สะอาด เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน และลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก

ภาพที่ 69 นโยบายพลังงานของรัฐบาล

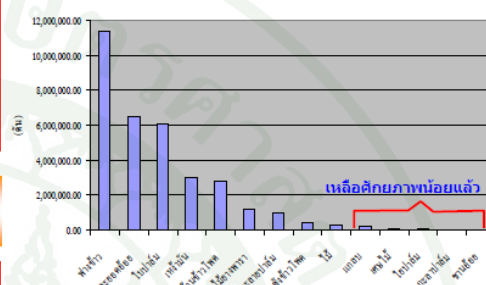
นอกเหนือจากนี้ยังเน้นในเรื่องของพลังงานชีวมวลเป็นพิเศษเนื่องจากปัจจัยพื้นฐานของประเทศไทยที่เป็นประเทศ เกษตรกรรมจึงมีผลผลิตทางการเกษตรออกมาเป็นจำนวนมาก ไม่ว่าจะเป็น อ้อย ข้าว ข้าวโพด และน้ำมันปาล์ม แม้ว่าศักยภาพที่เหลือเพียงพอในการที่จะนำมาใช้นั้น อาจจะไม่มากนัก แต่ด้วยการสนับสนุนและส่งเสริมจากรัฐบาลคาดว่าแนวทางในการนำพลังงานชีวมวลมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดยังคงดำเนินอยู่ต่อไป

ดังนั้นหากเป็นแนวทางที่รัฐบาลสนับสนุนก็จะเป็นปัจจัยเกื้อหนุนให้สามารถที่จะสร้างแหล่งผลิตกระแสไฟฟ้าที่จะนำมาใช้เป็นรูปธรรมได้มากที่สุด จึงมีการให้รายละเอียดความสำคัญในการพิจารณาอยู่ที่ร้อยละ 30

ชีวมวล

ศักยภาพของชีวมวล

- ชีวมวลเป็นพลังงานที่มาจากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ประเทศไทยมีศักยภาพสูงมาก
- ชีวมวลหลัก ได้แก่ แกลบ ชานอ้อย
- แต่ปัจจุบันส่งเสริมให้มีการนำชีวมวล(แกลบและชานอ้อย) มาผลิตเป็นไฟฟ้า และความร้อนที่ใช้ในกระบวนการผลิตอุตสาหกรรม จนเกือบไม่เหลือศักยภาพที่จะมาผลิตเป็นพลังงานได้อีกแล้ว



ข้อจำกัดของชีวมวลในปัจจุบัน

- เป็นพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่อย่างจำกัด
- การรวบรวมเชื้อเพลิงทำได้ลำบากและต้องอาศัยการขนส่ง
- การบริหารจัดการเชื้อเพลิงทำได้ยาก โดยเฉพาะการเก็บสำรองเชื้อเพลิงในระยะยาวจำเป็นต้องใช้พื้นที่จำนวนมาก และทำให้คุณภาพเชื้อเพลิงลดลง
- ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงที่มีความชื้น/ประเภทของเชื้อเพลิงที่ต่างกันจะทำให้ค่าความร้อนแตกต่างกัน
- ปริมาณไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับสภาพดินฟ้าอากาศ
- แนวโน้มราคาสูงขึ้นเพราะอุปสงค์เพิ่มมากขึ้น
 - แกลบ ราคาตันละ 800-1,000 บาท
 - ชานอ้อย ยอดและใบ ราคาตันละ 1,200-1,600 บาท
 - ฟางข้าว ราคาตันละ 1,200-1,600 บาท

ศักยภาพชีวมวลที่เหลืออยู่สำหรับผลิตไฟฟ้า

ประเภท	วัสดุที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน MJ/kg	MW	แผน VSP ในพ.ศ. 51-52
อ้อย	ชานอ้อย	16.21	-	395 MW (?)
	ใบและยอด	16.15	1,220 - 1,860	-
ข้าว	แกลบ	13.98	-	1,520 MW (?)
	ฟางข้าว	14.35	720 - 1,100	-
ข้าวโพด	ขี้ข้าวโพดและใบ	16.12	60 - 70	26 MW
	ใบ	15.05	-	-
ปาล์ม	ทะลายปาล์มเปล่า	8	70 - 100	145 MW
รวม			2,070-3,130	2,086

10

ภาพที่ 70 แสดงภาพรวมชีวมวล

4. ปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์

แนวทางในการนำปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์มาใช้ในการวิเคราะห์นั้นเป็นสิ่งที่เหมาะสมมากที่สุดเนื่องจากทรัพยากรที่จำกัดของประเทศทั้งหมดไม่ว่าจะเป็นทางด้านเงินทุน ที่ดิน แรงงานหรือ ผู้ประกอบการนั้นจำเป็นอย่างยิ่งยวด ที่จะต้องนำมาพิจารณา สำหรับในแง่ของพลังงานนั้นจะจัดประเภททรัพยากรตามต้นทุนได้แก่ ต้นทุนในการก่อตั้งโรงงาน, ต้นทุนค่าวัตถุดิบ และ ต้นทุนในการซ่อมบำรุงและการดูแลรักษา เป็นสำคัญ ซึ่งต้นทุนดังกล่าวทั้งหมดถือเป็นส่วนสำคัญที่จะทำให้สามารถเลือกหรือไม่เลือกในการจะนำพลังงานใดพลังงานหนึ่งมาใช้ประโยชน์ ดังนั้นปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์จึงมีความสำคัญเท่ากับร้อยละ 25

5. ปัจจัยทางด้านการต้องการใช้พลังงานของประเทศ

เนื่องจากพลังงานทางเลือกทั้ง 5 ประเภทที่กล่าวมาแล้วนั้นเป็นตัวแปรสำคัญที่จะใช้เป็นแหล่งพลังงานใหม่ของประเทศในสถานการณ์ที่พลังงานหลักกำลังอยู่ในช่วงขาดแคลน และมีราคาแพง รวมถึงต้นทุนในการจัดหาน้ำมันนั้นค่อนข้างสูง พลังงานทางเลือกทั้ง 5 ดังกล่าว ที่จะนำมาใช้ในการวิเคราะห์ได้แก่ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังงานชีวมวล และพลังงานก๊าซชีวภาพ

จากข้อมูลการใช้พลังงานทดแทนของกระทรวงพลังงาน จะเห็นได้ว่าความต้องการใช้พลังงานทดแทนนั้นมีสัดส่วนประมาณ 15.6% ซึ่งมีความสำคัญเหมาะสมมากพอที่จะนำเรื่องดังกล่าวมาใช้ในการวิเคราะห์หาพลังงานที่เหมาะสมด้วย จึงให้คะแนนร้อยละของความสำคัญในปัจจัยนี้คิดเป็นร้อยละ 10

หลักเกณฑ์การให้คะแนนสำหรับแต่ละพลังงานโดยพลังงานที่จะนำมาใช้ในการวิเคราะห์และให้คะแนนนั้นได้แก่

1. พลังงานลม
2. พลังงานแสงอาทิตย์
3. พลังงานน้ำขนาดเล็ก
4. พลังงานชีวมวล
5. พลังงานขยะและก๊าซชีวภาพ

คะแนนสูงสุดคือ 5 และต่ำสุดคือ 1 สำหรับแต่ละพลังงานโดยอ้างอิงจากภาพที่ 92 ศักยภาพและเป้าหมายของพลังงานประเภทต่างๆจากกระทรวงพลังงาน พ.ศ.2551 – 2565

1. ปัจจัยทางด้าน ภูมิศาสตร์และสิ่งแวดล้อม

อ้างอิงการให้คะแนนจากตาราง ศักยภาพและเป้าหมายของพลังงานแต่ละประเภทของกระทรวงพลังงาน

คะแนน 5 หมายถึง พลังงานนั้นมีศักยภาพสูงที่สุด จากตารางได้แก่พลังงานแสงอาทิตย์

คะแนน 4 หมายถึง พลังงานนั้นมีศักยภาพเป็นอันดับที่ 2 จากตารางได้แก่พลังงานจากชีวมวล

คะแนน 3 หมายถึง พลังงานนั้นมีศักยภาพเป็นอันดับที่ 3 จากตารางได้แก่พลังงานจากลม

คะแนน 2 หมายถึง พลังงานนั้นมีศักยภาพเป็นอันดับที่ 4 จากตารางได้แก่พลังงานจากน้ำขนาดเล็ก

