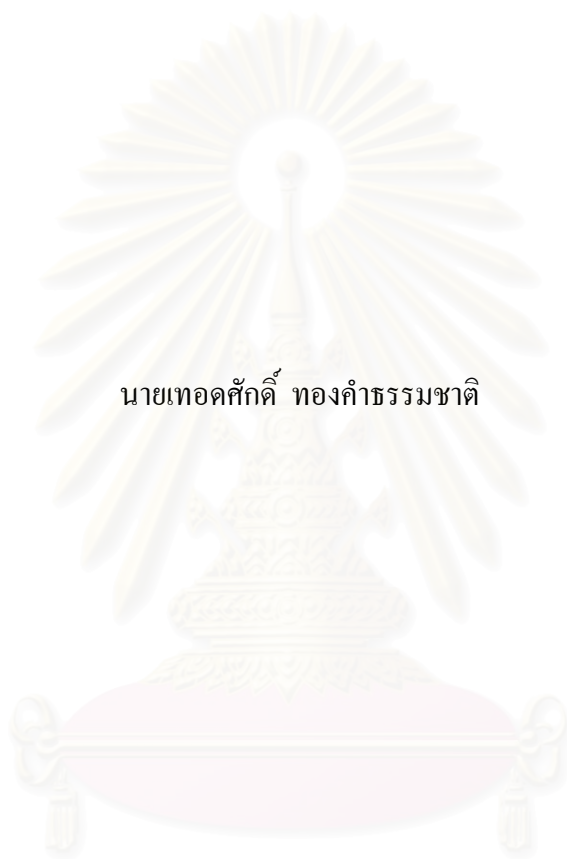


การศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร



นายเทอดศักดิ์ ทองคำธรรมชาติ

สถาบันวิทยบริการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต


สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2549

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

FEASIBILITY STUDY OF ELECTRICAL POWER GENERATION FROM WASTEWATER TREATMENT OF
BANGKOK METROPOLITAN ADMINISTRATION



Mr.Thordsak Thongkhumtammachat

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic year 2006

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของ
กรุงเทพมหานคร

โดย

นายเทอดศักดิ์ ทองคำธรรมชาติ

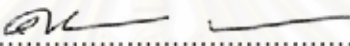
สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

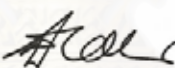
อาจารย์ที่ปรึกษา


อาจารย์ ดร.แนมบุญ หุนเจริญ

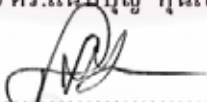
คณะกรรมการศาสตราจารย์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

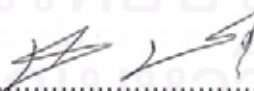

..... คณะบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร. ดิเรก ลาวัณย์ศิริ)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์


..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)


..... อาจารย์ที่ปรึกษา
(อาจารย์ ดร.แนมบุญ หุนเจริญ)


..... กรรมการ
(อาจารย์ไชยะ แซ่มซ้อย)


..... กรรมการ
(ดร.ปธาน บรรจงปรุ)

เทอดศักดิ์ ทองคำธรรมชาติ : การศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสีย
ของกรุงเทพมหานคร. (FEASIBILITY STUDY OF ELECTRICAL POWER
GENERATION FROM WASTEWATER TREATMENT OF BANGKOK
METROPOLITAN ADMINISTRATION) อ. ที่ปรึกษา : อ.ดร.แนบบุญ หุนเจริญ, 128 หน้า

ปัจจุบันความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง
เนื่องจากการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน(Renewable
Energy) ได้แก่ แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล น้ำ และไฮโดรเจน เป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่สามารถนำมาช่วย
สนับสนุนและเพิ่มความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าได้ อีกทั้งยังเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของ
กรุงเทพมหานคร โดยใช้ก๊าซชีวภาพจากระบบบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม
เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าใช้กับเครื่องยัดสันดาปภายในเปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้า
ในส่วนของ การประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ได้ทำการวิเคราะห์ผลขนาดกำลังการผลิตที่
เหมาะสม จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ด้วยวิธีการ โปรแกรมเชิง
พลวัต เพื่อกำหนดการเดินเครื่องรายสัปดาห์ที่เหมาะสมที่สุด และประเมินความคุ้มค่าในเชิง
เศรษฐศาสตร์โดยใช้ดัชนีชี้วัด ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วน
ผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน เพื่อนำไปใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุนใน โครงการผลิตไฟฟ้า
นอกจากนี้ได้ศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร
ให้มีความคุ้มค่ายิ่งขึ้น ได้แก่ การเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทน และการศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณ
น้ำเสียและบีโอดี ผลการศึกษา พบว่า ด้วยการจัดการน้ำเสียในปัจจุบันของกรุงเทพมหานคร ขนาด
กำลังการผลิตที่เหมาะสม คือ 32 กิโลวัตต์ จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง 7,280 ชั่วโมงต่อปี และปริมาณ
พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 232,960 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี มีอัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ
26.81 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนเท่ากับ 1.55 ผลดังกล่าวแสดงให้เห็นถึงความเป็นไป
ได้ของโครงการทั้งในเชิงเทคนิคและเชิงเศรษฐศาสตร์ ส่วนแนวทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าให้มี
ความคุ้มค่ายิ่งขึ้น ทำได้โดยการเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทน ซึ่งคาดว่าจะมีความเป็นไปได้สูงสุดที่กำลังการ
ผลิตขนาด 52 กิโลวัตต์ และให้อัตราผลตอบแทนการลงทุนร้อยละ 31.28 หรือคิดเป็นอัตราส่วน
ผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน 1.8 ตามลำดับ

ภาควิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ลายมือชื่อนิสิต _____
สาขาวิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____
ปีการศึกษา _____ 2549 _____

4770301121 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEY WORD: RENEWABLE ENERGY / WASTE-TO-ENERGY / BIOGAS / WASTEWATER TREATMENT

THORDSAK THONGKHUMTAMMACHAT : FEASIBILITY STUDY OF ELECTRICAL POWER GENERATION FROM WASTEWATER TREATMENT OF BANGKOK METROPOLITAN ADMINISTRATION. THESIS ADVISOR : NAEBBOON HOONCHAREON, Ph.D., 128 pp.

Electrical energy demand in Thailand has been continually increased due to the country's economic growth. Electricity generation from renewable energy sources, including solar, wind, biomass, hydropower, and hydrogen is an alternative that can help support and increase the security of power systems. Moreover it is considered as a clean and environmental friendly source of energy.

In this thesis, the feasibility study of electrical power generation from wastewater treatment of Bangkok Metropolitan Administration has been conducted. It employs biogas from sludge treatment unit of the Nongkhaem Wastewater Treatment Plant as the fuel for internal combustion engine to convert mechanical energy to electrical energy. Then, for technical feasibility analysis the installed capacity, the number of operating hours, and electrical energy produced are estimated using Dynamic Programming to determine optimal weekly schedule of power generation. Economic feasibility is evaluated by the net present value (NPV), internal rate of return (IRR), and benefit-cost ratio (B-C ratio). These economic indices are used to determine the electricity generation project feasibility. Additionally, the guidelines of how to improve the effectiveness of electricity generation from the BMA's wastewater treatment have been studied. The research findings are that with current BMA's wastewater treatment, suitable installed capacity is 32 kW with 7,280 operating hours, and 232,960 kWh produced, yearly. The corresponding IRR is 26.81% and the benefit to cost ratio is 1.55. Hence, the project is technically and economically feasible. To effectively improve the worth of the project, we should increase the amount of the biogas produced, of which the installed capacity could be increased up to 52 kW, resulting in IRR of 31.28%, and the benefit to cost ratio equal 1.8, respectively.

Department Electrical Engineering Student's signature Thordsak T.
 Field of study Electrical Engineering Advisor's signature Naebboon Hoonchareon
 Academic year 2006

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความกรุณาและความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ อาจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา ที่ได้ให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อวิทยานิพนธ์ ตลอดจนชี้ให้เห็นข้อบกพร่องและแนวทางแก้ไขต่าง ๆ นับตั้งแต่เริ่มต้นทำวิทยานิพนธ์จนกระทั่งเสร็จสมบูรณ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย

นอกจากนั้น ผู้วิจัยขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ ดร.ปธาน บรรจงปรุ และอาจารย์ไชยะ แซ่มซ้อย ที่ได้กรุณาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี รวมทั้งเจ้าหน้าที่ของกรุงเทพมหานครและเจ้าหน้าที่ของบริษัทประจำโรงควบคุมคุณภาพน้ำชอง นนทรี ดินแดง รัตนโกสินทร์ สีพระยา ทุ่งครุ และหนองแขม ที่ได้ให้ข้อมูลเพื่อใช้ประกอบการทำวิทยานิพนธ์

ท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา และขอบคุณพี่สาวและพี่ชายที่ได้ให้กำลังใจเสมอมา ตลอดจน เพื่อน ๆ พี่น้องทุก ๆ คนที่อยู่เบื้องหลังในความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	จ
กิตติกรรมประกาศ	ฉ
สารบัญ	ช
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญภาพ	ฐ
บทที่	
1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของวิทยานิพนธ์	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์	4
2 การผลิตไฟฟ้าจากระบบจัดการน้ำเสีย	5
2.1 นิยามและคำจำกัดความ	5
2.2 ที่มาของน้ำเสีย	6
2.3 การเปลี่ยนน้ำเสียเป็นตะกอนน้ำเสีย	7
2.3.1 การบำบัดน้ำเสียขั้นต้น	7
2.3.2 การบำบัดน้ำเสียขั้นที่สอง	7
2.3.3 การบำบัดน้ำเสียขั้นที่สาม	8
2.4 การหมักตะกอนน้ำเสีย	8
2.5 ประโยชน์ของการหมักตะกอนน้ำเสีย	9
2.6 การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมัก	10
2.6.1 องค์ประกอบของการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมัก	10
2.6.2 ระบบผลิตพลังงานร่วม	11
2.7 เทคโนโลยีระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้ก๊าซหมัก	12
2.7.1 กังหันแก๊ส	12

บทที่	หน้า
2.7.1.1 ระบบผลิตพลังงานร่วม โดยกังหันแก๊สและเครื่องถ่ายเท ความร้อนชนิดกำเนิดไอน้ำผลิตไอน้ำความดันสูง	13
2.7.1.2 ระบบผลิตพลังงานร่วม โดยกังหันแก๊สและเครื่องถ่ายเทความร้อน	14
2.7.2 กังหันแก๊สขนาดเล็ก	16
2.7.3 เครื่องยนต์สันดาปภายใน	19
2.7.4 เซลล์เชื้อเพลิง	24
2.7.5 สรุปการเปรียบเทียบชนิดและคุณลักษณะของระบบผลิตพลังงานร่วม	29
2.8 ตัวอย่างการผลิตไฟฟ้าจากระบบจัดการน้ำเสียในต่างประเทศ	30
2.8.1 โรงบำบัดน้ำเสีย Point Loma ประเทศสหรัฐอเมริกา	30
2.8.2 โรงบำบัดน้ำเสีย Gold Bar ประเทศแคนาดา	31
2.8.3 โรงบำบัดน้ำเสีย Littleton/Englewood ประเทศสหรัฐอเมริกา	32
2.8.4 โรงบำบัดน้ำเสีย Gloversville-Johnstown ประเทศสหรัฐอเมริกา	33
2.8.5 โรงบำบัดน้ำเสียอื่นๆ ประเทศสหรัฐอเมริกา	34
3 ระบบจัดการน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร	38
3.1 แหล่งที่มาของน้ำเสีย	38
3.2 การจัดการน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร	38
3.3 ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์	40
3.3.1 โรงควบคุมคุณภาพน้ำสีพระยา	40
3.3.2 โรงควบคุมคุณภาพน้ำช่องนนทรี	42
3.3.3 โรงควบคุมคุณภาพน้ำรัตนโกสินทร์	43
3.3.4 โรงควบคุมคุณภาพน้ำทุ่งครุ	44
3.3.5 โรงควบคุมคุณภาพน้ำดินแดง	45
3.3.6 โรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม	46
3.3.7 ระบบบำบัดตะกอน	49
3.4 ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนแยก	51
3.5 ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดเล็ก	51
4 หลักการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ	54
4.1 นิยามตัวแปร	54
4.1.1 ตัวแปรด้านเทคนิค	54
4.1.2 ตัวแปรด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน	55
4.2 การหาขนาดกำลังการผลิต	56

บทที่	หน้า
4.3 การกำหนดเวลาในการเดินเครื่องและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	57
4.3.1 แบบจำลองของถังเก็บก๊าซชีวภาพ	58
4.3.2 มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	59
4.3.3 การพัฒนาโปรแกรมเชิงพลวัต	60
4.4 การประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์	74
4.4.1 รายได้	75
4.4.2 รายจ่าย	75
4.4.3 มูลค่าปัจจุบัน	77
4.4.4 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ	79
4.4.5 อัตราผลตอบแทนภายใน	80
4.4.6 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน	81
5 การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสีย	83
ของกรุงเทพมหานคร	
5.1 แหล่งที่มาของก๊าซหมัก	83
5.2 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค	84
5.2.1 เครื่องต้นกำลัง	85
5.2.2 สมมติฐานและเงื่อนไขที่ใช้	86
5.2.3 ขั้นตอนการคำนวณ	89
5.2.4 ผลการศึกษา	91
5.3 การประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า	92
5.3.1 สมมติฐานและเงื่อนไขที่ใช้	92
5.3.2 ขั้นตอนการคำนวณ	93
5.3.3 ผลการศึกษา	95
6 แนวทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร	99
6.1 การเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ	99
6.2 การเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทน	101
6.3 การศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณก๊าซหมักกับปริมาณน้ำเสียและบีโอดี	104
6.3.1 ระบบบำบัดน้ำเสีย	105
6.3.2 ระบบบำบัดตะกอน	110

บทที่	หน้า
7 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ	113
7.1 สรุปผลการวิจัย	113
7.2 ข้อเสนอแนะ	115
รายการอ้างอิง	116
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก.	121
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	128



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 ตัวอย่างคุณลักษณะของการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊ส	15
2.2 คุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สเมื่อใช้กับก๊าซชีวภาพ ..	15
2.3 ตัวอย่างคุณลักษณะของการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็ก ..	18
2.4 คุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็ก	18
เมื่อใช้กับก๊าซชีวภาพ	
2.5 ตัวอย่างคุณลักษณะของการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วม	21
จากเครื่องยนต์สันดาปภายใน	
2.6 คุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน	22
เมื่อใช้กับก๊าซชีวภาพ	
2.7 ตัวอย่างคุณลักษณะของการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิง	27
2.8 คุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิง	27
เมื่อใช้กับก๊าซชีวภาพ	
2.9 เปรียบเทียบคุณลักษณะของระบบผลิตพลังงานร่วมเมื่อใช้กับก๊าซชีวภาพ	29
2.10 เปรียบเทียบคุณลักษณะสมบัติที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้า	36
จากการบำบัดน้ำเสียของที่ต่างๆ	
3.1 สรุปข้อมูลโรงควบคุมคุณภาพน้ำของระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่	48
และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์	
4.1 ความสัมพันธ์ระหว่างดัชนีชี้วัดเชิงเศรษฐศาสตร์และการตัดสินใจลงทุน	82
5.1 เปรียบเทียบคุณลักษณะของระบบผลิตพลังงานร่วมด้วยเทคโนโลยีประเภทต่างๆ	85
5.2 สมมติฐานในการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค	86
5.3 สรุปจำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	90
ที่ขนาดกำลังการผลิตต่างๆ กันของเครื่องยนต์สันดาปภายในต่อสปีดาร์	
5.4 สมมติฐานในการศึกษาเพื่อประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า	92
5.5 สรุปดัชนีชี้วัดความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้าจากระบบบำบัดน้ำเสีย	95
ของกรุงเทพมหานครที่ขนาดกำลังการผลิตต่างๆ กัน	
5.6 การวิเคราะห์ต้นทุนของการติดตั้งและดำเนินงานของระบบผลิตไฟฟ้า	97
ขนาด 32 กิโลวัตต์ จากระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร	
6.1 ผลการประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์	100
จากการเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ	

6.2	ผลการประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ 102
	จากการเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทน
6.3	สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ และสัมประสิทธิ์ค่าคงตัวของสมการความถดถอย 107
	ระหว่างปริมาณตะกอนน้ำเสียบกับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของ ปริมาณน้ำเสียบกับบีโอดี
ก.1	สรุปข้อมูลจำเพาะของเครื่องยนต์สันดาปภายในจากผู้ผลิต 123
	เครื่องยนต์สันดาปภายในของยี่ห้อ CATERPILLAR
ก.2	สรุปข้อมูลจำเพาะของเครื่องยนต์สันดาปภายในจากผู้ผลิต 124
	เครื่องยนต์สันดาปภายในของยี่ห้อ PERKINS
ก.3	ราคาอาคารและสิ่งปลูกสร้างที่ขนาดกำลังการผลิตต่างๆ กัน 125
ก.4	สรุปข้อมูลด้านเทคนิคของเครื่องยนต์สันดาปภายในที่ใช้ 126
	ในการศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้
ก.5	สรุปข้อมูลด้านการเงินของเครื่องยนต์สันดาปภายในที่ใช้ 127
	ในการศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้

สารบัญภาพ

ภาพประกอบ	หน้า
2.1 องค์ประกอบของการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจากก๊าซหมัก	10
2.2 องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊ส	13
2.3 วัฏจักรการทำงานระบบผลิตพลังงานร่วมโดยกังหันแก๊สและเครื่องถ่ายเทความร้อน ชนิดกำเนิดไอน้ำผลิตไอน้ำความดันสูง	14
2.4 วัฏจักรการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมโดยกังหันแก๊สและเครื่องถ่ายเทความร้อน	14
2.5 องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็ก	17
2.6 องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน	20
2.7 สัดส่วนการประยุกต์ใช้งานระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน ในประเทศสหรัฐอเมริกา เมื่อปี ค.ศ.2000	23
2.8 กระบวนการทางเคมีไฟฟ้าของเซลล์เชื้อเพลิง 1 เซลล์	25
2.9 องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิง	25
2.10 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงบำบัดน้ำเสีย Point Loma	30
2.11 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงบำบัดน้ำเสีย Gold Bar	31
2.12 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงบำบัดน้ำเสีย Littleton/Englewood	32
2.13 กระบวนการบำบัดน้ำเสียรวมของโรงบำบัดน้ำเสีย Groversville-Johnstown	33
3.1 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำสี่พระยา	41
3.2 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำช่องนนทรี	43
3.3 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำรัตนโกสินทร์	44
3.4 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำทุ่งครุ	45
3.5 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำดินแดง	46
3.6 กระบวนการบำบัดน้ำเสียและบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม	47
3.7 แผนที่แสดงตำแหน่งที่ตั้งและพื้นที่บริการของแต่ละโรงควบคุมคุณภาพน้ำ	49
3.8 ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์	50
3.9 ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมแยก	51
4.1 ภาพรวมของแนวทางการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซชีวภาพ ..	57
4.2 แบบจำลองของถังเก็บก๊าซชีวภาพ	58
4.3 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาใช้งานรายสัปดาห์	60
4.4 แผนผังโปรแกรมเชิงพลวัตของการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ภายใน 168 ชั่วโมง	61

ภาพประกอบ	หน้า
4.5 แผนผังโปรแกรมเชิงพลวัตของการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในช่วงเวลาที่พิจารณา	62
4.6 เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่โนดเริ่มต้นจนถึงโนดสิ้นสุด	71
4.7 การคำนวณเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จำนวน 3 ชั่วโมง	72
4.8 แผนผังกระแสเงินสดของการคิดมูลค่าปัจจุบัน	78
5.1 ฮีستอแกรมของค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซหมัก	84
5.2 เปรียบเทียบค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนที่เกิดขึ้นจริงต่อวันกับ..... ค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนที่มีการแจกแจงแบบปกติ	87
5.3 อัตราการไหลเข้าของก๊าซมีเทนสู่ถังเก็บ	88
5.4 แผนผังของโปรแกรมเชิงพลวัตของการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	90
ภายใน 168 ชั่วโมง	
5.5 แผนผังการคำนวณของการศึกษาความเป็นไปได้และความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า	94
5.6 สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 32 กิโลวัตต์ ในช่วงเวลา 1 สัปดาห์ เทียบกับช่วงอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU	96
6.1 แผนผังแสดงภาพรวมการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของ	105
กรุงเทพมหานคร	
6.2 เปรียบเทียบปริมาณตะกอนน้ำเสียจริงกับปริมาณตะกอนน้ำเสีย	109
จากสมการความถดถอยเชิงเส้น กรณีที่สมมติให้ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับ ปริมาณน้ำเสียเพียงอย่างเดียว	
6.3 เปรียบเทียบปริมาณตะกอนน้ำเสียจริงกับปริมาณตะกอนน้ำเสีย	109
จากสมการความถดถอยเชิงเส้น กรณีที่สมมติให้ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับ บีโอดีเพียงอย่างเดียว	
6.4 เปรียบเทียบปริมาณตะกอนน้ำเสียจริงกับปริมาณตะกอนน้ำเสีย	110
จากสมการความถดถอยเชิงเส้น กรณีที่สมมติให้ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับ ผลคูณของปริมาณน้ำเสียและบีโอดีเพียงอย่างเดียว	
6.5 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซหมักจริงกับปริมาณก๊าซหมักจากสมการความถดถอย	111
เชิงเส้น กรณีที่สมมติให้ปริมาณก๊าซหมักขึ้นอยู่กับปริมาณตะกอนเข้าถังหมัก	

บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของวิทยานิพนธ์ วัตถุประสงค์ ขอบเขต และขั้นตอนของการศึกษา ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาในแต่ละบท เพื่อให้ผู้อ่านได้ทราบถึงภาพรวมรายละเอียดทั้งหมดของวิทยานิพนธ์นี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของวิทยานิพนธ์

ในปัจจุบันความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง อันเป็นผลสืบเนื่องจากการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ และส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ในอนาคตหากความต้องการใช้ไฟฟ้ายังคงเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง แหล่งพลังงานสิ้นเปลืองที่นำมาใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าอาจมีไม่เพียงพอ ในขณะที่แหล่งพลังงานที่ใช้แล้วสามารถหมุนเวียนนำกลับมาใช้ได้อีก เรียกว่า พลังงานหมุนเวียน(Renewable Energy) ได้แก่ แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล น้ำ และไฮโดรเจน เป็นพลังงานที่สะอาดมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย พลังงานหมุนเวียนหลายประเภทยังมีต้นทุนสูงกว่าพลังงานเชิงพาณิชย์ ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งและได้รับความสนใจมากขึ้นเรื่อยๆ

สำหรับวิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอถึงการศึกษาค้นคว้าความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร โดยใช้ก๊าซชีวภาพจากระบบบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ปัจจุบันก๊าซชีวภาพนำมาใช้งานเพื่อการผลิตพลังงานตะกอนในถังหมัก และเผาไหม้เปล่าโดยไม่มีการใช้ประโยชน์ ดังนั้นจึงได้ทำการศึกษาเพื่อนำก๊าซชีวภาพนำมาใช้ประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้า โดยประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิคและความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ ผลจากการศึกษาค้นคว้าความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ได้แก่ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ นำไปใช้ในการประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์โดยใช้ดัชนีชี้วัด ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน เพื่อนำดัชนีชี้วัดเชิงเศรษฐศาสตร์ข้างต้นไปใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าดังกล่าว

การผลิตไฟฟ้าโดยวิธีนี้ใช้เชื้อเพลิงจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานที่สะอาด ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ และมีการใช้งานจริงอย่างแพร่หลายอยู่แล้วในหลายประเทศ สามารถใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าเสริมให้กับระบบไฟฟ้า ซึ่งสอดคล้องกับนโยบายของรัฐที่สนับสนุนให้มีการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น และอีกอย่างหนึ่งที่สำคัญ คือ ก๊าซชีวภาพที่ได้เป็นผล

พลอยได้จากการหมักตะกอนน้ำเสีย ซึ่งในปัจจุบันกรุงเทพมหานครมีระบบบำบัดตะกอนติดตั้งใช้งานอยู่แล้ว จึงมีความเหมาะสมในการศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ

1.2 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของการศึกษามีดังต่อไปนี้

1. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ และความคุ้มค่าในการผลิตไฟฟ้าจากระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร
2. เพื่อประเมินกำลังการผลิตติดตั้ง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบบำบัดน้ำเสียดังกล่าว รวมถึงการนำไปใช้งานอย่างเหมาะสม
3. เพื่อวิเคราะห์ปัจจัยสำคัญ และแนวทางปรับปรุงให้มีการนำน้ำเสียของกรุงเทพมหานครมาเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าอย่างคุ้มค่ายิ่งขึ้น

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

กรอบการศึกษาที่สำคัญของวิทยานิพนธ์มีดังนี้

1. ศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร ซึ่งประกอบด้วย โรงควบคุมคุณภาพน้ำสี่พระยา ชองนนทรี รัตนโกสินทร์ ทุ่งครุ หนองแขม และระบบบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม
2. ข้อมูลสถิติน้ำเสียและปริมาณก๊าซหมักที่ใช้มาจากข้อมูลจริงที่ตรวจวัดได้ ณ โรงควบคุมคุณภาพน้ำดังกล่าวข้างต้น ในช่วงเวลาดังแต่เดือน มกราคม-ธันวาคม 2548
3. ข้อมูลเชิงเทคนิคและราคาของกังหันแก๊ส(Gas Turbine) กังหันแก๊สขนาดเล็ก(Microturbine) เครื่องยนต์สันดาปภายใน(Internal Combustion Engine) และเซลล์เชื้อเพลิง(Fuel Cell) ได้มาจากระบบสืบค้นข้อมูลอิเล็กทรอนิกส์ทางไกลผ่านเครือข่าย
4. ใช้วิธีโปรแกรมเชิงพลวัต เพื่อคำนวณหากำหนดเวลาการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ที่เหมาะสมที่สุด เพื่อใช้พิจารณาหาขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่เหมาะสม จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
5. การประเมินความคุ้มค่ามีดัชนีชี้วัดที่นำมาใช้ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน โดยคิดรายได้จากมูลค่าของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามช่วงเวลา และละเลยมูลค่าของความร้อนที่นำกลับไปใช้ในการอุ่นตะกอนในถังหมัก

6. การวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อความคุ้มค่าในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร จะละเอียดในส่วนของการพิจารณาปรับปรุงกระบวนการทางชีววิทยาที่ใช้ในการบำบัดน้ำเสีย และการหมักตะกอนน้ำเสีย ทั้งนี้เนื่องจากมิได้เป็นส่วนที่เกี่ยวข้องกับสาขาวิศวกรรมไฟฟ้า

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน

การศึกษาวิจัยจะดำเนินไปตามขั้นตอนต่อไปนี้

1. ศึกษาเอกสารบทความทางวิชาการที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าจากน้ำเสีย ทั้งในและต่างประเทศ
2. ศึกษาวิธีการจัดการของเสีย ระบบบำบัดน้ำเสีย รวมถึงระบบบำบัดตะกอนของกรุงเทพมหานครที่มีใช้งานอยู่ ณ ปัจจุบัน พร้อมกับการนำก๊าซชีวภาพจากระบบบำบัดตะกอนไปใช้ประโยชน์
3. กำหนดวัตถุประสงค์ และขอบเขตของการศึกษาวิจัย
4. ศึกษาหลักการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้า
5. ประเมินกำลังการผลิตติดตั้ง จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร
6. ประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร
7. ศึกษาปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อการประเมินความเป็นไปได้ และความคุ้มค่าจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากน้ำเสีย รวมถึงแนวทางปรับปรุงให้มีการนำน้ำเสียของกรุงเทพมหานครมาเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าอย่างคุ้มค่ายิ่งขึ้น
8. วิเคราะห์และสรุปผลงานวิจัย
9. เรียบเรียง พิมพ์ผลงานการวิจัย และจัดเข้ารูปเล่มเพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการพิจารณาต่อไป

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

สิ่งที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาตามกระบวนการที่นำเสนอข้างต้นสรุปได้ดังนี้

1. รายงานผลการประเมินความเป็นไปได้เชิงเทคนิค และความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร

2. แนวทางการปรับปรุงเพื่อนำน้ำเสียของกรุงเทพมหานครมาใช้ผลิตไฟฟ้าได้อย่างคุ้มค่า และการใช้ประโยชน์จากไฟฟ้าที่ผลิตได้อย่างเหมาะสม

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่จะนำเสนอในที่นี้ จัดเรียงลำดับตามความเหมาะสมดังนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงการผลิตไฟฟ้าจากน้ำเสีย ได้แก่ ที่มาของน้ำเสีย หลักการ ขั้นตอนและกระบวนการเปลี่ยนน้ำเสียให้เป็นก๊าซชีวภาพ ขั้นตอนในการเปลี่ยนก๊าซชีวภาพให้เป็นพลังงานไฟฟ้า พร้อมทั้งตัวอย่างโครงการผลิตไฟฟ้าจากน้ำเสียในต่างประเทศ

บทที่ 3 กล่าวถึงระบบจัดการน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร ขั้นตอน และกระบวนการบำบัดน้ำเสียโดยเน้นไปที่ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์

หลักการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ จะกล่าวถึงในบทที่ 4 แบ่งออกเป็นวิธีการในการประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ได้แก่ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่เหมาะสม จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ รวมทั้งวิธีการประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยใช้ดัชนีชี้วัด ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(Net Present Value) อัตราผลตอบแทน(Internal Rate of Return) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน(Benefit to Cost Ratio) เป็นต้น เพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้า

บทที่ 5 กล่าวถึงการศึกษาค่าความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร โดยใช้หลักการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ดังได้กล่าวในบทที่ 4 มาใช้ประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ และความเหมาะสมในการลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้า

บทที่ 6 กล่าวถึงแนวทางการพัฒนาปรับปรุงการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร โดยทำการศึกษาปัจจัยสำคัญที่ผลต่อความคุ้มค่าในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร ผลการศึกษาที่ได้จะนำมาใช้เป็นแนวทางในการนำน้ำเสียมาผลิตไฟฟ้าได้อย่างคุ้มค่ายิ่งขึ้น

สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ สำหรับการศึกษาวิจัยต่อไปในอนาคตจะกล่าวถึงในบทที่ 7

บทที่ 2

การผลิตไฟฟ้าจากระบบจัดการน้ำเสีย

ในบทนี้จะกล่าวถึงนิยามและคำจำกัดความที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าจากน้ำเสีย ที่มาของน้ำเสีย การเปลี่ยนน้ำเสียเป็นตะกอนน้ำเสีย การหมักตะกอนน้ำเสีย และผลผลิตหลักจากการหมักตะกอนน้ำเสีย คือ ก๊าซหมักซึ่งมีประโยชน์ในการนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า และความร้อน รวมถึงเทคโนโลยีที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมัก ในตอนสุดท้ายของบทจะกล่าวถึงตัวอย่าง โครงการผลิตไฟฟ้าจากระบบจัดการน้ำเสียในต่างประเทศเพื่อใช้เป็นกรณีศึกษาเปรียบเทียบ

2.1 นิยามและคำจำกัดความ

ของเสีย หมายถึง ขยะมูลฝอย สิ่งปฏิกูล น้ำเสีย อากาศเสีย มลสาร หรือวัตถุอันตรายอื่นใด ซึ่งถูกปล่อยทิ้งหรือมีที่มาจากแหล่งกำเนิดมลพิษ รวมทั้งกาก ตะกอน หรือสิ่งตกค้างจากสิ่งเหล่านั้นที่อยู่ในสภาพของแข็ง ของเหลว หรือก๊าซ [1]

น้ำเสีย หมายถึง ของเสียที่อยู่ในสภาพของเหลว รวมทั้งมลสารที่ปะปน หรือปนเปื้อนอยู่ในของเหลวนั้น[1]

ระบบตะกอนเร่ง(Activated Sludge Systems) หมายถึง วิธีบำบัดน้ำเสียด้วยวิธีการทางชีววิทยา โดยใช้แบคทีเรียพวกที่ใช้ออกซิเจน(Aerobic Bacteria) เป็นตัวหลักในการย่อยสลายสารอินทรีย์ในน้ำเสีย เป็นวิธีบำบัดน้ำเสียที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย สามารถบำบัดได้ทั้งน้ำเสียชุมชน น้ำเสียการเกษตร และน้ำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรม ประกอบด้วยส่วนสำคัญ 2 ส่วน คือ ถังเติมอากาศ(Aeration Tank) และถังตกตะกอน(Sedimentation Tank) โดยน้ำเสียจะถูกส่งเข้าถังเติมอากาศ เพื่อให้แบคทีเรียแบบใช้ออกซิเจนในน้ำเสียเจริญเติบโต และย่อยสลายสารอินทรีย์ในน้ำเสีย น้ำเสียที่ผ่านการบำบัดแล้วจะไหลต่อไปยังถังตกตะกอน เพื่อให้ตะกอนแยกตัวออกจากน้ำใส และตกตะกอนลงสู่ก้นถังตกตะกอน ตะกอนส่วนหนึ่งจะถูกสูบกลับเข้าไปในถังเติมอากาศใหม่ เพื่อรักษาความเข้มข้นของตะกอนในถังเติมอากาศ และตะกอนอีกส่วนหนึ่งจะเป็นตะกอนส่วนเกินที่ต้องนำไปกำจัดต่อไป สำหรับน้ำใสส่วนบนจะเป็นน้ำทิ้งที่สามารถระบายออกสู่แหล่งน้ำสาธารณะได้ [1]

กระบวนการย่อยสลายสารอินทรีย์โดยแบคทีเรียในสภาวะไร้ออกซิเจน(Anaerobic Digestion) หมายถึง การย่อยสลายสารอินทรีย์โดยอาศัยการทำงานของแบคทีเรียในสภาวะไร้ออกซิเจนเปลี่ยนสารอินทรีย์เป็นอินทรีย์วัตถุที่มีความคงตัว ไม่มีกลิ่นเหม็น ปราศจากเชื้อโรคและ

เมล็ดพืช ผลจากกระบวนการย่อยสลายทำให้เกิดก๊าซชนิดหนึ่ง เรียกว่า ก๊าซชีวภาพที่สามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงได้[2]

ก๊าซชีวภาพ(Biogas) หมายถึง ก๊าซที่เกิดขึ้นตามธรรมชาติจากการย่อยสลายสารอินทรีย์โดยแบคทีเรียในสภาวะไร้ออกซิเจน ประกอบด้วยก๊าซผสมหลายชนิด ได้แก่ ก๊าซมีเทน (CH_4) ประมาณร้อยละ 50-70 ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ประมาณร้อยละ 30-50 ส่วนที่เหลือเป็นก๊าซชนิดอื่น ๆ เช่น ไฮโดรเจน (H_2) ออกซิเจน (O_2) ไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) ไนโตรเจน (N_2) และไอน้ำ เป็นต้น [3]

ก๊าซหมัก(Digester gas) หมายถึง ก๊าซชีวภาพชนิดหนึ่งที่เกิดจากการหมักสารอินทรีย์จากของเสีย โดยเกิดกระบวนการย่อยสลายสารอินทรีย์โดยแบคทีเรียในสภาวะไร้ออกซิเจนภายในถังหมัก (Digester)

2.2 ที่มาของน้ำเสีย

แหล่งที่มาของน้ำเสียที่ควรจัดการอย่างเหมาะสมเพื่อลดปัญหามลภาวะทางน้ำ ได้แก่ แหล่งที่มีจุดกำเนิดแน่นอน (Point Source) ได้แก่ ชุมชน โรงงานอุตสาหกรรม และแหล่งที่มีจุดกำเนิดไม่แน่นอน (Non-Point Source) ได้แก่ การเกษตร สามารถอธิบายได้ดังนี้[1]

- น้ำเสียชุมชน ได้แก่ น้ำเสียที่เกิดจากกิจกรรมต่าง ๆ ของประชาชนที่อาศัยอยู่ร่วมกันเป็นชุมชน เป็นย่านที่อยู่อาศัย และย่านการค้าขาย ในอาณาบริเวณดังกล่าวนี้ ย่อมจะมีน้ำทิ้งจากการอุปโภคและบริโภค เช่น น้ำจากการซักล้างและการทำครัว น้ำจากส้วมที่ไม่ได้ผ่านการบำบัดให้มีคุณภาพตามมาตรฐาน และอยู่ไม่ไกลจากแม่น้ำลำคลอง น้ำทิ้งเช่นนี้จะทำให้เกิดน้ำเน่าเสียได้
- น้ำเสียอุตสาหกรรม ได้แก่ น้ำเสียที่เกิดจากกระบวนการอุตสาหกรรม ตั้งแต่ขั้นตอนการล้างวัตถุดิบ กระบวนการผลิต จนถึงการทำความสะอาดโรงงาน รวมทั้งน้ำเสียที่ยังไม่ได้รับการบำบัดหรือน้ำเสียที่ผ่านการบำบัดแล้ว แต่ยังไม่เป็นไปตามมาตรฐานน้ำทิ้งอุตสาหกรรม องค์ประกอบของน้ำทิ้งจากโรงงานอุตสาหกรรมจะแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับอัตราการไหลของน้ำทิ้ง ประเภท และขนาดของโรงงาน
- น้ำเสียเกษตรกรรม ได้แก่ น้ำเสียที่เกิดจากกิจกรรมทางการเพาะปลูก การเลี้ยงสัตว์ น้ำเสียจากการเพาะปลูกจะมีไนโตรเจน ฟอสฟอรัส โปแตสเซียม และสารพิษต่าง ๆ ในปริมาณสูง ส่วนน้ำเสียจากการเลี้ยงสัตว์ จะพบสิ่งสกปรกในรูปของสารอินทรีย์เป็นจำนวนมาก

2.3 การเปลี่ยนน้ำเสียเป็นตะกอนน้ำเสีย

เป็นการดำเนินการเปลี่ยนสภาพของเสียในน้ำเสียให้อยู่ในสภาพที่เหมาะสมพอที่จะไม่ทำให้เกิดปัญหาต่อแหล่งรับน้ำเสียนั้นๆ ในการปรับปรุงคุณภาพของน้ำเสีย มีวิธีการบำบัดน้ำเสียซึ่งสามารถแบ่งออกเป็นขั้นตอนได้ดังนี้ [1]

2.3.1 การบำบัดน้ำเสียขั้นต้น (Pretreatment)

เป็นการกำจัดของแข็งขนาดใหญ่ และไม่ละลายน้ำออกเสียก่อนที่น้ำเสียจะถูกปล่อยเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย เพื่อป้องกันการอุดตันที่น้ำเสีย และเพื่อไม่ทำความเสียหายให้แก่เครื่องสูบน้ำ และเครื่องจักรส่วนต่างๆ ในระบบบำบัดน้ำเสีย การบำบัดในขั้นนี้ ได้แก่

- การดักด้วยตะแกรง เป็นการกำจัดของแข็งขนาดใหญ่โดยใช้ตะแกรง ได้แก่ ตะแกรงหยาบ และตะแกรงละเอียด
- การบดตัด เป็นการลดขนาดหรือปริมาตรของแข็งให้เล็กลง เช่น สิ่งสกปรกที่ลอยมากับน้ำเสีย โดยใช้เครื่องบดตัดให้ละเอียด
- การดักกรวดทราย เป็นการกำจัดกรวดทราย ที่ปะปนมากับน้ำเสียโดยทำให้ตกตะกอนในรางดักกรวดทราย
- การกำจัดไขมันและน้ำมัน น้ำเสียที่มาจากครัว โรงอาหาร ห้องน้ำ บั๊มน้ำมัน และโรงงานอุตสาหกรรมบางชนิดซึ่งมักจะมีไขมันและน้ำมันปะปนมากับน้ำเสีย สามารถกำจัดไขมันและน้ำมันได้โดยการกักน้ำเสียไว้ในบ่อดักไขมันในช่วงเวลาหนึ่งเพื่อให้ไขมันและไขมันลอยตัวขึ้นสู่ผิวน้ำแล้วใช้เครื่องดักหรือกวาดออกจากบ่อ