คะแนน 1 หมายถึง พลังงานนั้นมีศักยภาพเป็นอันดับที่ 5 จากตารางได้แก่พลังงานจากก๊าซชีวภาพ

(พลังงานที่ได้รับคะแนนสูงสุดในปัจจัยด้านนี้คือพลังงานแสงอาทิตย์)

2. ปัจจัยทางด้านการมีส่วนร่วมของชุมชน

ให้คะแนนจากการพิจารณาโดยวิเคราะห์ว่าหากจะต้องนำพลังงานแต่ละอย่างมาใช้แล้ว คนในชุมชนนั้นๆจะเข้ามามีบทบาท หรือต้องการการมีส่วนร่วมจากคนในชุมชนมากน้อยแค่ไหน ในการดำเนินการ

คะแนน 5 หมายถึง ต้องการการมีส่วนร่วมของคนในชุมชนมากที่สุดเนื่องจากภาครัฐหรือนักวิชาการไม่สามารถดำเนินการได้เอง ซึ่งไม่มีพลังงานใดได้คะแนนในข้อนี้

คะแนน 4 หมายถึง ต้องการการมีส่วนร่วมจากคนในชุมชนมากเป็นอันดับที่ 2 ได้แก่พลังงานชีวมวล เนื่องจากต้องให้เกษตรกรและหน่วยงานภาครัฐร่วมกันปลูกและจัดหาวัตถุดิบที่จะใช้ในการดำเนินงาน

คะแนน 3 หมายถึง ต้องการการมีส่วนร่วมจากคนในชุมชนมากเป็นอันดับที่ 3 ได้แก่พลังงานก๊าซชีวภาพ เนื่องจากจำเป็นต้องใช้ของเสียจากกระบวนการผลิตของเกษตรกรในชุมชนมาใช้ในการดำเนินงาน

คะแนน 2 หมายถึง ต้องการการมีส่วนร่วมจากคนในชุมชนมากเป็นอันดับที่ 4 ได้แก่พลังงานน้ำขนาดเล็ก เนื่องจากคนในชุมชนต้องช่วยกันในการพิทักษ์และดูแลแหล่งต้นน้ำในชุมชน และต้องไม่เห็นแก่ตัวหากเกิดภาวะน้ำขาดแคลนในฤดูแล้งเป็นต้น

คะแนน 1 หมายถึง ต้องการการมีส่วนร่วมจากชุมชนน้อยที่สุดเนื่องจากสิ่งเหล่านี้เป็นธรรมชาติและสามารถเกิดขึ้นได้เองตามภาวะการณ์ ได้แก่ พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์

3. ปัจจัยทางด้านนโยบายภาครัฐบาล

ให้คะแนนโดยพิจารณาจากการสนับสนุนและส่งเสริมจากรัฐบาล ในช่วงที่ผ่านมาและนโยบายรวมถึงแผนการดำเนินการของรัฐบาลในอนาคตว่าจะส่งเสริมแต่ละพลังงานมากน้อยเพียงใด

คะแนน 5 หมายถึง รัฐบาลสนับสนุนและส่งเสริมพลังงานประเภทนี้มากที่สุด ซึ่งพิจารณาได้จากตารางด้านบน จะเห็นได้ว่าพลังงานที่รัฐบาลต้องการสนับสนุนให้มีการนำมาใช้มากที่สุดในอีก 12 ปีข้างหน้า (ปี พ.ศ. 2553 – 2565) ได้แก่ พลังงานชีวมวล

คะแนน 4 หมายถึง รัฐบาลสนับสนุนและส่งเสริมพลังงานประเภทนี้เป็นอันดับที่ 2 ได้แก่ พลังงานก๊าซชีวภาพ

คะแนน 3 หมายถึง รัฐบาลสนับสนุนและส่งเสริมพลังงานประเภทนี้เป็นอันดับที่ 3

คะแนน 2 หมายถึง รัฐบาลสนับสนุนและส่งเสริมพลังงานประเภทนี้เป็นอันดับที่ 4

คะแนน 1 หมายถึง รัฐบาลไม่ได้สนับสนุนพลังงานประเภทนี้นัก อาจจะเนื่องมาจากต้นทุนการก่อสร้างโรงงานหรือต้นทุนในการจัดสรรทรัพยากรค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับค่าพลังงานที่ได้รับอาจจะไม่คุ้มค่า ซึ่ง ได้แก่ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก

4. ปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์

ปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์ เป็นปัจจัยที่จะต้องนำต้นทุนในการดำเนินการด้านต่างๆที่เป็นตัวเงินมาใช้ในการวิเคราะห์และตัดสินใจ ต้นทุนดังกล่าวได้แก่ ต้นทุนในการก่อสร้างโรงงาน, ต้นทุนค่าวัตถุดิบ และต้นทุนในการซ่อมบำรุงและการดูแลรักษา เป็นประเด็นสำคัญ

เนื่องจากต้องมีการหาค่าเฉลี่ยของต้นทุนทั้ง 3 ประเภทสำหรับแต่ละพลังงาน ดังนั้นค่าเฉลี่ยดังกล่าวดังปรากฏในตาราง ความหมายของคะแนนมีดังนี้

คะแนน 5 หมายถึง ต้นทุนเฉลี่ยทั้ง 3 ประเภทสูงที่สุด

คะแนน 4 หมายถึง ต้นทุนเฉลี่ยทั้ง 3 ประเภทสูงเป็นอันดับที่ 2

คะแนน 3 หมายถึง ต้นทุนเฉลี่ยทั้ง 3 ประเภทสูงเป็นอันดับที่ 3

คะแนน 2 หมายถึง ต้นทุนเฉลี่ยทั้ง 3 ประเภทสูงเป็นอันดับที่ 4

คะแนน 1 หมายถึง ต้นทุนเฉลี่ยทั้ง 3 ประเภทต่ำที่สุด

5. ปัจจัยทางด้านการต้องการใช้พลังงานของประเทศ

ด้านความต้องการใช้พลังงานของประเทศนั้นจะมีการพิจารณาจากแผนและศักยภาพพลังงานของกระทรวงพลังงานในอีก 12 ปีข้างหน้า โดยใช้ค่าเฉลี่ยของพลังงานประเภทต่างๆ ดังตารางด้านล่าง

ตารางที่ 21 ค่าเฉลี่ยของพลังงานประเภทต่างๆ

พลังงาน	ปี 2551- 2554	ปี 2555 - 2559	ปี 2560- 2565	ค่าเฉลี่ยของพลังงาน
พลังงานลม	115	375	800	430.00
พลังงานแสงอาทิตย์	55	95	500	216.67
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	165	281	324	256.67
พลังงานชีวมวล	2800	3220	3700	3,240.00
พลังงานก๊าซชีวภาพ	60	90	120	90.00

คะแนน 5 หมายถึง พลังงานมีค่าเฉลี่ยของพลังงานมากที่สุด ได้แก่พลังงานชีวมวล

คะแนน 4 หมายถึง พลังงานมีค่าเฉลี่ยของพลังงานมากเป็นอันดับที่ 2 ได้แก่ พลังงานลม

คะแนน 3 หมายถึง พลังงานมีค่าเฉลี่ยของพลังงานมากเป็นอันดับที่ 3 ได้แก่ พลังงานน้ำขนาดเล็ก

คะแนน 2 หมายถึง พลังงานมีค่าเฉลี่ยของพลังงานมากเป็นอันดับที่ 4 ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์

คะแนน 1 หมายถึง พลังงานมีค่าเฉลี่ยของพลังงานน้อยที่สุด ได้แก่ พลังงานก๊าซชีวภาพ

ภาพที่ 71 สรุปผลการวิเคราะห์การหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักสำหรับปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ปัจจัยที่นำมาพิจารณา	ร้อยละของ ความสำคัญ (%)	พลังงานลม		พลังงาน แสงอาทิตย์		พลังงานน้ำ ขนาดเล็ก		พลังงานชีวมวล		พลังงานก๊าซชีวภาพ	
		คะแนนที่ ได้รับ (Score)	Percent * Score	คะแนน ที่ได้รับ (Score)	Percent * Score	คะแนน ที่ได้รับ (Score)	Percent * Score	คะแนนที่ ได้รับ (Score)	Percent * Score	คะแนนที่ ได้รับ (Score)	Percent * Score
1. ปัจจัยทางด้านภูมิศาสตร์ และ สิ่งแวดล้อม	25%										
ศักยภาพพลังงานลม		3	0.75								
ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์				5	1.25						
ศักยภาพพลังงานน้ำขนาดเล็ก						2	0.5				
ศักยภาพพลังงานชีวมวล								4	1		
ศักยภาพพลังงานก๊าซชีวภาพ										1	0.25
2. ปัจจัยทางการมีส่วนร่วมของ ชุมชน	10%	1	0.1	1	0.1	2	0.2	4	0.4	3	0.3
3. ปัจจัยทางด้านนโยบายภาครัฐบาล	30%	1	0.3	1	0.3	1	0.3	5	1.5	4	1.2
4. ปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์	25%										
ต้นทุนในการก่อสร้างโรงงาน		1		1		4		3		3	
ต้นทุนค่าวัตถุดิบ		5		5		5		2		3	
ต้นทุนในการซ่อมบำรุงและ การดูแลรักษา		3		4		3		3		3	
ค่าเฉลี่ยปัจจัยทางด้าน เศรษฐศาสตร์		3	0.75	3.33	0.83	4	1.00	2.67	0.67	3	0.75
5. ปัจจัยทางด้านความต้องการใช้ พลังงานของประเทศ*	10%										
ความต้องการพลังงานลม		4	0.4								
ความต้องการพลังงาน แสงอาทิตย์				2	0.2						
ความต้องการพลังงานน้ำ ขนาดเล็ก						3	0.3				
ความต้องการพลังงานชีวมวล								5	0.5		
ความต้องการพลังงานก๊าซ ชีวภาพ										1	0.1
Total	100%	17.00	2.30	20.33	2.68	21.00	2.30	23.67	3.07	20.00	2.60

จากกระบวนการในการวิเคราะห์ ปัจจัยต่างๆ โดยวิธีการหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ดังกล่าว เมื่อพิจารณาทั้งปัจจัยและคะแนนที่แต่ละปัจจัยและแต่ละพลังงานได้รับแล้ว จะเห็นว่าพลังงานชีวมวล เป็นพลังงานที่มีคะแนนสูงสุด เท่ากับ 3.07 คะแนน ดังนั้นจึงเลือก พลังงานชีวมวลเป็นพลังงานทางเลือกที่จะใช้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

หากพิจารณาจากผลการวิเคราะห์ทั้งหมด โดยดูจากการวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน อัตราผลตอบแทนจากการลงทุน และการหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักแล้ว แม้ว่าโรงไฟฟ้าพลังงานขยะจะมีระยะเวลาคืนทุนสั้นที่สุด แต่อัตราผลตอบแทนจากการลงทุน และปัจจัยที่จะส่งผลต่อการก่อสร้างโรงงานยังไม่ดีเท่ากับโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ซึ่งจากตัวเลขในระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 12.3 ปี , อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนเท่ากับ 19.65% และ การหาค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่เท่ากับ 3.07 ซึ่งหมายรวมถึงปัจจัยเกี่ยวพันต่างๆที่มีผลต่อการก่อสร้างโดยอาจจะทำให้โครงการสามารถเริ่มต้นได้อย่างรวดเร็วที่สุด และได้รับผลตอบแทนดีที่สุด รวมถึงภาครัฐบาลที่เป็นตัวแปรสำคัญได้ให้การสนับสนุนด้วยแล้วทางผู้จัดทำจึงสรุปให้โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเป็นทางเลือกสำหรับประเทศไทยภายใต้วิกฤตการณ์โลกร้อนที่ดำเนินการวิเคราะห์ผ่านวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานประเภทอื่นๆนั้น หากมีการก่อสร้างก็อาจจะมีโอกาสที่จะเป็นไปได้และได้รับผลตอบแทนตามตัวเลขสนับสนุนที่ผู้จัดทำได้รวบรวมสรุปไว้ในส่วนการวิจารณ์ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ดังนั้นจะได้ข้อสรุปสำหรับการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ว่า พลังงานชีวมวลเป็นพลังงานทางเลือกที่เหมาะสมที่สุดสำหรับประเทศไทยภายใต้วิกฤตการณ์โลกร้อนเพราะอีก 12 ปีนับจากนี้ไป พลังงานทางเลือกจะเข้ามามีบทบาทสำคัญเป็นอย่างยิ่งต่อเศรษฐกิจของประเทศไม่ว่าจะเป็นในด้านใดก็ตาม จึงจำเป็นอย่างยิ่งที่ประเทศไทยจะต้องเตรียมดำเนินการไม่ว่าทางใดก็ทางหนึ่งในการแสวงหาแหล่งพลังงานทางเลือกเพื่อใช้ในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศให้สามารถที่จะแข่งขันกับนานาประเทศให้ได้

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ผู้จัดทำได้นำข้อมูลที่เป็นประโยชน์มาเพื่อใช้ในการวิเคราะห์แหล่งพลังงานที่เป็นไปได้เท่านั้นแต่หากหน่วยงานใดที่มีส่วนเกี่ยวข้องต้องการที่จะนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์นั้นจะต้องมีการศึกษาในเรื่องของภูมิศาสตร์และแหล่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆอย่างละเอียด และสิ่งสำคัญที่สุดคือเรื่องของชุมชนและสิ่งแวดล้อมที่คาดว่าจะเข้ามาเป็นปัจจัยหลักในการพิจารณาต่อไป เพื่อเป็นประโยชน์มากยิ่งขึ้นในการดำเนินการ

ข้อเสนอแนะ

พลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ หากจะมีการดำเนินโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลตามข้อสรุปของวิทยานิพนธ์นั้น ผู้ประกอบการหรือผู้ลงทุน จะต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมในส่วนที่เกี่ยวกับ สถานที่ก่อสร้างว่าจังหวัดใดจะเหมาะสมที่สุดในด้านของต้นทุนค่าที่ดินและแรงงาน รวมถึงผลกระทบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม เนื่องจากผลกระทบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อมนี้เป็นปัจจัยที่จะเข้ามามีอิทธิพลอย่างมาก ดังมีตัวอย่างให้เห็นอยู่เสมอ เช่นชาวบ้านเรียกร้องหรือไม่ยอมให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพราะคาดว่าจะทำให้เกิดมลภาวะต่อประชาชนที่อาศัยอยู่ในบริเวณดังกล่าว ดังนั้นเพื่อที่จะได้ไม่ก่อให้เกิดปัญหาในระยะยาวผู้ดำเนินการจะต้องมีการประเมินผลกระทบของโครงการในด้านสิ่งแวดล้อมและปัญหาที่จะเกิดขึ้นจากชุมชนควบคู่กันไปด้วย

นอกเหนือจากนี้ ในภาพที่ 66 พบว่าเป้าหมายพลังงานทดแทน พ.ศ.2551 – 2565 มีสัดส่วนการใช้พลังงานชีวมวลโดยรวมในอีก 5 ปีข้างหน้าประมาณร้อยละ 80 ซึ่งทั้งนี้พลังงานลมก็มีสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นเช่นเดียวกัน ดังนั้นหากพลังงานชีวมวลจะเป็นพลังงานที่เหมาะสมกับประเทศไทยมากที่สุดภายใต้สถานการณ์ในปัจจุบันแล้วนั้น พลังงานอื่นๆก็อาจจะมีเหมาะสมเป็นสัดส่วนกันไปในอนาคตข้างหน้า การพิจารณาก่อตั้งโรงไฟฟ้าจากพลังงานต่างๆอาจจะต้องดำเนินการผลิตตามสัดส่วนของศักยภาพพลังงานแต่ละประเภทตามที่ได้นำเสนอไปข้างต้น

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

กระทรวงพลังงาน. 2551. **คำแถลงนโยบายของคณะรัฐมนตรี (นายอภิสิทธิ์ เวชชาชีวะ นายกรัฐมนตรี).** นโยบายพลังงาน. แหล่งที่มา:

<http://www.energy.go.th/moen/Index.aspx?MenuID=209>, 1 ธันวาคม 2552.

กระทรวงพลังงาน. 2552. **นโยบายพลังงานของประเทศ.** นโยบายพลังงาน. แหล่งที่มา:

<http://www.energy.go.th/moen/Index.aspx?MenuID=212>, 1 ธันวาคม 2552.