2.3.2 การบำบัดน้ำเสียขั้นที่สอง (Secondary Treatment)

เป็นการบำบัดน้ำเสียด้วยขบวนการทางชีววิทยา อาศัยการทำงานของแบคทีเรียในการย่อยสลาย และทำลายความสกปรกในน้ำเสีย โดยนำน้ำเสียจากการบำบัดน้ำเสียขั้นต้นเข้าไปสู่อ่างเติมอากาศเพื่อเติมอากาศให้กับน้ำเสีย จากนั้นแบคทีเรียจะย่อยสลายและกำจัดสารอินทรีย์ซึ่งปะปนอยู่ในน้ำเสียออก กลายเป็นตะกอนน้ำเสีย จากนั้นน้ำเสียจะถูกสูบต่อไปยังถังตกตะกอนเพื่อให้ตะกอนตกลงไปที่ก้นถัง ตะกอนในส่วนนี้จะถูกนำไปกำจัดโดยนำไปทำเป็นปุ๋ย หรือนำไปหมักให้เกิดก๊าซหมักต่อไป น้ำใสส่วนบนของถังตกตะกอนสามารถปล่อยทิ้งลงสู่แหล่งน้ำสาธารณะได้ แต่ถ้าต้องการความสะอาดเหมาะแก่การนำกลับมาใช้ใหม่ควรเข้าสู่การบำบัดขั้นที่สามต่อไป

2.3.3 การบำบัดน้ำเสียขั้นที่สาม (Tertiary Treatment)

เป็นขั้นตอนการบำบัดน้ำเสียขั้นสุดท้ายที่ต้องการทำให้น้ำมีความบริสุทธิ์สะอาดสามารถนำกลับมาใช้อุปโภค และบริโภคได้ การบำบัดขั้นนี้เป็นขบวนการเคมีร่วมกับฟิสิกส์-เคมี โดยนำน้ำที่จากการบำบัดน้ำเสียขั้นที่สอง มาตกตะกอนด้วยวิธีทางเคมีแยกสารประกอบฟอสเฟตออกด้วยปูนขาว จากนั้นจึงนำมากำจัดสารอินทรีย์ที่เหลืออยู่ด้วยขบวนการทาง ฟิสิกส์-เคมี เมื่อผ่านการฆ่าเชื้อโรคแล้ว จะได้น้ำสะอาด

จากที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้นถึงการเปลี่ยนน้ำเสียเป็นตะกอนน้ำเสีย จะเห็นว่า จากการบำบัดน้ำเสียทั้ง 3 ขั้นตอน ผลที่ได้จากการบำบัดน้ำเสีย คือ น้ำสะอาดและตะกอนน้ำเสีย น้ำสะอาดสามารถนำกลับมาใช้ในการอุปโภคบริโภคได้ ส่วนตะกอนน้ำเสียสามารถนำไปใช้เป็นสารปรับปรุงดินในเกษตรกรรม หรือนำไปใช้เป็นวัตถุดิบในการหมักได้

ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงการนำตะกอนน้ำเสียจากการบำบัดน้ำเสียไปใช้ในการหมัก เพื่อทำให้เกิดก๊าซหมัก และนำก๊าซหมักไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และความร้อนต่อไป

2.4 การหมักตะกอนน้ำเสีย

ตะกอนน้ำเสียจากการบำบัดน้ำเสียขั้นที่สอง จะถูกนำมาใช้เป็นวัตถุดิบในการหมัก โดยใช้หลักการของกระบวนการย่อยสลายสารอินทรีย์โดยแบคทีเรียในสภาวะไร้ออกซิเจน เพื่อย่อยสลายตะกอนน้ำเสียภายในถังหมักด้วยปฏิกิริยาทางชีววิทยาที่ซับซ้อน มีหลายขั้นตอนเกิดขึ้นภายในถังหมัก โดยในแต่ละขั้นตอนอาศัยการทำงานของแบคทีเรียต่างชนิดกัน 3 กลุ่มคือ Fermentative bacteria Acetogenic bacteria และ Methanogen ในที่นี้จะกล่าวโดยสรุปเพียงสั้นๆ รายละเอียดเพิ่มเติมผู้อ่านสามารถค้นคว้าได้จากเอกสารอ้างอิง[4] ขั้นตอนการเกิดปฏิกิริยาภายในถังหมัก มีดังนี้

1. กระบวนการไฮโดรไลซิส(Hydrolysis) แบคทีเรียที่ผลิตกรดจะปล่อยเอนไซม์ออกมาเพื่อละลายสารประกอบอินทรีย์ที่ซับซ้อนทั้งที่ละลายน้ำและไม่ละลายน้ำ เช่น คาร์บอนไฮเดรต โปรตีน เป็นต้น ให้เป็นสารประกอบที่ไม่ซับซ้อนละลายน้ำได้ และมีขนาดโมเลกุลเล็กลงสามารถผ่านเยื่อหุ้มเซลล์ของแบคทีเรียได้โดยง่าย เช่น น้ำตาลกลูโคส กรดอะมิโน เป็นต้น เพื่อให้เหมาะสมสำหรับใช้เป็นอาหารของแบคทีเรียต่อไป

2. กระบวนการสร้างกรด(Acidogenesis) แบคทีเรียพวกสร้างกรด จะใช้สารประกอบอินทรีย์อย่างง่ายที่ได้จากขั้นที่ 1 เป็นอาหารแล้วเปลี่ยนให้เป็น CO_2 , H_2 และกรดอินทรีย์ระเหยง่าย (Volatile Organic Acid) เช่น กรดอะซิติก กรดโพรไพโอนิก กรดบิวไทริก และกรดฟอร์มิก เป็นต้น

3. กระบวนการอะเซโตเจเนซิส(Acetogenesis) แบคทีเรียพวกอะเซโตเจน จะเปลี่ยนกรดอินทรีย์ระเหยง่ายจากขั้นที่ 2 ให้เป็นอะเซเตต , ฟอर्मเมท , H_2 และ CO_2 ซึ่งจะเป็นอาหารของแบคทีเรียขั้นต่อไป

4. กระบวนการสร้างมีเทน(Methanogenesis) แบคทีเรียพวกสร้างมีเทน จะใช้อาหารที่ได้จากขั้นที่ 3 เปลี่ยนไปเป็นก๊าซชีวภาพ ประกอบด้วย ก๊าซมีเทน(CH_4) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์(CO_2) และน้ำ หากแบคทีเรียชนิดนี้มีปริมาณมากเพียงพอและทำงานดี จะได้ก๊าซมีเทนประมาณร้อยละ 60-70 ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ร้อยละ 20-30 และก๊าซอื่นๆ เล็กน้อย เช่น H_2 และ N_2 เป็นต้น แต่หากแบคทีเรียชนิดนี้มีจำนวนน้อยจนไม่สามารถย่อยสลายอาหารได้ทันก็จะเกิดการสะสมตัวของกรดภายในระบบมากขึ้นๆ จนกระทั่งการหมักตะกอนน้ำเสียล้มเหลว

จากขั้นตอนการหมักตะกอนน้ำเสียที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น จะเห็นว่าในแต่ละกระบวนการค่อนข้างยุ่งยากซับซ้อน โดยกลุ่มของแบคทีเรียทำงานในแต่ละกระบวนการแตกต่างกัน ดังนั้นในการเดินระบบหมักตะกอนน้ำเสียควรมีความระมัดระวัง โดยจะต้องควบคุมการเจริญเติบโตของแบคทีเรียให้เหมาะสม หากระบบหมักตะกอนเกิดความเสียหายจะต้องใช้เวลานานกว่าจะเข้าสู่สภาวะคงตัวใหม่ได้

2.5 ประโยชน์ของการหมักตะกอนน้ำเสีย

ผลจากกระบวนการย่อยสลายตะกอนน้ำเสียโดยแบคทีเรียในสภาวะไร้ออกซิเจน ทำให้เกิดก๊าซหมักซึ่งสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงได้ ส่วนประกอบสำคัญในก๊าซหมักคือ ก๊าซมีเทน โดยทั่วไปก๊าซหมักมีความถ่วงจำเพาะประมาณ 0.86 เทียบกับอากาศ[5] ก๊าซหมัก 1 ลูกบาศก์เมตร (ที่มีปริมาณก๊าซมีเทน ประมาณร้อยละ 60-70 ของปริมาตร) มีค่าพลังงานเทียบเท่ากับพลังงานไฟฟ้า 1.2 กิโลวัตต์-ชั่วโมง [6] และมีค่าความร้อนประมาณ 10 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต-ร้อยละของมีเทน[7] หรือประมาณ 22 เมกกะจูลต่อลูกบาศก์เมตร[8]

นอกจากนี้ เมื่อเปรียบเทียบกับพลังงานแสงอาทิตย์ หรือพลังงานลม ก๊าซหมักสามารถกักเก็บไว้ได้ อย่างไรก็ตามก๊าซหมักไม่สามารถนำมาใช้งานได้โดยตรงต้องผ่านการกำจัดสารเจือปนและความชื้นเสียก่อน ก๊าซหมักที่ผ่านการกำจัดสารเจือปนแล้วสามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงทดแทนก๊าซธรรมชาติ หรือโพรเพนได้ เช่น ใช้กับยานพาหนะในการขนส่ง หรือนำมาใช้กับระบบผลิตพลังงานร่วม เช่น กังหันแก๊ส(Gas Turbine) กังหันแก๊สขนาดเล็ก(Microturbine) เครื่องยนต์สันดาปภายใน(Internal Combustion Engine) และเซลล์เชื้อเพลิง(Fuel Cell) เพื่อผลิตไฟฟ้าและความร้อนใช้ในกระบวนการต่างๆ เช่น ให้ความร้อนกับถังหมักเพื่อลดระยะเวลาการหมัก[8] หรือใช้กับบริเวณใกล้เคียงได้ พลังงานไฟฟ้าและความร้อนที่ผลิตสามารถนำไปจำหน่าย ช่วยลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานได้

ส่วนที่เหลือจากการหมักตะกอนน้ำเสีย เป็นตะกอนที่มีสารอาหารสูงเหมาะสำหรับนำไปใช้ในเกษตรกรรม เป็นสารปรับปรุงดินหรือทำปุ๋ย ทั้งยังช่วยลดปัญหาเรื่องกลิ่นของแอมโมเนียและไฮโดรเจนซัลไฟด์ในอากาศบริเวณใกล้เคียง[9] และช่วยลดน้ำหนักและพื้นที่ในการกำจัดตะกอนน้ำเสียต่อไปอีกด้วย

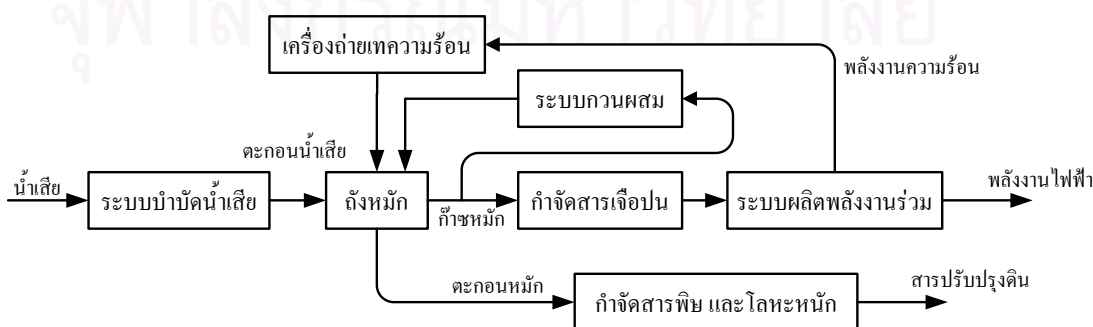
2.6 การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมัก

ก๊าซหมักสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม(Combined Heat and Power : CHP) โดยใช้เทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมัก ได้แก่ กังหันแก๊ส กังหันแก๊สขนาดเล็ก เครื่องยนต์สันดาปภายใน และเซลล์เชื้อเพลิง ปัจจุบันหลายๆ ประเทศได้นำไปใช้กันอย่างกว้างขวาง ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงองค์ประกอบของการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมัก และระบบผลิตพลังงานร่วมที่ใช้เทคโนโลยีดังกล่าวข้างต้น

2.6.1 องค์ประกอบของการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมัก

ตะกอนน้ำเสียที่จะใช้เป็นวัตถุดิบในการหมักนั้น ได้มาจากกระบวนการบำบัดน้ำเสียดังกล่าวมาแล้วในหัวข้อการเปลี่ยนน้ำเสียเป็นตะกอนน้ำเสีย โดยนำน้ำเสียชุมชน น้ำเสียอุตสาหกรรม น้ำเสียเกษตรกรรม มาผ่านเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสีย ทำให้ได้ตะกอนน้ำเสียนำไปป้อนให้กับถังหมักซึ่งภายในถังหมักเกิดกระบวนการย่อยสลายสารอินทรีย์โดยแบคทีเรียในสภาวะไร้ออกซิเจน ผลพลอยได้จากการหมักคือ ก๊าซหมักซึ่งสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงได้

โดยทั่วไปก๊าซหมักที่เกิดขึ้นภายในถังหมักสามารถแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนแรกนำไปใช้ในการกวนผสมเพื่อเร่งปฏิกิริยาการหมัก ทำให้เกิดก๊าซหมักมากขึ้น และส่วนที่สองเป็นก๊าซหมักที่ปลดปล่อยออกจากถังหมักนำไปผ่านการกำจัดสารเจือปน เนื่องจากหากนำก๊าซหมักไปใช้งานโดยตรง น้ำและสารเจือปนที่มีในก๊าซหมักจะก่อให้เกิดปัญหาการกัดกร่อนอุปกรณ์ภายในของเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซหมักเป็นเชื้อเพลิง เสียหาย และอายุการใช้งานสั้นลง ก๊าซหมักที่ผ่านการกำจัดสารเจือปนสามารถนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า และความร้อนโดยใช้ระบบผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration) ความร้อนที่มีอยู่ในก๊าซเสียของระบบผลิตพลังงานร่วมนำไปผลิตพลังงานความร้อนโดยใช้เครื่องถ่ายเทความร้อน(Heat Exchanger) ให้ความร้อนกับถังหมักเพื่อทำให้กระบวนการย่อยสลายมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น ส่วนตะกอนจากการหมักนำไปตากแห้ง กำจัดสารพิษ และโลหะหนักนำไปใช้ในการเกษตรกรรมได้ องค์ประกอบโดยรวมของการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจากก๊าซหมัก แสดงดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 องค์ประกอบของการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจากก๊าซหมัก

2.6.2 ระบบผลิตพลังงานร่วม

ระบบผลิตพลังงานร่วม(Combined Heat and Power : CHP) หรือเรียกอีกชื่อว่า Cogeneration หมายถึง การผลิตพลังงานซึ่งใช้ประโยชน์ได้ในหลายรูปแบบเป็นลำดับ(Sequential) หรือพร้อมๆ กัน(Simultaneous)[10] โดยอยู่ในรูปของพลังงานไฟฟ้า และพลังงานความร้อน ตัวอย่างเช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก(Distributed Generation : DG) ติดตั้ง และผลิตกระแสไฟฟ้า จ่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียง พร้อมทั้งพลังงานความร้อน เพื่อนำไปใช้งานในลักษณะต่างๆ การผลิตไฟฟ้าในลักษณะเช่นนี้ จึงช่วยเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ

โดยทั่วไประบบผลิตพลังงานร่วม ประกอบด้วย เครื่องต้นกำลัง(Prime Mover) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า(Generator) เครื่องนำความร้อนกลับมาใช้ประโยชน์(Heat Recovery) และการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าเข้ากับระบบจ่ายไฟฟ้าหลัก เครื่องต้นกำลังที่สามารถนำก๊าซชีวภาพไปใช้งานได้แก่ กังหันแก๊ส กังหันแก๊สขนาดเล็ก เครื่องยนต์สันดาปภายใน และเซลล์เชื้อเพลิง ซึ่งรายละเอียดจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

ระบบผลิตพลังงานร่วมมีส่วนที่ดีทั้งในด้านประสิทธิภาพของการใช้พลังงานปฏุมภูมิ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมได้สูงกว่าระบบผลิตพลังงานความร้อน หรือพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว(Separate heat and power : SHP) ปัจจุบันระบบผลิตพลังงานร่วม มีการใช้งานอย่างกว้างขวาง สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้า และพลังงานความร้อน เช่น น้ำร้อน ไอน้ำความดันต่ำ หรือ อากาศร้อน ใช้ในการอบแห้ง น้ำเย็นใช้ในระบบทำความเย็น ส่วนไอน้ำความดันสูงนำไปใช้ขับเคลื่อนไอน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าได้อีกต่อหนึ่ง ทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบสูงขึ้น นอกจากนี้ระบบผลิตพลังงานร่วมยังสามารถติดตั้งอยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้า จึงช่วยลดการซื้อไฟฟ้าจากส่วนกลาง ทั้งยังช่วยลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อีกด้วย

สมการที่ 2.1-2.4 แสดงดัชนีชี้วัดสมรรถนะของระบบผลิตพลังงานร่วม

$$\text{ประสิทธิภาพประสิทธิผลเชิงไฟฟ้า} = \frac{\text{กำลังไฟฟ้าขาออกของระบบผลิตพลังงานร่วม}}{\text{พลังงานจากเชื้อเพลิงขาเข้าของระบบ} - \frac{\text{พลังงานความร้อนจากระบบ}}{0.8}} \quad (2.1)$$

$$\text{อัตราความร้อนสุทธิ} = \frac{\text{พลังงานจากเชื้อเพลิงขาเข้าของระบบผลิตพลังงานร่วม} - \text{พลังงานจากเชื้อเพลิงที่ใช้ให้ความร้อนออกเท่ากับความร้อนที่ระบบผลิตพลังงานร่วมที่ประสิทธิภาพ 80\%}}{\text{พลังงานไฟฟ้าขาออกของระบบผลิตพลังงานร่วม(kWh)}} \quad (2.2)$$

$$\text{ประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตพลังงานร่วม} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้} + \text{พลังงานความร้อนที่ผลิตได้}}{\text{พลังงานจากเชื้อเพลิงขาเข้าของระบบ}} \quad (2.3)$$

$$\text{อัตราส่วนกำลังไฟฟ้าต่อความร้อน} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าขาออกของระบบผลิตพลังงานร่วม(Btu.)}}{\text{พลังงานความร้อนขาออกที่นำไปใช้ประโยชน์ (Btu.)}} \quad (2.4)$$

2.7 เทคโนโลยีระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้ก๊าซหมัก

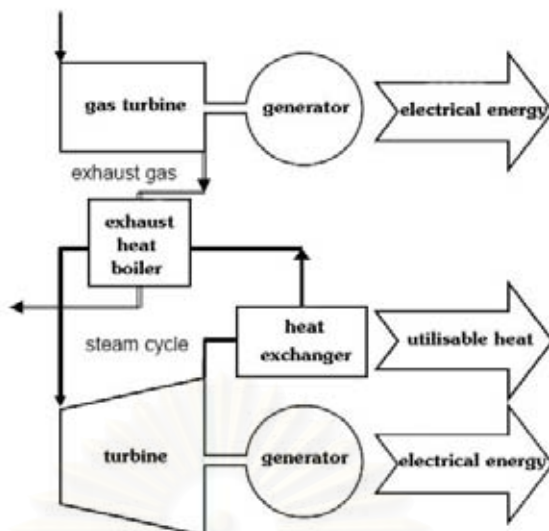
ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประเภท และคุณลักษณะของระบบผลิตพลังงานร่วมที่ใช้ก๊าซหมัก เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และความร้อน ระบบผลิตพลังงานร่วมที่จะกล่าวถึงในที่นี้ ได้แก่ กังหันแก๊ส กังหันแก๊สขนาดเล็ก เครื่องยนต์สันดาปภายใน และเซลล์เชื้อเพลิง ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการยอมรับ และมีใช้งานอยู่ในปัจจุบันทั้งในประเทศและต่างประเทศ

2.7.1 กังหันแก๊ส

กังหันแก๊สเกิดขึ้นในปี ค.ศ.1900 เริ่มใช้ในการผลิตไฟฟ้าในปี ค.ศ.1930 มีการใช้งานอย่างต่อเนื่องแพร่หลายทั้งในประเทศสหรัฐอเมริกา และในหลายประเทศ [10]

ตัวอย่างเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ เช่น ก๊าซธรรมชาติ(Natural gas) ก๊าซสังเคราะห์(Synthetic gas) ก๊าซขยะ และน้ำมันเชื้อเพลิง เป็นต้น ก่อนนำเชื้อเพลิงมาใช้กับกังหันแก๊สจะต้องผ่านการกำจัด สารเจือปนเช่น แอ์อัลคาไลน์ ได้แก่ โซเดียม โพแทสเซียม และ ซัลเฟอร์ เนื่องจากสารเหล่านี้เป็น สารที่ทำให้เกิดการกัดกร่อนอุปกรณ์ภายในของกังหันแก๊ส[10]

การทำงานของกังหันแก๊สประกอบด้วย คอมเพรสเซอร์(Compressor) ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) และกังหันแก๊ส(Turbine) โดยใช้หลักการของวัฏจักรเบย์ตัน(Brayton Cycle) อากาศโดยรอบจะถูกดูดและอัดความดันผ่านคอมเพรสเซอร์ จากนั้นถูกป้อนเข้าไปยังห้องเผาไหม้ เพื่อเผาไหม้กับเชื้อเพลิง ในกรณีที่ใช้ก๊าซหมักเป็นเชื้อเพลิง ต้องผ่านการอัดความดันสูงผ่านเครื่องอัดก๊าซ(Gas Compressor)[11] ก๊าซร้อนจากห้องเผาไหม้ผ่านไปยังกังหันแก๊ส เกิดการขยายตัวภายในกังหันแก๊ส ขับแกนของกังหันแก๊สที่ต่ออยู่กับคอมเพรสเซอร์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เปลี่ยนพลังงานกลให้เป็นพลังงานไฟฟ้า จากนั้นก๊าซร้อนจะถูกปล่อยออกจากกังหันแก๊สที่อุณหภูมิประมาณ 400-600 °C นำมาผ่านเครื่องถ่ายเทความร้อนชนิดกำเนิดไอน้ำ(Heat Recovery Steam Generator : HRSG) หรือเครื่องถ่ายเทความร้อนทั่วไป ดังจะกล่าวในหัวข้อถัดไป ซึ่งอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนทั้ง 2 ชนิดนี้ นำมาใช้เพื่อนำพลังงานความร้อนที่ยังคงมีเหลืออยู่ในก๊าซร้อนกลับมาใช้ประโยชน์เพื่อผลิตไอน้ำความดันสูง และไอน้ำความดันต่ำ หรือน้ำร้อน ตามลำดับ ไอน้ำความดันสูงสามารถนำมาใช้ขับกังหันไอน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าเพิ่มเติม ส่วนไอน้ำความดันต่ำ หรือน้ำร้อน และไอน้ำส่วนที่เหลือจากกังหันไอน้ำ สามารถนำมาใช้ประโยชน์ในการอบแห้ง หรือกระบวนการอุตสาหกรรมต่อไปได้ ทั้งนี้การผลิตไอน้ำความดันสูง ไอน้ำความดันต่ำหรือน้ำร้อนขึ้นอยู่กับความดัน และอุณหภูมิของก๊าซร้อนที่ปล่อยออกจากกังหันแก๊ส องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สแสดงดังรูปที่ 2.2



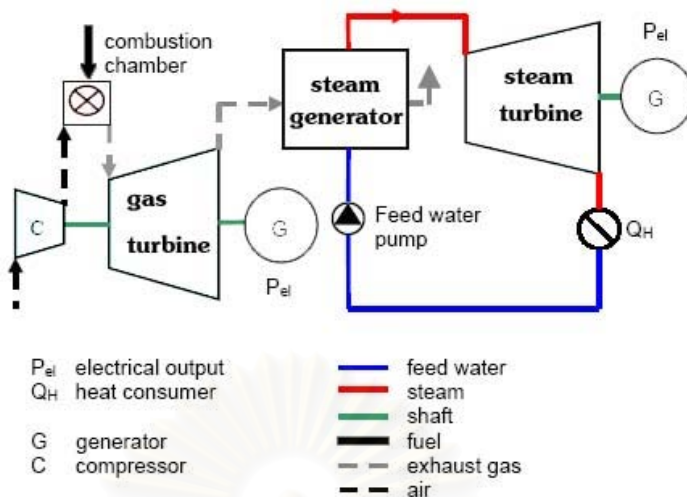
รูปที่ 2.2 องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊ส[12]

ระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สสามารถแบ่งได้เป็น 2 ชนิดหลัก ดังนี้

2.7.1.1 ระบบผลิตพลังงานร่วมโดยกังหันแก๊สและเครื่องถ่ายเทความร้อนชนิดกำเนิดไอน้ำความดันสูง

ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดนี้ ได้รวมการทำงานของกังหันแก๊สและกังหันไอน้ำเข้าด้วยกันสามารถนำพลังงานความร้อนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น จึงช่วยเพิ่มประสิทธิภาพให้สูงขึ้นได้ถึงประมาณร้อยละ 50 [11] มีหลักการทำงานตามที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น โดยก๊าซร้อนจากกังหันแก๊สผ่านไปยังเครื่องถ่ายเทความร้อนชนิดกำเนิดไอน้ำ(HRSG) เพื่อผลิตไอน้ำความดันสูงส่งต่อไปยังกังหันไอน้ำ ไอน้ำความดันสูงเกิดการขยายตัวภายในกังหันไอน้ำขับเคลื่อนกังหันไอน้ำซึ่งต่อกับแกนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกชุดหนึ่งผลิตกระแสไฟฟ้าเพิ่มเติม ไอน้ำส่วนที่เหลือจากกังหันไอน้ำนำไปใช้ประโยชน์ต่อไปได้ วัฏจักรการทำงานแสดงดังรูปที่ 2.3

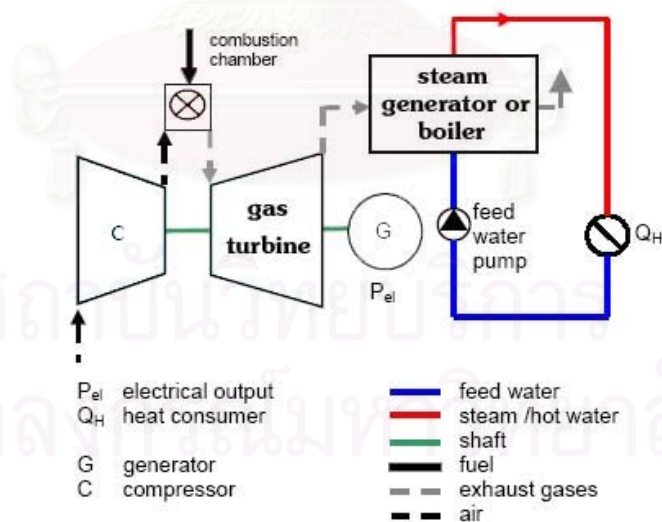
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2.3 วัฏจักรการทำงานระบบผลิตพลังงานร่วมโดยกังหันแก๊สและเครื่องถ่ายเทความร้อนชนิดกำเนิดไอน้ำความดันสูง[12]

2.7.1.2 ระบบผลิตพลังงานร่วมโดยกังหันแก๊สและเครื่องถ่ายเทความร้อน

มีหลักการการทำงานตามที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น แต่ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดนี้นำก๊าซร้อนจากกังหันแก๊สแลกเปลี่ยนความร้อนกับเครื่องถ่ายเทความร้อน เพื่อผลิตไอน้ำความดันต่ำหรือน้ำร้อน วัฏจักรการทำงานแสดงดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 วัฏจักรการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมโดยกังหันแก๊สและเครื่องถ่ายเทความร้อน [12]

คุณลักษณะการทำงานของกังหันแก๊ส โดยทั่วไปมีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 500 กิโลวัตต์-250 เมกกะวัตต์[10] ทั้งนี้กังหันแก๊สเหมาะที่จะใช้ในการผลิตพลังงานร่วม เพราะพลังงานความร้อน

ที่มีอยู่ในก๊าซที่ถูกปล่อยออกจากห้องเผาไหม้ยังคงมีอุณหภูมิสูงสามารถนำมาใช้ผลิตไอน้ำความดันสูง หรือนำไปใช้ให้ความร้อนในการอบแห้งหรือกระบวนการอุตสาหกรรมโดยตรงได้

ตัวอย่างคุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดตั้งแต่ 1 เมกกะวัตต์-40 เมกกะวัตต์ แสดงดังตารางที่ 2.1 รายละเอียดเพิ่มเติมผู้อ่านสามารถค้นคว้าได้จากเอกสารอ้างอิง[10] และหากนำระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สไปใช้กับก๊าซชีวภาพจะมีคุณลักษณะการทำงานเป็นดังตารางที่ 2.2 [13]

ตารางที่ 2.1 ตัวอย่างคุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊ส

คุณลักษณะ	
กำลังการผลิต(กิโวลต์)	1,000-40,000
อัตราความร้อนเชิงไฟฟ้า(บีทียู/กิโวลต์-ชั่วโมง)	9,220-15,580
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	21.9-37
ความดันของเชื้อเพลิง(ปอนด์/ตารางนิ้ว)	95-435
ประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตพลังงานร่วม(ร้อยละ)	68-74
อัตราส่วนกำลังไฟฟ้าต่อความร้อน	0.48-1
อัตราการใช้ความร้อน(บีทียู/กิโวลต์-ชั่วโมง)	4,944-6,673
ประสิทธิภาพประสิทธิภาพผลเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	51-69
เงินลงทุน(บาท/กิโวลต์)	31,400-71,200
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา(บาท/กิโวลต์-ชั่วโมง)	0.168-0.384
ความพร้อมใช้งาน(ร้อยละ)	> 95
ชั่วโมงซ่อมบำรุงทุกๆ (ชั่วโมงใช้งาน)	25,000-50,000

ตารางที่ 2.2 คุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สเมื่อใช้กับก๊าซชีวภาพ

คุณลักษณะ	
กำลังการผลิต(กิโวลต์)	0.5-30,000
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	21-40
เงินลงทุน(บาท/กิโวลต์)	16,000-36,000
ค่าใช้จ่ายซ่อมบำรุง(บาท/กิโวลต์-ชั่วโมง)	0.16-0.4
การปลดปล่อยมลพิษ(mg/bhp-hr)	NO _x : < 9-50 CO : < 15-50

เงินลงทุนที่แสดงในตารางที่ 2.1 และ 2.2 ประกอบด้วย ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วม รวมทั้งค่าดำเนินการติดตั้ง และค่าใช้จ่ายระหว่างการก่อสร้าง ส่วนความพร้อมใช้งานของกังหันแก๊สนั้น ขึ้นอยู่กับความบริสุทธิ์ของเชื้อเพลิงที่นำมาใช้

ในประเทศสหรัฐอเมริกา มีกำลังการผลิตของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สประมาณ 40,000 เมกกะวัตต์ จำนวน 2,000 แห่ง ทั้งในภาคอุตสาหกรรมและสถานศึกษา[10] พลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือขายให้การไฟฟ้าได้ การประยุกต์ใช้ระบบผลิตพลังงานร่วมในอุตสาหกรรม ตัวอย่างเช่น โรงงานเคมีผลิตไฟฟ้าขนาด 25 เมกกะวัตต์ จ่ายเป็นกำลังไฟฟ้าฐานให้กับโรงงาน ร่วมกับพลังงานความร้อนในรูปของไอน้ำจากก๊าซร้อนจากกังหันแก๊สผ่านเครื่องถ่ายเทความร้อนชนิดกำเนิดไอน้ำ 29 เมกกะวัตต์ หรือในสถานศึกษาผลิตไฟฟ้าขนาด 5 เมกกะวัตต์ ร่วมกับพลังงานความร้อนผ่านเครื่องถ่ายเทความร้อน ในรูปไอน้ำหรือน้ำร้อน 8 เมกกะวัตต์ ที่ความดัน 150-400 ปอนด์/ตารางนิ้ว ส่งผ่านวงจรความร้อน(Thermal loop) ภายใน เป็นต้น

ข้อดีของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊ส มีดังนี้

- มีความเชื่อถือได้สูง
- ปลดปล่อยก๊าซพิษออกสู่บรรยากาศน้อย
- ความร้อนที่ได้มีคุณภาพสูง และไม่จำเป็นต้องมีระบบระบายความร้อน

ข้อเสียของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊ส มีดังนี้

- เชื้อเพลิงต้องมีความดันสูงหรือมีระบบอัดความดัน
- ประสิทธิภาพต่ำที่โหลดต่ำ กำลังไฟฟ้าออกมีค่าตกลงเมื่ออุณหภูมิโดยรอบสูงขึ้น
- เงินลงทุนของระบบผลิตพลังงานร่วมมีราคาสูง

2.7.2 กังหันแก๊สขนาดเล็ก

กังหันแก๊สขนาดเล็ก(Microturbine) พัฒนามาจากกังหันแก๊สชนิดตัวอัดบรรยากาศเทอร์โบ(Turbocharger Turbine) ที่มีใช้ในอุตสาหกรรมผลิตรถบรรทุกและเครื่องบิน นำมาใช้เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยเผาไหม้เชื้อเพลิงที่เป็นก๊าซเพื่อใช้ขับเคลื่อนของกังหันแก๊สซึ่งต่ออยู่กับแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนด้วยความเร็วสูง โดยทั่วไปมีหลักการทำงานคล้ายกับกังหันแก๊สขนาดใหญ่ ดังได้กล่าวมาแล้ว

กังหันแก๊สขนาดเล็กถูกออกแบบมาเพื่อใช้กับเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก แต่สามารถใช้กับเชื้อเพลิงได้หลายชนิดเช่น ก๊าซแอลพีจี(Liquefied Petroleum Gas: LPG) ก๊าซเปรี้ยว(Sour Gas) ซึ่งเป็นก๊าซธรรมชาติที่ไม่ได้ผ่านกระบวนการกำจัดสารเจือปน มีสารซัลเฟอร์มากและค่าความร้อนต่ำ ก๊าซเสียอุตสาหกรรม(Industrial Waste Gas) ก๊าซสังเคราะห์จากกระบวนการ

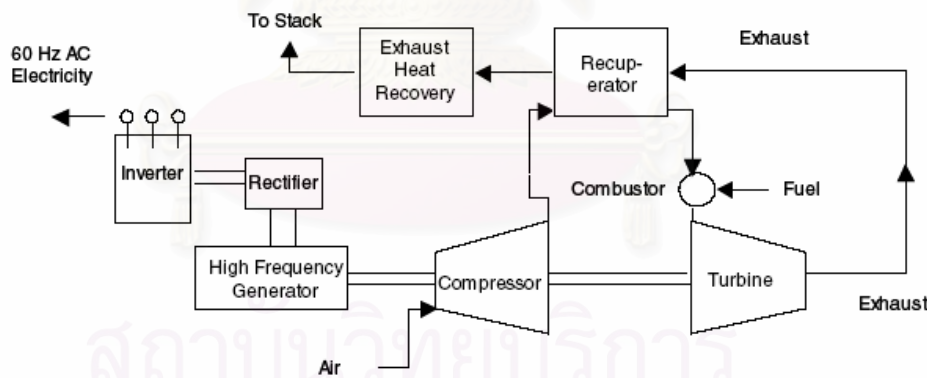
Gasification หรือ Pyrolysis แก๊สโซลีน(Gasoline) และน้ำมันดีเซล(Diesel Fuel) รวมถึงก๊าซชีวภาพด้วย

การทำงานของกังหันแก๊สขนาดเล็ก ใช้หลักการของวัฏจักรเบรตัน โดยอากาศที่ความดันบรรยากาศถูกอัดความดันด้วยแรงเหวี่ยงผ่านเครื่องอัดความดันชนิดไบพัด(Radial Flow Compressor) หรืออาจจะใช้เป็นเครื่องอัดอากาศชนิดเทอร์โบ(Turbo-Compressor) จากนั้นให้ความร้อนโดยเครื่องถ่ายเทความร้อนจากพลังงานความร้อนที่มีอยู่ในก๊าซร้อนจากกังหันแก๊สกับอากาศร้อนจากเครื่องถ่ายเทความร้อนผสมกับเชื้อเพลิงภายในห้องเผาไหม้ ก๊าซร้อนจากการเผาไหม้มีอุณหภูมิประมาณ 600 C° [12] เกิดการขยายตัวภายในกังหันแก๊สขับเคลื่อนของกังหันแก๊ส แกนคอมเพรสเซอร์ และแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกันเป็นแกนเดียว

กังหันแก๊สขนาดเล็กแบบแกนเดียว มีความเร็วรอบประมาณ 60,000 รอบต่อวินาที ผลิตไฟฟ้ากระแสสลับความถี่สูงหลายความถี่ พลังงานไฟฟ้าส่วนนี้จะถูกเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสตรงผ่านชุดเรียงกระแส จากนั้นเปลี่ยนกลับให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับความถี่ 50 หรือ 60 รอบต่อวินาที โดยอินเวอร์เตอร์[10]

ความร้อนจากก๊าซร้อนที่ปล่อยออกจากกังหันแก๊สนำมาใช้ผลิตไอน้ำความดันต่ำ หรือน้ำร้อนนำไปใช้อบแห้ง ระบบทำความเย็นในโรงพยาบาล กิจการชักรีด หรือใช้ในอาคารสูง เป็นต้น

องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็ก แสดงดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็ก[10]

กังหันแก๊สขนาดเล็ก สามารถเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า หรือติดตั้งแยกอิสระได้ โดยมีระบบควบคุมและระบบป้องกันที่สามารถตรวจสอบ และสั่งการได้จากระยะไกล โดยทั่วไปกังหันแก๊สขนาดเล็กมีขนาด 30-350 กิโลวัตต์ ตัวอย่างคุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็กเป็นดังตารางที่ 2.3 รายละเอียดเพิ่มเติมผู้อ่านสามารถค้นคว้าได้จากเอกสารอ้างอิง[10] และหากนำระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็ก ไปใช้กับก๊าซชีวภาพจะมีคุณลักษณะการทำงานเป็นดังตารางที่ 2.4 [13]

ตารางที่ 2.3 ตัวอย่างคุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็ก

คุณลักษณะ	
กำลังการผลิต(กิโวลต์)	30-350
อัตราความร้อนเชิงไฟฟ้า(บีทียู/กิโวลต์-ชั่วโมง)	11,766-14,581
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	23.4-29
ความดันของเชื้อเพลิง(ปอนด์/ตารางนิ้ว)	55-135
ความร้อนขาออก(กิโวลต์)	64-582
ประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตพลังงานร่วม(ร้อยละ)	64-77
อัตราส่วนกำลังไฟฟ้าต่อความร้อน	0.47-0.65
อัตราการใช้ความร้อน(บีทียู/กิโวลต์-ชั่วโมง)	4,668-6,952
ประสิทธิภาพประสิทธิผลเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	49-73
เงินลงทุน(บาท/กิโวลต์)	53,560-100,640
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา(บาท/กิโวลต์-ชั่วโมง)	0.4
ความพร้อมใช้งาน(ร้อยละ)	98-99
ชั่วโมงซ่อมบำรุงทุกๆ(ชั่วโมงใช้งาน)	20,000-40,000

ตารางที่ 2.4 คุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็ก เมื่อใช้กับ ก๊าซชีวภาพ

คุณลักษณะ	
กำลังการผลิต(กิโวลต์)	30-400
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	14-30
เงินลงทุน(บาท/กิโวลต์)	48,000-68,000
ค่าใช้จ่ายซ่อมบำรุง(บาท/กิโวลต์-ชั่วโมง)	0.32-0.6
การปลดปล่อยมลพิษ(mg/bhp-hr)	NO _x : 9-50 CO : 9-50

กังหันแก๊สขนาดเล็กที่มีเครื่องถ่ายเทความร้อนเหมาะสมสำหรับจ่ายโหลดปานกลาง (Intermediate Duty) หรือ ช่วงที่ราคาขายไฟฟ้าสูงๆ(Price Sensitive Baseload Service) แต่หากไม่มีเครื่องถ่ายเทความร้อนเหมาะสมกับภาวะฉุกเฉิน สாரอง หรือใช้จ่ายไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้(Peaking Power Operation)