กระทรวงพลังงาน. ม.ป.ป.. **พลังงานทดแทนรูปแบบใหม่.** พลังงานทางเลือก. แหล่งที่มา:

<http://www.energy.go.th/moen/Index.aspx?MenuID=71>, 2 ธันวาคม 2552.

กระทรวงพลังงาน. ม.ป.ป.. **พลังงานลม.** พลังงานทางเลือก. แหล่งที่มา:

<http://www.energy.go.th/moen/Index.aspx?MenuID=70>, 2 ธันวาคม 2552.

กระทรวงพลังงาน. ม.ป.ป.. **เทคโนโลยีพลังงานชีวมวลและก๊าซชีวภาพ.** พลังงานทางเลือก.

แหล่งที่มา: <http://www.energy.go.th/moen/Index.aspx?MenuID=67>, 2 ธันวาคม 2552.

กระทรวงพลังงาน. ม.ป.ป.. **พลังงานขยะ.** พลังงานทางเลือก. แหล่งที่มา:

<http://www.energy.go.th/moen/Index.aspx?MenuID=68>, 2 ธันวาคม 2552.

กองบรรณาธิการ นสพ.กรุงเทพธุรกิจ. 2551. **พลังงานกู้โลกร้อน เชื้อเพลิงทางเลือก ทางรอดประเทศไทย.** ครั้งที่ 1. เนชั่นมัลติมีเดีย, กรุงเทพฯ.

กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ม.ป.ป.. **เทคโนโลยีกังหันลม.** พลังงานลม. แหล่งที่มา:

http://www2.egat.co.th/re/egat_wind/wind_technology.htm, 8 ธันวาคม 2552.

กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ม.ป.ป.. ศักยภาพพลังงานลมในประเทศไทย. พลังงานลม. แหล่งที่มา:

http://www2.egat.co.th/re/egat_wind/wind_thailand.htm, 8 ธันวาคม 2552.

กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ม.ป.ป.. พลังงานแสงอาทิตย์. พลังงานแสงอาทิตย์. แหล่งที่มา:

http://www2.egat.co.th/re/egat_pv/sun_energy.htm, 8 ธันวาคม 2552.

กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ม.ป.ป.. ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542). พลังงานแสงอาทิตย์.

แหล่งที่มา: http://www2.egat.co.th/re/egat_pv/sun_thailand.htm, 8 2552.

กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ม.ป.ป.. เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์. พลังงานแสงอาทิตย์. แหล่งที่มา:

http://www2.egat.co.th/re/solarcell/solarcell_technology.htm, 8 2552.

กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ม.ป.ป.. ขบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์. พลังงานแสงอาทิตย์. แหล่งที่มา:

http://www2.egat.co.th/re/solarcell/solarcell_pg4.htm, 8 ธันวาคม 2552.

กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ม.ป.ป.. ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์. พลังงานแสงอาทิตย์. แหล่งที่มา:

http://www2.egat.co.th/re/solarcell/solarcell_pg5.htm, 8 2552.

กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ม.ป.ป.. ความเป็นมาของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี.

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี. แหล่งที่มา:

http://www2.egat.co.th/re/egat_pv/egatpv_silinthon/egatpv_silinthon.htm, 8 2552.

กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ม.ป.ป.. เอกสารเผยแพร่ โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร. โรงไฟฟ้าเซลล์
แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร. แหล่งที่มา:

http://www2.egat.co.th/re/egat_pv/egatpv_silinthon/pdf_silinthon/paper_silinthon.pdf, 8
2552.

กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.

ม.ป.ป.. ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบถ่วงน้ำหนัก. โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เขื่อนสิริน
ธร. แหล่งที่มา:

http://www2.egat.co.th/re/egat_pv/egatpv_silinthon/tracking_silinthon.htm, 8 2552.

ไกรพัฒน์ จินขจร. 2551. พลังงานหมุนเวียน. สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี (ไทย-ญี่ปุ่น),
กรุงเทพฯ.

จารนัย พนิชกุล. 2549. พลังงาน. สำนักพิมพ์ป่าจระ, กรุงเทพฯ. แปลจาก Rob Bowden. 2003.
Sustainable World. n.p.

เดชรัด สุขกำเนิด. 2551. พลังงาน งานที่มีพลัง. ครั้งที่ 1. มูลนิธิโลกสีเขียว, กรุงเทพฯ.

ตติยา ไญบุญ. 2548. พลังงานธรรมชาติ สูดยอดพลังงาน. สำนักพิมพ์ประพันธ์สาส์น, กรุงเทพฯ.

นกร ทิพยาวงศ์. 2553. เทคโนโลยีการแปลงสภาพชีวมวล. ครั้งที่ 1. สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี
(ไทย-ญี่ปุ่น), กรุงเทพฯ.

นที ศรีทอง, คมสัน หุตะแพทย์ และ ญัฐภูมิ สุดแก้ว. 2552. คู่มือพลังงานทดแทน กังหันลม กังหัน
น้ำผลิตไฟฟ้าใช้เอง. ครั้งที่ 1. สำนักพิมพ์เกษตรกรรมธรรมชาติ, กรุงเทพฯ.

นภัทร วัจนเทพินทร์. 2550. การผลิตไฟฟ้า โรงไฟฟ้า และพลังงานทดแทน. สกายบุ๊กส์,
กรุงเทพฯ.

นิพนธ์ เกตุจ้อย และ อชิตพล ศศิธรานูวัฒน์. 2547. เทคโนโลยีพลังงานลม. วารสาร
มหาวิทยาลัยนเรศวร 12 (2): 57 - 73.

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม. 2551. **ประเภทของชีวมวล**. ชีวมวล. แหล่งที่มา:

<http://www.efe.or.th/home.php?ds=preview&back=content&mid=hGtTu8zx7jWvD4by&doc=Bgqtvz94LrZj7Hf2>, 8 ธันวาคม 2552.

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม. 2551. **ระบบหม้อไอน้ำ(Boiler)และกังหันไอน้ำ(Steam Turbine)**.
ชีวมวล. แหล่งที่มา:

<http://www.efe.or.th/home.php?ds=preview&back=content&mid=hGtTu8zx7jWvD4by&doc=3r2M1fJchFmUkDXB>, 8 2552.

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม. 2551. **ระบบแก๊สซิฟิเคชัน**. ชีวมวล. แหล่งที่มา:

<http://www.efe.or.th/home.php?ds=preview&back=content&mid=hGtTu8zx7jWvD4by&doc=fcbXRmCQgAStZy65>, 8 2552.

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม. 2551. **เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ**. ก๊าซชีวภาพ. แหล่งที่มา:

<http://www.efe.or.th/home.php?ds=content&mid=cMS7s93gtBdrFxPI&docmenu=db6kCTs0xBv3mVFc>, 8 2552.

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม. 2551. **ศักยภาพก๊าซชีวภาพรวมทั้งประเทศ**. ก๊าซชีวภาพ.

แหล่งที่มา:

<http://www.efe.or.th/home.php?ds=preview&back=content&mid=cMS7s93gtBdrFxPI&doc=Nh0QAq2EHRts4jwU>, 8 2552.

มูลนิธิวิทยาศาสตร์ ดร.ปรีชา-ประไพ อมาตยกุล. ม.ป.ป.. **พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานทดแทน**
วันนี้. ม.ป.ท.,

วรรณภา ก่อสกุล. 2546. **พลังงานและสิ่งแวดล้อม**. สำนักพิมพ์แม็ค, กรุงเทพฯ.

วรรณช แจงสว่าง. 2551. พลังงานหมุนเวียน. จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, กรุงเทพฯ.

ศรรรวิศา เมฆไพบูลย์. 2552. วิกฤติ ทางรอด และอนาคตพลังงาน. เนชั่นแนลจีโอกราฟฟิก, กรุงเทพฯ. แปลจาก National Geographic ed. 2009. **Energy for tomorrow : Repowering the planet.** National Geographic, U.S.A.

สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย. 2551. เราไม่จื่อน้ำมัน. ครั้งที่ 1. จุฬานบุ๊คส์, กรุงเทพฯ.

Damodaran, A. 2001. **Corporate Finance, Theory and Practice.** 2nd ed. Wiley, U.S.A..