ข้อดีของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็ก มีดังนี้

- มีความเชื่อถือได้สูง
- ขนาดเล็ก น้ำหนักเบา และติดตั้งได้ง่าย ใช้พื้นที่ติดตั้งน้อย
- เหมาะสำหรับใช้งานเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เนื่องจากการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของไฟฟ้า สามารถกระทำ และเปลี่ยนแปลงได้ง่าย
- ทำงานเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง หรือเชื่อมต่อเป็นระบบไฟฟ้าอิสระขนาดเล็ก (Microgrid) ได้
- มีชิ้นส่วนทางกลที่เคลื่อนที่ได้ น้อย จึงเกิดความเสียหายยาก
- ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่ำ ทำงานได้อย่างต่อเนื่อง 8,000 ชั่วโมง
- สามารถปรับแต่งค่าของพลังงานไฟฟ้า และพลังงานความร้อนขาออกได้ตามต้องการ
- ทำงานเงียบ และไม่มีสัญญาณรบกวนความถี่ต่ำ
- การเปลี่ยนถ่ายน้ำมันเครื่อง และการตรวจซ่อมทั่วไปไม่บ่อยมากนัก
- สามารถควบคุม และตั้งการจากระยะไกลได้
- เครื่องยนต์สะอาด ปล่อยมลพิษ NO_x และก๊าซที่ก่อให้เกิดมลพิษในปริมาณต่ำมาก

ข้อเสียของระบบผลิตพลังงานร่วมจากกังหันแก๊สขนาดเล็ก มีดังนี้

- การใช้งานในปัจจุบันยังไม่แพร่หลาย
- เงินลงทุนในการติดตั้งสูง

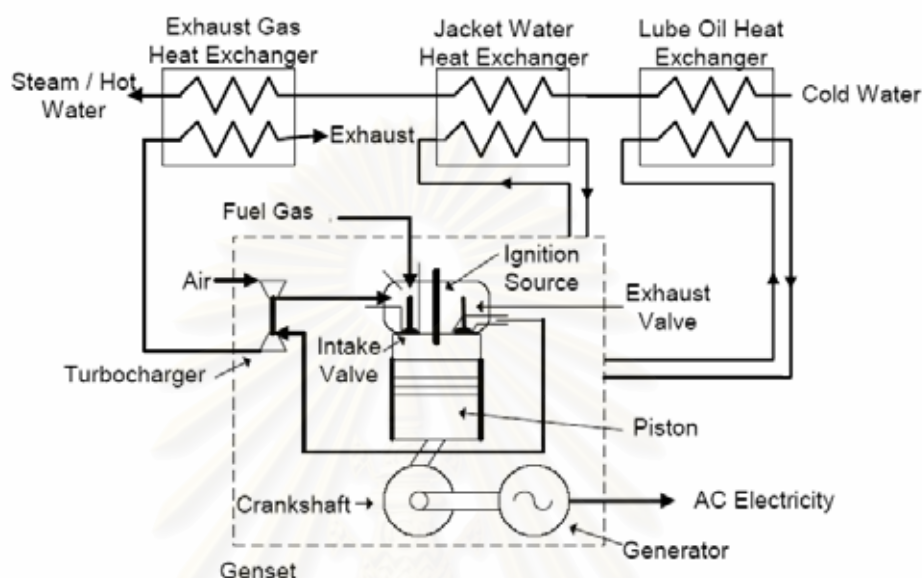
2.7.3 เครื่องยนต์สันดาปภายใน

เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engine) เป็นเทคโนโลยีที่รู้จักกันดีและใช้งานกันอย่างกว้างขวาง ปัจจุบันมีใช้งานอยู่ 2 ชนิดหลักๆ คือ ชนิดจุดระเบิดโดยประกายไฟ (Spark Ignition : SI) และชนิดจุดระเบิดโดยการอัด (Compression Ignition : CI) เครื่องยนต์สันดาปภายในชนิดจุดระเบิดโดยประกายไฟและชนิดจุดระเบิดโดยการอัดถูกออกแบบมาเพื่อใช้กับก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก หรือ อาจใช้กับเชื้อเพลิงที่เป็นของเหลวจำพวกไฮโดรคาร์บอน อย่างไรก็ตามก็ยังสามารถปรับใช้เชื้อเพลิงอื่นๆ ได้หลายชนิด รวมถึงก๊าซชีวภาพ

การทำงานของเครื่องยนต์สันดาปภายในชนิดจุดระเบิดโดยประกายไฟใช้วัฏจักรออตโต (Otto Cycle) จุดระเบิดโดยประกายไฟจากหัวเทียนเพื่อจุดระเบิดเชื้อเพลิงกับอากาศที่ผสมกันภายในกระบอกสูบ ส่วนชนิดจุดระเบิดโดยการอัดใช้วัฏจักรดีเซล (Diesel Cycle) จุดระเบิดโดยการอัด การจุดระเบิดใช้การอัดอากาศเข้าไปในกระบอกสูบให้มีความดันสูงพอที่จะทำให้เกิดการจุดระเบิดได้ จากนั้นจึงป้อนเชื้อเพลิงเข้าไปในกระบอกสูบ เครื่องยนต์ทั้งสองชนิดมีชิ้นส่วนทางกลเหมือนกัน สามารถใช้กับระบบผลิตพลังงานร่วมได้ โดยใช้ห้องเผาไหม้เป็นรูปทรงกระบอกใน

ปริมาตรปิดที่มีลูกสูบเคลื่อนที่ตามยาวของทรงกระบอก ลูกสูบทำงานร่วมกับข้อเหวี่ยงแปลงการเคลื่อนที่เชิงเส้นให้เป็นการเคลื่อนที่เชิงมุม เครื่องยนต์ทั้งสองชนิดมีหลักการทำงานเป็น 4 จังหวะ รายละเอียดเพิ่มเติมผู้อ่านสามารถค้นคว้าได้จากเอกสารอ้างอิง[10]

องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน แสดงดังรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน[14]

พลังงานกลจากเครื่องยนต์สันดาปภายในถูกแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งต่อร่วมกับแกนของเครื่องยนต์สันดาปภายใน ก๊าซร้อนจากการเผาไหม้ใช้เป็นแหล่งความร้อนให้กับเครื่องถ่ายเทความร้อน จากรูปที่ 2.6 จะเห็นว่า แหล่งกำเนิดพลังงานความร้อนของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน ประกอบด้วย 3 แหล่ง ได้แก่

- พลังงานความร้อนจากระบบหล่อเย็นหล่อเครื่องยนต์ (Engine Jacket Cooling Water) ถ่ายเทความร้อนออกจากเครื่องยนต์ โดยใช้สารหล่อเย็นไหลหมุนเวียนผ่านชิ้นส่วนหล่อเครื่องยนต์ กับเครื่องถ่ายเทความร้อนภายนอก
- พลังงานความร้อนจากระบบหล่อลื่น (Lube Oil Cooling Water) ใช้น้ำมันหล่อลื่นเป็นตัวกลางในการแลกเปลี่ยนความร้อน โดยถ่ายเทความร้อนออกจากร้าน้ำมันหล่อลื่นที่ไหลเวียนอยู่ในระบบหล่อลื่นภายในเครื่องยนต์ กับเครื่องถ่ายเทความร้อนภายนอก
- พลังงานความร้อนจากก๊าซเสีย (Exhaust Heat Recovery) โดยถ่ายเทความร้อนออกจากก๊าซเสีย โดยใช้เครื่องถ่ายเทความร้อนภายนอกร่วมกับก๊าซเสียจากการเผาไหม้ของเครื่องยนต์

ความร้อนจากทั้งสามแหล่งพลังงานความร้อนข้างต้น สามารถนำไปใช้ในการผลิตไอน้ำ ความดันต่ำ น้ำร้อน หรือนำไปใช้งานโดยตรงกับบ้านเรือน อุตสาหกรรมกรอบแห้ง โรงพยาบาล และโรงงานกำจัดสิ่งปฏิกูล เป็นต้น

โดยทั่วไปเครื่องยนต์สันดาปภายใน มีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 10 กิโลวัตต์-5 เมกกะวัตต์ ทำงานได้หลายระดับความเร็ว ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความถี่ใช้งานของแต่ละพื้นที่ เช่น ที่ความถี่ 50 เฮิร์ต เครื่องยนต์ฯ หมุนด้วยความเร็วรอบ 1,000 , 1,500 หรือ 3,000 รอบต่อนาที และ ที่ความถี่ 60 เฮิร์ต เครื่องยนต์ฯ หมุนด้วยความเร็วรอบ 1,200 , 1,800 หรือ 3,600 รอบต่อนาที และหากเป็นเครื่องยนต์ ขนาดใหญ่ใช้เครื่องยนต์ความเร็วรอบ 900 หรือ 720 รอบต่อนาที[10]

ตัวอย่างคุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน ชนิดจุดระเบิดโดยประกายไฟใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 100 กิโลวัตต์-5 เมกกะวัตต์ แสดงดังตารางที่ 2.5 [10] และหากนำระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์ สันดาปภายในไปใช้กับก๊าซชีวภาพจะมีคุณลักษณะการทำงาน เป็นดังตารางที่ 2.6 [13]

ตารางที่ 2.5 ตัวอย่างคุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน

คุณลักษณะ	
กำลังการผลิต(กิโลวัตต์)	100-5,000
อัตราความร้อนเชิงไฟฟ้า(บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	8,758-11,147
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	30.6-39
ความดันของเชื้อเพลิง(ปอนด์/ตารางนิ้ว)	3-65
ความร้อนขาออก(กิโลวัตต์)	167-4,508
ประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตพลังงานร่วม(ร้อยละ)	74-81
อัตราส่วนกำลังไฟฟ้าต่อความร้อน	0.6-1.11
อัตราการใช้ความร้อน(บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	4,063-4,914
ประสิทธิภาพประสิทธิภาพผลเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	69-84
เงินลงทุน(บาท/กิโลวัตต์)	36,800-60,600
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา(บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0.37-0.73
ความพร้อมใช้งาน(ร้อยละ)	92-97
ชั่วโมงซ่อมบำรุงทุกๆ(ชั่วโมงใช้งาน)	8,000-30,000
อัตราการขาดข้อง(ร้อยละ)	4.7-6.1

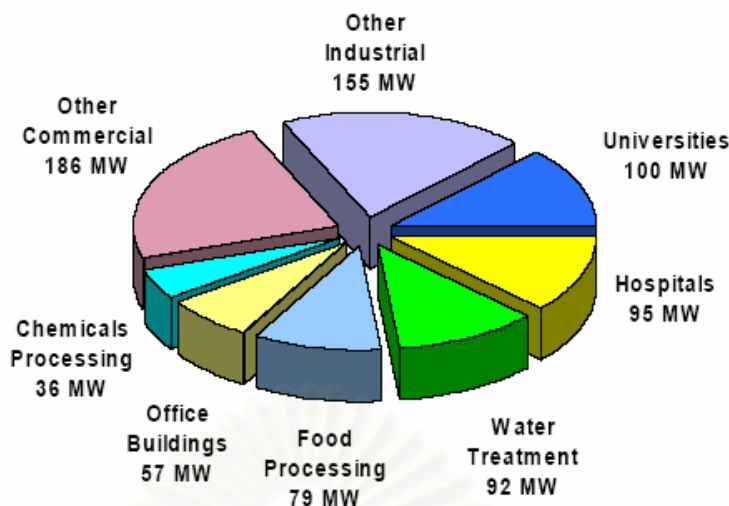
ตารางที่ 2.6 คุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน เมื่อใช้กับก๊าซชีวภาพ

คุณลักษณะ	
กำลังการผลิต(กิโลวัตต์)	30-6,000
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	30-42
เงินลงทุน(บาท/กิโลวัตต์)	28,000-48,000
ค่าใช้จ่ายซ่อมบำรุง(บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0.3-0.8
การปลดปล่อยมลพิษ(mg/bhp-hr)	NO _x : 0.7-13 CO : 1-2

การประยุกต์ใช้งานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายในนั้น เหมาะกับการใช้ในอุตสาหกรรม การพาณิชย์ และสถาบันการศึกษา เนื่องจากทำงานได้รวดเร็ว ติดตามโหลดได้ดี สามารถนำไปใช้งานเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง จ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ รวมทั้งผลิตไอน้ำความดันต่ำ น้ำร้อน หรือใช้ในการขับเคลื่อนปั๊มน้ำ เครื่องอัดอากาศ และระบบทำความเย็นได้เช่นกัน

ในปี 2000 ประเทศสหรัฐอเมริกา มีการใช้งานเครื่องยนต์สันดาปภายในสำหรับระบบผลิตพลังงานร่วมกว่า 1,055 เครื่อง ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 800 เมกกะวัตต์ ขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์-30 เมกกะวัตต์ รูปที่ 2.7 แสดงสัดส่วนการประยุกต์ใช้งานที่หลากหลายของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายในในประเทศสหรัฐอเมริกา ในจำนวนนี้มากกว่าร้อยละ 84 ใช้ในเชิงพาณิชย์และอาคารสถานศึกษา เช่น มหาวิทยาลัย โรงพยาบาล ภัตตาคาร ซูเปอร์มาร์เก็ต และ โรงเก็บสินค้าที่ต้องใช้ระบบทำความเย็น

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2.7 สัดส่วนการประยุกต์ใช้งานระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน
ในประเทศสหรัฐอเมริกาเมื่อปี ค.ศ.2000 [10]

ข้อดีของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน มีดังนี้

- ทำงานได้หลายระดับความเร็ว
- การทำงานรวดเร็ว(Fast Startup) และมีการติดตามโหลดที่ดีในสถานะที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดหรือสถานะฉุกเฉิน สามารถตอบสนองได้ภายในเวลาประมาณ 10 วินาที
- มีความเชื่อถือได้สูง
- ราคาถูก และเงินลงทุนในการติดตั้งต่ำ
- ทำงานได้กับเชื้อเพลิงความดันต่ำ
- สามารถปรับเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าขาออกได้
- ในเวลาทำงานปกติสามารถตรวจซ่อมบำรุงได้ โดยสามารถหยุดเครื่องได้ 1 เครื่อง ในขณะที่เครื่องยนต์อื่นๆ ยังทำงานปกติ
- มีผู้ผลิตจำนวนมาก จึงสามารถรับบริการซ่อมบำรุงได้ง่าย

ข้อเสียของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน มีดังนี้

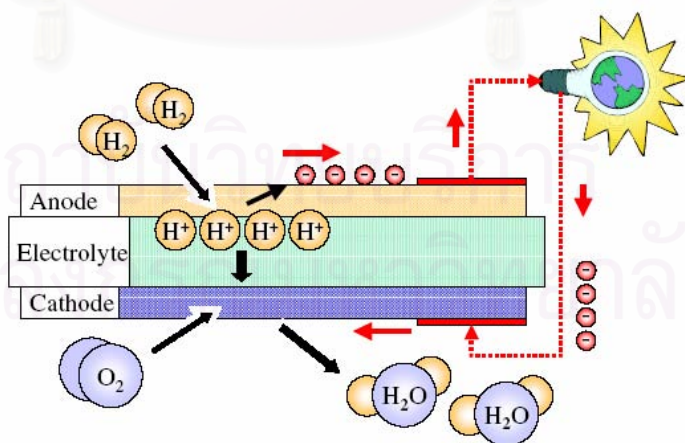
- ค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงสูง ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับเชื้อเพลิงที่นำมาใช้และลักษณะการใช้งาน
- สัญญาณรบกวนความถี่ต่ำมีระดับสูง
- หากเครื่องยนต์สันดาปภายในยังคงทำงานอยู่ ระบบระบายความร้อนและระบบหล่อเย็นยังคงต้องทำงานด้วยเช่นกัน
- อุณหภูมิของก๊าซร้อนจากการเผาไหม้ต่ำ จึงใช้เป็นแหล่งพลังงานความร้อนอุณหภูมิสูง (High Temperature Heat Supply) ไม่ได้

2.7.4 เซลล์เชื้อเพลิง

เซลล์เชื้อเพลิงถูกประดิษฐ์ขึ้นครั้งแรกโดย Sir William Grove ในปี ค.ศ.1830 แต่ไม่ได้รับความสนใจ และกลับมาได้รับความสนใจอีกครั้งในปี ค.ศ.1950 เซลล์เชื้อเพลิงมีความแตกต่างในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเทคโนโลยีของเครื่องต้นกำลังอื่นที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น เนื่องจากเซลล์เชื้อเพลิงไม่มีชิ้นส่วนทางกล และไม่มีส่วนที่เคลื่อนที่ได้ มีหลักการทำงานเหมือนกันกับแบตเตอรี่ ซึ่งผลิตพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง(DC) ผ่านกระบวนการทางเคมีไฟฟ้าโดยไม่มีการเผาไหม้ แตกต่างกันเพียงเซลล์เชื้อเพลิงใช้พลังงานเคมีของไฮโดรเจนจากเชื้อเพลิงจำพวกไฮโดรคาร์บอน เช่น ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ เป็นเชื้อเพลิง

เซลล์เชื้อเพลิงสามารถใช้กับเชื้อเพลิงที่มีองค์ประกอบของไฮโดรเจนที่ได้มาจากเชื้อเพลิงจำพวกไฮโดรคาร์บอน เช่น ก๊าซแอลพีจี ก๊าซเปรี๊ยะว ก๊าซเสียอุตสาหกรรม ก๊าซสังเคราะห์ และก๊าซจากถ่านหิน(Coal gas) รวมถึงก๊าซชีวภาพด้วย

การทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงประกอบด้วย แคโทด(Cathode) เป็นอิเล็กโทรดบวก แอโนด (Anode) เป็นอิเล็กโทรดลบ สารอิเล็กโทรไลต์และโพลีเมอร์นอก โดยอิเล็กโทรดแอโนดทำให้อะตอมของไฮโดรเจนกับอิเล็กโทรไลต์กระตุ้นให้เกิดปฏิกิริยา และเกิดเส้นทางที่อิเล็กตรอนไหลผ่านไปยังโพลีเมอร์ที่ต่ออยู่กับวงจรภายนอก ส่วนอิเล็กโทรดแคโทดทำให้อะตอมของออกซิเจนและอิเล็กโทรไลต์กระตุ้นให้เกิดปฏิกิริยาของออกซิเจนและเกิดเส้นทางที่อิเล็กตรอนไหลผ่านไปจากโพลีเมอร์นอกเช่นกัน สารอิเล็กโทรไลต์ทำงานเป็นตัวแยกระหว่างออกซิเจน กับไฮโดรเจน เพื่อขัดขวางการผสม และการเผาไหม้โดยตรง โดยไฮโดรเจนป้อนเข้าสู่แอโนด และออกซิเจนป้อนเข้าสู่แคโทด รูปที่ 2.8 แสดงกระบวนการทางเคมีไฟฟ้าของเซลล์เชื้อเพลิง 1 เซลล์



รูปที่ 2.8 กระบวนการทางเคมีไฟฟ้าของเซลล์เชื้อเพลิง 1 เซลล์ [10]

จากรูปที่ 2.8 ภายในเซลล์เชื้อเพลิงมีสมการปฏิกิริยาดังนี้[10]

สมการปฏิกิริยาของแอโนด



โดยอิเล็กตรอนไหลผ่านแอโนดไปยังวงจรไฟฟ้าภายนอก ไฮโดรเจนไอออนไหลผ่านไปยังอิเล็กโทรไลต์ไปยังแคโทดเกิดการรวมตัวของไฮโดรเจน, ออกซิเจน และอิเล็กตรอนทำให้เกิดน้ำ

สมการปฏิกิริยาของแคโทด

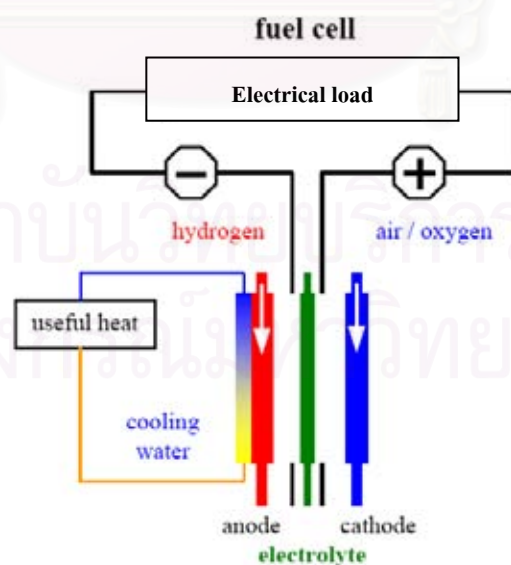


ปฏิกิริยารวม



จากกระบวนการทางเคมีไฟฟ้าข้างต้น ขั้นสุดท้ายพลังงานเคมีของไฮโดรเจนถูกเปลี่ยนให้เป็นน้ำ พลังงานไฟฟ้า และพลังงานความร้อน ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากกระบวนการทางเคมีไฟฟ้าขึ้นอยู่กับอุณหภูมิทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงแต่ละชนิด โดยทั่วไปความต่างศักย์ไฟฟ้าของหัวของเซลล์เชื้อเพลิงประมาณ 0.55-0.8 โวลต์ต่อ 1 เซลล์

องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิงแสดงดังรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 องค์ประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิง[10]

พลังงานไฟฟ้าจากเซลล์เชื้อเพลิงเป็นไฟฟ้ากระแสตรง ก่อนนำไปติดตั้งเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ต้องเปลี่ยนให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยใช้อินเวอร์เตอร์ เพื่อผลิตไฟฟ้ากระแสสลับที่สามารถควบคุมความถี่ และปรับเพิ่มคุณลักษณะของตัวประกอบกำลังได้ ทำให้ได้แรงดันไฟฟ้าขาออกที่มีรูปคลื่นเหมาะสม และมีคุณภาพไฟฟ้าที่ดี

พลังงานความร้อนของเซลล์เชื้อเพลิง มาจากความร้อนแฝงในน้ำของปฏิกิริยาภายในเซลล์เชื้อเพลิง ความร้อนที่ได้นำไปใช้ผลิตไอน้ำความดันต่ำ หรือน้ำร้อน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับชนิดและอุณหภูมิทำงานของเซลล์เชื้อเพลิง

เซลล์เชื้อเพลิงสามารถแบ่งออกเป็น 5 ชนิด ได้แก่ [10]

- Proton Exchange Membrane (PEMFC) พัฒนาโดยองค์การนาซ่า ในปี ค.ศ.1960 ใช้ในยานอวกาศ โดยใช้พอลิเมอร์แข็ง (Solid Polymer) เป็นสารอิเล็กโทรไลต์ ทำงานที่อุณหภูมิต่ำประมาณ 200 F° (93 C°) มีความหนาแน่นไฟฟ้า (Power Density) สูง และสามารถปรับเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าขาออกให้ตรงกับความต้องการได้อย่างรวดเร็ว
- Alkaline (AFC) ค้นพบโดย F.T.Bacon ที่เมืองแคมบริดจ์ ประเทศอังกฤษ เมื่อปี ค.ศ. 1940-ค.ศ.1950 ภายหลังจากองค์การนาซ่า นำมาพัฒนาใช้กับยานอวกาศสปอลโล โดยใช้อัลคาไลน์โพแทสเซียมไฮดรอกไซด์ เป็นสารอิเล็กโทรไลต์ มีประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้ามากกว่าร้อยละ 60 ซึ่งสูงกว่าแบบ PEMFC
- Phosphoric Acid (PAFC) ใช้กรดฟอสฟอริก เป็นสารอิเล็กโทรไลต์ มีการออกแบบและนำเสนอครั้งแรกในช่วงต้นปี ค.ศ.1970 ทำงานที่อุณหภูมิประมาณ 200 C° ประสิทธิภาพในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงให้เป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณร้อยละ 36 ในปี ค.ศ.1990 มีการใช้งานขนาด 200 กิโลวัตต์ ทั้งในประเทศสหรัฐอเมริกา ยุโรป และญี่ปุ่น
- Molten Carbonate (MCFC) ใช้ Alkali Metal Carbonate (Li, Na, K) เป็นสารอิเล็กโทรไลต์สถานะของเหลว ทำงานที่อุณหภูมิ $1,100-1,400\text{ F}^{\circ}$ (650 C°) ใช้เป็นระบบผลิตพลังงานร่วมได้ ประสิทธิภาพรวมประมาณร้อยละ 50
- Solid Oxide (SOFC) ใช้ Solid Nonporous Metal Oxide เป็นสารอิเล็กโทรไลต์ มีการพัฒนาน้อยกว่า MCFC และ PAFC ทำงานที่อุณหภูมิประมาณ $1,000\text{ C}^{\circ}$ มีจุดเด่นคือ ประสิทธิภาพสูง เสถียรภาพการทำงานสูง ความเชื่อถือได้สูง และอุณหภูมิทำงานสูงกว่าเซลล์เชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้าร้อยละ 45-60 สามารถใช้ในการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมได้

โดยทั่วไปเซลล์เชื้อเพลิงมีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 10 กิโลวัตต์-2 เมกกะวัตต์ ทั้งนี้คุณลักษณะการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิง เช่น ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า ประสิทธิภาพรวม เป็นต้นขึ้นอยู่กับชนิดของเซลล์เชื้อเพลิงและขนาดกำลังการผลิต ตัวอย่างคุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิงแสดงดังตารางที่ 2.7 [10] และหากนำระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิงไปใช้กับก๊าซชีวภาพจะมีคุณลักษณะการทำงานเป็นดังตารางที่ 2.8 [13]

ตารางที่ 2.7 ตัวอย่างคุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิง

คุณลักษณะ	
กำลังการผลิต(กิโลวัตต์)	10-2,000
อัตราความร้อนเชิงไฟฟ้า(บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	7,420-11,370
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	35-46
ความร้อนขาออก(กิโลวัตต์)	13-1,043
ประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตพลังงานร่วม(ร้อยละ)	65-75
อัตราส่วนกำลังไฟฟ้าต่อความร้อน	0.92-1.95
อัตราการใช้ความร้อน(บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	4,860-6,370
ประสิทธิภาพประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	59.5-70.3
เงินลงทุน(บาท/กิโลวัตต์)	112,000-220,000
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา(บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0.92-1.72
ความพร้อมใช้งาน(ร้อยละ)	> 90
ชั่วโมงซ่อมบำรุงทุกๆ(ชั่วโมงใช้งาน)	> 70,000

ตารางที่ 2.8 คุณลักษณะการทำงานของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิง เมื่อใช้กับก๊าซชีวภาพ

คุณลักษณะ	
กำลังการผลิต(กิโลวัตต์)	100-3,000
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	36-50
เงินลงทุน(บาท/กิโลวัตต์)	16,0000-200,000
ค่าใช้จ่ายซ่อมบำรุง(บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0.08-0.6
การปลดปล่อยมลพิษ(mg/bhp-hr)	NO _x : < 0.02 CO : < 0.01

เซลล์เชื้อเพลิงสามารถนำไปใช้งานเป็นระบบผลิตพลังงานร่วมได้หลากหลายลักษณะ ได้แก่

- แหล่งพลังงานไฟฟ้าพิเศษ(Premium Power) โดยมีลักษณะพิเศษ คือปลดปล่อยก๊าซเสีย รวมทั้งมีการสันดาปและเสียงรบกวนต่ำ คุณภาพไฟฟ้าดี โดยมีอุปกรณ์ปรับคุณภาพไฟฟ้า(Power Conditioning Equipment) ต่อเชื่อมอยู่ด้วย
- แหล่งพลังงานไฟฟ้าระยะไกล(Remote Power) ในที่ๆ ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าเข้าไปไม่ถึง หรือมีค่าใช้จ่ายในการปักเสาพาดสายสูง เซลล์เชื้อเพลิงเป็นทางเลือกหนึ่งที่สามารถนำไปใช้ได้
- สนับสนุนระบบไฟฟ้า(Grid Supports) และยืดระยะเวลาในการขยายระบบส่งจ่ายและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นจึงลดค่าใช้จ่ายทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าและการไฟฟ้า
- เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง(Stand-by) ให้กับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า หรือทำงานแยกจากระบบของการไฟฟ้า
- เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงานในช่วงที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด หรือทำงานในช่วงกำลังไฟฟ้าฐาน

ปัจจุบันมีการนำเซลล์เชื้อเพลิงมาใช้ในเชิงพาณิชย์ ได้แก่ 200 กิโลวัตต์ PAFC และ 250 กิโลวัตต์ MCFC มีการใช้งานที่จำกัด เนื่องจากต้นทุนในการติดตั้งค่อนข้างสูงประมาณ \$4500-5000/กิโลวัตต์ หรือประมาณ 180,000-200,000 บาท/กิโลวัตต์ [10]

ข้อดีของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิง มีดังนี้

- สามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องหากยังมีแหล่งกำเนิดของเชื้อเพลิงอยู่
- เป็นพลังงานสะอาด
- อายุการใช้งาน มากกว่า 70,000 ชั่วโมง
- ทำงานเงียบ และเสียงรบกวนน้อย
- ปลดปล่อยก๊าซพิษน้อย
- ประสิทธิภาพของกระบวนการไม่ขึ้นอยู่กับขนาด และมีประสิทธิภาพสูง
- ง่ายต่อการติดตั้งใช้งาน สามารถติดตั้งได้ทั้งภายในและภายนอกอาคาร และแยกเป็นส่วนย่อยๆ ได้
- ค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงต่ำ

ข้อเสียของระบบผลิตพลังงานร่วมจากเซลล์เชื้อเพลิง มีดังนี้

- ปัจจุบันยังไม่มีการใช้งานแพร่หลายมากนัก เพราะไม่มีข้อพิสูจน์ถึงความทนทาน ประกอบกับเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายสูง ผู้ผลิตน้อย จึงมีความเสี่ยงด้านเทคนิคและเทคโนโลยี

- เชื้อเพลิงที่นำมาใช้ต้องเป็น ไฮโดรเจนบริสุทธิ์
- ใช้เวลาเริ่มทำงานประมาณ 2 ชั่วโมงสำหรับการเริ่มทำงานแบบเย็น(Cold Start)

2.7.5 สรุปการเปรียบเทียบชนิดและคุณลักษณะของระบบผลิตพลังงานร่วม

จากเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมัก ทั้ง 4 ชนิดที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น สามารถนำมาเปรียบเทียบให้เห็นคุณลักษณะการทำงานที่แตกต่างกันได้ดังแสดงในตารางที่ 2.9

ตารางที่ 2.9 เปรียบเทียบคุณลักษณะของระบบผลิตพลังงานร่วมเมื่อใช้กับก๊าซชีวภาพ

คุณลักษณะ	เครื่องต้นกำลัง			
	กังหันแก๊ส	กังหันแก๊สขนาดเล็ก	เครื่องยนต์สันดาปภายใน	เซลล์เชื้อเพลิง
กำลังการผลิต(กิโลวัตต์)	500-30,000	30-400	30-6,000	100-3,000
เงินลงทุน*(บาท/กิโลวัตต์)	16,000-36,000	48,000-68,000	28,000-48,000	160,000-200,000
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(ร้อยละ)	21-40	14-30	30-42	36-50
ประสิทธิภาพประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า**(ร้อยละ)	51-69	49-73	69-84	59.5-70.3
ประสิทธิภาพรวม**(ร้อยละ)	68-74	64-77	74-81	65-75
อัตราส่วนกำลังไฟฟ้าต่อความร้อน**	0.48-1	0.47-0.63	0.6-1.11	0.92-1.95
ค่าใช้จ่ายซ่อมบำรุง*(บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0.16-0.4	0.32-0.6	0.3-0.8	0.08-0.6
การปลดปล่อยมลพิษ(mg/bhp-hr)	NO _x : < 9-50 CO : < 15-50	NO _x : 9-50 CO : 9-50	NO _x : 0.7-13 CO : 1-2	NO _x : < 0.02 CO : < 0.01

* คิดที่อัตราแลกเปลี่ยน 1 USD = 40 บาท

** จากคุณลักษณะของระบบผลิตพลังงานร่วมที่ใช้กับเชื้อเพลิงทั่วไป

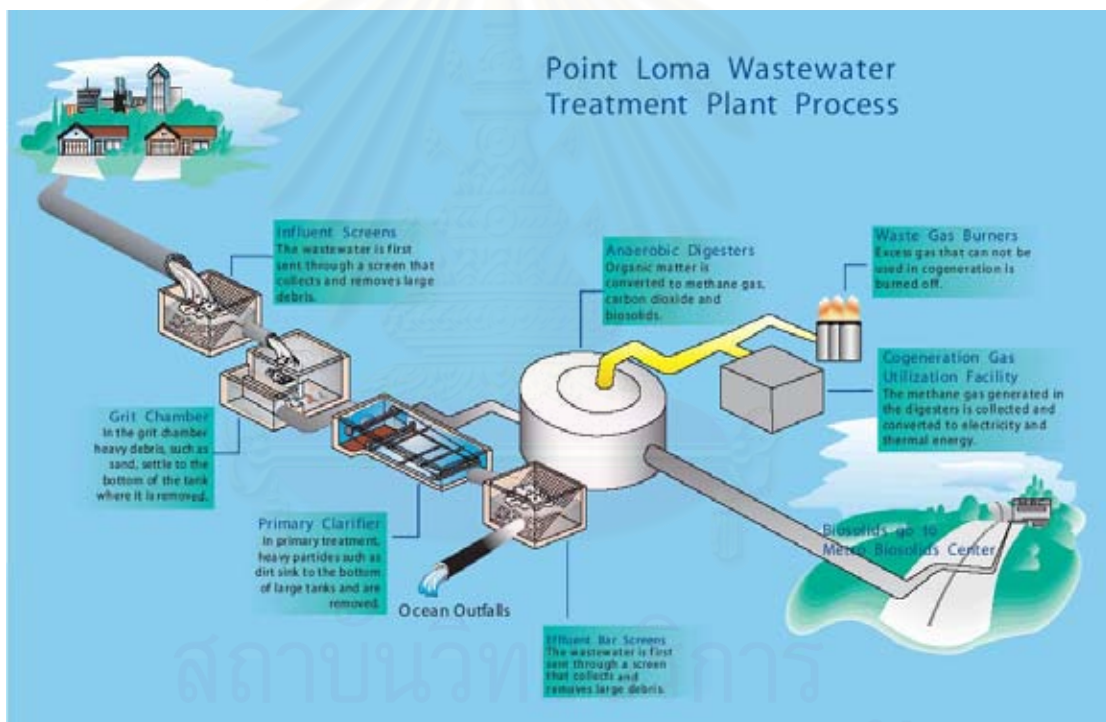
2.8 ตัวอย่างการผลิตไฟฟ้าจากระบบจัดการน้ำเสียในต่างประเทศ

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงตัวอย่างการผลิตไฟฟ้าจากระบบจัดการน้ำเสียในต่างประเทศ เช่น ในประเทศสหรัฐอเมริกา และประเทศแคนาดา เป็นต้น

2.8.1 โรงบำบัดน้ำเสีย Point Loma ประเทศสหรัฐอเมริกา[15]

ตั้งอยู่ในเมืองซานดิเอโก ี มลรัฐแคลิฟอร์เนีย สหรัฐอเมริกา เริ่มดำเนินการเมื่อปี ค.ศ.1963 สามารถรองรับน้ำเสียจากบ้านเรือน และธุรกิจได้สูงสุด 400 ล้านแกลลอนต่อวัน(946,250 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) ปัจจุบันมีความสามารถในการบำบัดน้ำเสียเฉลี่ย 240 ล้านแกลลอนต่อวัน(662,375 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) พื้นที่ให้บริการ 450 ตารางไมล์(1,165 ตารางกิโลเมตร) ประชากร 2.2 ล้านคน ทำงานได้ 24 ชั่วโมงต่อวัน และทุกวัน

กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงบำบัดน้ำเสีย Point Loma แสดงดังรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงบำบัดน้ำเสีย Point Loma

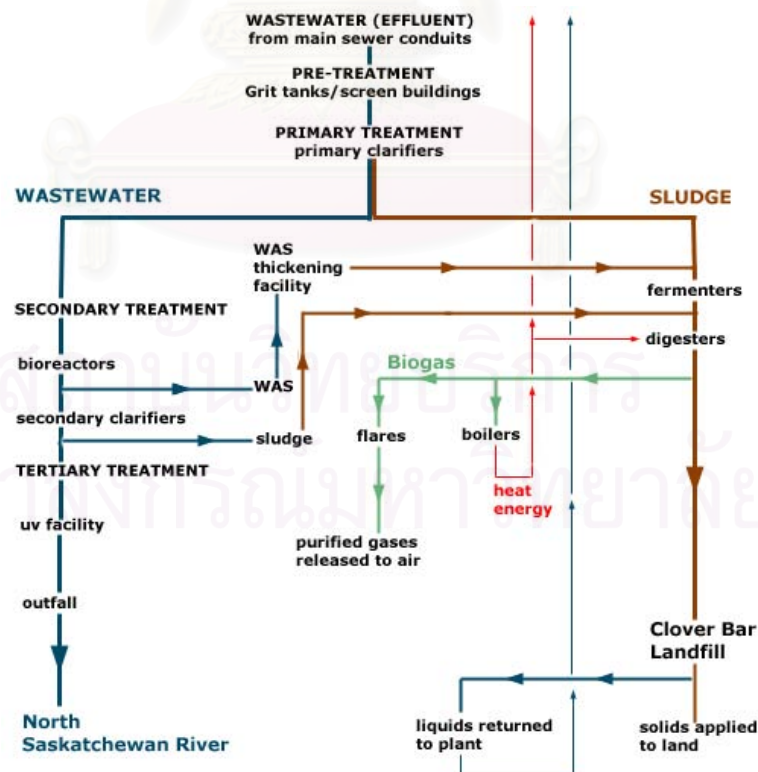
จากรูปที่ 2.10 สถานีสูบน้ำ จำนวน 2 สถานีที่ Harbor Drive สูบน้ำเสีย และมีน้ำเสียส่วนหนึ่งไหลด้วยแรงโน้มถ่วงไปยังโรงบำบัดน้ำเสีย หลังจากนั้นน้ำเสียผ่านการบำบัดแล้ว ตะกอนน้ำเสียจะถูกนำไปป้อนเป็นวัตถุดิบให้กับถังหมัก(Digester) จำนวน 8 ชุด ตะกอนน้ำเสียจะถูกกักเก็บอยู่ในถังหมักเป็นระยะเวลา 2 สัปดาห์ ก๊าซหมักจากถังหมักจะถูกนำไปใช้กับระบบผลิตพลังงานร่วมจำนวน 2 ชุด และอีก 1 ชุดผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ดังนี้

- เครื่องยนต์สันดาปภายใน 2 ชุด ขนาดกำลังการผลิตชุดละ 2.235 เมกกะวัตต์ ใช้จ่ายไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าของโรงบำบัดน้ำเสีย
- เครื่องยนต์ดีเซลใช้เชื้อเพลิงเป็นก๊าซหุงต้มร้อยละ 80 และน้ำมันดีเซลร้อยละ 20 ขนาดกำลังการผลิต 1.2 เมกกะวัตต์ โดยใช้งานเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peaking Generator) ส่วนพลังงานความร้อนจากระบบผลิตพลังงานร่วมใช้ให้ความร้อนกับถังหมัก
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำรับน้ำที่ผ่านการบำบัดแล้ว ความสูงประมาณ 90 ฟุต (27.43 เมตร) ไหลผ่านท่อไปยังกังหันน้ำ ผลิตไฟฟ้าได้ 1.35 เมกกะวัตต์ จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับบริเวณใกล้เคียงได้ 1,300 หลังคาเรือน พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินขายให้กับการไฟฟ้า

2.8.2 โรงบำบัดน้ำเสีย Gold Bar ประเทศแคนาดา [16-17]