Ross, S. and W. W. Randolph 2003. **Fundamentals of Corporate Finance.** 6th ed. McGraw Hill, U.S.A..



ประเภทของพลังงาน	กำลังผลิต	ศักยภาพของแหล่งพลังงาน
	กิโลวัตต์	
1. โรงไฟฟ้าพลังงานลม		
- ขนาดเล็ก (150-300 kW)	6,000	ติดตั้งในพื้นที่หน่วยราชการและเอกชน
- ขนาดกลาง (500-750 kW)	-	สำรวจและติดตั้งในพื้นที่ภาคใต้
- ขนาดใหญ่ (>1000 kW)	250,000	ตอนล่างและภาคอีสาน
2. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์		
- บนหลังคาอาคารขนาดเล็ก	3,000	โครงการบ้าน 1,000 หลัง
- บนหลังคาอาคารพาณิชย์	5,000	ในเมืองใหญ่ๆ และสถานที่ราชการ
- บนหลังคาโรงงาน/อาคารธุรกิจขนาดใหญ่	20,000	ในพื้นที่ ปิมน้ำมัน และอาคารธุรกิจ
- ระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่	50,000	
3. โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล		
- ขนาดเล็ก (500-1000 kW)	15,000	ใช้วัสดุเหลือใช้จากชุมชน
- ขนาดใหญ่ (>2500 kW)	800,000	ใช้วัสดุเหลือใช้จากโรงงานอุตสาหกรรมเกษตร
4. โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ		
- ขนาดเล็ก (50-200 ton/day)	10,500	เทศบาลต่างๆ 30 จังหวัด
- ขนาดใหญ่ (>1000 ton/day)	75,000	ในเขตภาคกลาง/เชียงใหม่/สงขลา
5. โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก		
- ขนาดเล็ก (500-1000 kW)	5,000	ร่วมกับ อบต. ที่มีแหล่งน้ำเหมาะสม
- ขนาดใหญ่ (>2000 kW)	250,000	ร่วมกับกรมชลประทาน
รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น	1,489,500	

ภาพผนวกที่ 1 ศักยภาพของแหล่งพลังงานทดแทน ปี 2020

ประมาณการติดตั้งใน 15 ปีข้างหน้า

ประเภทของพลังงาน	ราคาลงทุน บาท/กิโลวัตต์	ระยะเวลา ดำเนินการ: (ปี)	ค่า O&M % เงิน ลงทุน	Plant Factor %	ราคาไฟฟ้า เฉลี่ย บาท/หน่วย	หมายเหตุ
1. โรงไฟฟ้าพลังงานลม						
- ขนาดเล็ก (150-300 kW)	82,000-92,000	1.00	1.50%	15.00%	7.72-8.72	คิดดอกเบี้ย 9.0%
- ขนาดกลาง (500-750 kW)	66,000-76,000	1.50	1.50%	17.00%	5.52-6.36	อายุระบบ 20 ปี
- ขนาดใหญ่ (>1500 kW)	50,000-60,000	1.50	1.50%	18.00%	4.74-5.00	ราคาค่าไฟฟ้าคงที่
2. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์						
- แบบบนหลังคา 3kW/อาคาร	195,000-205,000	0.50	0.50%	14.00%	17.00-18.00	คิดดอกเบี้ย 9.0%
- แบบบนหลังคา 100kW/อาคาร	180,000-190,000	0.50	0.50%	14.00%	16.00-17.00	อายุระบบ 25 ปี
- แบบบนดินขนาดใหญ่ ≥ 1000 kW	165,000-175,000	1.50	0.50%	14.50%	14.00-15.00	ราคาค่าไฟฟ้าคงที่
3. โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล						
- ขนาดเล็ก (500-1000 kW)	55,000-65,000	2.00	2.50%	75.00%	2.50-3.00	คิดดอกเบี้ย 9.0%
- ขนาดใหญ่ (>5000 kW) (ราคาชีวมวล 1,000 บาท/ตัน)	45,000-55,000	2.50	2.50%	75.00%	2.25-2.75	อายุระบบ 25 ปี
4. โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ*	บาท/ตันขยะ/วัน					ราคาค่าไฟฟ้าคงที่
- แบบถังหมัก (50-300 ton/day)	1,800,000-2,000,000	2.00	4.50%	85.00%	3.05-3.58	อายุระบบ 20 ปี
- แบบเตาเผา (>500 ton/day)	2,250,000-2,500,000	2.50	4.50%	85.00%	2.82-3.27	ราคาค่าไฟฟ้าคงที่
					ค่ากำจัดขยะ 300 บาท/ตัน	
5. โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก						
- ขนาดเล็ก (<500 kW)	70,000-90,000	1.00	2.00%	35.00%	2.75-3.50	คิดดอกเบี้ย 9.0%
- ขนาดใหญ่ (>2000 kW)	50,000-70,000	1.50	2.00%	35.00%	2.00-2.75	อายุระบบ 25 ปี
						ราคาค่าไฟฟ้าคงที่

ภาพผนวกที่ 2 ต้นทุนโดยเฉลี่ยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

* ราคาโรงไฟฟ้าขยะ บาทต่อกิโลวัตต์สุทธิของพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้

** ไม่รวมค่าที่ดินและค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงสายส่ง

โรงไฟฟ้าพลังงานลม ขนาดที่ใช้	Equipment Cost (USD/kW)	BOS Cost (USD/kW)	Total Cost (USD/kW)	THB/kW system (THB33/USD)
- ขนาดเล็ก (150-300 kW)	2,000	500	2,500	82,500
- ขนาดกลาง (500-750 kW)	1,600	400	2,000	66,000
- ขนาดใหญ่ (>1000 kW)	1,300	325	1,625	53,625
	80%	20%	100%	
ต้นทุนการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์(THB/kW)				
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดที่ใช้	Equipment Cost (THB/kW)	BOS Cost (THB/kW)	Total Cost (THB/kW)	USD/kW system (THB33/USD)
- แบบบนหลังคา 3kW/อาคาร	130,000	70,000	200,000	6,061
- แบบบนหลังคา 100kW/อาคาร	125,000	65,000	190,000	5,758
- แบบ PV Power Plant 1000kW	115,000	60,000	175,000	5,303
	~ 65%	~ 35%	100%	
ต้นทุนการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (USD/kW)				
โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ขนาดที่ใช้	Equipment Cost (USD/kW)	BOS Cost (USD/kW)	Total Cost (USD/kW)	THB/kW system (THB33/USD)
- ขนาดเล็ก (500-1000 kW)	1,500	375	1,875	61,875
- ขนาดใหญ่ (>5000 kW)	1,200	300	1,500	49,500
	80%	20%	100%	
ต้นทุนการผลิตโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ (USD/ตันขยะ/วัน)				
โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ ขนาดที่ใช้	Equipment Cost (USD)	BOS Cost (USD)	Total Cost (USD)	บาท/ตันขยะ/วัน (THB33/USD)
- ขนาดเล็ก (50-300 ton/day)	40,000	17,143	57,143	1,885,714
- ขนาดใหญ่ (>500 ton/day)	50,000	21,429	71,429	2,357,143
	70%	30%	100%	
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก (USD/kW)				
ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ ขนาดที่ใช้	Equipment Cost (THB/kW)	BOS Cost (THB/kW)	Total Cost (THB/kW)	USD/kW system (THB33/USD)
- ขนาดเล็ก (<500 kW)	60,000	18,000	78,000	2,364
- ขนาดใหญ่ (>2000 kW)	40,000	15,000	55,000	1,667

ภาพผนวกที่ 3 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากพลังงานประเภทต่างๆ

กำลังผลิตติดตั้ง	kW	150.00	150.00	600.00	600.00	1250.00	1250.00
Plant Factor	%	15.00%	15.00%	17.00%	17.00%	18.00%	18.00%
อายุการผลิตไฟฟ้า	Year	20	20	20	20	20	20
ดอกเบี้ยเงินกู้	%	6.000	9.000	6.000	9.000	6.000	9.000
ค่า Capital Recovery Factor	-	0.087185	0.109546	0.087185	0.109546	0.087185	0.109546
ค่าดูแลรักษาระบบ*	Bath/yr.	185,625	185,625	594,000	594,000	1,005,469	1,005,469
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	kWh/yr.	197,100	197,100	893,520	893,520	1,971,000	1,971,000
ราคาของระบบทั้งหมด	Bath/kW	82,500	82,500	66,000	66,000	53,625	53,625
กรณีที่ 1 ได้รับเงินช่วยเหลือ	0.0%						
ค่าใช้จ่ายของผู้ร่วมโครงการ	Bath	12,375,000	12,375,000	39,600,000	39,600,000	67,031,250	67,031,250
เงินลงทุนต่อปี	Bath/yr.	1,078,909	1,355,638	3,452,508	4,338,040	5,844,090	7,343,037
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย*	Bath/kWh	6.42	7.82	4.53	5.52	3.48	4.24
กรณีที่ 2 ได้รับเงินช่วยเหลือ	30%						
ค่าใช้จ่ายผู้ร่วมโครงการ	Bath	8,662,500	8,662,500	27,720,000	27,720,000	46,921,875	46,921,875
เงินลงทุนต่อปี	Bath/yr.	755,236	948,946	2,416,756	3,036,628	4,090,863	5,140,126
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย*	Bath/kWh	4.77	5.76	3.37	4.06	2.59	3.12

ภาพผนวกที่ 4 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลม ขนาด 150 – 1250 kW

คิดค่าบำรุงรักษาและค่าพลังงานคงที่ตลอด 20 ปี

ใช้ค่า O&M = 1.50% ของเงินลงทุน

อัตราดอกเบี้ยสินเชื่อ MLR อ้างอิงจาก 5 ธนาคารใหญ่ ได้แก่ BBL, KBANK, SCB, TMB และ BAY ณ วันที่ 4 มี.ค. 2553 เท่ากับ 6% ต่อปี

อัตราดอกเบี้ยสินเชื่อ สำหรับธุรกิจขนาดกลางถึงใหญ่ โดยเฉลี่ยเท่ากับ 11% ต่อปี

Long Run Marginal Cost of Wind Turbine Generation Project 1250 kW.

Investment Cost of Plant	53,625	Baht/kW.	Discount Rate	9.00%
Plant Capacity Factor	18.00%		Plant Capacity	1,250.00 kW.
Payback period	15.5	years	O&M	1.50%
Investment of PV system	67,031,250			

Fiscal	Discount	Direct Benefit		Total Cost		Present V.@0.75%DR.	
Year	Factor	Annual Gen.	Electricity	Total Benefit	O & M	Total Cost	P.V. of
	9.00%	(kWh)	Cost ^{1/}	Baht	Cost ^{2/}	Baht	Benefit
							Cost
0	1.0000	-	-	-	-	67,031,250	-
1	0.9174	1,971,000	10,096,987	10,096,987	1,005,469	1,005,469	9,263,291
2	0.8417	1,971,000	10,096,987	10,096,987	1,005,469	1,005,469	8,498,432
3	0.7722	1,971,000	10,096,987	10,096,987	1,005,469	1,005,469	7,796,727
4	0.7084	1,971,000	10,096,987	10,096,987	1,005,469	1,005,469	7,152,960
5	0.6499	1,971,000	10,096,987	10,096,987	1,005,469	1,005,469	6,562,349
6	0.5963	1,971,000	10,096,987	10,096,987	1,005,469	1,005,469	6,020,504
7	0.5470	1,971,000	10,096,987	10,096,987	1,005,469	1,005,469	5,523,398
8	0.5019	1,971,000	10,096,987	10,096,987	1,005,469	1,005,469	5,067,337
9	0.4604	1,971,000	10,096,987	10,096,987	1,005,469	1,005,469	4,648,933
10	0.4224	1,971,000	10,096,987	10,096,987	1,005,469	1,005,469	4,265,076
11	0.3875	1,971,000	5,913,000	5,913,000	1,005,469	1,005,469	2,291,482
12	0.3555	1,971,000	5,913,000	5,913,000	1,005,469	1,005,469	2,102,277
13	0.3262	1,971,000	5,913,000	5,913,000	1,005,469	1,005,469	1,928,694
14	0.2992	1,971,000	5,913,000	5,913,000	1,005,469	1,005,469	1,769,444
15	0.2745	1,971,000	5,913,000	5,913,000	1,005,469	1,005,469	1,623,343
16	0.2519	1,971,000	5,913,000	5,913,000	1,005,469	1,005,469	1,489,306
17	0.2311	1,971,000	5,913,000	5,913,000	1,005,469	1,005,469	1,366,336
18	0.2120	1,971,000	5,913,000	5,913,000	1,005,469	1,005,469	1,253,519
19	0.1945	1,971,000	5,913,000	5,913,000	1,005,469	1,005,469	1,150,017
20	0.1784	1,971,000	5,913,000	5,913,000	1,005,469	1,005,469	1,055,062
		Total		160,099,872		87,140,625	80,828,488
							76,209,717

ภาพผนวกที่ 5 ต้นทุนในการก่อตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดใหญ่ 1250 kW ระยะเวลา 20 ปี

Assume: Feed in Tariff 5.12 Baht/kWh. For 10 years

Year 11-20tariff 3.00 Baht/kWh.

O&M Increase 0.00%

Electrical Tariff Increase 0.00% for each year

กำลังผลิตติดตั้ง		PV Rooftop		PV Rooftop		PV Power Plant	
	kW	3.12	3.12	100	100	1000	1000
Plant Factor	%	14.00%	14.00%	14.00%	14.00%	14.50%	14.50%
อายุการผลิตไฟฟ้า	Year	25	25	25	25	25	25
ดอกเบี้ยเงินกู้	%	6.000	9.000	6.000	9.000	6.000	9.000
ค่า Capital Recovery Factor	-	0.078227	0.101806	0.078227	0.101806	0.078227	0.101806
ค่าดูแลรักษาระบบ*	Bath/yr.	3,120	3,120	95,000	95,000	875,000	875,000
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	kWh/yr.	3,826	3,826	122,640	122,640	1,270,200	1,270,200
ราคาของระบบทั้งหมด	Bath/kWp	200,000	200,000	190,000	190,000	175,000	175,000
กรณีที่ 1 ได้รับเงินช่วยเหลือ	0.0%						
ค่าใช้จ่ายของผู้ร่วมโครงการ	Bath	624,000	624,000	19,000,000	19,000,000	175,000,000	175,000,000
เงินลงทุนต่อปี	Bath/yr.	48,813	63,527	1,486,308	1,934,319	13,689,676	17,816,094
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย*	Bath/kWh	13.57	17.42	12.89	16.55	11.47	14.72
กรณีที่ 2 ได้รับเงินช่วยเหลือ	30%						
ค่าใช้จ่ายของผู้ร่วมโครงการ	Bath	436,800	436,800	13,300,000	13,300,000	122,500,000	122,500,000
เงินลงทุนต่อปี	Bath/yr.	34,169	44,469	1,040,415	1,354,023	9,582,773	12,471,266
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย*	Bath/kWh	9.75	12.44	9.26	11.82	8.23	10.51

ภาพผนวกที่ 6 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

คิดค่าบำรุงรักษาและค่าพลังงานคงที่

ใช้ค่า O&M แบบไม่มีแบตเตอรี่ = 0.50% ของเงินลงทุน

Long Run Marginal Cost of PV Power Plant 1,000 kWp.