ตั้งอยู่ในเมือง Edmonton มลรัฐ Alberta ประเทศแคนาดา รองรับประชากร 740,000 คน ในพื้นที่บ้านเรือน และย่านธุรกิจของ Edmonton ปัจจุบันมีความสามารถในการบำบัดน้ำเสียสูงสุด 310 ล้านลิตรต่อวัน (310,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) ใน 1 ปี สามารถบำบัดน้ำเสียได้ประมาณ 100,000 ล้านลิตร (100 ล้านลูกบาศก์เมตร)

กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงบำบัดน้ำเสีย Gold Bar แสดงดังรูปที่ 2.11



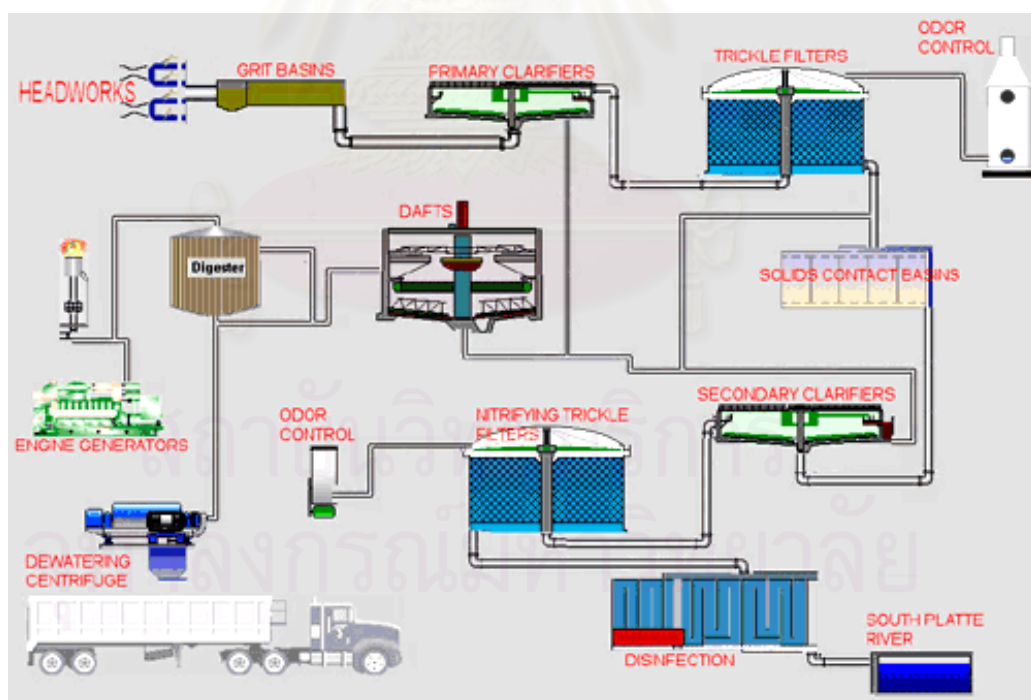
รูปที่ 2.11 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงบำบัดน้ำเสีย Gold Bar [16]

จากรูปที่ 2.11 น้ำเสียจะถูกสูบโดยสถานีสูบน้ำผ่านท่อรวบรวมน้ำเสียหลักไปยังโรงบำบัดน้ำเสีย หลังจากน้ำเสียผ่านการบำบัดแล้ว ตะกอนน้ำเสียจะถูกนำไปป้อนเป็นวัตถุดิบให้กับถังหมักที่ 1 จากทั้งหมด 6 ถัง เพื่อย่อยสลายซึ่งใช้เวลาประมาณ 15-20 วัน ตะกอนจะถูกกวนผสมโดยใช้เครื่องอัดก๊าซ เพื่อเร่งปฏิกิริยาภายในถังหมัก และทำให้เกิดก๊าซหมักมากขึ้น ก๊าซหมักที่ปลดปล่อยออกจากถังหมักจะถูกนำไปใช้ให้ความร้อนกับโรงบำบัดน้ำเสีย และถังหมักพร้อมกับกวนผสมกากตะกอน อย่างไรก็ตาม ก๊าซหมักส่วนเกินจะถูกเผาไหม้ทิ้ง เพื่อป้องกันการปลดปล่อยกลิ่น และการลุดติดไฟของก๊าซหมักในบรรยากาศ เมื่อปลายปี ค.ศ.2003 โรงบำบัดน้ำเสียแห่งนี้ได้ทดสอบติดตั้งกังหันแก๊สขนาดเล็ก 1 ชุด ขนาดกำลังการผลิต 70 กิโลวัตต์ ใช้ก๊าซหมักเป็นเชื้อเพลิง

2.8.3 โรงบำบัดน้ำเสีย Littleton/Englewood ประเทศสหรัฐอเมริกา[18-19]

ตั้งอยู่ในมลรัฐโคโลราโด สหรัฐอเมริกา เริ่มดำเนินการเมื่อปี ค.ศ.1977 รองรับน้ำเสียจากชุมชนบ้านเรือน อาคารพาณิชย์ และของเสียอุตสาหกรรม ปัจจุบันมีความสามารถบำบัดน้ำเสียได้เฉลี่ย 26 ล้านแกลลอนต่อวัน(98,410 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) สามารถรองรับน้ำเสียได้สูงสุด 80 ล้านแกลลอนต่อวัน(302,800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) พื้นที่ให้บริการ 194 ตารางกิโลเมตร

กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงบำบัดน้ำเสีย Littleton/Englewood แสดงดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงบำบัดน้ำเสีย Littleton/Englewood [19]

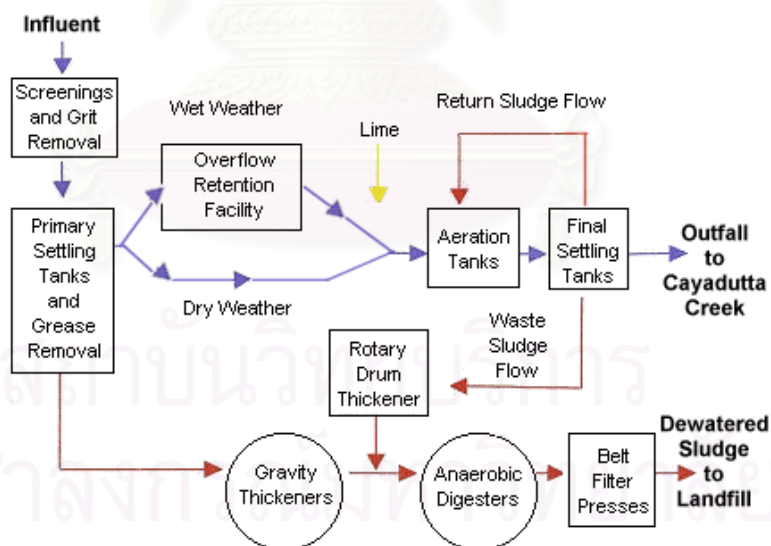
จากรูปที่ 2.12 น้ำเสียจะถูกสูบโดยสถานีสูบน้ำผ่านท่อรวบรวมน้ำเสียหลัก จำนวน 2 ท่อไปยังโรงบำบัดน้ำเสีย ได้แก่ น้ำเสียจากเมือง Littleton ผ่านท่อเส้นผ่านศูนย์กลาง 66 นิ้ว(1.67 เมตร)

และน้ำเสียจากเมือง Englewood ผ่านท่อเส้นผ่านศูนย์กลาง 60 นิ้ว (1.5240 เมตร) หลังจากน้ำเสียผ่านการบำบัดแล้ว ตะกอนน้ำเสียจะถูกนำไปป้อนเป็นวัตถุดิบให้กับถังหมัก มีจำนวน 4 ถัง แต่ละถังรองรับตะกอนน้ำเสียได้ประมาณ 145,800 ลูกบาศก์ฟุต (3936.6 ลูกบาศก์เมตร) ก๊าซหมักจากถังหมักจะถูกนำไปใช้กับระบบผลิตพลังงานร่วมเพื่อผลิตไฟฟ้าและความร้อน โดยใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน V-16 แบบ Naturally Aspirated จำนวน 2 เครื่อง ขนาดกำลังการผลิตเครื่องละ 460 กิโลวัตต์ ตัวประกอบกำลัง 0.8 ความเร็วรอบ 1,200 รอบต่อนาที พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้นำไปใช้ในโรงบำบัดน้ำเสีย พลังงานความร้อนนำไปใช้โดยผ่านเครื่องถ่ายความร้อน เพื่อให้ความร้อนและรักษาอุณหภูมิของถังหมัก

2.8.4 โรงบำบัดน้ำเสีย Gloversville-Johnstown ประเทศสหรัฐอเมริกา [20-22]

ตั้งอยู่ที่มลรัฐนิวเจอร์ซีย์ สหรัฐอเมริกา บำบัดน้ำเสียจากบ้านเรือนของเมือง Gloversville และน้ำเสียจากอุตสาหกรรมฟอกหนัง อุตสาหกรรมผลิตแก้ว อุตสาหกรรมสิ่งทอ และอุตสาหกรรมหลักอื่นๆ ของเมือง Johnstown ปัจจุบันมีความสามารถบำบัดน้ำเสียได้ 13.8 ล้านแกลลอนต่อวัน (52,238 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) และรองรับน้ำเสียได้สูงสุด 30 ล้านแกลลอนต่อวัน (113,562 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) น้ำที่ผ่านการบำบัดแล้วถูกปล่อยลงสู่อ่าว Cayadutta

กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงบำบัดน้ำเสีย Gloversville-Johnstown แสดงดังรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 กระบวนการบำบัดน้ำเสียรวมของโรงบำบัดน้ำเสีย Gloversville-Johnstown [20]

จากรูปที่ 2.13 เริ่มต้นน้ำเสียถูกรวบรวมไปยังอาคารบำบัดน้ำเสีย ผ่านท่อเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด 42 นิ้ว (1.0668 เมตร) หลังจากน้ำเสียผ่านการบำบัดแล้ว ตะกอนน้ำเสียจะถูกนำไปป้อนเป็นวัตถุดิบให้กับถังหมัก จำนวน 2 ชุด โดยถังหมักชุดแรก ก๊าซหมักจะถูกนำไปใช้เพื่อให้ความร้อน

กวนผสมตะกอน และใช้กับระบบผลิตพลังงานร่วม ถังหมักชุดที่สองทำให้ตะกอนเข้มข้นขึ้น โดยตะกอนจากถังหมักชุดที่สองจะถูกผสมกับพอลิเมอร์เพื่อให้ตะกอนจับตัวเป็นก้อนได้มากขึ้น ก่อนส่งต่อไปยังเครื่องรีดตะกอน และนำไปกำจัดต่อไป ก๊าซหมักจากถังหมักประกอบด้วยก๊าซมีเทนร้อยละ 60-70 ถูกนำไปใช้กับระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน จำนวน 2 ชุด ขนาดกำลังการผลิตชุดละ 150 กิโลวัตต์ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้นำไปใช้ภายในโรงบำบัดน้ำเสีย พลังงานความร้อนจากเครื่องยนต์ใช้ให้ความร้อนกับถังหมักรวมถึงอาคารบำบัดน้ำเสีย

2.8.5 โรงบำบัดน้ำเสียอื่นๆ ประเทศสหรัฐอเมริกา[23-24]

- โรงบำบัดน้ำเสีย North of the River เมือง Shafter มลรัฐแคลิฟอร์เนีย เริ่มดำเนินการเมื่อเดือนมกราคม ค.ศ.2004 ก๊าซหมักจากถังหมักผ่านกระบวนการกำจัดสารเจือปนพร้อมกับอัดความดัน นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงป้อนให้กับกังหันแก๊สขนาดเล็กจำนวน 3 ชุดๆ ละ 30 กิโลวัตต์ ขนาดกำลังการผลิตรวม 90 กิโลวัตต์ โดยใช้ผลิตไฟฟ้าและความร้อน ความร้อนที่ได้จากก๊าซร้อนจากกังหันแก๊สใช้รักษาอุณหภูมิของถังหมัก
- โรงบำบัดน้ำเสีย Gresham เมือง Gresham มลรัฐโอเรกอน เริ่มดำเนินการเมื่อเดือนสิงหาคม ค.ศ.2005 ก๊าซหมักจากถังหมักนำไปใช้กับเครื่องยนต์สันดาปภายใน ขนาดกำลังการผลิตรวม 400 กิโลวัตต์ ผลิตไฟฟ้าและความร้อน ความร้อนที่ได้ใช้เพื่อให้ความร้อนกับถังหมัก
- โรงบำบัดน้ำเสีย San Luis Obispo เมือง San Luis Obispo มลรัฐแคลิฟอร์เนีย ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซหมักจากถังหมักถูกนำไปใช้ร่วมกันกับกังหันแก๊สขนาดเล็กจำนวน 8 ชุดๆ ละ 30 กิโลวัตต์ ขนาดกำลังการผลิตรวม 240 กิโลวัตต์ ผลิตไฟฟ้าและความร้อน ความร้อนที่ได้นำไปใช้ให้ความร้อนกับถังหมัก
- โรงบำบัดน้ำเสีย Laguna เมือง Laguna มลรัฐแคลิฟอร์เนีย ก๊าซหมักจากถังหมักนำไปใช้กับกังหันแก๊สขนาดเล็กขนาดกำลังการผลิต 60 กิโลวัตต์ จำนวน 3 ชุด และขนาดกำลังการผลิต 30 กิโลวัตต์ จำนวน 2 ชุด ขนาดกำลังการผลิตรวม 240 กิโลวัตต์ ผลิตไฟฟ้าและความร้อน ความร้อนที่ได้นำไปใช้ให้ความร้อนกับถังหมัก
- โรงบำบัดน้ำเสีย Santa Maria เมือง Santa Maria มลรัฐแคลิฟอร์เนีย อยู่ระหว่างดำเนินการ ก๊าซหมักจากถังหมักนำไปใช้กับกังหันแก๊สขนาดเล็กจำนวน 4 ชุดๆ ละ 70 กิโลวัตต์ ขนาดกำลังการผลิตรวม 280 กิโลวัตต์ ผลิตไฟฟ้าและความร้อน ความร้อนที่ได้นำไปใช้ให้ความร้อนกับถังหมัก

- โรงบำบัดน้ำเสีย Palm Springs เมือง Palm Springs มลรัฐแคลิฟอร์เนีย เริ่มดำเนินการเมื่อเดือนมกราคม ค.ศ.2003 ก๊าซหมักจากถังหมักนำไปใช้กับกังหันแก๊สขนาดเล็ก ขนาดกำลังการผลิตรวม 120 กิโลวัตต์ ผลิตไฟฟ้าและความร้อน ความร้อนนำไปใช้ให้ความร้อนกับน้ำเพื่อควบคุมอุณหภูมิของถังหมัก

นอกจากนี้ ในประเทศสหรัฐอเมริกา มีการใช้งานกังหันแก๊สขนาดเล็ก ติดตั้งมากกว่า 100 ชุด กว่า 20 โครงการ บางโครงการการเดินทางเครื่องประสบความสำเร็จ และบางโครงการประสบปัญหา โดยมีข้อแนะนำในการเดินเครื่องกังหันแก๊สขนาดเล็กที่สำคัญ คือ ก๊าซชีวภาพควรมีความบริสุทธิ์ และผ่านการอัดความดัน โดยเครื่องอัดความดันก่อนนำไปใช้กับกังหันแก๊สขนาดเล็ก ทำให้กังหันแก๊สขนาดเล็กสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องโดยไม่เสียหาย ต้องมีการตรวจซ่อมบำรุง 1 เดือนต่อครั้ง โดยช่างผู้ชำนาญในการซ่อมบำรุง และวัสดุที่นำมาทำกังหันแก๊สขนาดเล็ก ควรมีคุณสมบัติทนทานต่อการกัดกร่อน เช่น ทำจากเหล็กกล้าไร้สนิม เป็นต้น

จากการศึกษาโครงการผลิตไฟฟ้าจากระบบจัดการน้ำเสียที่นำเสนอข้างต้น เปรียบเทียบคุณลักษณะสมบัติที่มีผลต่อพลังงานไฟฟ้าที่ได้ของระบบบำบัดน้ำเสีย ทั้ง 4 แห่ง กับระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร ผลที่ได้สรุปไว้ในตารางที่ 2.10

ตารางที่ 2.10 เปรียบเทียบคุณลักษณะสมบัติที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของที่ต่างๆ

คุณลักษณะ	โรงบำบัดน้ำเสีย				
	Point Loma	Gold Bar	Littleton/Englewood	Gloversville-Johnstown	กรุงเทพมหานคร
พื้นที่รับผิดชอบ	เมืองซานดิเอโกและเมือง ใกล้เคียง มลรัฐแคลิฟอร์เนีย สหรัฐอเมริกา	เมือง Edmonton มลรัฐ Alberta ประเทศแคนาดา	เมือง Englewood, Littleton และ 20 เขตชุมชนด้านใต้ ของ Denver สหรัฐอเมริกา	เมือง Gloversville และ Johnstown มลรัฐนิวยอร์ก สหรัฐอเมริกา	กรุงเทพมหานคร ประเทศไทย
ขนาดพื้นที่รับผิดชอบ	1,165 ตร.กม.	ไม่มีข้อมูล	194 ตร.กม.	ไม่มีข้อมูล	191.7 ตร.กม.
จำนวนประชากร	2.2 ล้านคน	700,000 คน	220,000 คน	ไม่มีข้อมูล	2,979,500 คน
ประเภทน้ำเสีย	บ้านเรือน ธุรกิจ และอุตสาหกรรม	ชุมชนและอุตสาหกรรม ประมาณร้อยละ 95 การพาณิชย์ และสถาบันการศึกษา	ชุมชนบ้านเรือน อาคาร พาณิชย์ และของเสีย อุตสาหกรรม	บ้านเรือน น้ำเสียอุตสาหกรรม จากอุตสาหกรรมฟอกหนังผลิต ถั่ว สิ่งทอและอุตสาหกรรมอื่นๆ	ชุมชนบ้านเรือน อาคารพาณิชย์
ปริมาณน้ำเสียต่อวัน (ลูกบาศก์เมตร/วัน)	บำบัดได้ 662,375 รองรับได้สูงสุด 946,250	รองรับได้ 310,000 รองรับได้สูงสุด 420,000	บำบัดได้ 98,420 กำลังขยาย เฟส 2 เพื่อบำบัดได้สูงสุด 605,664	บำบัดได้ 52,233 รองรับได้สูงสุด 113,550	บำบัดได้ 992,000
ระยะเวลาทำงาน	24 ชั่วโมง/วัน	ไม่มีข้อมูล	24 ชั่วโมง/วัน	24 ชั่วโมง/วัน	24 ชั่วโมง/วัน
ปริมาณก๊าซชีวภาพเฉลี่ย	57,720 ลบ.ม./วัน	14-15 ล้านลบ.ม./ปี	ไม่มีข้อมูล	2,695 ลบ.ม./วัน	424 ลบ.ม./วัน
ร้อยละของมีเทน(%)	62-63	65-70	ไม่มีข้อมูล	60-70%	50-70%

ตารางที่ 2.10 เปรียบเทียบคุณลักษณะสมบัติที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของที่ต่างๆ(ต่อ)

คุณลักษณะ	โรงบำบัดน้ำเสีย				
	Point Loma	Gold Bar	Littleton/Englewood	Gloversville-Johnstown	กรุงเทพมหานคร
เทคโนโลยี ขนาดกำลังการผลิต กำลังการผลิตไฟฟ้า และการใช้งาน	<ul style="list-style-type: none"> - เครื่องยนต์สันดาปภายใน ขนาดกำลังการผลิต 4.57 เมกกะวัตต์ ใช้จ่ายพลังงานให้กับโรงบำบัดน้ำเสียตามความต้องการใช้ไฟฟ้า - เครื่องยนต์ดีเซล (เชื้อเพลิงผสมก๊าซหุงต้มร้อยละ 80 และดีเซลร้อยละ 20) ขนาดกำลังการผลิต 1.2 เมกกะวัตต์ ใช้จ่ายพลังงานในช่วง Peak Load - ความร้อนจากระบบผลิตพลังงานร่วมใช้ให้ความร้อนกับถังหมัก 	<ul style="list-style-type: none"> - เตาไหม้ทิ้ง กวนตะกอน และให้ความร้อนกับโรงบำบัดน้ำเสีย - เริ่มทดสอบติดตั้ง ถังหมักแก๊สขนาดเล็กเพื่อผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 70 กิโลวัตต์ เมื่อ ค.ศ.2003 	<ul style="list-style-type: none"> - เครื่องยนต์สันดาปภายใน V-16 แบบ Naturally Aspirated ขนาดกำลังการผลิต 2x460 กิโลวัตต์ กำลังการผลิตจริงประมาณ 900 กิโลวัตต์ แต่ละชุดมีค่าแฟคเตอร์กำลัง 0.8 ความเร็วรอบ 1,200 รอบต่อนาที ผลิตไฟฟ้าใช้ภายในโรงบำบัดน้ำเสีย - ความร้อนจากระบบผลิตพลังงานร่วมใช้ให้ความร้อนกับถังหมัก - ใช้กับหม้อต้มน้ำผลิตความร้อนเป็นน้ำร้อนให้ความร้อนกับถังหมัก 	<ul style="list-style-type: none"> - เครื่องยนต์สันดาปภายใน ขนาดกำลังการผลิต 2x150 กิโลวัตต์ ผลิตไฟฟ้าได้ 108,920 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ต่อปี สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ประมาณร้อยละ 30 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าของโรงบำบัดน้ำเสียทั้งหมด - ก๊าซชีวภาพใช้ทดแทนก๊าซธรรมชาติ - ความร้อนจากระบบผลิตพลังงานร่วมใช้ให้ความร้อนกับถังหมักและอาคารภายในโรงบำบัดน้ำเสีย 	<ul style="list-style-type: none"> - เตาไหม้ทิ้งและกวนผสมตะกอน

บทที่ 3

ระบบจัดการน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร

ปัญหามลภาวะของแม่น้ำลำคลองต่างๆ ในเขตกรุงเทพมหานคร นับวันยิ่งทวีความรุนแรงขึ้นเป็นลำดับทั้งยังส่งผลกระทบต่อสุขภาพอนามัย การอุปโภค บริโภค และการประกอบอาชีพของประชากร กรุงเทพมหานครจึงต้องวางแนวทางการแก้ไขปัญหาน้ำเสียอย่างต่อเนื่องโดยก่อสร้างระบบบำบัดน้ำเสียทั้งขนาดใหญ่และขนาดเล็ก เพื่อเป็นการบรรเทาปัญหาน้ำเสียให้น้อยลง ในบทนี้จะกล่าวถึงนิยามและคำจำกัดความ แหล่งที่มาของน้ำเสีย รวมถึงการจัดการน้ำเสียในปัจจุบันของกรุงเทพมหานคร

3.1 แหล่งที่มาของน้ำเสีย[25-26]

ปัญหาน้ำเสียในปัจจุบันของกรุงเทพมหานครมีสาเหตุมาจากชุมชน เกษตรกรรม และอุตสาหกรรม โดยจากการสำรวจปี 2545 พบว่า น้ำเสียมีปริมาณความสกปรกในรูปกิโกรัมบีโอดี จากกิจกรรมชุมชน เกษตรกรรม และอุตสาหกรรม ประมาณ ร้อยละ 72 ร้อยละ 26 และร้อยละ 2 ตามลำดับ น้ำเสียส่วนใหญ่เป็นน้ำเสียชุมชนที่เกิดจากกิจกรรมต่างๆ ของประชาชนที่อาศัยอยู่รวมกัน และย่านการค้าขายสำคัญๆ ในเขตกรุงเทพมหานคร โดยมีแหล่งที่มา ได้แก่ ชุมชนแออัด อาคารอยู่อาศัย บ้านเรือน อาคารชุด โรงแรม โรงพยาบาล โรงฆ่าสัตว์ สถานศึกษา ตลาด ห้างสรรพสินค้า ศูนย์การค้า ภัตตาคาร ร้านอาหาร หอพัก สถานบริการ และอาคารที่ทำการราชการ และรัฐวิสาหกิจ ส่วนน้ำเสียเกษตรกรรมมีแหล่งที่มา ได้แก่ น้ำเสียที่เกิดจากการเพาะปลูก และการเลี้ยงสัตว์ เป็นต้น

น้ำเสียจากแหล่งที่มาดังกล่าวข้างต้น จะถูกรวบรวมผ่านท่อรวบรวมน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร จากนั้นจะถูกส่งเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำในพื้นที่บริการนั้นๆ เพื่อให้ น้ำที่ผ่านการบำบัดแล้วมีความสะอาด และไม่ส่งผลกระทบต่อแหล่งน้ำต่อไป

3.2 การจัดการน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร

กรุงเทพมหานคร ได้ดำเนินการแก้ไขปัญหาน้ำเสีย ด้วยการก่อสร้างโรงปรับปรุงคุณภาพน้ำและโรงควบคุมคุณภาพน้ำ เพื่อรวบรวมน้ำเสียชุมชนในเขตกรุงเทพมหานครซึ่งตั้งอยู่เป็นกลุ่มกระจัดกระจายทั่วไป และบำบัดน้ำเสียให้คุณภาพน้ำอยู่ในเกณฑ์ที่แหล่งน้ำรับได้ หากเป็นพื้นที่ขนาดเล็กบริเวณเคหะชุมชนจะเป็นระบบบำบัดน้ำเสียขนาดเล็ก ได้แก่ โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำบริเวณเคหะชุมชนนั้นๆ แต่หากพื้นที่เป็นบริเวณกว้างจะเป็นระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่ ได้แก่

โรงควบคุมคุณภาพน้ำ โดยที่โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำและโรงควบคุมคุณภาพน้ำทั้งขนาดใหญ่และขนาดเล็ก ที่ได้กล่าวข้างต้นประกอบด้วย [27]

- 1) โรงควบคุมคุณภาพน้ำสี่พระยา รองรับน้ำเสียในพื้นที่บางส่วนของเขตบางรัก เขตป้อมปราบศัตรูพ่าย และเขตสัมพันธวงศ์
- 2) โรงควบคุมคุณภาพน้ำช่องนนทรี รองรับน้ำเสียในพื้นที่ของเขตบางรัก เขตยานนาวา เขตสาทร และเขตบางคอแหลม
- 3) โรงควบคุมคุณภาพน้ำรัตนโกสินทร์ รองรับน้ำเสียในพื้นที่ของเขตพระนคร
- 4) โรงควบคุมคุณภาพน้ำทุ่งครุ รองรับน้ำเสียในพื้นที่ของเขตราษฎร์บูรณะ เขตทุ่งครุ และบางส่วนของเขตจอมทอง
- 5) โรงควบคุมคุณภาพน้ำดินแดง รองรับน้ำเสียในพื้นที่ของเขตป้อมปราบศัตรูพ่าย เขตสัมพันธวงศ์ เขตปทุมวัน เขตราชเทวี และบางส่วนของเขตคูสิต เขตพญาไท เขตดินแดง และเขตห้วยขวาง
- 6) โรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม รองรับน้ำเสียในพื้นที่ของเขตหนองแขม เขตภาษีเจริญ และบางส่วนของเขตบางแค
- 7) โรงควบคุมคุณภาพน้ำจตุจักร รองรับน้ำเสียในพื้นที่ของเขตจตุจักร และบางส่วนของเขตห้วยขวาง เขตพญาไท และเขตดินแดง
- 8) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำขนาดเล็ก รองรับน้ำเสียจากอาคารของเคหะชุมชนในเขตกรุงเทพมหานคร ในพื้นที่เคหะชุมชนนั้นๆ จำนวน 12 แห่ง

ปัจจุบันโรงบำบัดน้ำเสียข้างต้น ยังมีได้ครอบคลุมพื้นที่ทั้งหมดของกรุงเทพมหานคร ในส่วนพื้นที่ให้บริการที่ยังมิได้ครอบคลุมนั้น กรุงเทพมหานครมีโครงการที่จะก่อสร้างระบบบำบัดน้ำเสียเพิ่มเติมซึ่งเป็นแผนในอนาคต ตัวอย่างเช่น

- 1) โครงการบำบัดน้ำเสียของคลองเตย รองรับน้ำเสียในพื้นที่ของเขตพระโขนง คลองเตย วัฒนา บางนา สวนหลวง และบางส่วนของเขตราชเทวี และห้วยขวาง
- 2) โครงการบำบัดน้ำเสียชนบุรี รองรับน้ำเสียในพื้นที่ของเขตบางพลัด บางกอกน้อย บางกอกใหญ่ ชนบุรี คลองสาน และจอมทอง
- 3) โครงการศูนย์ศึกษาและอนุรักษ์สิ่งแวดล้อมบางซื่อ รองรับน้ำเสียในพื้นที่ของบางซื่อ และบางส่วนของเขตจตุจักร และคูสิต

จากที่กล่าวข้างต้น จะเห็นได้ว่า สามารถแบ่งลักษณะการบำบัดน้ำเสียออกได้เป็น 3 ลักษณะหลัก คือ

- ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ เป็นระบบที่ประกอบด้วยโรงควบคุมคุณภาพน้ำหลายๆ โรง ตะกอนน้ำเสียจากโรงควบคุมคุณภาพน้ำทั้งหมดจะถูกรวบรวมและนำไปป้อนเป็นวัตถุดิบให้กับระบบบำบัดตะกอนรวม
- ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนแยก เป็นระบบที่ตะกอนน้ำเสียจากแต่ละโรงควบคุมคุณภาพน้ำจะถูกรวบรวมและนำไปป้อนเป็นวัตถุดิบให้กับระบบบำบัดตะกอนของแต่ละโรง มิได้มีระบบบำบัดตะกอนรวม
- ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดเล็ก ประกอบด้วยโรงปรับปรุงคุณภาพน้ำซึ่งตั้งอยู่ในบริเวณเคหะชุมชนในเขตกรุงเทพมหานคร ตะกอนน้ำเสียจะถูกนำไปใช้ในการเกษตรกรรมเป็นหลัก

จากการแบ่งลักษณะการบำบัดน้ำเสียข้างต้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะเน้นไปที่ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ นำมาใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร รายละเอียดองค์ประกอบของแต่ละลักษณะการบำบัดน้ำเสียข้างต้น จะกล่าวในหัวข้อถัดไป

3.3 ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์

เป็นระบบบำบัดน้ำเสียมรวมขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ที่กรุงเทพมหานครได้ดำเนินการก่อสร้างขึ้น โดยใช้แผนหลักการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร เป็นแนวทางในการวางแผนปฏิบัติการบำบัดน้ำเสีย จำนวน 6 โรงควบคุมคุณภาพน้ำ ครอบคลุมพื้นที่บริการรวม 158.3 ตารางกิโลเมตร ความสามารถบำบัดน้ำเสียได้ทั้งสิ้นประมาณ 842,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ประกอบด้วย โรงควบคุมคุณภาพน้ำสีพระยา ชองงนนทรี รัตนโกสินทร์ ทุ่งครุ ดินแดง และหนองแขม ปัจจุบันตะกอนน้ำเสียจากการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำดังกล่าวข้างต้น ยกเว้นโรงควบคุมคุณภาพน้ำจตุจักรที่มีระบบบำบัดตะกอนติดตั้งอยู่แล้ว จะถูกส่งเข้าสู่ระบบบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม

3.3.1 โรงควบคุมคุณภาพน้ำสีพระยา[28]

ตั้งอยู่บริเวณปากคลองผดุงกรุงเกษม ถนนสีพระยา รองรับน้ำเสียชุมชน ได้แก่ น้ำเสียจากอาคาร บ้านเรือน อาคารพาณิชย์ ครอบคลุมพื้นที่ 2.7 ตารางกิโลเมตรในพื้นที่บางส่วนของเขตบางรัก เขตป้อมปราบศัตรูพ่าย และเขตสัมพันธวงศ์ ประชาชนที่รับบริการ 120,000 คน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าท่อสูงสุด 90,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าระบบบำบัดน้ำเสียสูงสุด 45,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ระบบบำบัดน้ำเสียเป็นระบบตะกอนเร่งแบบ Contact Stabilization

ส่วนหนึ่งเป็นตะกอนส่วนเกินนำไปยังบ่อเพิ่มความเข้มข้นของตะกอน และส่งต่อไปยังเครื่องรีดตะกอนต่อไป

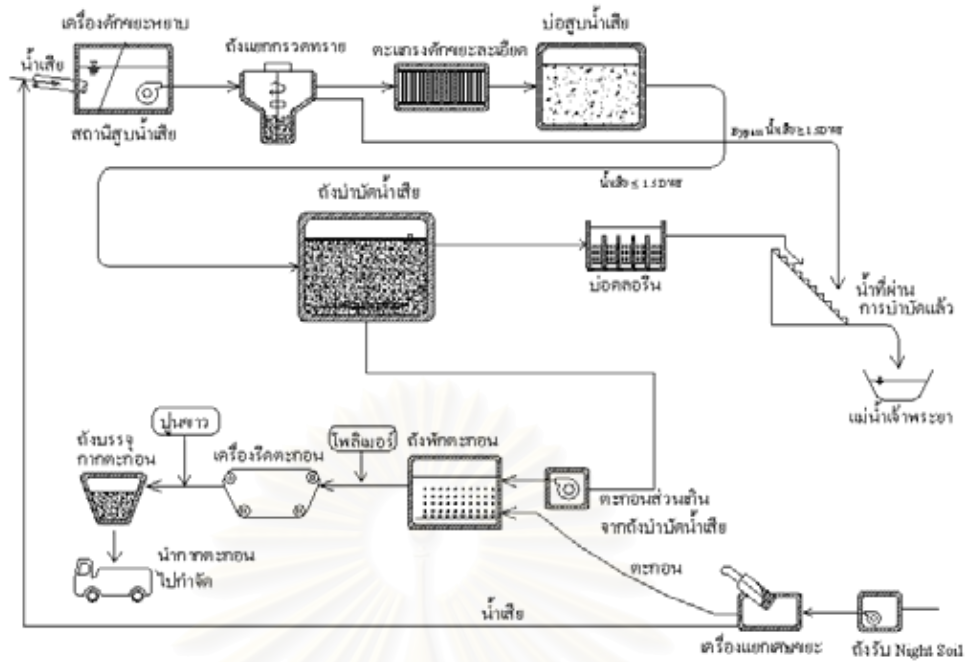
- บ่อย่อยสลาย ทำหน้าที่เติมอากาศแก่จุลินทรีย์ในตะกอนหมุนเวียนจากบ่อตกตะกอนที่กลับมาในระบบ เพื่อให้ตะกอนจุลินทรีย์มีเวลาในการย่อยสลายสารอินทรีย์ที่ดูดซับไว้ขณะอยู่ในบ่อสัมผัส
- บ่อเพิ่มความเข้มข้นตะกอน รองรับตะกอนส่วนเกินจากบ่อตกตะกอน นำมาเพิ่มความเข้มข้นของตะกอนโดยการใช้โพลิเมอร์ช่วยในการจับตัวกันของตะกอนได้เร็วขึ้น
- บ่อเก็บกักและย่อยตะกอน ทำหน้าที่เก็บกักรวบรวมตะกอนส่วนเกินและย่อยสลายตะกอนบางส่วน จากบ่อเพิ่มความเข้มข้นตะกอน และถูกส่งต่อไปยังเครื่องรีดตะกอน
- เครื่องรีดตะกอน ทำหน้าที่รีดน้ำออกจากตะกอนโดยใช้โพลิเมอร์ช่วยในการจับกับตะกอน หลังจากผ่านการรีดแล้วจะได้ตะกอนแข็งๆ ทั้งหมดจะถูกส่งไปยังโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขมเพื่อเข้าระบบบำบัดตะกอนต่อไป
- บ่อเติมคลอรีน รับน้ำใสจากบ่อตกตะกอนมาเติมคลอรีนเพื่อทำลายเชื้อโรคในน้ำทิ้งที่ผ่านการบำบัดจากน้ำใสจากบ่อตกตะกอน ก่อนปล่อยลงสู่แหล่งน้ำสาธารณะต่อไป

3.3.2 โรงควบคุมคุณภาพน้ำชองนนทรี[29]

ตั้งอยู่บริเวณปากคลองชองนนทรี ถนนพระราม 3 รองรับน้ำเสียจากชุมชน ได้แก่ น้ำเสียจากอาคาร บ้านเรือน อาคารพาณิชย์ ครอบคลุมพื้นที่ 28.5 ตารางกิโลเมตรของเขตบางรัก เขตยานนาวา เขตสาทร และเขตบางคอแหลม ประชาชนที่รับบริการ 580,000 คน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าท่อสูงสุด 1,000,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าระบบบำบัดน้ำเสียสูงสุด 300,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวันระบบบำบัดน้ำเสียเป็นระบบตะกอนเร่งแบบ Cyclic Activated Sludge System(CASS)

กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำชองนนทรี แสดงดังรูปที่ 3.2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



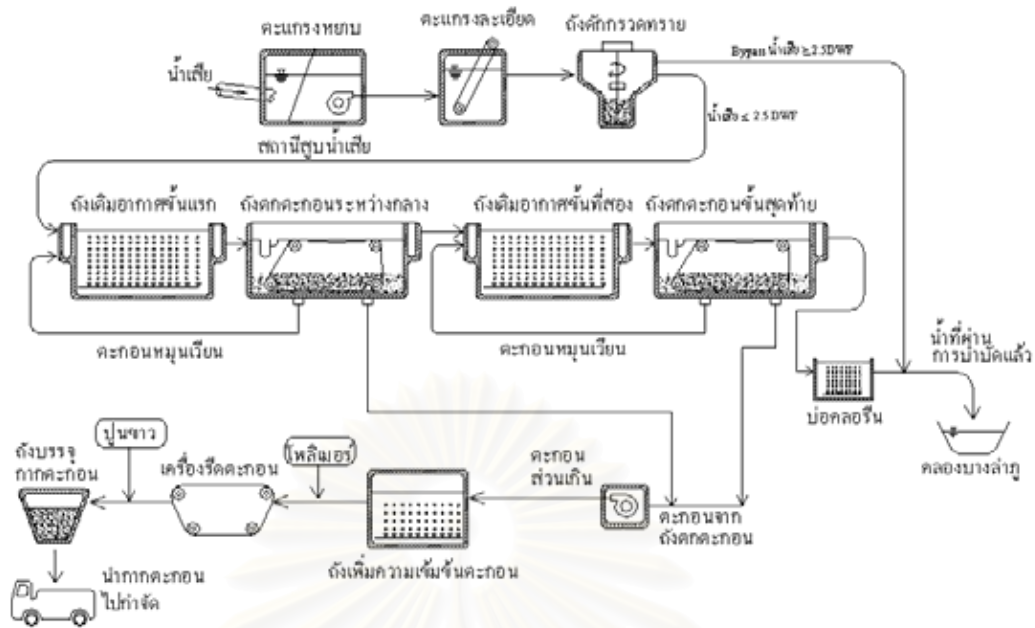
รูปที่ 3.2 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำชองนนทบุรี

ในการบำบัดน้ำเสียประกอบด้วยขั้นตอนซึ่งเหมือนกันกับโรงควบคุมคุณภาพน้ำสี่พระยาต่างกันเพียงในกระบวนการบำบัดน้ำเสียได้รวมการทำงานของถังเติมอากาศและถังตกตะกอนมาเป็นถังบำบัดน้ำเสียเพียงถังเดียวเท่านั้น

3.3.3 โรงควบคุมคุณภาพน้ำรัตนโกสินทร์[30]

ตั้งอยู่บริเวณตลาดบ้านพานถม แขวงบางลำพู รองรับน้ำเสียจากชุมชน ได้แก่ น้ำเสียจากอาคาร บ้านเรือน อาคารพาณิชย์ ครอบคลุมพื้นที่ 4.1 ตารางกิโลเมตรของเขตพระนคร ประชาชนที่รับบริการ 70,000 คน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าท่อสูงสุด 200,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าระบบบำบัดน้ำเสียสูงสุด 100,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ระบบบำบัดน้ำเสียเป็นระบบตะกอนเร่งสองขั้นตอน(Two-Stage Activated Sludge)

กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำสี่รัตน โกสินทร์ แสดงดังรูปที่ 3.3