Investment Cost of Plant	175,000	Baht/kWp.	Discount Rate	9.00%
Plant Capacity Factor	14.50%		Plant Capacity	1,000.00 kWp.
Payback Period	25.00	years	O&M	0.50%

Fiscal	Discount		Direct Benefit			Total Cost		Present V.@0.75%DR.	
Year	Factor	Annual Gen.	Electricity	Total Benefit	Investment of	O & M	Total Cost	P.V. of	P.V. of
	9.00%	(kWh)	Cost ^{1/}	Baht	PV System	Cost ^{2/}	Baht	Benefit	Cost
0	1.0000	-	-	-	175,000,000	-	175,000,000	-	175,000,000
1	0.9174	1,270,200	26,586,018	26,586,018		875,000	875,000	24,390,842	802,752.3
2	0.8417	1,270,200	26,586,018	26,586,018		875,000	875,000	22,376,919	736,470.0
3	0.7722	1,270,200	26,586,018	26,586,018		875,000	875,000	20,529,284	675,660.5
4	0.7084	1,270,200	26,586,018	26,586,018		875,000	875,000	18,834,205	619,872.1
5	0.6499	1,270,200	26,586,018	26,586,018		875,000	875,000	17,279,087	568,690.0
6	0.5963	1,270,200	26,586,018	26,586,018		875,000	875,000	15,852,374	521,733.9
7	0.5470	1,270,200	26,586,018	26,586,018		875,000	875,000	14,543,462	478,655.0
8	0.5019	1,270,200	26,586,018	26,586,018		875,000	875,000	13,342,626	439,133.0
9	0.4604	1,270,200	26,586,018	26,586,018		875,000	875,000	12,240,941	402,874.3
10	0.4224	1,270,200	26,586,018	26,586,018		875,000	875,000	11,230,221	369,609.5
11	0.3875	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	1,476,733	339,091.2
12	0.3555	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	1,354,801	311,092.9
13	0.3262	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	1,242,936	285,406.3
14	0.2992	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	1,140,309	261,840.7
15	0.2745	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	1,046,155	240,220.8
16	0.2519	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	959,775	220,386.0
17	0.2311	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	880,527	202,189.0
18	0.2120	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	807,823	185,494.5
19	0.1945	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	741,122	170,178.5
20	0.1784	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	679,929	156,127.0
21	0.1637	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	623,788	143,235.8
22	0.1502	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	572,282	131,409.0
23	0.1378	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	525,030	120,558.7
24	0.1264	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	481,679	110,604.3
25	0.1160	1,270,200	3,810,600	3,810,600		875,000	875,000	441,907	101,471.9
		Total		323,019,176			196,875,000	183,594,756	183,594,757

ภาพผนวกที่ 7 ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 1,000 kWp. ระยะเวลา 25 ปี

Assume: Feed in Tariff 20.93 Baht/kWh. For 10 years

Year 11-20 tariff 3.00 Baht/kWh.

O&M Increase 0.00% for each year

กำลังผลิตติดตั้ง	kW	ขนาด <1000 kW		ขนาด >5000 kW	
		500.00	500.00	9000.00	9000.00
Plant Factor	%	75.00%	75.00%	75.00%	75.00%
อายุการผลิตไฟฟ้า	Year	25	25	25	25
ดอกเบี้ยเงินกู้	%	6.000	9.000	6.000	9.000
ค่า Capital Recovery Factor	-	0.078227	0.101806	0.078227	0.101806
ค่าความร้อนของชีวมวล	kCal/kg	3,500.0	3,500.0	3,500.0	3,500.0
ค่าความร้อนที่ได้ต่อตันชีวมวล	kWh/ตัน	4,069.8	4,069.8	4,069.8	4,069.8
Thermal Plant Efficiency	%	20.00%	20.00%	23.00%	23.00%
พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากชีวมวล	kWh/ตัน	814.0	814.0	936.0	936.0
ปริมาณชีวมวลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า	ตัน/ปี	4,036	4,036	63,170	63,170
ค่าดูแลรักษาระบบ*	Bath/yr.	773,438	773,438	11,137,500	11,137,500
ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าต่อปี**	Bath/yr.	4,035,857	4,035,857	63,169,938	63,169,938
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด	kWh/yr.	3,285,000	3,285,000	59,130,000	59,130,000
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิ***	kWh/yr.	2,956,500	2,956,500	53,217,000	53,217,000
ราคาของระบบทั้งหมด	Bath/kW	61,875	61,875	49,500	49,500
กรณีที่ 1 ได้รับเงินช่วยเหลือ	0.0%				
เงินลงทุนของโครงการ	Bath	30,937,500	30,937,500	445,500,000	445,500,000
เงินลงทุนต่อปี	Bath/yr.	2,420,139	3,149,631	34,850,003	45,354,685
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย*	Bath/kWh	2.45	2.69	2.05	2.25
กรณีที่ 2 ได้รับเงินช่วยเหลือ	30%				
เงินลงทุนของโครงการ	Bath	21,656,250	21,656,250	311,850,000	311,850,000
เงินลงทุนต่อปี	Bath/yr.	1,694,097	2,204,742	24,395,002	31,748,279
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย*	Bath/kWh	2.20	2.37	1.85	1.99

ภาพผนวกที่ 8 ต้นทุนการก่อตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

คิดค่าบำรุงรักษาและค่าพลังงานคงที่

ใช้ค่า O&M = 2.50% ของเงินลงทุน

ใช้ไฟฟ้าภายใน 10%

ราคาชีวมวล/แกลบ = 1,000 บาท/ตัน

Long Run Marginal Cost of Biomass Power Plant Project

Investment Cost of Plant 49,500 Baht/kW. Discount Rate 9.00%
 Plant Capacity Factor 75.00% Plant Capacity 9,000 kW.
 Payback period 12.30 years O&M 2.50%

Fiscal	Discount		Direct Benefit			Total Cost		Present V.@0.75%DR.	
Year	Factor	Annual Gen.	Electricity	Total Benefit	Investment &	O & M	Total Cost	P.V. of	P.V. of
	9.00%	(kWh)*	Cost ^{1/}	Baht	Fuel Cost	Cost ^{2/}	Baht	Benefit	Cost
0	1.0000	-	-	-	445,500,000	-	445,500,000	-	445,500,000
1	0.9174	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	124,498,486	68,171,961
2	0.8417	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	114,218,795	62,543,084
3	0.7722	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	104,787,885	57,378,976
4	0.7084	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	96,135,674	52,641,262
5	0.6499	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	88,197,866	48,294,736
6	0.5963	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	80,915,474	44,307,097
7	0.5470	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	74,234,380	40,648,713
8	0.5019	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	68,104,935	37,292,397
9	0.4604	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	62,481,592	34,213,209
10	0.4224	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	57,322,562	31,388,265
11	0.3875	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	52,589,506	28,796,573
12	0.3555	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	48,247,253	26,418,875
13	0.3262	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	44,263,535	24,237,500
14	0.2992	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	40,608,748	22,236,238
15	0.2745	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	37,255,732	20,400,218
16	0.2519	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	34,179,571	18,715,797
17	0.2311	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	31,357,404	17,170,456
18	0.2120	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	28,768,261	15,752,712
19	0.1945	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	26,392,900	14,452,029
20	0.1784	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	24,213,669	13,258,742
21	0.1637	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	22,214,376	12,163,984
22	0.1502	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	20,380,161	11,159,618
23	0.1378	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	18,697,396	10,238,182
24	0.1264	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	17,153,574	9,392,827
25	0.1160	53,217,000	135,703,350	135,703,350	63,169,938	11,137,500	74,307,438	15,737,224	8,617,273
		Total		3,392,583,750			2,303,185,947	1,332,956,958	1,175,390,724

ภาพผนวกที่ 9 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลขนาด 9,000 kW. ระยะเวลา 25 ปี

Based on long run marginal cost 2.55 Baht/kWh.

Electricity internal use 10% Fuel Cost and O&M Increase 0.00% for each year

กำลังผลิตติดตั้ง		ขนาด <500 kW		ขนาด >2000 kW	
	kW	500.00	500.00	2000.00	2000.00
Plant Factor	%	35.00%	35.00%	35.00%	35.00%
อายุการผลิตไฟฟ้า	Year	25	25	25	25
ดอกเบี้ยเงินกู้	%	6.000	9.000	6.000	9.000
ค่า Capital Recovery Factor	-	0.078227	0.101806	0.078227	0.101806
ค่าดูแลรักษาระบบ(O&M)*	Bath/yr.	780,000	780,000	2,200,000	2,200,000
ค่าเชื้อเพลิง**	Bath/yr.	-	-	-	-
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	kWh/yr.	1,533,000	1,533,000	6,132,000	6,132,000
ราคาของระบบทั้งหมด	Bath/kW	78,000	78,000	55,000	55,000
กรณีที่ 1 ได้รับเงินช่วยเหลือ	0.0%				
เงินลงทุนของโครงการ	Bath	39,000,000	39,000,000	110,000,000	110,000,000
เงินลงทุนต่อปี	Bath/yr.	3,050,842	3,970,444	8,604,939	11,198,688
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย*	Bath/kWh	2.50	3.10	1.76	2.19

ภาพผนวกที่ 10 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก

คิดค่าบำรุงรักษาและค่าพลังงานคงที่
ใช้ค่า O&M = 2.00% ของเงินลงทุน

Long Run Marginal Cost of Hydro Power Plant Project

Investment Cost of Plant	55,000	Baht/kWh	Discount Rate	9.00%
Plant Capacity Factor	35.00%		Plant Capacity	2,000 kW.
Payback period	12.36	years	O&M	2.00%