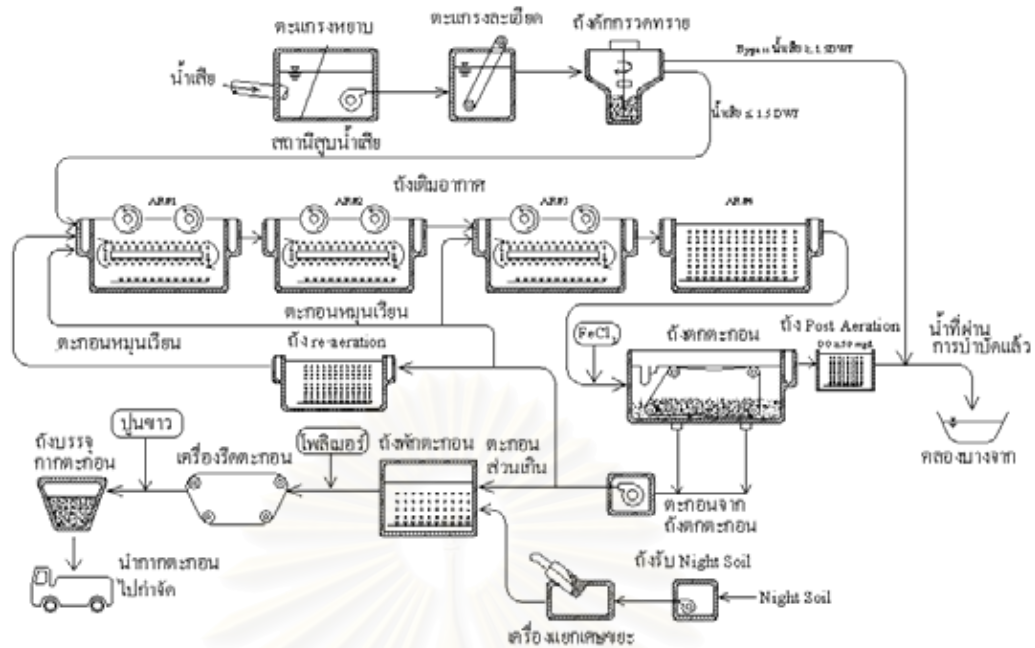
รูปที่ 3.3 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำรัตนโกสินทร์

ในการบำบัดน้ำเสียประกอบด้วยขั้นตอนซึ่งเหมือนกันกับโรงควบคุมคุณภาพน้ำสี่พระยาต่างกันเพียงในกระบวนการบำบัดน้ำเสียมีการตกตะกอนถึง 2 ชั้น โดยขั้นแรกทำหน้าที่เติมอากาศให้กับน้ำเสียเพื่อย่อยสลายสารอินทรีย์ในน้ำเสีย ส่วนขั้นที่สองทำหน้าที่กำจัดสารอินทรีย์ในโตรเจน และฟอสฟอรัส ออกจากน้ำเสียเท่านั้น ตะกอนแข็งจากการบำบัดน้ำเสียทั้งหมดจะถูกส่งไปยังโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขมเพื่อเข้าระบบบำบัดตะกอนต่อไป

3.3.4 โรงควบคุมคุณภาพน้ำทุ่งครุ[31]

ตั้งอยู่รอบซอยประชาอุทิศ 90 ถนนประชาอุทิศ เขตทุ่งครุ รองรับน้ำเสียจากชุมชน ได้แก่ น้ำเสียจากอาคาร บ้านเรือน อาคารพาณิชย์ ครอบคลุมพื้นที่ 42 ตารางกิโลเมตรของเขตราชบุรีบูรณะ เขตทุ่งครุ และบางส่วนของเขตจอมทอง ประชาชนที่รับบริการ 177,000 คน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าท่อสูงสุด 325,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าระบบบำบัดน้ำเสียสูงสุด 97,500 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ระบบบำบัดน้ำเสียเป็นระบบตะกอนเร่งกำจัดสารอาหาร(Activated Sludge with Nutrients Removal) แบบ Vertical Loop Reactor(VLR)

กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำทุ่งครุ แสดงดังรูปที่ 3.4



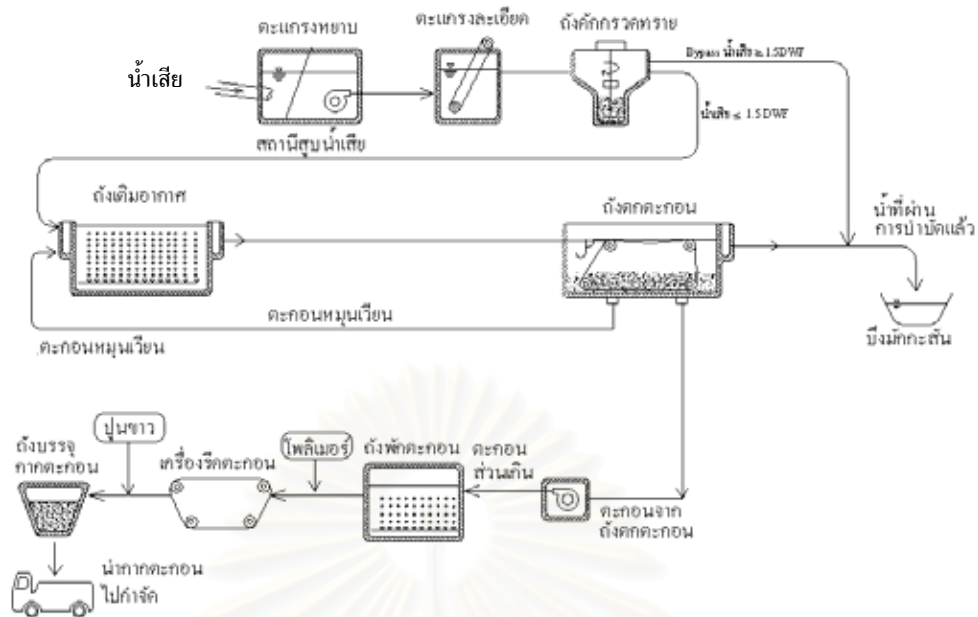
รูปที่ 3.4 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำทุ่งครุ

การบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำทุ่งครุ ประกอบด้วยขั้นตอนซึ่งเหมือนกันกับโรงควบคุมคุณภาพน้ำรัตนโกสินทร์ ตะกอนแข็งจากการบำบัดน้ำเสียทั้งหมดจะถูกส่งไปยังโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขมเพื่อเข้าระบบบำบัดตะกอนต่อไป

3.3.5 โรงควบคุมคุณภาพน้ำดินแดง[32]

ตั้งอยู่บริเวณข้างศาลาว่าการกรุงเทพมหานคร 2 เขตดินแดง รองรับน้ำเสียจากชุมชน ได้แก่ น้ำเสียจากอาคาร บ้านเรือน อาคารพาณิชย์ ครอบคลุมพื้นที่ 37 ตารางกิโลเมตรของเขตป้อมปราบศัตรูพ่าย เขตสัมพันธวงศ์ เขตปทุมวัน เขตราชเทวี และบางส่วนของเขตดุสิต เขตพญาไท เขตดินแดง และเขตห้วยขวาง ประชาชนที่รับบริการ 1,080,000 คน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าท่อสูงสุด 1,750,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าระบบบำบัดน้ำเสียสูงสุด 525,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ระบบบำบัดน้ำเสียเป็นระบบตะกอนเร่งกำจัดสารอาหารไนโตรเจนและฟอสฟอรัส(Activated Sludge Process with Nutrients(Phosphorus&Nitrogen) Removal)

กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำดินแดง แสดงดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 กระบวนการบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำดินแดง

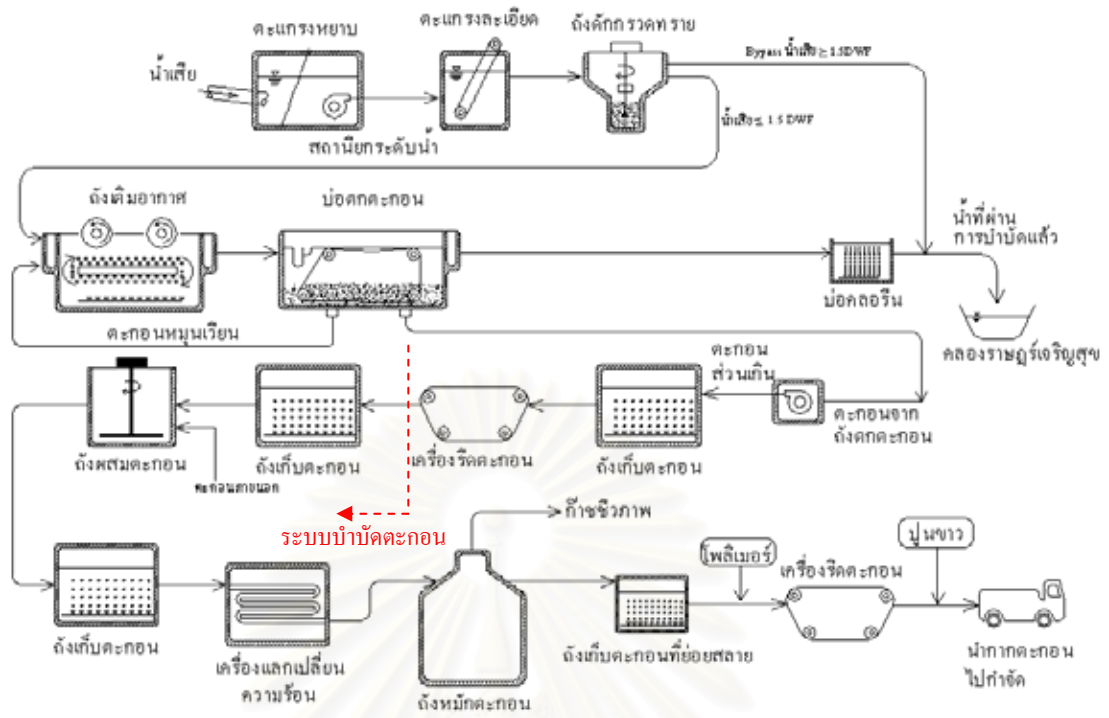
การบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำดินแดง ประกอบด้วยขั้นตอนซึ่งเหมือนกันกับโรงควบคุมคุณภาพน้ำสีพระยา ตะกอนแข็งจากการบำบัดน้ำเสียทั้งหมดจะถูกส่งไปยังโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขมเพื่อเข้าระบบบำบัดตะกอนต่อไป

3.3.6 โรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม[33]

ตั้งอยู่บริเวณ โรงกำจัดขยะหนองแขม เขตหนองแขม โรงควบคุมคุณภาพน้ำนี้ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ ระบบบำบัดน้ำเสีย และระบบบำบัดตะกอน ในส่วนของระบบบำบัดน้ำเสียเป็นระบบตะกอนเร่งกำจัดสารอาหาร(Activated Sludge with Nutrients Removal) แบบ Vertical Loop Reactor(VLR) ส่วนระบบบำบัดตะกอนเป็นแบบไร้อากาศหรือใช้กระบวนการย่อยสลายตะกอนน้ำเสียในสภาวะไร้ออกซิเจน

ระบบบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำแห่งนี้ รองรับน้ำเสียจากชุมชน ได้แก่ น้ำเสียจากอาคาร บ้านเรือน อาคารพาณิชย์ ครอบคลุมพื้นที่ 44 ตารางกิโลเมตรของเขตหนองแขม เขตภาษีเจริญ และบางส่วนของเขตบางแค ประชาชนที่รับบริการ 520,000 คน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าท่อสูงสุด 785,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าระบบบำบัดน้ำเสียสูงสุด 235,500 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน

กระบวนการบำบัดน้ำเสียและบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม แสดงดังรูปที่ 3.6



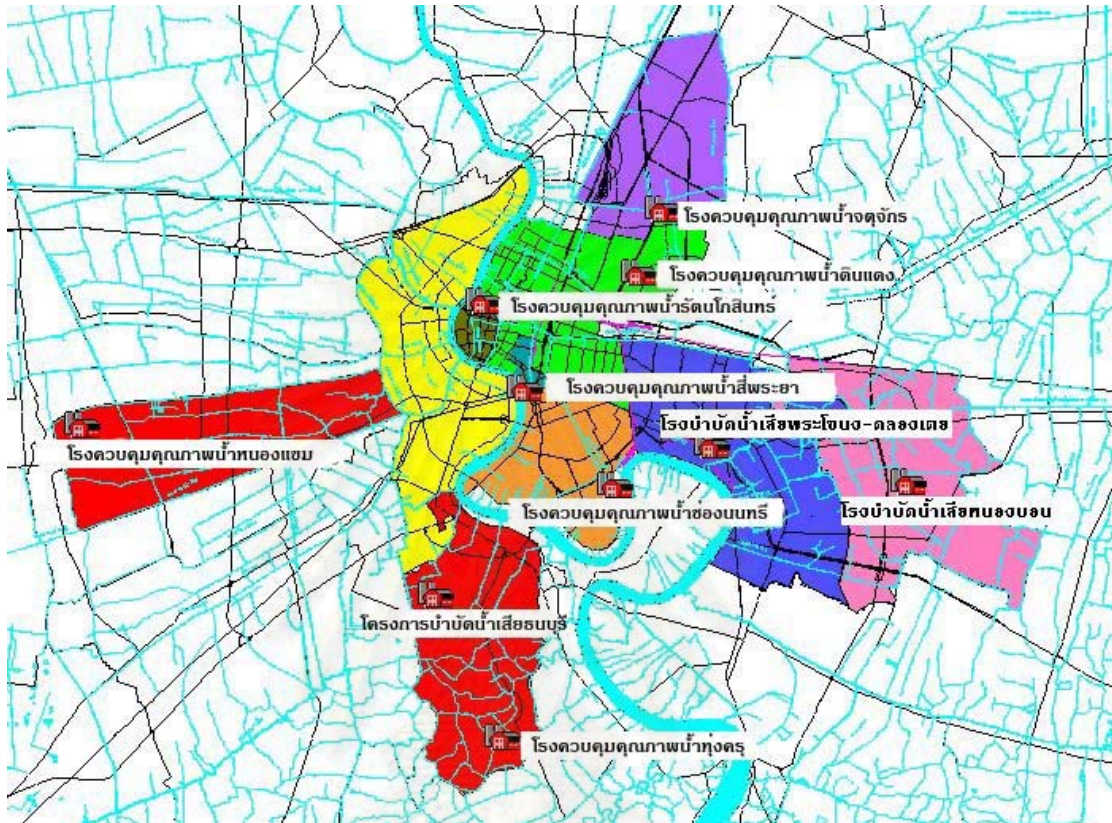
รูปที่ 3.6 กระบวนการบำบัดน้ำเสียและบำบัดตะกอนของ โรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม

ในการบำบัดน้ำเสียประกอบด้วยขั้นตอนซึ่งเหมือนกันกับโรงควบคุมคุณภาพน้ำทุ่งครุ มีส่วนที่เพิ่มขึ้นมา คือ ระบบบำบัดตะกอน ตะกอนเหลือจากการบำบัดน้ำเสียทั้งหมดจะถูกส่งเข้าสู่ระบบบำบัดตะกอนต่อไป ซึ่งรายละเอียดจะกล่าวในหัวข้อถัดไป ข้อมูลโรงควบคุมคุณภาพน้ำของระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ข้างต้น สรุปไว้ในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 สรุปข้อมูลโรงควบคุมคุณภาพน้ำของระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์

โรงควบคุมคุณภาพน้ำ	ที่ตั้ง	พื้นที่บริการ (ตร.กม.)	ประชาชนรับบริการ (คน)	น้ำเสียเข้าท่อสูงสุด (ลบ.ม./วัน)	รับน้ำเสียเข้าระบบ (ลบ.ม./วัน)	ระบบบำบัดน้ำเสีย
1. สีพระยา	ปากคลองผดุงกรุงเกษม เขตบางรัก ถนนสีพระยา	2.7	120,000	90,000	45,000	ตะกอนเร่งแบบ Contact Stabilization
2. ช้องนนทรี	ปากคลองช่องนนทรี ถนนพระรามที่ 3	28.5	580,000	1,000,000	300,000	ตะกอนเร่ง แบบ CASS
3. รัตนโกสินทร์	ตลาดบ้านพานถม บางลำพู	4.1	70,000	200,000	100,000	ตะกอนเร่ง 2 ขั้นตอน แบบ TSAS
4. ทูંગครุ	ซอยประชาอุทิศ 90 เขตทุ่งครุ ถนนประชาอุทิศ	42	177,000	325,000	97,500	ตะกอนเร่งกำจัดสารอาหาร ASNR/VLR
5. ดินแดง	ข้างศาลาว่าการ กรุงเทพมหานคร 2	37	1,080,000	1,750,000	525,000	ตะกอนเร่งกำจัดสารอาหาร ไนโตรเจนและฟอสฟอรัส ASPNR
6. หนองแขม	โรงกำจัดขยะหนองแขม	44	520,000	785,000	235,500	ตะกอนเร่งกำจัดสารอาหาร ASNR/VLR
รวม	-	158.3	2,547,000	4,150,000	1,303,000	-

ที่ตั้งโรงควบคุมคุณภาพน้ำของระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ข้างต้น นำมาแสดงเป็นตำแหน่งที่ตั้งและพื้นที่บริการของแต่ละโรงควบคุมคุณภาพน้ำ ได้ดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 แผนที่แสดงตำแหน่งที่ตั้งและพื้นที่บริการของแต่ละโรงควบคุมคุณภาพน้ำ

3.3.7 ระบบบำบัดตะกอน

เป็นระบบบำบัดตะกอนที่ต่อเนื่องจากระบบบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม ติดตั้งอยู่ที่โรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม โดยนำตะกอนแข็งจากโรงควบคุมคุณภาพน้ำสีพระยา ช่อถนนตรี รัตนโกสินทร์ ทุ่งครุ และดินแดง มาผสมรวมกับตะกอนเหลวจากระบบบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม กระบวนการบำบัดตะกอนของระบบบำบัดตะกอนแสดงไว้แล้วในรูปที่ 3.6

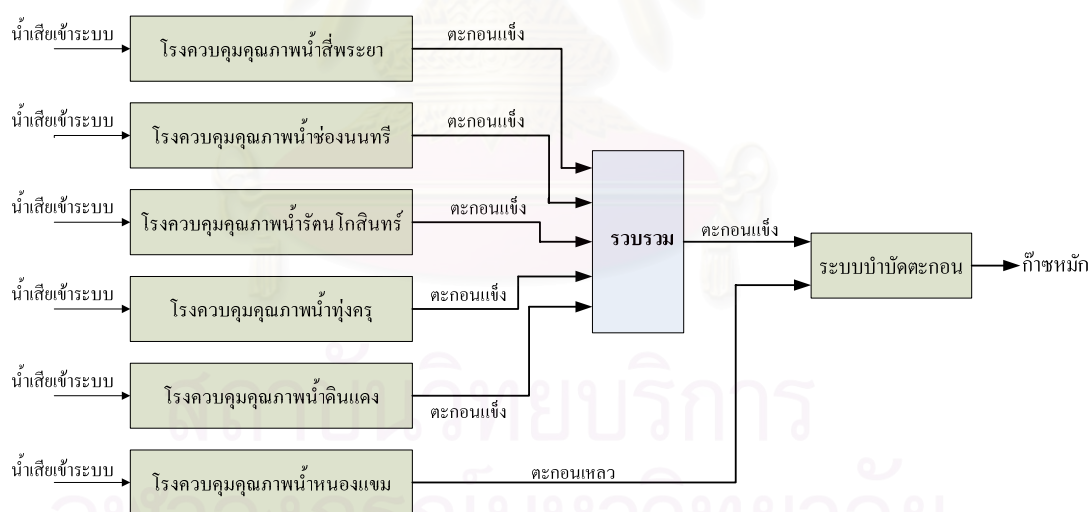
ในการบำบัดตะกอน ประกอบด้วย ขั้นตอนสำคัญ ดังนี้

- ถังเก็บตะกอน ทำหน้าที่เก็บกัก และรวบรวมตะกอนจากเครื่องรีดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม
- ถังผสมตะกอน ทำหน้าที่ผสมตะกอนเหลวจากระบบบำบัดน้ำเสียของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม กับตะกอนแข็งจากโรงควบคุมคุณภาพน้ำอื่นของ

กรุงเทพมหานคร ได้แก่ สีพระยา ช่องนนท์ รัตนโกสินทร์ พุ่งครุ และดินแดง จากนั้นตะกอนที่ผ่านการผสมแล้วจะถูกส่งต่อไปยังถังเก็บตะกอน

- ถังเก็บตะกอนผสม ทำหน้าที่เก็บกัก และรวบรวมตะกอนจากถังผสมตะกอน
- เครื่องถ่ายเทความร้อน ทำหน้าที่ให้ความร้อนกับตะกอนก่อนจะส่งต่อไปยังถังหมักตะกอน โดยใช้ก๊าซหมักจากถังหมักตะกอนเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ให้เกิดความร้อน
- ถังหมักตะกอน ทำหน้าที่ย่อยสลายตะกอนจุลินทรีย์ เพื่อปรับสภาพของตะกอนให้อยู่ในรูปที่คงตัวไม่ย่อยสลายได้อีก ผลพลอยได้จากการหมักตะกอน คือ ก๊าซหมักสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงได้
- ถังเก็บตะกอนที่ย่อยสลาย ทำหน้าที่เก็บกัก และรวบรวมตะกอนส่วนเกินที่ผ่านการหมักแล้ว ก่อนนำเข้าสู่เครื่องรีดตะกอนต่อไป
- เครื่องรีดตะกอน ทำหน้าที่รีดน้ำออกจากตะกอนจากการหมัก โดยผสมโพลิเมอร์กับตะกอนเพื่อช่วยให้ตะกอนจับตัวกันได้ดี

ภาพรวมของระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ ของระบบจัดการน้ำเสียในปัจจุบันของกรุงเทพมหานคร แสดงได้ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์

จากรูปที่ 3.8 จะเห็นว่าตะกอนน้ำเสียจากทุกโรงควบคุมคุณภาพน้ำข้างต้นจะถูกรวบรวมเข้าสู่ระบบบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม เพื่อหมักให้เกิดก๊าซหมัก ทั้งนี้ปัจจุบันก๊าซหมักจากระบบบำบัดตะกอน ส่วนหนึ่งถูกนำไปใช้ในการกวนผสมตะกอนภายในถังหมักเพื่อเร่งปฏิกิริยาการย่อยสลายภายในถังหมักตะกอน อีกส่วนหนึ่งเป็นก๊าซหมักที่ปลดปล่อย

ออกจากถังหมักตะกอน เรียกว่า ก๊าซหมักส่วนเกิน ซึ่งจะถูกเผาไหม้ทั้ง ก๊าซหมักส่วนเกินนี้สามารถนำไปใช้ประโยชน์เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และความร้อนได้ ดังนั้นจึงมีความเหมาะสมที่จะทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร โดยใช้ก๊าซหมักเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งจะกล่าวในบทต่อไป

3.4 ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนแยก

ระบบประเภนี้ปัจจุบันมีเพียงแห่งเดียว คือ โรงควบคุมคุณภาพน้ำจตุจักร ตั้งอยู่ในซอยอินทามระ 35 เขตจตุจักร รองรับน้ำเสียจากชุมชน ได้แก่ น้ำเสียจากอาคาร บ้านเรือน อาคารพาณิชย์ ครอบคลุมพื้นที่ 33.4 ตารางกิโลเมตรของเขตจตุจักร และบางส่วนของเขตห้วยขวาง เขตพญาไท และเขตดินแดง ประชาชนที่รับบริการ 432,500 คน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าท่อสูงสุด 750,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ความสามารถในการรับน้ำเสียเข้าระบบบำบัดน้ำเสียสูงสุด 225,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน [25] ระบบบำบัดน้ำเสียเป็นแบบตะกอนเร่ง(Activated Sludge) ปัจจุบันยังไม่ได้มีการเดินระบบบำบัดตะกอน ตะกอนน้ำเสียจากโรงฯ จตุจักรทั้งหมดจะถูกนำไปป้อนให้ระบบบำบัดตะกอนของ โรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม แต่ในที่นี่มีได้นำตะกอนน้ำเสียมาพิจารณารวมกับระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ข้างต้น

ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนแยกของระบบจัดการน้ำเสียในปัจจุบันของกรุงเทพมหานคร แสดงผังรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนแยก

กระบวนการบำบัดน้ำเสียและบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำจตุจักรในที่นี้จะไม่กล่าวถึงเนื่องจากไม่ได้นำมาพิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้

3.5 ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดเล็ก[27]

เป็นระบบบำบัดน้ำเสียขนาดเล็กของกรุงเทพมหานคร ประกอบด้วยโรงปรับปรุงคุณภาพน้ำ ซึ่งกรุงเทพมหานครรับโอนจากการเคหะแห่งชาติ ตั้งอยู่ในบริเวณเคหะชุมชนนั้นๆ เพื่อบำบัดน้ำเสียจากเคหะชุมชนดังกล่าว ปัจจุบันระบบบำบัดน้ำเสียขนาดเล็ก มีความสามารถบำบัดน้ำเสียได้ทั้งสิ้นประมาณ 25,700 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน จำนวน 12 แห่ง ประกอบด้วย

- 1) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนห้วยขวาง ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 0.13 ตารางกิโลเมตร(82 ไร่) ประกอบด้วยแฟลต 4 ชั้นและ 5 ชั้น จำนวน 38 แฟลต รวม 3,360 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 16,800 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 2,400 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่งแบบ Conventional Activated Sludge with Anaerobic Digester
- 2) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนบางนา ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 0.08 ตารางกิโลเมตร(50.9 ไร่) ประกอบด้วยแฟลต 5 ชั้น จำนวน 10 แฟลต รวม 1,656 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 8,280 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 1,300 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่งแบบคลองวนเวียน(Oxidation Ditch)
- 3) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนคลองจั่น ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 0.48 ตารางกิโลเมตร(306 ไร่) ประกอบด้วยแฟลต 5 ชั้นและ บ้านแถว 3 ชั้น รวม 6,438 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 36,000 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 6,500 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่งแบบ Extended Aeration
- 4) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนรามอินทรา ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 0.08 ตารางกิโลเมตร(52 ไร่) ประกอบด้วยแฟลต 5 ชั้นและบ้านแถว รวม 812 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 4,060 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่งแบบ Extended Aeration
- 5) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนทุ่งสองห้อง 1 ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 0.42 ตารางกิโลเมตร(266 ไร่) ประกอบด้วย อาคารพักอาศัย บ้านแถวและร้านค้า รวม 3,003 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 15,015 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 3,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่งแบบ Aerated Lagoon
- 6) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนทุ่งสองห้อง 2 ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 29.8 ไร่ ประกอบด้วยแฟลต 5 ชั้น จำนวน 6 แฟลต และอาคารพักอาศัย รวม 1,111 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 5,555 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 1,100 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่ง
- 7) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนหัวหมาก ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 540 ไร่ ประกอบด้วยบ้านแถว 2 ชั้น รวม 3,174 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 3,260 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 1,500 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบบ่อฝิ่ง (Stabilization pond)
- 8) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนท่าทราย ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 0.37 ตารางกิโลเมตร(233 ไร่) ประกอบด้วยบ้าน 2 ชั้นและบ้านแถว 2 ชั้น รวม 1,419 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 7,095 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 1,400 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่ง

9) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนคลองเตย ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 0.05 ตารางกิโลเมตร(33.6 ไร่) ประกอบด้วยแฟลต 5 ชั้น จำนวน 8 แฟลต รวม 1,512 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 7,200 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 1,200 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่งแบบ Complete mixed

10) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนร่มเกล้า ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 1.28 ตารางกิโลเมตร(800 ไร่) ประกอบด้วย บ้านแถวชั้นเดียว บ้านเดี่ยว และร้านค้า รวม 3,830 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 19,000 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 3,800 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่งแบบ Extended Aeration

11) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนบางบัว ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 0.13 ตารางกิโลเมตร(83.4 ไร่) ประกอบด้วย บ้านแถวชั้นเดียว แฟลต 4 ชั้นและ 5 ชั้น รวม 1,214 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 7,000 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 1,200 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่งแบบคลองวนเวียน(Oxidation Ditch)

12) โรงปรับปรุงคุณภาพน้ำเคหะชุมชนบ่อนไก่ ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 0.01 ตารางกิโลเมตร(9 ไร่) ประกอบด้วยแฟลต 5 ชั้นและ 12 ชั้น รวม 380 ห้อง ประชากรที่รับบริการประมาณ 2,200 คน ความสามารถในการบำบัดน้ำเสีย 400 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน การบำบัดน้ำเสียใช้ระบบตะกอนเร่งแบบ Extended Aeration

ปัจจุบันตะกอนน้ำเสียที่ได้จากระบบบำบัดน้ำเสียขนาดเล็กทั้งหมดที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น มิได้ถูกส่งป้อนเข้าสู่ระบบบำบัดตะกอน แต่นำไปใช้ทำปุ๋ยใช้ในเกษตรกรรม

จากที่กล่าวข้างต้นจะเห็นว่า ระบบจัดการน้ำเสียในปัจจุบันของกรุงเทพมหานคร มีทั้งระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และขนาดเล็ก ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนแยก และระบบบำบัดน้ำเสียขนาดเล็ก ในระบบบำบัดน้ำเสีย 2 ประเภทแรกมีระบบบำบัดตะกอนรวมอยู่ด้วย ระบบบำบัดตะกอนเป็นระบบที่ทำให้เกิดก๊าซหมักซึ่งเกิดจากการหมักตะกอนน้ำเสีย ก๊าซหมักมีประโยชน์สามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงได้ โดยมีหลักการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ดังจะกล่าวในบทต่อไป

หลักการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ

ในบทนี้นำเสนอหลักการที่จะนำไปใช้ในการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้า โดยจะกล่าวถึงการประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค และการประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ การประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิคเกี่ยวข้องกับขนาดของเครื่องจักรและปริมาณก๊าซชีวภาพ ส่วนการประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์เกี่ยวข้องกับข้อมูลทางการเงิน ได้แก่ เงินลงทุน ค่าใช้จ่ายต่างๆ เป็นต้น โดยมีดัชนีชี้วัดที่สำคัญ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน ซึ่งดัชนีชี้วัดดังกล่าวข้างต้นสามารถนำไปใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าได้

4.1 นิยามตัวแปร

ก่อนที่จะกล่าวถึงหลักการในการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้า ในที่นี้ได้กำหนดนิยามตัวแปรไว้ดังนี้

4.1.1 ตัวแปรด้านเทคนิค

ตัวแปรด้านเทคนิคที่จะนำไปใช้อ้างอิงในการคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ได้แก่

B	คือ	เวกเตอร์อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาดำเนินงานรายชั่วโมงสำหรับ 1 สัปดาห์
b_{OP}	คือ	อัตราค่าไฟฟ้าในช่วง Off peak หน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
b_P	คือ	อัตราค่าไฟฟ้าในช่วง On peak หน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
En_{wk}	คือ	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อสัปดาห์ หน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง
F_c	คือ	อัตราการใช้ความร้อนของเครื่องต้นกำลัง หน่วยเป็นเมกะจูลต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
F_t	คือ	ค่าไฟฟ้าผันแปร หน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
H_s	คือ	ค่าความร้อนต่อหน่วยปริมาตรต่อร้อยละของมีเทนของก๊าซชีวภาพ หน่วยเป็นบีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต-ร้อยละของมีเทน
H_u	คือ	ค่าความร้อนต่อหน่วยปริมาตรของก๊าซชีวภาพ หน่วยเป็นเมกะจูลต่อ ลบ.ม.
Q_{in}	คือ	อัตราการไหลเข้าของก๊าซชีวภาพสู่ถังเก็บหน่วยเป็น ลบ.ม. ต่อชั่วโมง
Q_{out}	คือ	อัตราการไหลออกของก๊าซชีวภาพจากถังเก็บหน่วยเป็น ลบ.ม. ต่อชั่วโมง
Q_{max}	คือ	ขนาดความจุสูงสุดของถังเก็บก๊าซชีวภาพหน่วยเป็น ลบ.ม.

Q_{mi}	คือ ปริมาณก๊าซชีวภาพภายในถังเก็บในชั่วโมงเริ่มต้น หน่วยเป็น ลบ.ม.
S	คือ เวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ชั่วโมงที่ 1 ถึง ชั่วโมงที่ 168
$S(n)$	คือ สมาชิกของเวกเตอร์ S แสดงสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชั่วโมงที่ n โดยมีค่าเท่ากับ 1 เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงาน และเท่ากับ 0 เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดทำงาน
f_c	คือ อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของเครื่องต้นกำลัง หน่วยเป็น ลบ.ม./ชั่วโมง
gv	คือ ปริมาณก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้ในแต่ละวัน หน่วยเป็น ลบ.ม./วัน
h_{wk}	คือ จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องต่อสัปดาห์
kW_{inst}	คือ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
k_1	คือ ค่าคงที่ใช้ในการแปลงหน่วยลูกบาศก์ฟุตให้เป็นลูกบาศก์เมตร มีค่าเท่ากับ 2.8317×10^{-2}
k_2	คือ ค่าคงที่ใช้ในการแปลงหน่วยบีทียูให้เป็นเมกกะจูล มีค่าเท่ากับ 1.0551×10^{-3}
k_3	คือ ค่าคงที่ใช้ในการแปลงหน่วยกิโลจูลให้เป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง มีค่าเท่ากับ 2.7778×10^{-4}
η_p	คือ ร้อยละของประสิทธิภาพของเครื่องต้นกำลัง
η_g	คือ ร้อยละของประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

4.1.2 ตัวแปรด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน

ตัวแปรที่จะนำไปใช้อ้างอิงในการคำนวณในเชิงเศรษฐศาสตร์และการเงิน ได้กำหนดไว้ดังนี้

$B-C$ Ratio	คือ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน
B_t	คือ รายได้สุทธิของโครงการในปีที่ t หน่วยเป็นบาทต่อปี
B_{wk}	คือ รายได้จากการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ หน่วยเป็นบาทต่อสัปดาห์
C_t	คือ รายจ่ายสุทธิของโครงการในปีที่ t หน่วยเป็นบาทต่อปี
$Cost_B$	คือ เงินลงทุนก่อสร้างอาคารและสิ่งปลูกสร้าง หน่วยเป็นบาท
$Cost_C$	คือ ค่าเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า หน่วยเป็นบาท
$Cost_D(t)$	คือ ค่าเสื่อมราคา หน่วยเป็นบาทต่อปี
$Cost_F(t)$	คือ ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าปีที่ t หน่วยเป็นบาทต่อปี
$Cost_I$	คือ ค่าดำเนินการติดตั้งเครื่องจักรพร้อมอุปกรณ์ หน่วยเป็นบาท
$Cost_L(t)$	คือ ค่าใช้จ่ายด้านแรงงานปีที่ t หน่วยเป็นบาทต่อปี
$Cost_M$	คือ เงินลงทุนซื้อเครื่องจักรพร้อมอุปกรณ์ หน่วยเป็นบาท
$Cost_{Ma}(t)$	คือ ค่าซ่อมบำรุงเครื่องจักรปีที่ t หน่วยเป็นบาทต่อปี

$Cost_U(t)$ คือ ค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภคปีที่ t หน่วยเป็นบาทต่อปี

$Cost_{cap}$ คือ เงินลงทุนเริ่มแรก หน่วยเป็นบาท

$Cost_{fix}(t)$ คือ ค่าใช้จ่ายคงที่ปีที่ t หน่วยเป็นบาทต่อปี

$Cost_{var}(t)$ คือ ค่าใช้จ่ายผันแปรปีที่ t หน่วยเป็นบาทต่อปี

IRR คือ ร้อยละของอัตราผลตอบแทนภายใน

NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิตลอดอายุของโครงการ

$PV.Benefit$ คือ มูลค่าปัจจุบันของรายได้ต่อปีรวมตลอดอายุของโครงการ

$PV.Cost$ คือ มูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายต่อปีรวมตลอดอายุของโครงการ

i คือ ร้อยละของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้

n คือ ระยะเวลาดำเนินงานหรืออายุของโครงการ หน่วยเป็นปี

4.2 ขนาดกำลังการผลิต

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงสมการที่ใช้ในการกำหนดขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของเครื่องต้นกำลังที่ใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งสัมพันธ์กับข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับก๊าซชีวภาพ ได้แก่ ร้อยละของมีเทนในก๊าซชีวภาพ ปริมาณก๊าซชีวภาพ และอัตราการไหลของก๊าซชีวภาพจากถังเก็บ เพื่อนำไปใช้ในการประเมินหาขนาดกำลังการผลิต รวมถึงเวลาในการเดินเครื่องที่เหมาะสม ซึ่งขนาดกำลังการผลิตต้องสอดคล้องกับจากสมการที่ 4.1

$$kW_{inst} \leq \frac{\left(\frac{\eta_p}{100}\right) \cdot \left(\frac{\eta_g}{100}\right) \cdot H_u \cdot Q_{out}}{F_c(kW_{inst})} \quad (4.1)$$

โดยที่

$$H_u = \frac{H_s}{k_1} \times k_2 \times (\%methane) \quad (4.2)$$

การกำหนดขนาดกำลังการผลิตที่สอดคล้องกับสมการที่ 4.1 จำเป็นต้องทราบข้อมูลจำเพาะของเครื่องต้นกำลังของผู้ผลิต เพื่อให้สามารถเลือกขนาดกำลังการผลิตจากข้อมูลจำเพาะของเครื่องต้นกำลังที่มีอยู่ได้รวมถึงสามารถคำนวณหาอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของเครื่องต้นกำลังได้จากสมการที่ 4.3

$$f_c = \frac{F_c(kW_{inst}) \times kW_{inst}}{H_u} \quad (4.3)$$

จากสมการที่ 4.2 ค่าความร้อนของก๊าซชีวภาพต่อหน่วยปริมาตรที่คำนวณได้มีหน่วยเป็น เมกกะจูลต่อลบ.ม. และจากสมการที่ 4.3 อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของเครื่องต้นกำลัง(f_c) ที่คำนวณได้มีหน่วยเป็นลบ.ม.ต่อชั่วโมง นำสมการที่ 4.1-4.3 ไปใช้เป็นเงื่อนไขในการกำหนดเวลาในการเดินเครื่อง ซึ่งจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

4.3 การกำหนดเวลาในการเดินเครื่องและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

การคำนวณการกำหนดเวลาในการเดินเครื่องนั้น จะใช้วิธีการ โปรแกรมเชิงพลวัต (Dynamic Programming : DP) ในการคำนวณหาเส้นทางเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ขนาดกำลังการผลิตต่างๆ กันในรอบระยะเวลาหนึ่งสัปดาห์ ทำให้ทราบถึงสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายสัปดาห์ ซึ่งทั้งหมดจะถูกนำไปใช้ในการประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตไฟฟ้าต่อไป

ในการประยุกต์ใช้โปรแกรมเชิงพลวัตแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะ คือ แบบคำนวณถอยหลังจากชั่วโมงสุดท้ายไปยังชั่วโมงแรกของปัญหาตามช่วงเวลาที่พิจารณา ซึ่งเรียกว่า โปรแกรมเชิงพลวัตแบบย้อนกลับ(Backward Dynamic Programming) และแบบคำนวณเดินหน้าจากชั่วโมงแรกไปยังชั่วโมงสุดท้ายของปัญหาตามช่วงเวลาที่พิจารณา ซึ่งเรียกว่า โปรแกรมเชิงพลวัตแบบเดินหน้า (Forward Dynamic Programming) ซึ่งทั้ง 2 วิธีการข้างต้นมีหลักการคำนวณเช่นเดียวกัน ในการศึกษานี้จะใช้วิธีการคำนวณหาเส้นทางเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรมเชิงพลวัตแบบเดินหน้า รายละเอียดดังจะกล่าวต่อไป

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิงนั้น มีรูปแบบการศึกษา แสดงในภาพรวมได้ดังรูปที่ 4.1



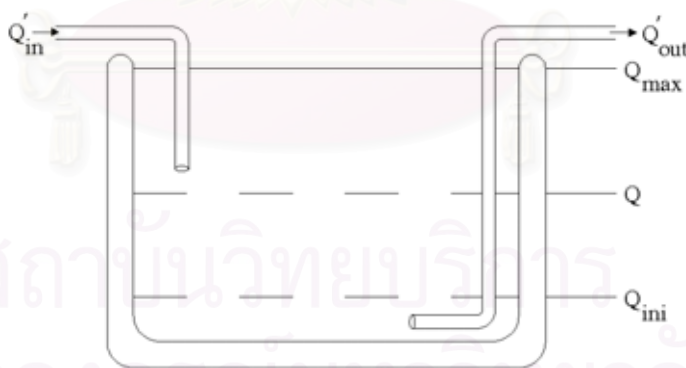
รูปที่ 4.1 ภาพรวมแนวทางการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซชีวภาพ

จากรูปที่ 4.1 จะเห็นว่าแนวทางการศึกษาข้างต้นๆ ประกอบด้วย 4 ส่วนหลัก คือ ส่วนที่หนึ่งเป็นส่วนแหล่งกำเนิดก๊าซชีวภาพ เช่น ก๊าซชีวภาพจากการหมักตะกอนน้ำเสีย ซึ่งรายละเอียดได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 2 ก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจะถูกส่งต่อไปยังส่วนที่สองซึ่งเป็นส่วนของถังเก็บก๊าซชีวภาพ โดยมีอัตราการไหลเข้าสู่ถังเก็บเท่ากับ Q_{in} ลบ.ม./ชั่วโมง และอัตราการไหล

ออกจากถังเก็บเท่ากับ Q'_{out} ลบ.ม./ชั่วโมง สู่เครื่องต้นกำลังในส่วนที่สามซึ่งทำหน้าที่ในการผลิตไฟฟ้า ตัวอย่างของเครื่องต้นกำลัง เช่น กังหันแก๊ส กังหันแก๊สขนาดเล็ก เครื่องยนต์สันดาปภายใน และเซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น ผลการศึกษาในส่วนที่สามทำให้ทราบถึงขนาดกำลังการผลิต จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ซึ่งจะถูกนำไปใช้กับส่วนที่สี่ซึ่งเป็นส่วนของการประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ดัชนีชี้วัดในเชิงเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน ดัชนีดังกล่าวจะถูกนำไปใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าที่ขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมต่อไป รายละเอียดการคำนวณในแต่ละส่วนจะกล่าวในลำดับถัดไป

4.3.1 แบบจำลองของถังเก็บก๊าซชีวภาพ

ถังเก็บก๊าซชีวภาพที่จะนำมาใช้ในการคำนวณการกำหนดเวลาในการเดินเครื่องมีปริมาณก๊าซชีวภาพบรรจุอยู่ ณ เวลาใดๆ เท่ากับ $Q(t)$ ลบ.ม. ขนาดความจุของถังเก็บเท่ากับ Q_{max} ลบ.ม. มีปริมาณก๊าซชีวภาพบรรจุอยู่เริ่มต้นภายในถังเก็บเท่ากับ Q_{ini} ลบ.ม. ปริมาณก๊าซชีวภาพไหลเข้าสู่ถังเก็บด้วยอัตราเท่ากับ Q'_{in} ลบ.ม./ชั่วโมง และปริมาณก๊าซชีวภาพไหลออกจากถังเก็บด้วยอัตราเท่ากับ Q'_{out} ลบ.ม./ชั่วโมง ซึ่งสอดคล้องกับอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของเครื่องต้นกำลัง แบบจำลองของถังเก็บก๊าซชีวภาพสามารถนำมาแสดงเป็นองค์ประกอบได้ดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 แบบจำลองของถังเก็บก๊าซชีวภาพ

จากรูปที่ 4.2 อัตราการไหลเข้าของก๊าซชีวภาพสู่ถังเก็บมีการเปลี่ยนแปลงตามปริมาณก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นจากแหล่งกำเนิดก๊าซชีวภาพ ส่วนอัตราการไหลออกของก๊าซชีวภาพจากถังเก็บและปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ ณ ชั่วโมงที่ n ใดๆ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 4.4-4.6

$$Q'_{out}(n) = \begin{cases} 0 & : \text{หากเครื่องต้นกำลังไม่ทำงาน} \\ f_c(kW_{inst}) & : \text{หากเครื่องต้นกำลังทำงาน} \end{cases} \quad (4.4)$$

$$y(n) = Q(n-1) + Q'_{in}(n) - Q'_{out}(n) \quad (4.5)$$

$$Q(n) = \begin{cases} y(n) & : \text{หาก } y(n) \leq Q_{max} \\ Q_{max} & : \text{หาก } y(n) > Q_{max} \end{cases} \quad (4.6)$$

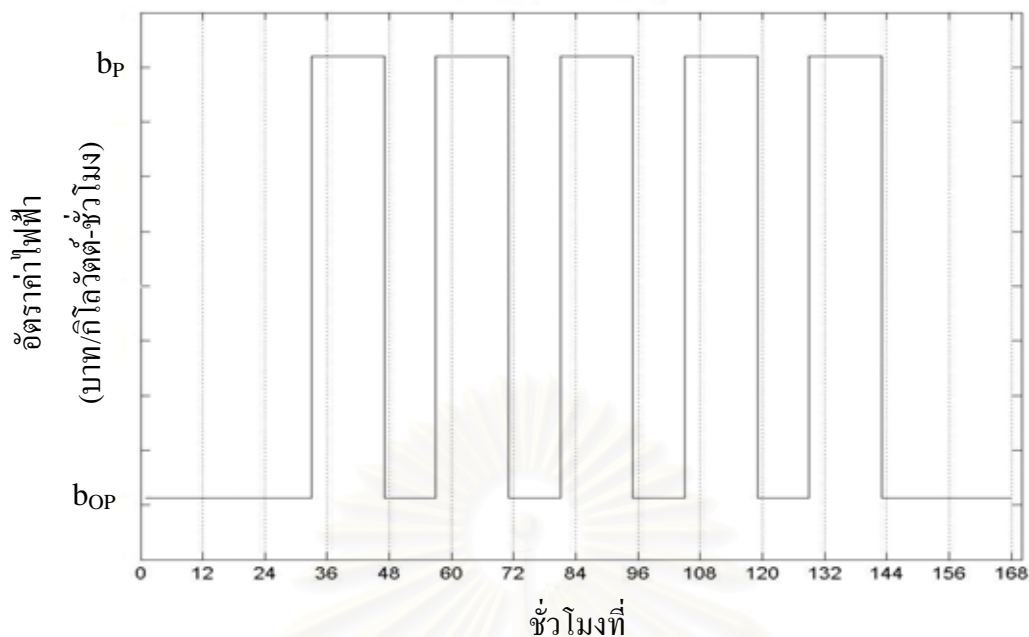
เมื่อ $y(n)$ คือ ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ ณ ชั่วโมงที่ n
 $Q(n)$ คือ ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ ณ ชั่วโมงที่ n ซึ่งมีปริมาณจำกัดเท่ากับ Q_{max}

4.3.2 มูลค่าของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

การคิดมูลค่าของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากน้ำเสียเพื่อนำมาใช้ในการคำนวณหารายได้จากการผลิตไฟฟ้าจะคิดจากอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาดำเนินงาน (Time of Use : TOU) และค่าไฟฟ้าผันแปร ซึ่งกำหนดไว้ดังนี้[34]

- ช่วงเวลา On peak : เวลา 09.00-22.00 น. วันจันทร์-วันศุกร์
มีค่าพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ b_p บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
- ช่วงเวลา Off peak : เวลา 22.00-09.00 น. วันจันทร์-วันศุกร์
: เวลา 00.00-24.00 น. วันเสาร์-วันอาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ
มีค่าพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ b_{op} บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
- ค่าไฟฟ้าผันแปร มีค่าเท่ากับ F_t บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาดำเนินงานข้างต้น สอดคล้องกับระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) ของการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เดือนตุลาคม 2547[35] ในกรณีที่จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายน้อยกว่าหรือเท่ากับจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน ทั้งนี้หากนำอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาดำเนินการรายสัปดาห์มาเขียนเป็นกราฟโดยกำหนดให้ชั่วโมงที่ 1 เป็นเวลา 01.00 น. ของวันอาทิตย์ และเลขวันหยุดราชการที่ไม่ใช่วันเสาร์อาทิตย์ จะได้ดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาใช้งานรายสัปดาห์

จากรูปที่ 4.3 อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้นสามารถเขียนในรูปของเวกเตอร์อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาใช้งานรายสัปดาห์เป็นดังสมการที่ 4.7

$$B = [B(1), B(2), B(3), \dots, B(168)] \quad (4.7)$$

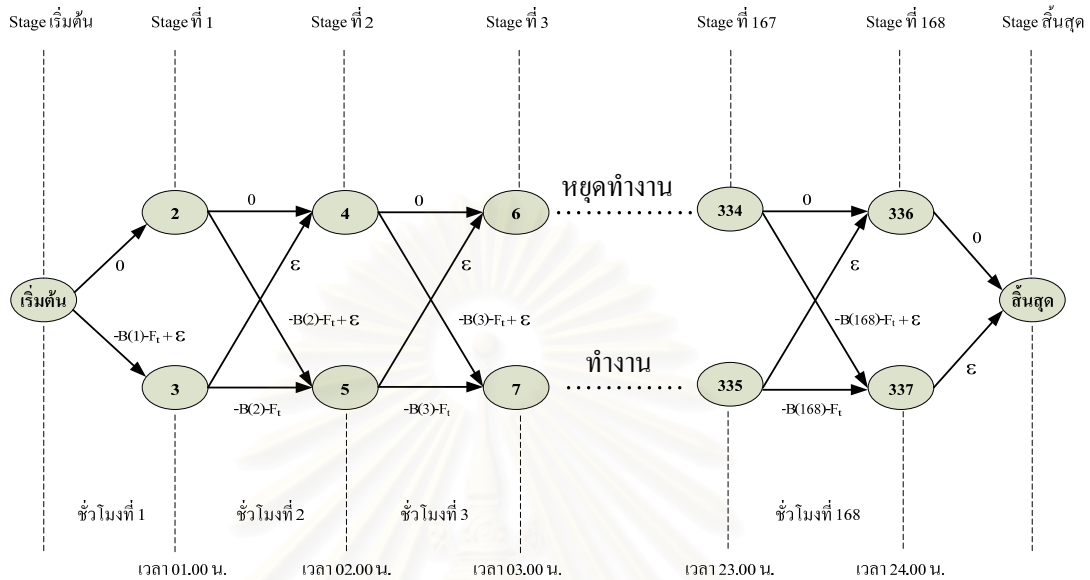
$$\text{โดยที่ } B(n) = \begin{cases} b_p & : \text{สำหรับช่วงเวลา On peak} \\ b_{OP} & : \text{สำหรับช่วงเวลา Off peak} \end{cases} \quad \left| \quad n = 1, 2, 3, \dots, 168 \quad (4.8)$$

เวกเตอร์อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาใช้งานรายสัปดาห์ข้างต้นจะถูกนำไปใช้ในการคำนวณหามูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงของโปรแกรมเชิงพลวัตดังจะกล่าวในข้อถัดไป

4.3.3 การพัฒนาโปรแกรมเชิงพลวัต

โปรแกรมเชิงพลวัตจะถูกนำมาใช้ในการคำนวณหาช่วงเวลาเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยช่วงเวลานำมาพิจารณาได้กำหนดไว้ทั้งสิ้น 168 ชั่วโมง ผลการศึกษาโดยใช้โปรแกรมเชิงพลวัตทำให้ทราบถึงสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงว่าทำงานหรือไม่ และรวมทั้งสิ้น 168

ชั่วโมงแล้วเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นอย่างไร โปรแกรมเชิงพลวัตที่นำมาใช้ในการคำนวณหาช่วงเวลาเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีแผนผังแสดงดังรูปที่ 4.4

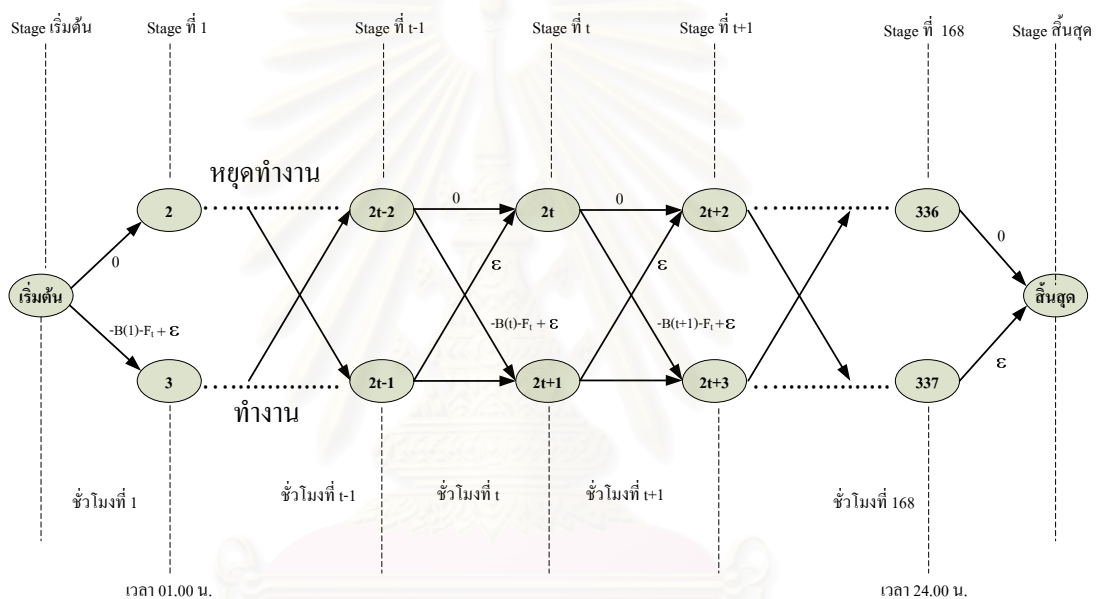


รูปที่ 4.4 แผนผังโปรแกรมเชิงพลวัตของการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ภายใน 168 ชั่วโมง

จากรูปที่ 4.4 ในที่นี้ได้กำหนดให้โน้ตหมายเลขคู่แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดทำงาน(OFF) ส่วนโน้ตหมายเลขคี่แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงาน(ON) และกำหนดมูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโน้ตใดๆ ในชั่วโมงหนึ่งไปโน้ตใดๆ ในชั่วโมงถัดไป โดยคิดจากรายได้จากการผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงตามอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาใช้งานรายสัปดาห์ และค่าไฟฟ้าผันแปร รวมกับค่าใช้จ่ายในการเริ่มเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่องคิดในอัตราต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง(ϵ) ซึ่งกำหนดให้มีอัตราค่าที่เท่ากับร้อยละ 1 ของอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาใช้งานรายสัปดาห์ต่ำที่สุด ทั้งนี้เพื่อลดโอกาสการเปิด-ปิด เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบ่อยครั้งเกินจำเป็น

ในการคำนวณหารายได้จากการผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงได้กำหนดมูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีค่าเป็นลบเพื่อสะดวกในการใช้อัลกอริทึมมาตรฐานในการหาค่าต่ำที่สุด หากคุณกลับด้วยเครื่องหมายลบ ผลที่ได้คือ รายได้จากการผลิตไฟฟ้าสูงที่สุดนั่นเอง จากแผนผังโปรแกรมเชิงพลวัตข้างต้นได้แบ่งการคิดมูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกเป็น 3 ช่วง คือ

- 1) ช่วงที่ 1 จากโนดเริ่มต้น(โนดที่ 1) ถึงสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 กำหนดมูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ ดังนี้
- หากสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดทำงาน มูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ มีค่าเท่ากับ 0 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
 - หากสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงาน มูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ มีค่าเท่ากับ $-B(1) - F_1 + \mathcal{E}$ หน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
- 2) ช่วงที่ 2 จากโนดที่ 2 และ 3 ถึงโนดที่ 336 และ 337 สมมติว่า เมื่อพิจารณา ณ ชั่วโมงที่ t ใดๆ ได้กำหนดมูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในแต่ละชั่วโมง เป็นดังรูปที่ 4.5



รูปที่ 4.5 แผนผังโปรแกรมเชิงพลวัตของการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
ในช่วงเวลาที่พิจารณา

พิจารณาในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t มูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปเป็นสถานะทำงานหรือหยุดทำงาน สามารถอธิบายได้ดังนี้

- หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในโนดที่ $2t-2$ (หยุดทำงาน) ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ $t-1$ และในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t เปลี่ยนสถานะมาอยู่ในโนดที่ $2t$ (หยุดทำงาน) ดังนั้นมูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ มีค่าเท่ากับ 0 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
- หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในโนดที่ $2t-2$ (หยุดทำงาน) ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ $t-1$ และในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t เปลี่ยนสถานะมาอยู่ในโนดที่ $2t+1$ (ทำงาน) ดังนั้นมูลค่าการ

เปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ $-B(t) - F_t + \mathcal{E}$ บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

- หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในโหนดที่ $2t-1$ (ทำงาน) ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ $t-1$ และในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t เปลี่ยนสถานะมาอยู่ในโหนดที่ $2t$ (หยุดทำงาน) ดังนั้นมูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ \mathcal{E} บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
- หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในโหนดที่ $2t-1$ (ทำงาน) ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ $t-1$ และในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t เปลี่ยนสถานะมาอยู่ในโหนดที่ $2t+1$ (ทำงาน) ดังนั้นมูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ $-B(t) - F_t$ บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

3) ช่วงที่ 3 จากโหนดที่ 336 และ 337 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 ถึงโหนดสิ้นสุด(โหนดที่ 338) ได้กำหนดมูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะ ดังนี้

- หากสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดทำงาน มูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 0 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
- หากสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงาน มูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ \mathcal{E} บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงจะถูกคำนวณโดยใช้โปรแกรมเชิงพลวัตแบบเดินหน้า ขั้นตอนการคำนวณในแต่ละโหนดของแต่ละชั่วโมง จะต้องคำนวณหารายได้สุทธิสะสม(F) และปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ(Q) โดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขจำกัด ตามสมการที่ 4.9-4.12

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ : $\min F$

เงื่อนไขจำกัด : $Q(\text{Stage เริ่มต้น}, j=1) = Q(\text{Stage สิ้นสุด}, j=338)$ (4.9)

$$Q(t, j) = \min(Q_{\max}, Q(t-1, i) + Q'_{in}(t) - Q'_{out}(t, j)) \quad (4.10)$$

$$F(t, j) = F(t-1, i) + (C_{ij} \cdot kW_{inst}) + G(t, j) \quad (4.11)$$

$$G(t, j) = \left[\frac{H_u \cdot (Q(t-1, i) - Q(t, j)) \cdot (b_g(t) + F_t)}{F_c(kW_{inst})} \right] \quad (4.12)$$

$$b_g(t) = \begin{cases} b_p & : \text{สำหรับช่วงเวลา Off peak} \\ b_{OP} & : \text{สำหรับช่วงเวลา On peak} \end{cases} \quad (4.13)$$

$$Q'_{out}(t,j) = \begin{cases} 0 & : \text{หากเครื่องต้นกำลังหยุดทำงาน} \\ f_c(kW_{inst}) & : \text{หากเครื่องต้นกำลังทำงาน} \end{cases} \quad (4.14)$$

$$Q(t,j) \geq Q'_{out}(t,j) \quad (4.15)$$

$$t = 1, 2, 3, \dots, 168$$

- เมื่อ C_{ij} คือ มูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงจาก โหนดที่ i ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ $t-1$ ไปยัง โหนดที่ j ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t
- $F(t,j)$ คือ รายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้า ณ โหนดที่ j ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t
- $G(t,j)$ คือ ค่าเสียโอกาสในการนำปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บที่เปลี่ยนแปลงไปๆ ใช้ ในการผลิตไฟฟ้า ณ โหนดที่ j ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t
- $b_g(t)$ คือ มูลค่าการเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาอื่น หน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
- $Q(t,j)$ คือ ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ ณ โหนดที่ j ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t
- $Q'_{out}(t,j)$ คือ อัตราการไหลออกของก๊าซชีวภาพจากถังเก็บ ณ โหนดที่ j ในสิ้นสุด ชั่วโมงที่ t

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ข้างต้น มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดเวลาการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรอบ 1 สัปดาห์ โดยมีข้อจำกัดขึ้นอยู่กับอัตราการไหลออกของก๊าซชีวภาพจากถังเก็บซึ่งเป็นฟังก์ชันของขนาดกำลังการผลิต สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ ณ โหนดที่ j ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t ใดๆ จุดเริ่มต้นซึ่งแทนจุดเริ่มต้นของสัปดาห์กับจุดสิ้นสุดซึ่งแทนจุดสิ้นสุดของสัปดาห์ต้องเป็นจุดเดียวกัน ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บที่จุดเริ่มต้นและจุดสิ้นสุดของโปรแกรมเชิงพลวัตต้องมีค่าเท่ากัน

จากสมการที่ 4.10 ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ ณ โหนดที่ j ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t จะถูกจำกัดด้วยขนาดความจุของถังเก็บ ในส่วนของการคำนวณรายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้า ณ โหนดที่ j ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t ในสมการที่ 4.11 คิดจากผลรวมของรายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้า ณ โหนดที่ i ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ $t-1$ กับผลคูณของมูลค่าการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับขนาดกำลังการผลิต หักออกด้วยค่าเสียโอกาสในการนำปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บที่เปลี่ยนแปลงไปๆ ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาอื่นที่มูลค่าแตกต่างกัน

ในการคำนวณหารายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้า และเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง ผลที่ได้คือ รายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้า ณ โหนดสิ้นสุดมี

ค่าต่ำที่สุด จากแผนผังโปรแกรมเชิงพลวัตฯ ข้างต้น มีหลักการในการคำนวณรายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้า และเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง ดังนี้

1) คำนวณหารายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้า ณ โหนดสิ้นสุดที่มีค่าต่ำที่สุด และคำนวณหาเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าย่อย ในสิ้นสุดแต่ละชั่วโมง เพื่อความสะดวกในการคำนวณหารายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้าในสิ้นสุดชั่วโมงแต่ละชั่วโมง จึงได้กำหนดตัวแปรเพิ่มเติม เพื่อใช้ในการเก็บค่าเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ สิ้นสุดชั่วโมงใดๆ แสดงไว้ดังนี้

$P_1(t, j)$ คือ เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งแทนด้วยหมายเลขโหนดที่เป็นโหนดต้นทางการคำนวณในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t ใดๆ

$P_2(t, j)$ คือ เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งแทนด้วยหมายเลขโหนดที่เป็นโหนดปลายทางการคำนวณในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t ใดๆ

การคำนวณหารายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้าในสิ้นสุดชั่วโมงแต่ละชั่วโมง สามารถแสดงตัวอย่างได้ดังนี้

Stage เริ่มต้น จนถึงชั่วโมงที่ 1

- การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโหนดเริ่มต้น ไปเป็นโหนดที่ 2 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 สามารถคำนวณหาปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และรายได้สุทธิสะสม ได้ดังนี้

$$Q(1,2) = \min(Q_{\max}, Q_{ini} + Q'_{in}(1) - Q'_{out}(1,2))$$

$$F(1,2) = (kW_{inst} \cdot C_{start,2}) + \left[\frac{H_u \cdot Q(1,2) \cdot (b_g(1) + F_t)}{F_c(kW_{inst})} \right]$$

จะได้เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโหนดเริ่มต้น ไปยังโหนดที่ 2 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 ดังนี้

$$P_1(1,2) = 1$$

$$P_2(1,2) = 2$$

- การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโหนดเริ่มต้นไปเป็นโหนดที่ 3 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 สามารถคำนวณหาปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และรายได้สุทธิสะสม ได้ดังนี้

$$Q(1,3) = \min(Q_{\max}, Q_{ini} + Q'_{in}(1) - Q'_{out}(1,3))$$

$$F(1,3) = (kW_{inst} \cdot C_{start,3}) + \left[\frac{H_u \cdot Q(1,3) \cdot (b_g(1) + F_t)}{F_c(kW_{inst})} \right]$$

จะได้เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจาก โหนดเริ่มต้น ไปยัง โหนดที่ 2 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 ดังนี้

$$P_1(1,3) = 1$$

$$P_2(1,3) = 3$$

ค่ารายได้สะสมสุทธิ ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ โหนดที่ 2 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 และ ณ โหนดที่ 3 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 จะถูกเก็บค่าและนำไปใช้ในคำนวณในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 ต่อไป

ชั่วโมงที่ 2 จนถึงชั่วโมงที่ 168

- กรณีที่ 1 : การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจาก โหนดที่ 2 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 ไปเป็น โหนดที่ 4 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 สามารถคำนวณหาปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และรายได้สุทธิสะสม ได้ดังนี้

$$Q(2,4) = \min(Q_{\max}, Q(1,2) + Q'_{in}(2) - Q'_{out}(2,4))$$

$$F(2,4) = F(1,2) + (kW_{inst} \cdot C_{24}) + \left[\frac{H_u \cdot (Q(1,2) - Q(2,4)) \cdot (b_g(2) + F_t)}{F_c(kW_{inst})} \right]$$

จะได้เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากจาก โหนดที่ 2 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 ไปเป็น โหนดที่ 4 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 ดังนี้

$$P_1(2,4) = 2$$

$$P_2(2,4) = 4$$

ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ รายได้สุทธิสะสม และเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณข้างต้นจะถูกเก็บค่าไว้ก่อน เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และรายได้สุทธิสะสมของกรณีที่ 2 ดังจะกล่าวถัดไป

- กรณีที่ 2 : การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจาก โหนดที่ 3 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 ไปเป็น โหนดที่ 4 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 สามารถคำนวณหาปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และรายได้สุทธิสะสม ได้ดังนี้

$$Q(2,4) = \min(Q_{\max}, Q(1,3) + Q'_{in}(2) - Q'_{out}(2,4))$$

$$F(2,4) = F(1,3) + (kW_{inst} \cdot C_{34}) + \left[\frac{H_u \cdot (Q(1,3) - Q(2,4)) \cdot (b_g(2) + F_t)}{F_c(kW_{inst})} \right]$$

จะได้เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจาก โหนดที่ 3 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 ไปเป็น โหนดที่ 4 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 ดังนี้

$$P_1(2,4) = 3$$

$$P_2(2,4) = 4$$

จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขจำกัด ดังสมการที่ 4.9-4.15 ข้างต้น และอาศัยหลักการของโปรแกรมเชิงพลวัตในการเลือกรายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้า ณ โหนดที่ j ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t ใดๆ จะต้องมีค่าต่ำที่สุดด้วย โดยที่ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ ณ โหนดที่ j ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t มีค่ามากกว่าอัตราการไหลออกของก๊าซชีวภาพจากถังเก็บ ณ โหนดที่ j ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ t นำมาเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1 กับ กรณีที่ 2 สามารถแสดงวิธีการในการเลือกได้ดังนี้

$$F(2,4) = \min \begin{cases} F(2,4) \mid P_1(2,4) = 2 \text{ และ } P_2(2,4) = 4 \Rightarrow \text{สำหรับกรณีที่ 1} \\ F(2,4) \mid P_1(2,4) = 3 \text{ และ } P_2(2,4) = 4 \Rightarrow \text{สำหรับกรณีที่ 2} \end{cases}$$

$$Q(F(2,4)) \geq 0 \quad \text{และ} \quad Q(2,4) = Q(F(2,4))$$

วิธีการในการเลือกข้างต้น จะทำการเปรียบเทียบรายได้สุทธิสะสมเป็นลำดับแรกโดยมีวิธีการ คือ รายได้สุทธิสะสม ณ โหนดที่ 4 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 ซึ่งคิดมาจากรายได้สุทธิสะสม ณ โหนดที่ 2 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 และรายได้สุทธิสะสม ณ โหนดที่ 3 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 หากรายได้สุทธิสะสม ณ โหนดที่ 4 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 จากโหนดที่ 2 หรือโหนดที่ 3 ใดในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 ทำให้รายได้สุทธิสะสมต่ำที่สุด จะเลือกรายได้สุทธิสะสมค่านั้นพร้อมกับนำค่าปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บและเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาใช้ในการคำนวณในชั่วโมงถัดไป แต่หากเมื่อเลือกโดยวิธีการข้างต้นแล้วพบว่า ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บมีค่าน้อยกว่าศูนย์ก็จะเลือกรายได้สุทธิสะสมอีกค่าหนึ่งพร้อมกับนำค่าปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บและเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้น มาใช้ในการคำนวณในชั่วโมงถัดไป

ค่ารายได้สะสมสุทธิ ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ โหนดที่ 4 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 ซึ่งได้จากวิธีการในการเลือกข้างต้นจะถูกเก็บค่าและนำไปใช้ในการคำนวณในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 3 ต่อไป

- **กรณีที่ 3:** การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโหนดที่ 2 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 ไปเป็นโหนดที่ 5 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 สามารถคำนวณหาปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บและรายได้สุทธิสะสม ได้ดังนี้

$$Q(2,5) = \min(Q_{\max}, Q(1,2) + Q'_{in}(2) - Q'_{out}(2,5))$$

$$F(2,5) = F(1,2) + (kW_{inst} \cdot C_{25}) + \left[\frac{H_u \cdot (Q(1,2) - Q(2,5)) \cdot (b_g(2) + F_t)}{F_c(kW_{inst})} \right]$$

จะได้เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากจาก โหนดที่ 2 ในสิ้นสุด ชั่วโมงที่ 1 ไปเป็น โหนดที่ 5 ในสิ้นสุด ชั่วโมงที่ 2 ดังนี้

$$P_1(2,5) = 2$$

$$P_2(2,5) = 5$$

ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ รายได้สุทธิสะสม และเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณข้างต้นจะถูกเก็บค่าไว้ก่อน เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และรายได้สุทธิสะสมของกรณีที่ 4 ดังจะกล่าวถัดไป

- กรณีที่ 4 : การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจาก โหนดที่ 3 ในสิ้นสุด ชั่วโมงที่ 1 ไปเป็น โหนดที่ 5 ในสิ้นสุด ชั่วโมงที่ 2 สามารถคำนวณหาปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และรายได้สุทธิสะสม ได้ดังนี้

$$Q(2,5) = \min(Q_{\max}, Q(1,3) + Q'_{in}(2) - Q'_{out}(2,5))$$

$$F(2,5) = F(1,3) + (kW_{inst} \cdot C_{35}) + \left[\frac{H_u \cdot (Q(1,3) - Q(2,5)) \cdot (b_g(2) + F_t)}{F_c(kW_{inst})} \right]$$

จะได้เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจาก โหนดที่ 3 ในสิ้นสุด ชั่วโมงที่ 1 ไปเป็น โหนดที่ 5 ในสิ้นสุด ชั่วโมงที่ 2 ดังนี้

$$P_1(2,5) = 3$$

$$P_2(2,5) = 5$$

วิธีการในการเลือกรายได้สุทธิสะสม ณ โหนดที่ 5 ในสิ้นสุด ชั่วโมงที่ 2 มีหลักการในการเลือกเช่นเดียวกับดังที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น ดังนี้

$$F(2,5) = \min \begin{cases} F(2,5) & | & P_1(2,5) = 2 \text{ และ } P_2(2,5) = 5 \Rightarrow \text{สำหรับกรณีที่ 3} \\ F(2,5) & | & P_1(2,5) = 3 \text{ และ } P_2(2,5) = 5 \Rightarrow \text{สำหรับกรณีที่ 4} \end{cases}$$

$$Q(F(2,5)) \geq 0 \quad \text{และ} \quad Q(2,5) = Q(F(2,5))$$

ค่ารายได้สะสมสุทธิ ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ โหนดที่ 5 ในสิ้นสุด ชั่วโมงที่ 2 ซึ่งได้จากวิธีการในการเลือกข้างต้น จะถูกเก็บค่าและนำไปใช้ในคำนวณในสิ้นสุด ชั่วโมงที่ 3 ต่อไป

จากวิธีการในการเลือกข้างต้นในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 ผลที่ได้จากการเลือก คือ รายได้สะสมสุทธิ ได้แก่ $F(2,4)$ และ $F(2,5)$ ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ ได้แก่ $Q(2,4)$ และ $Q(2,5)$ และเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้แก่ $P_1(2,4)$, $P_1(2,5)$, $P_2(2,4)$ และ $P_2(2,5)$ ตามลำดับ ซึ่งจะถูกรับค่าและนำไปใช้ในคำนวณในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 3 ต่อไป

วิธีการคำนวณหารายได้สะสมสุทธิจากการผลิตไฟฟ้าในชั่วโมงที่ 3 จนถึงสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 ของโปรแกรมเชิงพลวัต จะใช้หลักการเช่นเดียวกับการคำนวณรายได้สะสมสุทธิจากการผลิตไฟฟ้าในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 2 ข้างต้น

ชั่วโมงที่ 168 จนถึง Stage สิ้นสุด

- กรณีที่ 1: การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโหนดที่ 336 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 ไปเป็นโหนดที่ 338 ใน Stage สิ้นสุด ในที่นี้เพื่อความสะดวกในการเขียน จึงได้กำหนดให้ Stage สิ้นสุดเขียนแทนด้วย ชั่วโมงที่ 169 สามารถคำนวณหาปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และรายได้สุทธิสะสม ได้ดังนี้

$$Q(169,338) = \min(Q_{\max}, Q(168,336) + Q'_{in}(169) - Q'_{out}(169,338))$$

$$F(169,338) = (kW_{inst} \cdot C_{336,338}) + \left[\frac{H_u \cdot (Q(168,336) - Q(169,338)) \cdot (b_g(168) + F_t)}{F_c(kW_{inst})} \right]$$

จะได้เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโหนดที่ 336 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 ไปเป็นโหนดที่ 338 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 169 ดังนี้

$$P_1(169,338) = 336$$

$$P_2(169,338) = 338$$

ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ รายได้สุทธิสะสม และเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณข้างต้นจะถูกรับค่าไว้ก่อน เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และรายได้สุทธิสะสมของกรณีที่ 2 ดังจะกล่าวถัดไป

- กรณีที่ 2: การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากโหนดที่ 337 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 ไปเป็นโหนดที่ 338 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 169 สามารถคำนวณหาปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ และรายได้สุทธิสะสม ได้ดังนี้

$$Q(169,338) = \min(Q_{\max}, Q(168,337) + Q'_{in}(169) - Q'_{out}(169,338))$$

$$F(169,338) = (kW_{inst} \cdot C_{337,338}) + \left[\frac{H_u \cdot (Q(168,337) - Q(169,338)) \cdot (b_g(168) + F_t)}{F_c(kW_{inst})} \right]$$

จะได้เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจาก โหนดเริ่มต้น ไปยัง โหนดที่ 2 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 1 ดังนี้

$$P_1(169,338) = 337$$

$$P_2(169,338) = 338$$

จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขจำกัด ดังสมการที่ 4.9-4.15 ข้างต้น และอาศัยหลักการของโปรแกรมเชิงพลวัตในการเลือกรายได้สุทธิสะสมจากการผลิตไฟฟ้า ณ โหนดที่ 338 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 169 จะต้องมียกค่าต่ำที่สุด โดยที่ปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ ณ โหนดที่ 338 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 169 มีค่าเท่ากับปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บ ณ โหนดที่ 1 ใน Stage เริ่มต้น ซึ่งวิธีการในการเลือกข้างต้น จะต้องนำมาเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1 กับ กรณีที่ 2 สามารถแสดงวิธีการในการเลือกได้ดังนี้

$$F(169,338) = \min \begin{cases} F(169,338) \mid P_1(169,338) = 336 \text{ และ } P_2(169,338) = 338 \Rightarrow \text{สำหรับกรณีที่ 1} \\ F(169,338) \mid P_1(169,338) = 337 \text{ และ } P_2(169,338) = 338 \Rightarrow \text{สำหรับกรณีที่ 2} \end{cases}$$

$$Q(F(169,338)) = Q_{ini}$$

วิธีการในการเลือกข้างต้น จะทำการเปรียบเทียบรายได้สุทธิสะสมเป็นลำดับแรกโดยมีวิธีการ คือ รายได้สุทธิสะสม ณ โหนดที่ 338 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 169 ซึ่งคิดมาจากรายได้สุทธิสะสม ณ โหนดที่ 336 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 และรายได้สุทธิสะสม ณ โหนดที่ 337 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 หากกรณีใดทำให้รายได้สุทธิสะสมต่ำที่สุด จะเลือกรายได้สุทธิสะสมค่านั้นพร้อมกับนำค่าปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บและเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาใช้ในการคำนวณหาเส้นทางการเปลี่ยนสถานะย้อนกลับจากสิ้นสุดชั่วโมงที่ 169 ไปจนถึง Stage เริ่มต้นต่อไป

ผลการคำนวณข้างต้นจะทำให้ทราบเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง (P_1 และ P_2) จากโหนดเริ่มต้นไปยังโหนดสิ้นสุด ซึ่งจะถูกรับค่าไว้ในเมตริกซ์ P_1 , P_2 และ P ตามสมการที่ 4.16-4.18 ตามลำดับ

- เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งแทนด้วยหมายเลขโหนดที่เป็นโหนดต้นทาง

$$P_1 = \begin{bmatrix} P_1(1,2) & P_1(2,4) & P_1(3,5) & P_1(4,7) & \dots & P_1(168,336) & P_1(169,338) \\ P_1(1,3) & P_1(2,5) & P_1(3,6) & P_1(4,8) & \dots & P_1(168,337) & - \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

- เส้นทาง การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งแทนด้วยหมายเลข โหนดที่เป็น โหนด ปลายทาง

$$P_2 = \begin{bmatrix} P_2(1,2) & P_2(2,4) & P_2(3,5) & P_2(4,7) & \dots & P_2(168,336) & P_2(169,338) \\ P_2(1,3) & P_2(2,5) & P_2(3,6) & P_2(4,8) & \dots & P_2(168,337) & - \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

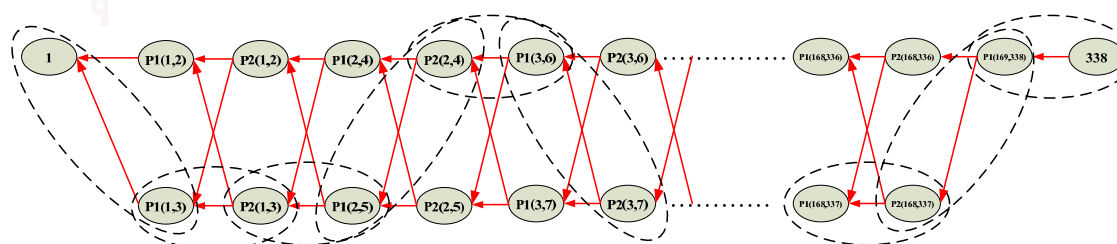
เส้นทาง การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งแทนด้วยหมายเลข โหนดที่เป็น โหนดต้นทาง และปลายทางข้างต้น จะถูกนำมาเรียงต่อกันเพื่อคำนวณหาเส้นทาง การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าย้อนกลับจาก โหนดสิ้นสุดไปยัง โหนดเริ่มต้น ตามสมการที่ 4.18 เพื่อหาเส้นทาง การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แท้จริง ดังจะกล่าวในข้อถัดไป

$$P = \begin{bmatrix} P_1(1,2) & P_2(1,2) & P_1(2,4) & P_2(2,4) & \dots & P_2(168,336) & P_1(169,338) & P_2(169,338) \\ P(1,3) & P_2(1,3) & P_1(2,5) & P_2(2,5) & \dots & P_2(168,337) & - & - \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

ในส่วนของรายได้สุทธิสะสม และปริมาณก๊าซชีวภาพในถังเก็บซึ่งคำนวณได้ในแต่ละ โหนด ในสิ้นสุดแต่ละ ชั่วโมงจะไม่ถูกนำไปใช้ในการคำนวณหาเส้นทาง การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าย้อนกลับจาก โหนดสิ้นสุดไปยัง โหนดเริ่มต้น

2) คำนวณหาเส้นทาง การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยย้อนกลับจาก โหนด สิ้นสุดตามเส้นทาง การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าย่อยไปยัง โหนดเริ่มต้น โดยใช้เส้นทาง การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งแทนด้วยหมายเลข โหนดที่เป็น โหนดต้นทาง-ปลายทาง (P_1 และ P_2) จากข้อที่ 1