Fiscal	Discount	Direct Benefit				Total Cost		Present V.@0.75%DR.	
Year	Factor	Annual Gen.	Electricity	Total Benefit	Investment of	O & M	Total Cost	P.V. of	P.V. of
	9.00%	(kWh)	Cost ^{1/}	Baht	PV System	Cost ^{2/}	Baht	Benefit	Cost
0	1.0000	-	-	-	110,000,000	-	110,000,000	-	110,000,000
1	0.9174	4,905,600	18,150,720	18,150,720		1,980,000	1,980,000	16,652,037	1,816,514
2	0.8417	4,905,600	18,150,720	18,150,720		1,980,000	1,980,000	15,277,098	1,666,526
3	0.7722	4,905,600	18,150,720	18,150,720		1,980,000	1,980,000	14,015,686	1,528,923
4	0.7084	4,905,600	18,150,720	18,150,720		1,980,000	1,980,000	12,858,428	1,402,682
5	0.6499	4,905,600	18,150,720	18,150,720		1,980,000	1,980,000	11,796,723	1,286,864
6	0.5963	4,905,600	18,150,720	18,150,720		1,980,000	1,980,000	10,822,681	1,180,609
7	0.5470	4,905,600	18,150,720	18,150,720		1,980,000	1,980,000	9,929,065	1,083,128
8	0.5019	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	7,385,866	993,695
9	0.4604	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	6,776,024	911,647
10	0.4224	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	6,216,535	836,373
11	0.3875	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	5,703,243	767,315
12	0.3555	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	5,232,333	703,959
13	0.3262	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	4,800,306	645,834
14	0.2992	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	4,403,950	592,508
15	0.2745	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	4,040,321	543,585
16	0.2519	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	3,706,717	498,702
17	0.2311	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	3,400,658	457,525
18	0.2120	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	3,119,869	419,748
19	0.1945	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	2,862,266	385,090
20	0.1784	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	2,625,932	353,293
21	0.1637	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	2,409,112	324,122
22	0.1502	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	2,210,194	297,360
23	0.1378	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	2,027,701	272,807
24	0.1264	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	1,860,276	250,282
25	0.1160	4,905,600	14,716,800	14,716,800		1,980,000	1,980,000	1,706,675	229,616
		Total		391,957,440			159,500,000	161,839,697	129,448,708

ภาพผนวกที่ 11 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก 2,000 kW. ระยะเวลา 25 ปี

Tariff+Adder 3.70Baht/kWh. For 7 years, Year 8-20 tariff 3.00 Baht/kWh.

Electricity internal used 20.00% Electrical Tariff Increase 0.00% for each year

กำลังผลิตติดตั้ง	Tons/year	70,000		350,000	
	kW	Bio Gas	1,410	Incineration	15,794
Plant Factor	%	85.00%	85.00%	85.00%	85.00%
อายุการผลิตไฟฟ้า	Year	20	20	20	20
ดอกเบี้ยเงินกู้	%	6.000	9.000	6.000	9.000
ค่า Capital Recovery Factor	-	0.087185	0.109546	0.087185	0.109546
ค่าดูแลรักษาระบบ*	Bath/yr.	9,572,925	9,572,925	107,695,407	107,695,407
ปริมาณขยะสดเฉลี่ยต่อวัน	Tons/day	225.62	225.62	1,128.12	1,128.12
รายได้จากค่ากำจัดขยะ**	Bath/yr.	21,000,000	21,000,000	105,000,000	105,000,000
รายได้จาก Recycle (10% ของค่ากำจัดขยะ)	Bath/yr.	2,100,000	2,100,000	10,500,000	10,500,000
รายได้จากการขายปุ๋ย (700 บาท/ตัน)	Bath/yr.	4,900,000	4,900,000	-	-
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด	kWh/yr.	10,500,000	10,500,000	117,600,000	117,600,000
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิ***	kWh/yr.	8,400,000	8,400,000	94,080,000	94,080,000
ราคาของระบบคิดจากปริมาณขยะ	Bath/ton/day	1,885,714	1,885,714	2,357,143	2,357,143
Total Fixed Investment	Bath	382,917,002	382,917,002	2,393,231,265	2,393,231,265
Pre-Operating Expense	Bath	42,546,334	42,546,334	265,914,585	265,914,585
ราคาของระบบทั้งหมด	Bath	425,463,336	425,463,336	2,659,145,850	2,659,145,850
กรณีที่ไม่ได้รับเงินช่วยเหลือ	0.0%				
เงินลงทุนของโครงการ	Bath	425,463,336	425,463,336	2,659,145,850	2,659,145,850
เงินลงทุนต่อปี	Bath/yr.	37,093,832	46,608,009	231,836,453	291,300,054
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย*	Bath/kWh	2.22	3.35	2.38	3.01

ภาพผนวกที่ 12 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ

คิดค่าบำรุงรักษาและค่าพลังงานคงที่

ค่า O&M Biogas = 2.50%

ค่า O&M incineration = 4.50% ของเงินลงทุน

ใช้ไฟฟ้าภายใน 20%

ค่ากำจัดขยะ = 300 บาท/ตัน

Long Run Marginal Cost of MSW Power Plant Project

Investment Cost of Plant	2,659,146	10 ³ xBaht	Discount Rate	9.00%
Plant Capacity Factor	85.00%		Plant Capacity	15,794 kW.
Payback period	11.82	years	O&M	4.50%

Fiscal	Discount		Direct Benefit			Total Cost		Present V.@0.75%DR.	
Year	Factor	Annual Gen.	Electricity	Total Benefit	Investment of	O & M	Total Cost	P.V. of	P.V. of
	9.00%	(kWh)	Cost ^{1/} 10 ³ xBaht	10 ³ xBaht	PV System	Cost ^{2/}	Baht	Benefit	Cost
0	1.0000	-	-	-	2,659,146	-	2,659,146	-	2,659,146
1	0.9174	94,080,000	564,480	564,480		107,695	107,695	517,872	98,803
2	0.8417	94,080,000	564,480	564,480		107,695	107,695	475,112	90,645
3	0.7722	94,080,000	564,480	564,480		107,695	107,695	435,882	83,161
4	0.7084	94,080,000	564,480	564,480		107,695	107,695	399,892	76,294
5	0.6499	94,080,000	564,480	564,480		107,695	107,695	366,873	69,995
6	0.5963	94,080,000	564,480	564,480		107,695	107,695	336,581	64,215
7	0.5470	94,080,000	564,480	564,480		107,695	107,695	308,790	58,913
8	0.5019	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	141,647	54,049
9	0.4604	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	129,951	49,586
10	0.4224	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	119,221	45,492
11	0.3875	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	109,377	41,736
12	0.3555	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	100,346	38,289
13	0.3262	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	92,061	35,128
14	0.2992	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	84,459	32,227
15	0.2745	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	77,486	29,566
16	0.2519	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	71,088	27,125
17	0.2311	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	65,218	24,886
18	0.2120	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	59,833	22,831
19	0.1945	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	54,893	20,946
20	0.1784	94,080,000	282,240	282,240		107,695	107,695	50,360	19,216
		Total		7,620,480			4,813,054	3,996,941	3,642,248

ภาพผนวกที่ 13 ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ 15,000 kW ระยะเวลา 20 ปี

Assume: Tariff+Adder 6.00 Baht/kWh. For 7 years

Year 8-20 tariff 3.00 Baht/kWh.

Electricity internal used 20.00%

Electrical Tariff Increase 0.00% for each year

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ –นามสกุล	เรือเอกกนก กล่อมจิต
วัน เดือน ปี ที่เกิด	8 ธันวาคม 2523
สถานที่เกิด	จังหวัดลำปาง
ประวัติการศึกษา	โรงเรียนนายเรือ
ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน	นายช่างโรงงานต่อเรือเหล็ก กองโรงงานเรือเหล็ก อู่ทหารเรือพระจุลจอมเกล้า กรมอู่ทหารเรือ
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	อู่ทหารเรือพระจุลจอมเกล้า
ผลงานดีเด่นและรางวัลทางวิชาการ	-
ทุนการศึกษาที่ได้รับ	-