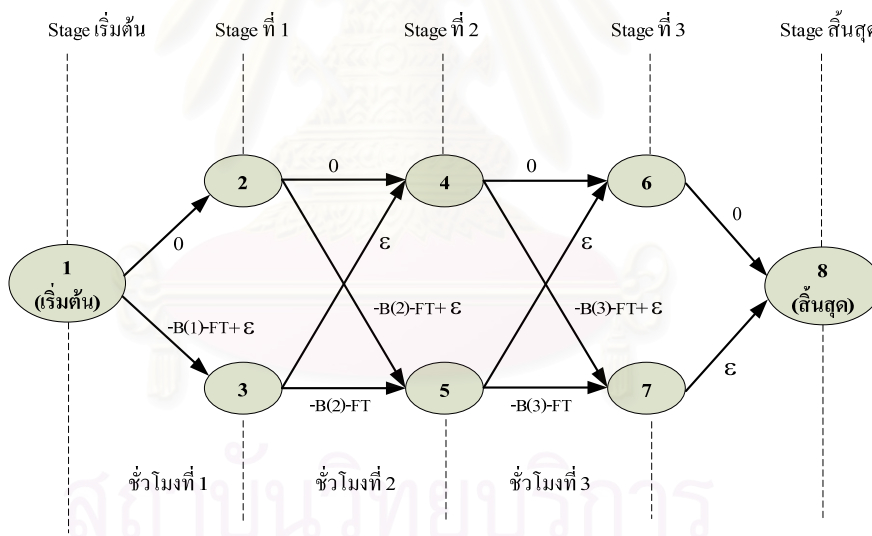
ในการคำนวณหาเส้นทาง การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้น เพื่อความสะดวก ในการอธิบาย จะนำมาเขียนแสดงดังรูปที่ 4.6



รูปที่ 4.6 เส้นทาง การเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ โหนดเริ่มต้นจนถึง โหนดสิ้นสุด

จากรูปที่ 4.6 เครื่องหมายลูกศรแสดงทิศทางการคำนวณย้อนกลับจากโนดที่ 338 ไปยังโนดที่ 1 ที่เป็นไปได้ทั้งหมด ส่วนวงรีแสดงการเชื่อมต่อระหว่างโนดใดๆ ในต้นชั่วโมงหนึ่งกับโนดใดๆ ในสิ้นสุดชั่วโมงก่อนหน้าที่มีหมายเลขเดียวกัน เช่น $P_1(169,338) = P_2(168,337)$ กับการเชื่อมต่อระหว่างโนดใดๆ ในสิ้นสุดชั่วโมงนั้นกับโนดเริ่มต้นในชั่วโมงที่สัมพันธ์กัน เช่น $P_1(168,337)$ กับ $P_2(168,337)$ เป็นต้น เพื่อให้ได้เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อไป

ในการคำนวณหาเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าย้อนกลับจากโนดที่ 338 ไปโนดที่ 1 จะเริ่มจากโนดที่ 338 ในสิ้นสุดชั่วโมงที่ 169 ซึ่งมีหมายเลขโนดปลายทาง คือ โนดที่ 338 จากนั้นเชื่อมต่อไปยังโนดต้นทางของสิ้นสุดชั่วโมงที่ 169 ต่อจากนั้นจึงเชื่อมต่อไปยังโนดปลายทางของสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 และเชื่อมต่อไปยังโนดต้นทางของสิ้นสุดชั่วโมงที่ 168 กระทำเช่นนี้ไปจนถึงโนดเริ่มต้น จะได้เป็นเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่โนดเริ่มต้นจนถึงโนดสิ้นสุด ยกตัวอย่างเช่น การคำนวณเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จำนวน 3 ชั่วโมง โดยมีแผนผังโปรแกรมเชิงพลวัต แสดงดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 การคำนวณเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จำนวน 3 ชั่วโมง

ผลการศึกษา สมมติว่า ได้เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งแทนด้วยหมายเลขโนดที่เป็น โนดต้นทาง และปลายทาง ดังนี้

$$P_1 = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 5 & 7 \\ 1 & 3 & 5 & - \end{bmatrix} \text{ และ } P_2 = \begin{bmatrix} 2 & 4 & 6 & 8 \\ 3 & 5 & 7 & - \end{bmatrix}$$

ดังนั้น จะได้เมตริกซ์ P_{12} คือ

$$P = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\ 1 & 3 & 3 & 5 & 5 & 7 & - & - \end{bmatrix}$$

เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าข้างต้นจะถูกนำเรียงต่อกันในรูปของเวกเตอร์ คือ

$$P_{12} = [1 \quad 3 \quad 5 \quad 7 \quad 8]$$

ในการกำหนดสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น ได้กำหนดให้หมายเลขของโนดที่เป็นเลขคู่แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดทำงาน และเลขคี่แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงาน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในสถานะทำงานจะกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1 แต่หากอยู่สถานะหยุดทำงานกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 0 นำเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าข้างต้นมาเรียงต่อกันนำมาเขียนในรูปของเวกเตอร์ตั้งแต่ Stage ที่ 1 ถึง Stage ที่ 170 โดยใช้สมการที่ 4.19

$$P_{12} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & P(1) & P(2) & P(3) & \cdots & P(168) & 338 \end{bmatrix}}_{\text{มิติขนาด } 1 \times 170} \quad (4.19)$$

เวกเตอร์เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าข้างต้น จะถูกนำมาตัดองค์ประกอบที่ 1 และองค์ประกอบสุดท้ายของเวกเตอร์ออก ทั้งนี้เนื่องจากแทนจุดเริ่มต้นด้วยโนดที่ 1 จุดสิ้นสุดแทนด้วยโนดที่ 338 และจุดเริ่มต้นกับจุดสิ้นสุดเป็นจุดเดียวกันจึงเหลือ 168 Stage ซึ่งเท่ากับช่วงเวลาที่ได้กำหนดไว้ 168 ชั่วโมง จากนั้นนำเวกเตอร์เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (P_{12}) มาหารด้วยสอง เศษจากการหารจะแทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง จะได้เวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 168 ของสัปดาห์เป็นดังสมการที่ 4.20

$$S = \left[\text{mod} \left(\frac{P(1)}{2} \right) \quad \text{mod} \left(\frac{P(2)}{2} \right) \quad \cdots \quad \text{mod} \left(\frac{P(168)}{2} \right) \right] \quad (4.20)$$

จากตัวอย่างที่นำเสนอ ผลการคำนวณหาเวกเตอร์เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าข้างต้น จะได้เป็นเวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 3 คือ

$$S = \begin{bmatrix} \text{mod}\left(\frac{3}{2}\right) & \text{mod}\left(\frac{5}{2}\right) & \text{mod}\left(\frac{7}{2}\right) \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

เวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 168 ของสัปดาห์ข้างต้นจะถูกนำไปใช้ในการคำนวณหาจำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อสัปดาห์ ตามสมการที่ 4.21 และ 4.22 ตามลำดับ

$$h_{wk} = \sum_{n=1}^{168} (S(n)) \quad (4.21)$$

$$En_{wk} = kW_{inst} \times \sum_{n=1}^{168} (S(n)) \quad (4.22)$$

ขนาดกำลังการผลิต จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และเวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 168 ของสัปดาห์ ที่ได้จากการคำนวณข้างต้น จะถูกนำไปใช้ในการประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ ดังจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

4.4 การประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์

ข้อมูลทางการเงิน ได้แก่ เงินลงทุน ค่าใช้จ่ายระหว่างดำเนินการ และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ รวมถึงรายได้จากมูลค่าของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยคิดจากขนาดกำลังการผลิต อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาใช้งาน และเวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 168 ซึ่งได้กล่าวมาแล้วข้างต้น จะถูกนำไปใช้คำนวณหาดัชนีชี้วัดในเชิงเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(Net Present Value) อัตราผลตอบแทนภายใน(Internal Rate of Return) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน(Benefit to Cost Ratio) เพื่อประกอบการตัดสินใจลงทุนในโครงการที่กำลังพิจารณาต่อไป รายละเอียดการคำนวณดัชนีชี้วัดข้างต้นเป็นดังนี้

4.4.1 รายได้

รายได้จากการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ในที่นี้คิดเฉพาะรายได้จากการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยคิดจากมูลค่าของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากข้อมูลขนาดกำลังการผลิต เวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาใช้งาน และค่าไฟฟ้าผันแปร ส่วนของรายได้จากการนำพลังงานความร้อนของระบบผลิตไฟฟ้าที่เป็นระบบผลิตพลังงานร่วมมาใช้งาน ในที่นี้มีได้นำมาคำนวณ ทั้งนี้เนื่องจากพลังงานความร้อนที่เกิดขึ้นจะถูกนำไปใช้ในการอุ่นตะกอนในถังหมัก เพื่อช่วยเร่งปฏิกิริยาการย่อยสลายภายในถังหมัก รายได้จากการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์หาได้จากสมการที่ 4.23

$$B_{wk} = \left(kW_{inst} \cdot \sum_{n=1}^{168} (S(n) \cdot (B(n) + FT)) \right) \quad (4.23)$$

จากสมการที่ 4.23 จะเห็นว่า รายได้จากการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ข้างต้น มิได้นำผลของตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า(Plant Factor) มาคิด ทั้งนี้เนื่องจากในองค์ประกอบเวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีบางชั่วโมงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดทำงานอยู่แล้ว ซึ่งขึ้นอยู่กับฟังก์ชันวัตถุประสงค์และข้อจำกัดที่พิจารณา ดังได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อที่ผ่านมา ดังนั้นรายได้จากการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์จึงเป็นไปตามสมการที่ 4.23

รายได้จากการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ข้างต้นนำมาคำนวณเป็นรายได้ต่อปีได้โดยคูณด้วยจำนวนสัปดาห์เดินเครื่อง 52 สัปดาห์ต่อปี ดังสมการที่ 4.24

$$B_t = 52 \cdot B_{wk} \quad (4.24)$$

4.4.2 รายจ่าย

รายจ่ายจากการผลิตไฟฟ้า เป็นรายจ่ายที่เกิดจากการลงทุนติดตั้งและเดินเครื่องระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพที่ได้จากน้ำเสีย ในที่นี้ประกอบด้วย 3 ส่วน คือ

- 1) เงินลงทุนเริ่มแรก เป็นเงินลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจนสามารถผลิตไฟฟ้าได้ ประกอบด้วย เงินลงทุนซื้อเครื่องจักรพร้อมอุปกรณ์ เงินลงทุนก่อสร้างอาคารและสิ่งปลูกสร้าง และค่าเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฯ จำนวนโดยใช้สมการที่ 4.25

$$CC = Cost_M + Cost_B + Cost_C \quad (4.25)$$

2) ค่าใช้จ่ายคงที่ในการดำเนินการ ซึ่งไม่ขึ้นอยู่กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายดังนี้

- ค่าเสื่อมราคาของเครื่องจักร อาคารและสิ่งปลูกสร้างรายปี ได้กำหนดไว้โดยคิดเท่ากับร้อยละ 5 ของมูลค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์ รวมกับร้อยละ 4 ของมูลค่าของอาคารและสิ่งปลูกสร้าง[36] คำนวณโดยใช้สมการที่ 4.26

$$Cost_D(t) = (0.05 \cdot Cost_M) + (0.04 \cdot Cost_B) \quad (4.26)$$

- ค่าใช้จ่ายด้านแรงงานรายปี เป็นค่าใช้จ่ายในการจ้างแรงงานที่เกิดขึ้นในโครงการในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด คำนวณโดยใช้สมการที่ 4.27

$$Cost_L(t) = 12 \times N_m \times Salary \quad (4.27)$$

โดยที่ N_m คือ จำนวนคนทำงาน

$Salary$ คือ เงินเดือนต่อคน หน่วยเป็นบาท

- ค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภครายปี ได้แก่ ค่าการใช้ไฟฟ้า ค่าน้ำประปา และค่าโทรศัพท์ ในการผลิตไฟฟ้าของโครงการ คำนวณโดยใช้สมการที่ 4.28

$$Cost_U(t) = 52 \times Cost_{Uwk} \quad (4.28)$$

โดยที่ $Cost_{Uwk}$ คือ ค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภครายสัปดาห์ หน่วยเป็นบาท

ค่าใช้จ่ายคงที่ต่อปี สามารถคำนวณได้จากผลรวมของค่าเสื่อมราคาของเครื่องจักร อาคารและสิ่งปลูกสร้างรายปี ค่าใช้จ่ายด้านแรงงานรายปี และค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภครายปี เป็นดังสมการที่ 4.29

$$Cost_{fix}(t) = Cost_D(t) + Cost_L(t) + Cost_U(t) \quad (4.29)$$

3) ค่าใช้จ่ายผันแปรตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายดังนี้

- ค่าซ่อมบำรุงเครื่องจักรรายปี ในการคำนวณหาค่าซ่อมบำรุงเครื่องจักรรายปีนั้นคิดจากขนาดกำลังการผลิต และจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องต่อสัปดาห์ที่ได้จากการคำนวณข้างต้นตามสมการที่ 4.30

$$Cost_{Ma}(t) = 52 \times k \times kW_{inst} \times h_{wk} \quad (4.30)$$

โดยที่ k คือ ค่าซ่อมบำรุง หน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงที่ผลิตได้

- ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงรายปีที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า ในกรณีที่นำเชื้อเพลิงชนิดอื่นร่วมกับก๊าซชีวภาพในการผลิตไฟฟ้าก็จะคิดค่าใช้จ่ายในส่วนของเชื้อเพลิงที่เพิ่มเข้ามา คำนวณโดยใช้สมการที่ 4.31

$$Cost_F(t) = 52 \times f_c(kW_{inst}) \times h_{wk} \times c_2 \quad (4.31)$$

โดยที่ c_2 คือ ราคาแก๊สหมัก หน่วยเป็นบาทต่อลูกบาศก์เมตร

ค่าใช้จ่ายผันแปรรายปี สามารถคำนวณได้จากผลรวมของค่าใช้จ่ายด้านแรงงาน ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภค เป็นดังสมการที่ 4.32

$$Cost_{var}(t) = Cost_{Ma}(t) + Cost_F(t) \quad (4.32)$$

ผลรวมของค่าใช้จ่ายคงที่รายปี และค่าใช้จ่ายผันแปรรายปีดังกล่าวข้างต้น นำมาคิดเป็นรายจ่ายสุทธิต่อปี ได้ดังสมการที่ 4.33 ในส่วนของเงินลงทุนเริ่มแรกเป็นค่าใช้จ่ายที่จ่ายเพียงครั้งเดียวในตอนเริ่มต้นของโครงการมิได้นำมาคิดเป็นต่อปี

$$C_t = Cost_{fix}(t) + Cost_{var}(t) \quad (4.33)$$

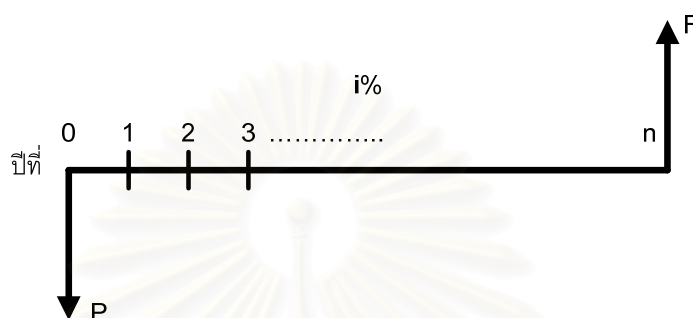
รายได้สุทธิต่อปีและรายจ่ายสุทธิต่อปีที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น เป็นเพียงค่าประมาณการ ซึ่งค่าประมาณการดังกล่าวจะถูกนำมาคำนวณให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน และนำมาใช้ในการคำนวณดัชนีชี้วัดเชิงเศรษฐศาสตร์เพื่อประเมินความคุ้มค่าจากการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

4.4.3 มูลค่าปัจจุบัน

มูลค่าปัจจุบัน(Present Value : PV) คือ มูลค่าของเงินรายได้หรือรายจ่ายในอนาคตที่คำนวณเทียบกลับมาเป็นมูลค่าของเงินในปัจจุบัน ตัวอย่างเช่น เงิน 100 บาท ถูกนำไปลงทุนโดยมีอัตราผลตอบแทนเท่ากับร้อยละ 9 ต่อปี ดังนั้นเงิน 100 บาท ที่ลงทุนในวันนี้จะได้กลับคืนมา 109 บาท เมื่อสิ้นปี ในทางกลับกันเพื่อให้ได้รับเงิน 100 บาท เมื่อครบ 1 ปี จะใช้เงินลงทุนในวันนี้เพียง $100/1.09 = 91.7$ บาท จะเห็นว่า เงิน 100 บาท ที่ได้รับเมื่อครบ 1 ปี นับตั้งแต่วันนี้มีค่าเท่ากับ 91.7

บาทในวันนี้เท่านั้น หลักการคิดดังกล่าวข้างต้น เรียกว่า การคิดมูลค่าปัจจุบัน(Present Value) มีหลักการในการคำนวณ ดังนี้

กำหนดให้จำนวนเงินเริ่มต้น P บาท อัตราผลตอบแทนร้อยละ i ต่อปี กำหนดระยะเวลา n ปี จะได้จำนวนเงินรวมในอนาคตเท่ากับ F บาท หลักการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสามารถแสดงในรูปของแผนผังกระแสเงินสด(Cash Flow Diagram) ดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 แผนผังกระแสเงินสดของการคิดมูลค่าปัจจุบัน

จากรูปที่ 4.8 สามารถคำนวณจำนวนเงินรวมในอนาคตในแต่ละปลายปี ได้ดังนี้

$$\text{เงินรวมปลายปีที่ 1 หรือ เงินต้นปีที่ 2} = P + Pi = P(1+i)$$

$$\text{เงินรวมปลายปีที่ 2 หรือ เงินต้นปีที่ 3} = P(1+i) + P(1+i)i = P(1+i)^2$$

$$\text{เงินรวมปลายปีที่ 3 หรือ เงินต้นปีที่ 4} = P(1+i)^2 + P(1+i)^2i = P(1+i)^3$$

$$\text{ดังนั้นจะได้ว่า เงินรวมปลายปีที่ } n = P(1+i)^n$$

เราสามารถคำนวณหาค่าของ F หรือ P ได้จากสมการที่ 4.34 และ 4.35 ตามลำดับ

$$F = P(1+i)^n \quad (4.34)$$

$$P = F \frac{1}{(1+i)^n} \quad (4.35)$$

ค่าตัวประกอบ $(1+i)^n$ เรียกว่า “Single Payment Compound Amount Factor” ใช้สัญลักษณ์แทนด้วย $(F/P, i\%, n)$ และค่าตัวประกอบ $1/(1+i)^n$ เรียกว่า “Single Payment Present Worth Factor” ใช้สัญลักษณ์แทนด้วย $(P/F, i\%, n)$ ตามลำดับ

จากสมการที่ 4.34 และ 4.35 จะเห็นว่า จำนวนเงิน P ในปัจจุบันจะถูกคูณด้วยค่าตัวประกอบ $(F/P, i\%, n)$ เพื่อให้ได้จำนวนเงิน F ในอนาคต ส่วนจำนวนเงิน F ในอนาคตจะถูกคูณ

ด้วยค่าตัวประกอบ $(P/F, i\%, n)$ เพื่อให้ได้จำนวนเงิน P ในปัจจุบัน จากหลักการคำนวณดังกล่าวข้างต้นจะถูกนำไปใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ต่อไป

4.4.4 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(Net Present Value) คือ ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของรายได้ต่อปีรวมตลอดอายุของโครงการ กับมูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายต่อปีรวมตลอดอายุของโครงการ ณ ร้อยละของอัตราผลตอบแทนที่กำหนด มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นดัชนีชี้วัดในเชิงเศรษฐศาสตร์ที่ทำให้ทราบว่าตลอดระยะเวลาดำเนินงานของโครงการมีกำไรหรือขาดทุนเป็นจำนวนเงินเท่าใด

หลักการในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ การเปลี่ยนรายได้ต่อปี(B_t) และรายจ่ายต่อปี(C_t) ที่จะได้รับในอนาคตแต่ละปี ตลอดอายุของโครงการ n ปี ณ ร้อยละของอัตราผลตอบแทน i ต่อปีที่กำหนด ให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน ดังได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อที่ผ่านมา จากนั้นรวมรายได้ต่อปีที่ได้เปลี่ยนเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วในแต่ละปี ตลอดอายุของโครงการ พร้อมกับรวมรายจ่ายต่อปีที่ได้เปลี่ยนเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วในแต่ละปี บวกกับเงินลงทุนเริ่มแรก ได้เป็นมูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายรวมตลอดอายุของโครงการ จากนั้นนำมาหักลบกัน จะได้เป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ซึ่งมีสูตรการคำนวณแสดงดังสมการที่ 4.36

$$NPV = PV.Benefit - PV.Cost \quad (4.36)$$

$$= \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} = B_0 - C_0 + \frac{B_1 - C_1}{(1+i)^1} + \frac{B_2 - C_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{B_n - C_n}{(1+i)^n}$$

โดยที่

$$PV.Benefit = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} = B_0 + \frac{B_1}{(1+i)} + \frac{B_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+i)^n} \quad (4.37)$$

$$PV.Cost = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} = C_0 + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad (4.38)$$

เมื่อ B_0 คือ รายได้สุทธิของโครงการปีที่ 0 มีค่าเท่ากับศูนย์

C_0 คือ รายจ่ายของโครงการปีที่ 0 หรือเงินลงทุนเริ่มแรก

ในการศึกษาหากประมาณให้รายได้ต่อปีและรายจ่ายต่อปีที่เกิดขึ้นในอนาคตจากปีที่ 1 จนถึงสิ้นสุดอายุของโครงการมีค่าเท่ากันทุกปีแล้ว การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของรายได้ต่อปีรวม

และมูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายต่อปีรวม ตลอดอายุของโครงการ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 4.39 และ 4.40 ตามลำดับ

$$PV.Benefit = \sum_{t=1}^n \left[\frac{B_t}{(1+i)^t} \right] \quad (4.39)$$

$$PV.Cost = CC + \sum_{t=1}^n \left[\frac{C_t - Cost_D}{(1+i)^t} \right] \quad (4.40)$$

จากสมการที่ 4.40 จะเห็นว่าได้นำค่าเสื่อมราคามาลบออกจากรายจ่ายต่อปีดังกล่าวข้างต้น ทั้งนี้ เนื่องจากในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันจะคิดเฉพาะในส่วนของเงินสดที่จ่ายออกไปเท่านั้น

การใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิในการวิเคราะห์ผลตอบแทนที่จะได้รับการลงทุนโครงการ ทำให้เห็นผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของรายได้และรายจ่ายของโครงการ โครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก นั่นคือ โครงการมีรายได้มากกว่ารายจ่าย จึงเป็นโครงการที่มีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ สำหรับโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นลบ ซึ่งก็คือ โครงการที่มีรายจ่ายมากกว่ารายได้ จึงเป็นโครงการที่ไม่เหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์

ดัชนีชี้วัดความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ นอกเหนือจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ยังมีดัชนีชี้วัดอีก 2 ตัว คือ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน ซึ่งจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

4.4.5 อัตราผลตอบแทนภายใน

อัตราผลตอบแทนภายใน(Internal Rate of Return) คือ อัตราผลตอบแทนที่มีผลทำให้มูลค่าปัจจุบันของรายได้ต่อปีรวมตลอดอายุของโครงการเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายต่อปีรวมตลอดอายุของโครงการ ค่าอัตราผลตอบแทนภายในทำให้ทราบว่าตลอดอายุของโครงการมีกำไรเมื่อเทียบเป็นร้อยละคิดเป็นเท่าไรของเงินลงทุนเริ่มแรก

จากการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิดังได้กล่าวมาแล้วข้างต้น จะเห็นว่า ในการคำนวณจะต้องกำหนดอัตราผลตอบแทนซึ่งอาจจะกำหนดได้จากร้อยละของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ เป็นต้น แต่ในการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายใน เราจะต้องคำนวณหาอัตราผลตอบแทนจากสมการที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ สามารถนำมาเขียนได้ดังสมการที่ 4.41

$$B_0 + \frac{B_1 - C_1 + Cost_D}{(1+IRR)} + \frac{B_2 - C_2 + Cost_D}{(1+IRR)^2} + \dots + \frac{B_n - C_n + Cost_D}{(1+IRR)^n} = CC \quad (4.41)$$

ในการคำนวณหาค่า IRR จากสมการที่ 4.41 ค่อนข้างยุ่งยากมากกว่าการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ โดยเริ่มต้นจะสมมติค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ขึ้นมา 1 ค่า จากนั้นแทนค่าลงในสมการที่ 4.41 หากค่าด้านซ้ายมีค่าน้อยกว่าด้านขวาของสมการจะลดค่า IRR ลงทีละ 1 แต่หากมีค่ามากกว่าจะเพิ่มค่า IRR ให้มากขึ้นทีละ 1 ทำเช่นนี้ไปจนกระทั่งได้ค่า IRR_1 มากที่สุดที่ทำให้ค่าด้านซ้ายมีค่ามากกว่าค่าด้านขวาของสมการ และค่า IRR_2 น้อยที่สุดที่ทำให้ค่าด้านซ้ายมีค่าน้อยกว่าค่าด้านขวาของสมการ จะได้ค่า IRR_2 และ ค่า IRR_1 ที่มีค่าแตกต่างกันเท่ากับ 1 จากนั้นใช้วิธี Interpolation method เพื่อประมาณค่า IRR ที่มีค่าอยู่ระหว่างค่า IRR_1 และค่า IRR_2 ผลการคำนวณจะได้ค่า IRR ที่ทำให้ค่าด้านซ้ายมีค่าประมาณเท่ากับด้านขวาของสมการ

การใช้อัตราผลตอบแทนภายในวิเคราะห์ผลตอบแทนที่จะได้รับจากการลงทุนโครงการ ถ้าอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการมีค่าสูงกว่าอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่กำหนดไว้ เช่น สูงกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ อาจถือว่าเป็นโครงการที่มีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ไว้

4.4.6 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน (Benefit-Cost Ratio) คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของรายได้ต่อปีรวมตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายต่อปีรวมตลอดอายุของโครงการ กับเงินลงทุนเริ่มแรก อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนเป็นดัชนีชี้วัดเชิงเศรษฐศาสตร์ที่ทำให้ทราบว่าตลอดระยะเวลาดำเนินการของโครงการมีรายได้คิดเป็นจำนวนกี่เท่าของรายจ่าย

การคำนวณอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$B - C \text{ Ratio} = \frac{PV \cdot \text{Benefit}}{PV \cdot \text{Cost}} \quad (4.42)$$

จากสมการที่ 4.42 ตัวเศษคือ มูลค่าปัจจุบันของรายได้ต่อปีรวมตลอดอายุของโครงการ ตัวส่วนคือ มูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายต่อปีรวมตลอดอายุของโครงการ คำนวณได้จากสมการที่ 4.39 และ 4.40 ตามลำดับ

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน เป็นวิธีที่มีประโยชน์ต่อการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ ถ้าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนมีค่ามากกว่าหนึ่ง ถือว่าเป็นโครงการที่มีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ต่อการลงทุน และหากมีค่าน้อยกว่าหนึ่ง เป็นโครงการที่ไม่เหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ต่อการลงทุน

จากดัชนีชี้วัดในเชิงเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบัน อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน ดังได้กล่าวมาแล้วข้างต้น จะเห็นว่า ดัชนีแต่ละตัวมี

ความสัมพันธ์กับการคำนวณมูลค่าปัจจุบันทั้งสิ้น หากนำมาอธิบายความสัมพันธ์ระหว่างดัชนีชี้วัดทั้ง 3 ดัชนี เพื่อประกอบการตัดสินใจลงทุน สามารถเขียนสรุปได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ความสัมพันธ์ระหว่างดัชนีชี้วัดเชิงเศรษฐศาสตร์และการตัดสินใจลงทุน

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value)	อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return)	อัตราส่วน ผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน (Benefit-Cost Ratio)	การตัดสินใจ ลงทุน
> 0	> อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	> 1	ลงทุน
< 0	< อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	< 1	ไม่ลงทุน
= 0	= อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	= 1	ไม่ลงทุน

ในบทนี้เราได้ทราบถึงหลักการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ทั้งทางด้านเทคนิคและการประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ ในส่วนของการกำหนดเวลาในการเดินเครื่องได้นำหลักการคำนวณของโปรแกรมเชิงพลวัตเข้ามาใช้ในการศึกษาขนาดกำลังการผลิต การกำหนดเวลาในการเดินเครื่องและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่คำนวณได้ถูกนำไปใช้ในการประเมินความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ ซึ่งได้กล่าวถึงดัชนีชี้วัดที่นำมาใช้ในการประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน เพื่อนำมาใช้ประกอบการตัดสินใจในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพต่อไป

ในบทต่อไปจะกล่าวถึงการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียกรุงเทพมหานคร โดยกรุงเทพมหานครมีระบบบำบัดตะกอนที่สามารถผลิตก๊าซหมัก ซึ่งเป็นก๊าซชีวภาพชนิดหนึ่ง ปัจจุบันก๊าซหมักที่เกิดขึ้นนำไปใช้ในการกวนผสมตะกอนและเผาไหม้ทิ้งโดยเปล่าประโยชน์ ดังนั้นจึงได้ศึกษาการนำก๊าซหมักมาใช้ประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้า รายละเอียดจะกล่าวต่อไป

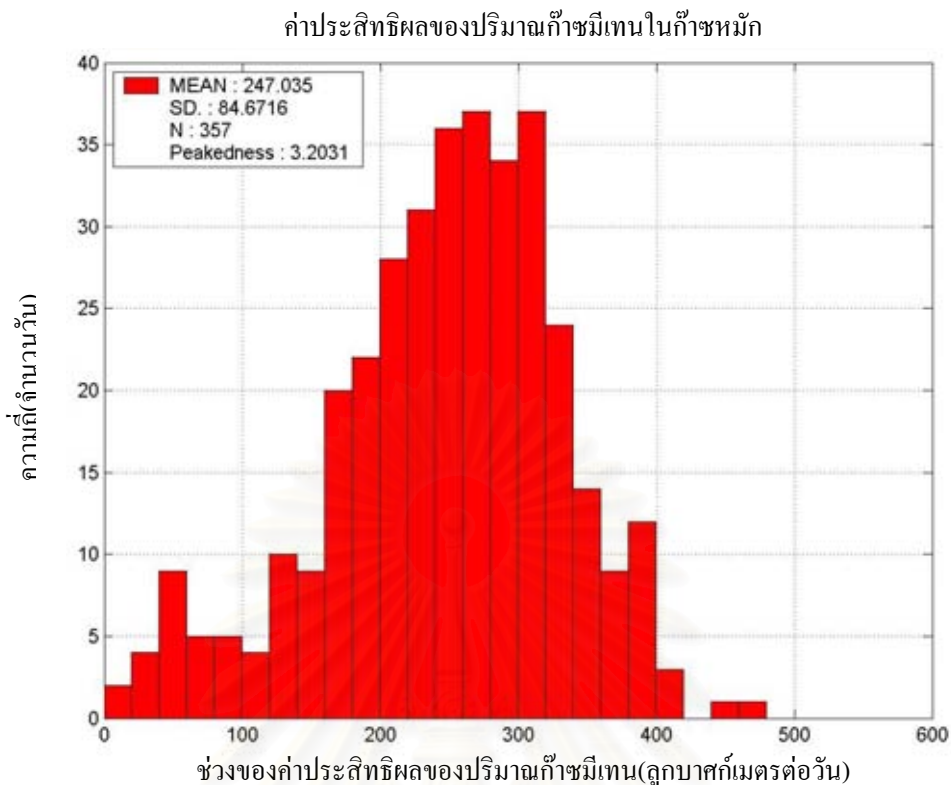
การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร

ในบทนี้จะกล่าวถึงการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร โดยใช้หลักการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ดังได้กล่าวในบทที่แล้ว ในการศึกษาจะทำการพัฒนาโปรแกรมขึ้นมาเพื่อใช้ในการหาขนาดกำลังการผลิต การกำหนดเวลาในการเดินเครื่อง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์จากการผลิตไฟฟ้า ผลจากการศึกษาทำให้ทราบถึงขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสม จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ รวมถึงความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์โดยใช้ดัชนีชี้วัด ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน มีค่าเป็นเท่าใด และมีความเหมาะสมในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานครหรือไม่

5.1 แหล่งที่มาของก๊าซหมัก

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงแหล่งที่มาของก๊าซหมักที่จะนำมาใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้ของการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร โดยพิจารณานำก๊าซหมักจากระบบบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขมมาใช้ ซึ่งเกิดจากการหมักตะกอนน้ำเสียของระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ ดังได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 3 ประกอบด้วย โรงควบคุมคุณภาพน้ำสี่พระยา ช่องนนท์ รัตนโกสินทร์ ทุ่งครุ ดินแดง หนองแขม และระบบบำบัดตะกอน

ข้อมูลปริมาณก๊าซหมักและร้อยละของมีเทนในก๊าซหมักจากระบบบำบัดตะกอนที่จะนำมาใช้ในการหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมกับการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานครในปัจจุบันนั้น เป็นปริมาณก๊าซหมักและร้อยละของมีเทนในก๊าซหมักที่เกิดขึ้นจริงต่อวันจากระบบบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม ตั้งแต่เดือนมกราคม ถึง ธันวาคม พ.ศ.2548 ที่มีการอ่านค่าและบันทึกได้ในแต่ละวันจากเครื่องวัดปริมาณก๊าซ ณ จุดหน้าถังหมัก จากจำนวนข้อมูลที่บันทึกได้จำนวนทั้งสิ้น 365 ข้อมูล มีข้อมูลบางส่วนที่อ่านค่าไม่ถูกต้องอันเนื่องมาจากเครื่องวัดทำงานผิดพลาดจำนวน 8 ข้อมูล คงเหลือข้อมูลปริมาณก๊าซจำนวนทั้งสิ้น 357 ข้อมูล ซึ่งสามารถนำมาสรุปเป็นข้อมูลค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซหมักนำเสนอในรูปแบบของฮิสโตแกรม แสดงดังรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 ฮิสโทแกรมของค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซหมัก

จากรูปที่ 5.1 เป็นรูปฮิสโทแกรมของค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซหมักที่เกิดขึ้นจริงต่อวันจากระบบบำบัดตะกอน ซึ่งคำนวณได้จากผลคูณของปริมาณก๊าซหมักกับร้อยละของมีเทนในก๊าซหมัก โดยที่แกนนอนเป็นแกนของช่วงปริมาณก๊าซมีเทน หน่วยเป็นลูกบาศก์เมตรต่อวัน แกนตั้งเป็นแกนของความถี่ของจำนวนข้อมูลหรือจำนวนวันที่มีปริมาณก๊าซมีเทนเกิดขึ้นซึ่งอยู่ในช่วงปริมาณก๊าซมีเทนนั้นๆ

ในการศึกษาจะนำค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซหมักไปใช้เป็นเชื้อเพลิงของเครื่องต้นกำลังเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า โดยพิจารณาจากการกระจายของค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซหมักที่ได้จากข้อมูลจริงในอดีตตามที่แสดงไว้ในรูปที่ 5.1 ไปใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิคต่อไป

5.2 การศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิคโดยนำค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซหมักมาใช้ในการประเมินหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสม จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยใช้เครื่องต้นกำลัง คือ เครื่องยนต์สันดาปภายใน รายละเอียดการคำนวณจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

5.2.1 เครื่องต้นกำลัง

เครื่องต้นกำลังที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงที่เป็นก๊าซมีเทนจากระบบบำบัดตะกอนของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม ในที่นี้จะเลือกเครื่องต้นกำลังเป็นเครื่องยนต์สันดาปภายใน ทั้งนี้เนื่องจากการเปรียบเทียบคุณลักษณะของระบบผลิตพลังงานร่วม ตามตารางที่ 5.1 พบว่า เครื่องยนต์สันดาปภายในมีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ไปจนถึงเมกะวัตต์ สามารถแบ่งขนาดกำลังการผลิตเป็นขนาดกำลังการผลิตต่างๆ จำนวนหลายๆ เครื่อง ช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ยังสามารถทำงานจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว และปรับขนาดกำลังการผลิตตามความเหมาะสมของปริมาณเชื้อเพลิงได้ รวมทั้งมีประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้าที่สูงเมื่อเปรียบเทียบกับเทคโนโลยีอื่นๆ อีกทั้งราคาและเงินลงทุนในการติดตั้งไม่สูงมาก ทำให้สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาอันสั้น และมีผู้ผลิตจำนวนมากสามารถรับบริการซ่อมบำรุงได้ง่าย

ตารางที่ 5.1 เปรียบเทียบคุณลักษณะของระบบผลิตพลังงานร่วมด้วยเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

คุณลักษณะ	เทคโนโลยีของระบบผลิตพลังงานร่วม			
	กังหันแก๊ส	กังหันแก๊ส ขนาดเล็ก	เซลล์เชื้อเพลิง	เครื่องยนต์ สันดาปภายใน
กำลังการผลิต(กิโลวัตต์)	500-30,000	30-400	100-3,000	30-6,000
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(%)	21-40	14-30	36-50	30-42
ประสิทธิภาพรวม(%)	68-74	64-77	65-75	74-81
อัตราส่วนกำลังไฟฟ้า ต่อความร้อน	0.48-1	0.47-0.63	0.92-1.95	0.6-1.11
เงินลงทุน(บาทต่อกิโลวัตต์)	16,000-36,000	48,000-68,000	160,000-200,000	28,000-48,000
ค่าซ่อมบำรุง (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0.16-0.4	0.32-0.6	0.08-0.6	0.3-0.8
การปลดปล่อยมลพิษ (mg/bhp-hr)	NO _x : < 9-50 CO : < 15-50	NO _x : 9-50 CO : 9-50	NO _x : < 0.02 CO : < 0.01	NO _x : 0.7-13 CO : 1-2

จากตารางที่ 5.1 จะเห็นว่า เมื่อเปรียบเทียบในเชิงเทคนิคของเครื่องยนต์สันดาปภายในกับกังหันแก๊ส เครื่องยนต์สันดาปภายในมีขนาดกำลังการผลิตที่เล็กกว่าได้ รวมทั้งมีประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้าสูงกว่า และเงินลงทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าไม่แตกต่างกันนัก ส่วนกังหันแก๊สขนาดเล็ก มีราคาและเงินลงทุนในการติดตั้งสูงกว่าและมีการใช้งานยังไม่แพร่หลายในประเทศไทย และ

หากเปรียบเทียบกับเซลล์เชื้อเพลิง มีเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายสูงกว่ามาก รวมถึงเชื้อเพลิงที่จะนำมาใช้กับเซลล์เชื้อเพลิงจะต้องเป็นไฮโดรเจนบริสุทธิ์ ทำให้มีค่าใช้จ่ายในส่วนที่นำมาใช้ในการแยกไฮโดรเจนออกจากก๊าซมีเทน และการใช้งานยังไม่แพร่หลายทั้งยังมีผู้ผลิตน้อย อย่างไรก็ตาม เครื่องยนต์สันดาปภายในมีข้อเสีย คือ ค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงที่ค่อนข้างสูงกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับอีก 3 เทคโนโลยีข้างต้น

5.2.2 สมมติฐานและเงื่อนไขที่ใช้

ในการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิคของโครงการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร ใช้สมมติฐานในการศึกษาเป็นดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 สมมติฐานในการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค

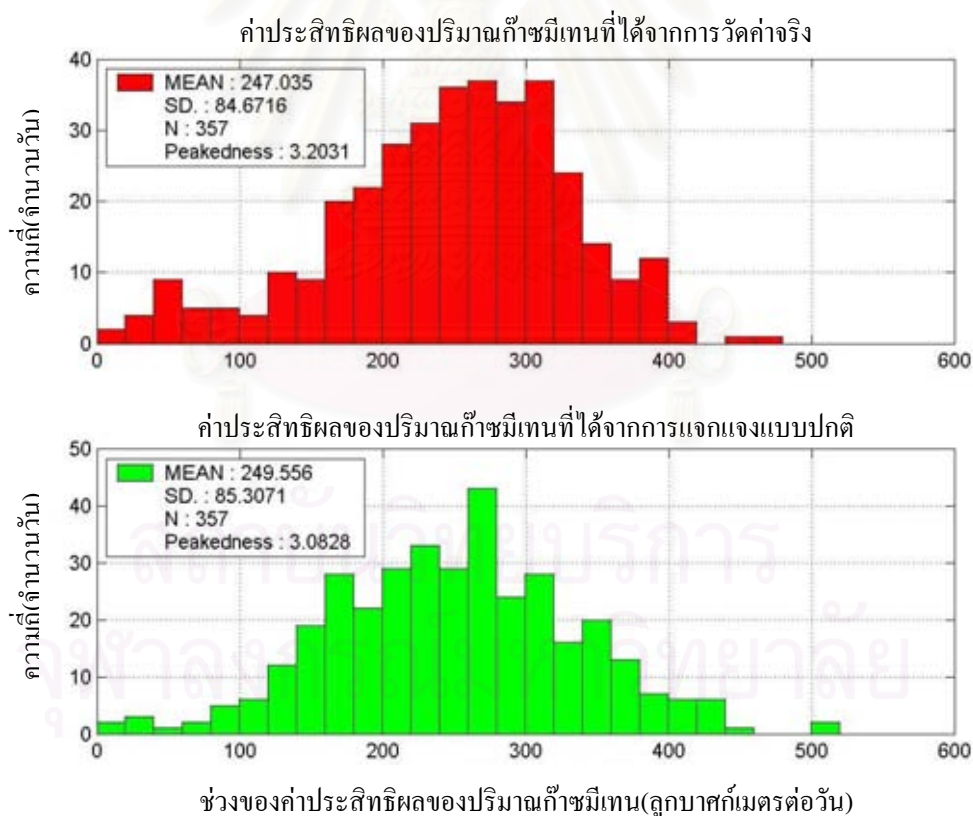
	หน่วย	
เชื้อเพลิง	ก๊าซมีเทนจากก๊าซหมักที่ได้จากตะกอนน้ำเสียของระบบบำบัดตะกอน	
ค่าความร้อนของก๊าซมีเทน	35.8	เมกกะจูลต่อลูกบาศก์เมตร
อัตราค่าไฟฟ้า ประเภทที่ 6 ส่วนราชการ และองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร[34]	แบบ TOU	-
- ช่วง On Peak	2.8408	บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
- ช่วง Off Peak	1.2246	บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
ค่าไฟฟ้าผันแปร*	0.7584	บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
ขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ	100	ลบ.ม.
- ตั้งค่าปริมาณก๊าซสูงสุด(เพื่อเพิ่มความปลอดภัย)	89	ลบ.ม.
ปริมาณก๊าซชีวภาพบรรจุอยู่เริ่มต้นภายในถังเก็บ	89	ลบ.ม.
ร้อยละของมีเทนในก๊าซชีวภาพต่ำสุด	52	%

* ค่าไฟฟ้าผันแปร(F) ณ เดือนกุมภาพันธ์-พฤษภาคม 2549

ข้อมูลจำเพาะของเครื่องยนต์สันดาปภายในที่นำมาใช้ในการศึกษา ประกอบด้วย ข้อมูลที่เกี่ยวข้องทั้งในด้านเทคนิคและด้านการเงิน ได้แก่ ขนาดกำลังการผลิต อัตราการใช้ความร้อน ราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์ และอายุการใช้งาน เป็นต้น ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 7.28 กิโลวัตต์ ถึง 1,020 กิโลวัตต์ ในส่วนของข้อมูลจำเพาะของเครื่องยนต์สันดาปภายในหลัก ที่จะนำมาใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค คือ ขนาดกำลังการผลิต และอัตราการใช้ความร้อน

ส่วนข้อมูลที่จะนำมาใช้ในการประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์ ราคาอาคารและสิ่งปลูกสร้าง ค่าซ่อมบำรุง และอายุการใช้งาน โดยข้อมูลทั้งหมดมีแหล่งที่มา แสดงไว้ในภาคผนวก ก

จากรูปที่ 5.1 จะเห็นว่า ค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนมีการเปลี่ยนแปลงตามปริมาณก๊าซหมักที่เกิดขึ้นจากระบบบำบัดตะกอน ดังนั้นในที่นี้จึงตั้งสมมติฐานให้ค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนเป็นค่าเบบสุ่มที่มีการแจกแจงแบบปกติ(Normal Distribution) เช่นเดียวกันกับค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนที่ได้นำเสนอในรูปของฮิสโตแกรมในรูปที่ 5.1 ซึ่งมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 247 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 84.67 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน หากพิจารณาค่าความโด่งของฮิสโตแกรมข้างต้น ถ้าความโด่งมีค่าเท่ากับ 3 แสดงว่า การแจกแจงของข้อมูลเป็น โค้งปกติ แต่หากมีค่าน้อยกว่า 3 หรือมากกว่า 3 แสดงว่า การแจกแจงของข้อมูลมีลักษณะแบน หรือสูงแหลม ตามลำดับ ทั้งนี้จากการคำนวณค่าความโด่งของรูปที่ 5.1 พบว่า มีค่าความโด่งเข้าใกล้ 3 ซึ่งถือว่าเป็นการแจกแจงแบบปกติ[37] ทั้งนี้หากทำการทดลองสร้างสัญญาณสุ่มนำมาเปรียบเทียบกับค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนซึ่งคำนวณได้จากการวัดค่าจริงเป็นดังรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 เปรียบเทียบค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนที่เกิดขึ้นจริงต่อวันกับ
ค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนที่มีการแจกแจงแบบปกติ

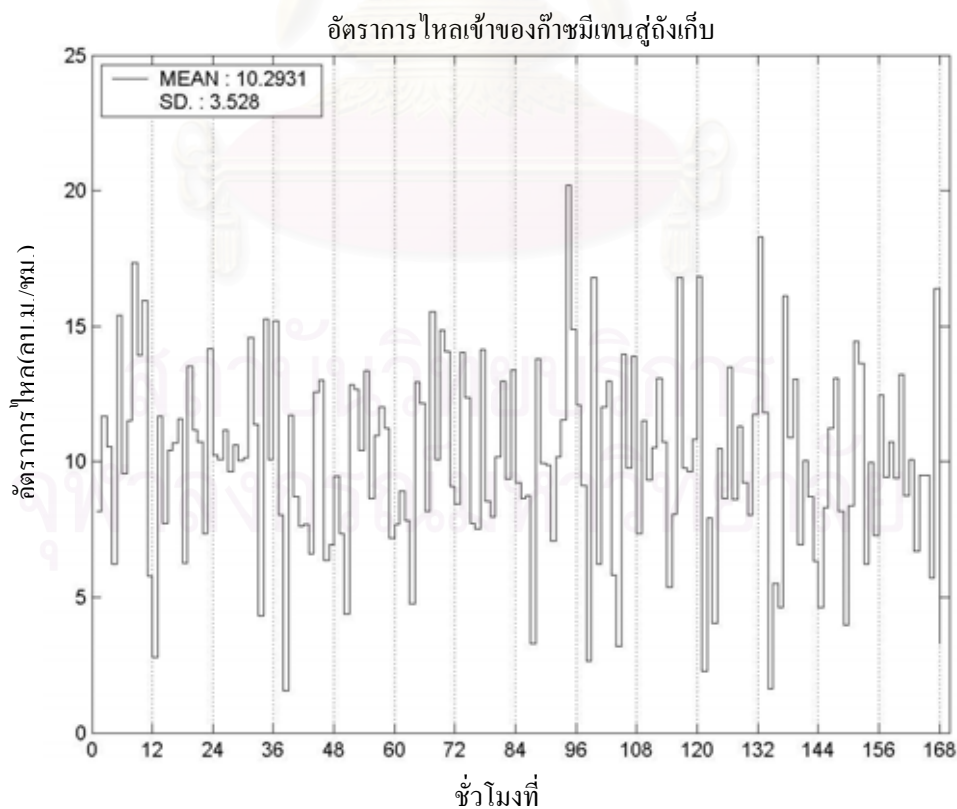
จากรูปที่ 5.2 รูปด้านบน คือ ฮิสโตแกรมของค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนที่ได้จากการวัดค่าจริง ส่วนรูปด้านล่าง คือ ฮิสโตแกรมของค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนที่มีการแจกแจงแบบปกติ โดยที่แกนนอนเป็นแกนของช่วงปริมาณก๊าซมีเทน หน่วยเป็นลูกบาศก์เมตรต่อวัน แกนตั้งเป็นแกนของความถี่ของจำนวนข้อมูลหรือจำนวนวันที่มีปริมาณก๊าซมีเทนเกิดขึ้นซึ่งอยู่ในช่วงปริมาณก๊าซมีเทนนั้นๆ ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่า อัตราการไหลเข้าของก๊าซมีเทนสู่ถังเก็บ ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงค่าตามช่วงเวลานั้น มีการแจกแจงแบบปกติ

ค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนัก และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน ซึ่งมีการแจกแจงแบบปกติข้างต้นจะถูกนำไปใช้ในการคำนวณหาอัตราการไหลเข้าของก๊าซมีเทนสู่ถังเก็บ ซึ่งมีค่าเฉลี่ย และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานเป็นดังสมการที่ 5.1 และ 5.2 ตามลำดับ

$$Q'_{in(mean)} = \frac{247}{24} = 10.3 \text{ m}^3/hr. \quad (5.1)$$

$$Q'_{in(S.D.)} = \frac{84.67}{24} = 3.52 \text{ m}^3/hr. \quad (5.2)$$

ทั้งนี้หากนำค่าเฉลี่ย และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของอัตราการไหลเข้าของก๊าซมีเทนสู่ถังเก็บ นำมาแสดงค่าตามช่วงเวลา เป็นดังรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 อัตราการไหลเข้าของก๊าซมีเทนสู่ถังเก็บ

จากรูปที่ 5.3 อัตราการไหลเข้าของก๊าซมีเทนสู่ถังเก็บข้างต้นจะถูกนำไปใช้ในการคำนวณโปรแกรมเชิงพลวัต เพื่อคำนวณหาเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อไป

5.2.3 ขั้นตอนการคำนวณ

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนการคำนวณหาขนาดกำลังการผลิต จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยจะใช้หลักการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ดังได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 4 และสมมติฐานในการศึกษาตามที่ได้กล่าวในหัวข้อ 5.2.2 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค คือ ขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสม จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานครในปัจจุบัน

ในที่นี้จะใช้ค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซหมักในการคำนวณแทนปริมาณก๊าซชีวภาพจริง เพื่อความสะดวก พร้อมกับเปลี่ยนถังเก็บก๊าซชีวภาพให้เป็นถังเก็บก๊าซมีเทน และปรับขนาดความจุของถังเก็บก๊าซมีเทน (Q'_{max}) ซึ่งมีค่าเท่ากับผลคูณของขนาดความจุของถังเก็บชีวภาพกับร้อยละของมีเทนในก๊าซหมักต่ำที่สุดซึ่งได้การบันทึกค่าจริงในอดีต ทั้งนี้เพื่อให้สอดคล้องกับค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนในก๊าซหมัก ขนาดความจุของถังเก็บก๊าซมีเทนสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 5.3

$$Q'_{max} = 0.52 \times Q_{max} \quad (5.3)$$

ขั้นตอนการคำนวณ สรุปได้ดังนี้

1) กำหนดขนาดกำลังการผลิตที่เลือกใช้ และใช้ข้อมูลค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนเฉลี่ยต่อวันแบบถ่วงน้ำหนักจากรูปที่ 5.1 ข้อมูลจำเพาะของเครื่องยนต์สันดาปภายในจากสมมติฐานข้างต้น ได้แก่ ขนาดกำลังการผลิต และอัตราการใช้ความร้อน นำมาใช้ในการคำนวณหาอัตราการผลิตเชื้อเพลิงของเครื่องยนต์สันดาปภายในของรุ่นนั้นๆ ที่กำหนด ตามสมการที่ 5.4

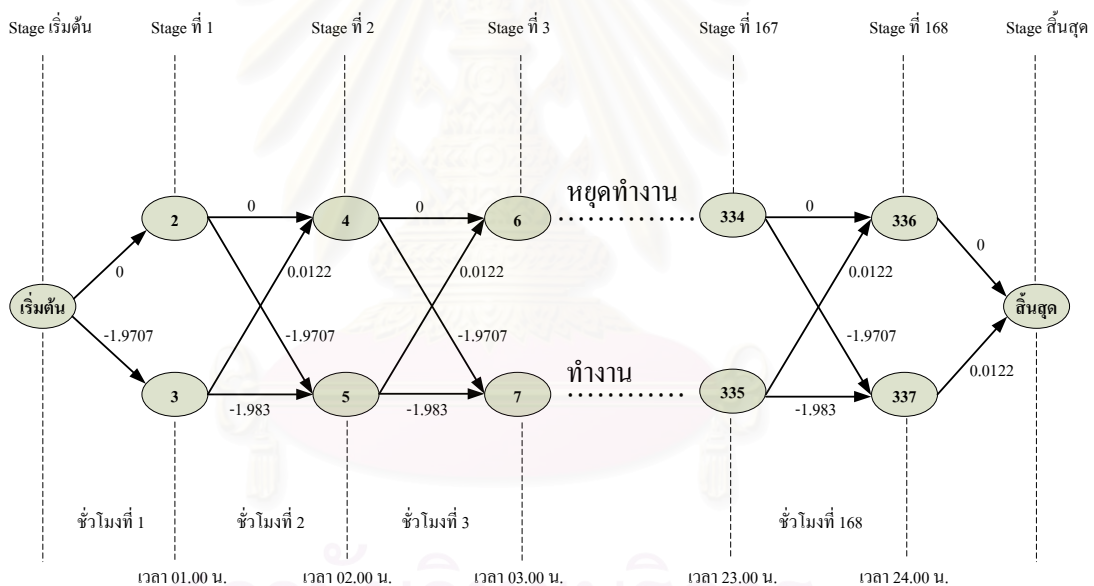
$$f_c(kW_{inst}) = \frac{F_c(kW_{inst}) \times kW_{inst}}{35.8} \quad (5.4)$$

2) อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของเครื่องยนต์สันดาปภายในของแต่ละรุ่นตามสมการที่ 5.4 และค่าประสิทธิผลของปริมาณก๊าซมีเทนเฉลี่ยต่อวันแบบถ่วงน้ำหนักจากรูปที่ 5.1 จะถูกนำมาใช้ในการคำนวณหาอัตราการไหลออกของก๊าซมีเทนจากถังเก็บ ตามสมการที่ 5.5

$$Q_{out} = \begin{cases} 0 & : \text{หากเครื่องยนต์หยุดทำงาน} \\ f_c(kW_{inst}) & : \text{หากเครื่องยนต์ทำงาน} \end{cases} \quad (5.5)$$

3) กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าและค่าไฟฟ้าผันแปร เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณรายได้สุทธิต่อปีตลอดอายุของโครงการ โดยในการศึกษาอัตราค่าไฟฟ้าได้คิดตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าจำแนกตามกิจการไฟฟ้า อยู่ในหมวด TOU หรืออัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาใช้งาน ประเภทที่ 6 ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร[34] ทั้งนี้เนื่องจากกรุงเทพมหานครเป็นส่วนราชการ จึงจัดอยู่ในประเภทดังกล่าวข้างต้น

4) เขียนแผนผังของโปรแกรมเชิงพลวัต ในการคำนวณหาเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง โดยใช้หลักการตามที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 4 หากนำมาเขียนในรูปของแผนผังของโปรแกรมเชิงพลวัตจะเป็นดังรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 แผนผังของโปรแกรมเชิงพลวัตของการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใน 168 ชั่วโมง

5) คำนวณหาเวกเตอร์เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยย้อนกลับจากจุดสิ้นสุดตามเส้นทางที่คำนวณได้ไปยังจุดเริ่มต้น จากนั้นตัดองค์ประกอบตัวที่หนึ่ง และองค์ประกอบตัวสุดท้ายของเวกเตอร์เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกเหลือองค์ประกอบของเวกเตอร์เส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสิ้น 168 องค์ประกอบ หมายเลขคู่แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดทำงาน ส่วนหมายเลขคี่แทน

สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงาน ฉะนั้นจะได้เวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ ชั่วโมงที่ 1 ถึง ชั่วโมงที่ 168 ซึ่งแต่ละองค์ประกอบของเวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มี 2 สถานะ คือ 1 และ 0

6) นำเวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ ชั่วโมงที่ 1 ถึง ชั่วโมงที่ 168 จากข้อ 5 และขนาดกำลังการผลิตจากข้อ 1 มาคำนวณหาจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องต่อสัปดาห์ และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อสัปดาห์ ตามลำดับ

5.2.4 ผลการศึกษา

ผลการคำนวณหา จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องต่อสัปดาห์ และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อสัปดาห์ โดยใช้แผนผังโปรแกรมเชิงพลวัตจากรูปที่ 5.4 ที่ขนาดกำลังการผลิตต่างๆ กันของเครื่องยนต์สันดาปภายในจากฐานข้อมูลทั้งหมดในภาคผนวก ก สามารถนำมาสรุปได้ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 สรุปจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่ขนาดกำลังการผลิตต่างๆ กันของเครื่องยนต์สันดาปภายในต่อสัปดาห์

ขนาดกำลังการผลิต (กิโลวัตต์)	จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง (ชั่วโมง/สัปดาห์)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/สัปดาห์)
7.28	166	1,208
10.64	165	1,756
16.24	160	2,598
24	147	3,528
32	140	4,480
36	130	4,680
48	101	4,848
52	95	4,940
64	78	4,992
70.4	73	5,139
100	54	5,400
224	0	0
475.2	0	0
760	0	0
1,020	0	0

จากตารางที่ 5.3 ขนาดกำลังการผลิต, จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องต่อสัปดาห์ และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อสัปดาห์ จะถูกนำไปใช้ในการประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้าโดยคำนวณหาดัชนีชี้วัด ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนต่อไป

5.3 การประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะนำผลการศึกษาด้านเทคนิคข้างต้นมาใช้ในการประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า โดยมีดัชนีชี้วัด ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน การประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้ามีหลักเกณฑ์ในการพิจารณาเลือกโครงการที่เหมาะสมที่สุด โดยใช้อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนเป็นตัวชี้วัด ซึ่งอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนจะต้องมีค่ามากกว่า 1

5.3.1 สมมติฐานและเงื่อนไขที่ใช้

ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร โดยใช้ดัชนีชี้วัด ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน ใช้สมมติฐานในการศึกษาเป็นดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 สมมติฐานในการศึกษาเพื่อประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า

		หน่วย
จำนวนสัปดาห์เดินเครื่อง	52	สัปดาห์ต่อปี
อัตราค่าไฟฟ้า ประเภทที่ 6 ส่วนราชการ และองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร[34]	แบบ TOU	-
- ช่วง On Peak	2.8408	บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
- ช่วง Off Peak	1.2246	บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
ค่าไฟฟ้าผันแปร*	0.7584	บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
ร้อยละของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้**	7.5	เปอร์เซ็นต์
อายุของโครงการ	15	ปี

* ค่าไฟฟ้าผันแปร(F) ณ เดือนกุมภาพันธ์-พฤษภาคม 2549

** ร้อยละของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ประจำวัน¹ที่ 31 มีนาคม 2549

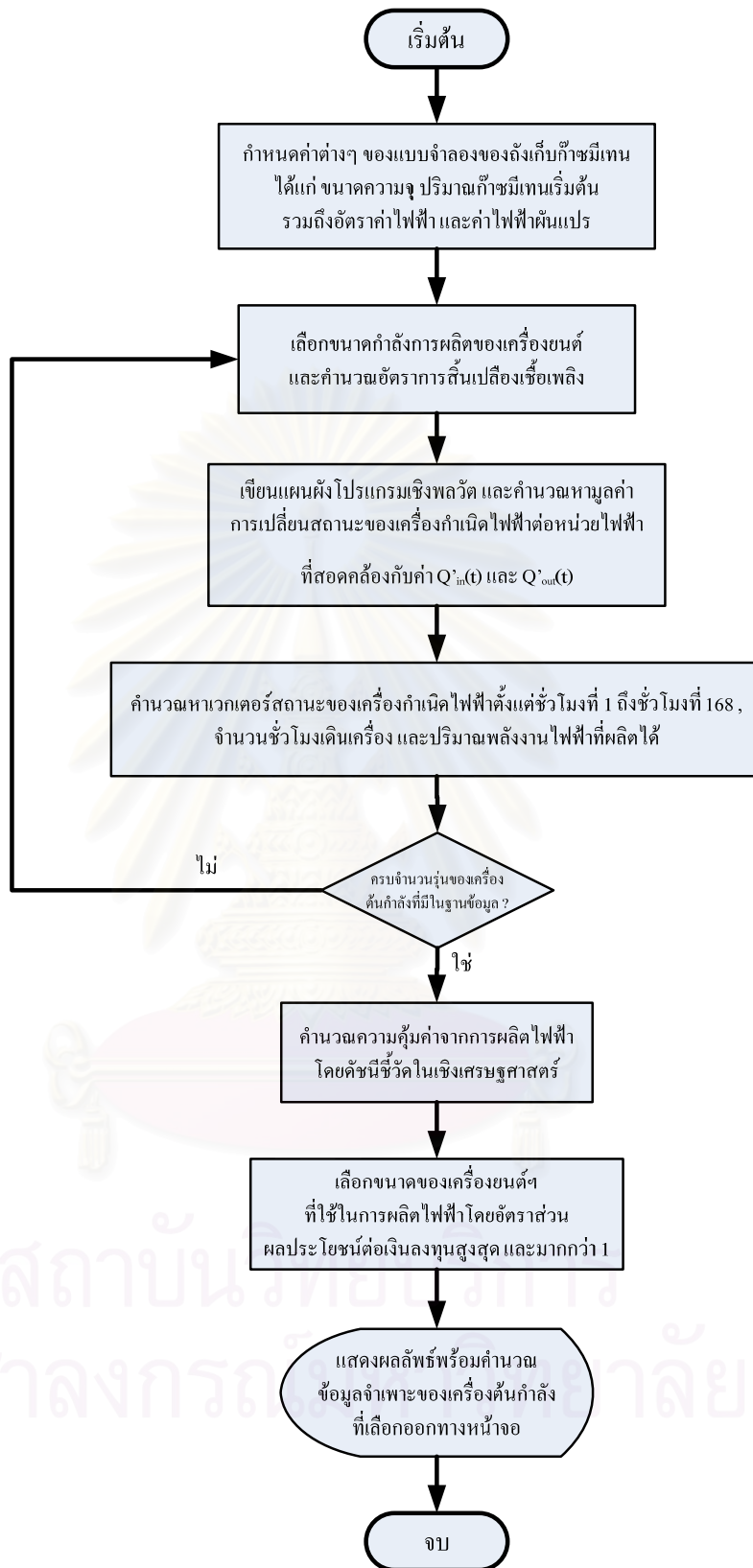
5.3.2 ขั้นตอนการคำนวณ

ผลการประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ได้แก่ ขนาดกำลังการผลิต และเวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 168 รวมถึงอัตราค่าไฟฟ้าและค่าไฟฟ้าผันแปรจากสมมติฐานในการศึกษาข้างต้น จะถูกนำมาใช้ในการคำนวณหารายได้จากการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ โดยใช้สมการที่ 4.23 จากนั้นนำมาคำนวณเป็นรายได้สุทธิต่อปีจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้สมการที่ 4.24 รายจ่ายสุทธิต่อปีโดยใช้สมการที่ 4.33 รายได้สุทธิต่อปี และรายจ่ายสุทธิต่อปีในแต่ละปีตลอดอายุของโครงการจะถูกเปลี่ยนให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน ดังได้กล่าวในบทที่ 4 รวมกับเงินลงทุนเริ่มแรกนำไปใช้ในการคำนวณดัชนีชี้วัดความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนต่อไป

จากขั้นตอนการคำนวณค่าจากการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิคและการประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้าข้างต้น สามารถนำมาเขียนเป็นแผนผังสรุปการคำนวณได้ แสดงดังรูปที่ 5.5



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 5.5 แผนผังการคำนวณของการศึกษาความเป็นไปได้และความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า

5.3.3 ผลการศึกษา

ผลการคำนวณเพื่อประเมินคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าที่ขนาดกำลังการผลิตและสถานะการเดินเครื่องต่อสัปดาห์ต่างๆ กัน สามารถนำมาสรุปได้ดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 สรุปดัชนีชี้วัดความคุ้มค่าการผลิตไฟฟ้าจากระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร ที่ขนาดกำลังการผลิตต่างๆ กัน

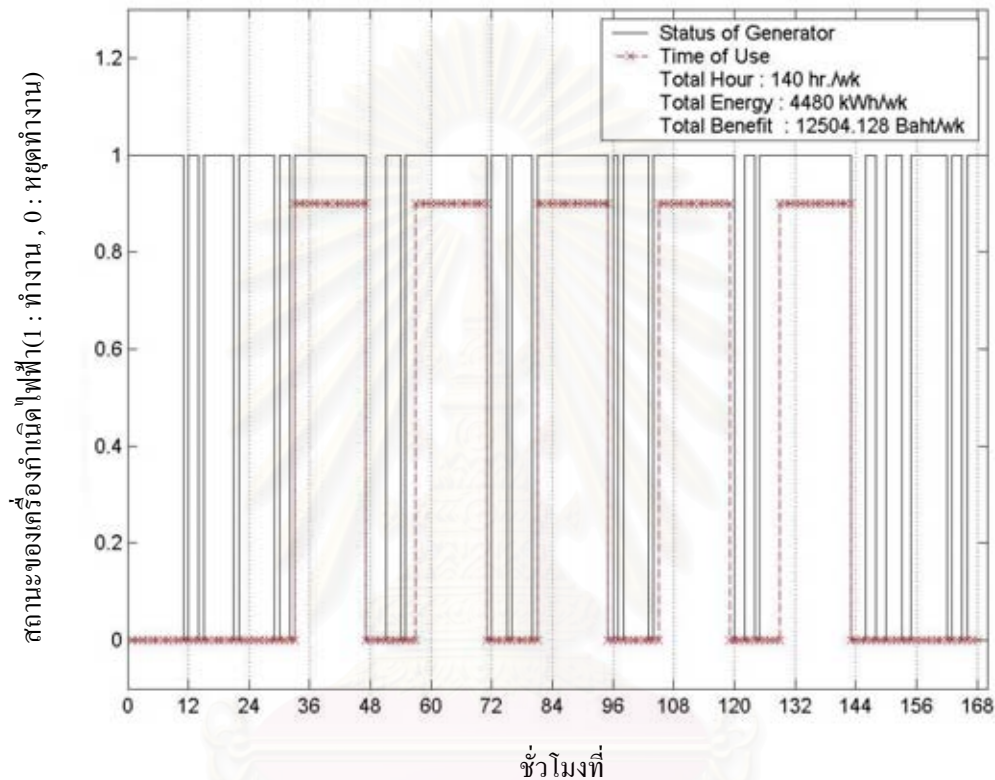
ขนาดกำลังการผลิต (กิโลวัตต์)	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)	อัตราผลตอบแทนภายใน (%)	อัตราส่วนผลประโยชน์ ต่อเงินลงทุน
7.28	N/A	N/A	N/A
10.64	49,070	9.31	1.02
16.24	805,779	27.66	1.34
24	1,408,921	27.06	1.46
32	2,027,593	26.81	1.55
36	2,129,122	25.26	1.54
48	1,624,226	17.68	1.35
52	1,494,175	16.12	1.30
64	952,303	12.07	1.17
70.4	718,067	10.68	1.12
100	-494,388	5.89	0.93
224	N/A	N/A	N/A
475.2	N/A	N/A	N/A
760	N/A	N/A	N/A
1,020	N/A	N/A	N/A

N/A คือ ไม่สามารถคำนวณหาค่าได้เนื่องจากในแต่ละปีรายได้หักลบกับรายได้อื่นๆ มีค่าน้อยกว่าศูนย์

จากตารางที่ 5.5 จะเห็นว่า ผลการคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องยนต์สันดาปภายใน ที่ทำให้อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนสูงสุดและมากกว่าหนึ่ง คือ ขนาดกำลังการผลิต 32 กิโลวัตต์ โดยมีจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเท่ากับ 140 ชั่วโมงต่อสัปดาห์ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 4,480 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อสัปดาห์ และมีดัชนีชี้วัดความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 2,027,593 อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 26.81 และ

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนเท่ากับ 1.55 แสดงให้เห็นว่า มีความคุ้มค่าจากการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้หากนำเวกเตอร์สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตั้งแต่ชั่วโมงที่ 1 ถึงชั่วโมงที่ 168 ของเครื่องยนต์สันดาปภายในขนาดกำลังการผลิต 32 กิโลวัตต์ จากการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิคดังกล่าวข้างต้นมาแสดงเทียบกับอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาแบบ TOU จะได้ดังรูปที่ 5.6

ขนาดกำลังการผลิต 32 กิโลวัตต์ , อัตราการไหลเข้าของก๊าซหมักสู่ถังเก็บ 10.3 ลบ.ม./ชั่วโมง



รูปที่ 5.6 สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 32 กิโลวัตต์ ในช่วงเวลา 1 สัปดาห์ เทียบกับช่วงของอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU

จากรูปที่ 5.6 เส้นสีดำเชื่อมต่อเนื่อง คือ สถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง โดยหมายเลข 1 แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำงาน ส่วน 0 แทนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหยุดทำงาน ในส่วนของเส้นกากบาทและเส้นประไม่ต่อเนื่อง คือ ช่วงเวลาของอัตราค่าไฟฟ้า On peak และ Off Peak ตามลำดับ

ในการประเมินความคุ้มค่าจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ดัชนีชี้วัดในเชิงเศรษฐศาสตร์ดังกล่าวข้างต้น จะต้องวิเคราะห์ห้บลงทุนของการติดตั้งและดำเนินงานของระบบผลิตไฟฟ้าตลอดอายุของโครงการ โดยสามารถแสดงการวิเคราะห์ห้บลงทุนที่ขนาดกำลังการผลิต 32 กิโลวัตต์ ได้ดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 การวิเคราะห์ห้บลงทุนของการติดตั้งและดำเนินงานของระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 32 กิโลวัตต์ จากระบบบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร

		หน่วย
รายละเอียดข้อมูลด้านเศรษฐศาสตร์		
จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องยนต์	140	ชั่วโมง/สัปดาห์
จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องยนต์	7,280	ชั่วโมง/ปี
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	4,480	กิโลวัตต์-ชั่วโมง/สัปดาห์
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	232,960	กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี
ตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า(Plant Factor)	83	เปอร์เซ็นต์
อายุของโครงการ	15	ปี
ค่าใช้จ่ายลงทุน		
เงินลงทุนซื้อเครื่องจักรพร้อมอุปกรณ์	781,000	บาท
เงินลงทุนก่อสร้างอาคารและสิ่งปลูกสร้าง	609,561	บาท
ค่าเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า	22,080	บาท
รวม	1,412,641	บาท
ค่าใช้จ่ายผันแปร		
ค่าซ่อมบำรุงเครื่องจักร	116,480	บาทต่อปี
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า	0	บาทต่อปี
รวม	116,480	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายคงที่		
ค่าเสื่อมราคา	63,432	บาทต่อปี
ค่าใช้จ่ายด้านแรงงาน	144,000	บาทต่อปี
ค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภค	0	บาทต่อปี
รวม	207,432	บาท/ปี
รายรับ		
การขายไฟฟ้า หรือค่าไฟฟ้าที่ลดลง	650,214	บาท/ปี
รวม	650,214	บาท/ปี
การคำนวณประมาณการรายได้ต่อปี		
เงินลงทุนรวม	1,412,641	บาท
รายได้	650,214	บาทต่อปี

รายจ่าย	323,912	บาทต่อปี
กำไรสุทธิ	326,302	บาท/ปี
ดัชนีชี้วัดด้านการเงิน		
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ	2,027,593	บาท
อัตราผลตอบแทนภายใน	26.81	%
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน	1.55	-

จากตารางที่ 5.6 การวิเคราะห์งบประมาณของการติดตั้งและดำเนินงานของระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 32 กิโลวัตต์ จะเห็นว่า ด้วยปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และการจัดการน้ำเสียในปัจจุบันของระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ของกรุงเทพมหานคร แสดงให้เห็นว่า การลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมักนั้น มีความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค โดยมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่เหมาะสม คือ 32 กิโลวัตต์ จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง 140 ชั่วโมง/สัปดาห์ และหากลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ภายในระยะเวลาของโครงการ 15 ปี จะมีความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 2,027,593 บาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 26.81 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนมีค่าเท่ากับ 1.55

จากบทนี้ทำให้เราทราบถึงความเป็นไปได้และความคุ้มค่าในการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากการจัดการน้ำเสียในปัจจุบันและปริมาณก๊าซหมักที่เกิดขึ้นของระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ของกรุงเทพมหานคร ในบทต่อไปจะทำการศึกษาแนวทางพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร ให้มีความคุ้มค่ายิ่งขึ้นต่อไป

บทที่ 6

แนวทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร

ในบทนี้จะกล่าวถึงแนวทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร โดยนำผลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานครจากบทที่ 5 มาเป็นกรณีศึกษาเปรียบเทียบ ในการศึกษาจะนำเสนอแนวทางๆ ได้แก่ การเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ และการเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทน รวมถึงศึกษาความสัมพันธ์เบื้องต้นระหว่างปริมาณก๊าซหมักกับปริมาณน้ำเสียและบีโอดี ผลการศึกษาแนวทางข้างต้น ทำให้ทราบว่า ด้วยการจัดการน้ำเสียในปัจจุบันของกรุงเทพมหานคร จะมีแนวทางใดบ้างที่จะช่วยพัฒนาให้การผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานครมีความคุ้มค่ามากยิ่งขึ้น รายละเอียดจะกล่าวต่อไป

6.1 การเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอแนวทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร คือ การเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ ซึ่งรายละเอียดของถังเก็บก๊าซ ดังได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 4

ในการศึกษาทำการเปลี่ยนค่าขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ (Q_{max}) ในช่วง 89-639 ลูกบาศก์เมตร ใช้อัตราการไหลเข้าของก๊าซชีวภาพสู่ถังเก็บเช่นเดียวกับกรณีฐานจากบทที่ 5 จากนั้นประเมินหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสม รวมถึงจำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์โดยใช้หลักการการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพดังได้กล่าวในบทที่ 4 และสมมติฐานในการศึกษาในบทที่ 5

ผลการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์จากการเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ เป็นดังตารางที่ 6.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.1 ผลการประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์จากการเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ

ลำดับ ที่	ขนาดความจุ ของถังเก็บก๊าซ (ลบ.ม.)	ขนาดกำลัง การผลิต (กิโลวัตต์)	จำนวนชั่วโมง เดินเครื่อง (ชั่วโมง/ปี)	ปริมาณพลังงาน ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (กิโลวัตต์-ชม./ปี)	ตัวประกอบ การผลิตไฟฟ้า (%)	เงินลงทุน เริ่มแรก (บาท)	อายุการ ใช้งาน (ปี)	มูลค่า ปัจจุบัน สุทธิ	อัตรา ผลตอบแทน ภายใน	อัตราส่วน ผลประโยชน์ ต่อเงินลงทุน
1*	89	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
2	139	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
3	189	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
4	239	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
5	289	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
6	339	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
7	389	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
8	439	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
9	489	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
10	539	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
11	589	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
12	639	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55

หมายเหตุ * กรณีฐาน

จากตารางที่ 6.1 จะเห็นว่า หลังจากที่ได้ทำการปรับเปลี่ยนขนาดความจุของถังเก็บก๊าซมีเทน โดยการเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซตั้งแต่ 89 ลูกบาศก์เมตร จนถึง 639 ลูกบาศก์เมตร และคงอัตราการไหลเข้าของก๊าซมีเทนสู่ถังเก็บซึ่งมีการแจกแจงแบบปกติที่มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 10.3 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง และส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 3.52 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน แสดงว่า ด้วยการจัดการน้ำเสียในปัจจุบันของกรุงเทพมหานคร หากมีการเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่เหมาะสมยังคงเท่ากับ 32 กิโลวัตต์ จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเท่ากับ 7,280 ชั่วโมงต่อปี และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 232,960 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปีในทุกกรณี ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่า การเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซไม่ได้ช่วยให้การผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานครมีความคุ้มค่ายิ่งขึ้น

6.2 การเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทน

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอแนวทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร โดยการเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทน โดยในการศึกษาจะทำการเพิ่มค่าเฉลี่ยของปริมาณก๊าซมีเทนประสิทธิผลที่ไหลเข้าสู่ถังเก็บจากกรณีฐานไปทุกๆ 1 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง กล่าวคือ ในช่วงระหว่าง 10.3 – 33.3 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง และกำหนดให้ขนาดความจุของถังเก็บก๊าซมีค่าคงที่ ปริมาณก๊าซมีเทนที่ไหลออกจากถังเก็บจะถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมกับปริมาณก๊าซมีเทนที่มีอยู่ รวมถึงจำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ต่อไป

ผลการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์จากการเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทน เป็นดังตารางที่ 6.2

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.2 ผลการประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์จากการเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทน

ลำดับ ที่	ค่าเฉลี่ยปริมาณ ก๊าซมีเทน ประสิทธิผล (ลบ.ม./ชม.)	ขนาดกำลัง การผลิต (กิโลวัตต์)	จำนวนชั่วโมง เดินเครื่อง (ชั่วโมง/ปี)	ปริมาณพลังงาน ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (กิโลวัตต์-ชม./ปี)	ตัวประกอบ การผลิตไฟฟ้า (%)	เงินลงทุน เริ่มแรก (บาท)	อายุการ ใช้งาน (ปี)	มูลค่า ปัจจุบัน สุทธิ	อัตรา ผลตอบแทน ภายใน	อัตราส่วน ผลประโยชน์ ต่อเงินลงทุน
1*	10.3	32	7,280	232,960	83	1,412,600	15	2,027,600	26.81	1.55
2	11.3	36	7,436	267,696	84	1,628,300	15	2,474,400	27.83	1.61
3	12.3	36	7,748	278,928	88	1,628,300	15	2,621,400	28.92	1.63
4	13.3	48	6,916	331,968	78	2,292,000	15	3,168,300	26.17	1.63
5	14.3	36	7,852	282,672	89	1,628,300	15	2,670,400	29.28	1.64
6	15.3	48	7,696	369,408	87	2,292,000	15	3,765,300	29.31	1.73
7	16.3	48	7,696	369,408	87	2,292,000	15	3,729,700	29.12	1.72
8	17.3	52	7,696	400,192	87	2,526,300	15	4,141,700	29.27	1.74
9	18.3	48	8,112	389,376	92	2,292,000	15	4,026,700	30.67	1.76
10	19.3	52	8,320	432,640	94	2,526,300	15	4,566,500	31.28	1.80
11	20.3	48	8,528	409,344	97	2,292,000	15	4,288,100	32.02	1.80
12	21.3	70.4	7,800	549,120	89	3,493,700	15	6,027,100	30.29	1.84

หมายเหตุ * กรณีฐาน

ตารางที่ 6.2 ผลการประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์จากการเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทน(ต่อ)

ลำดับ ที่	ค่าเฉลี่ยปริมาณ ก๊าซมีเทน ประสิทธิผล (ลบ.ม./ชม.)	ขนาดกำลัง การผลิต (กิโลวัตต์)	จำนวนชั่วโมง เดินเครื่อง (ชั่วโมง/ปี)	ปริมาณพลังงาน ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (กิโลวัตต์-ชม./ปี)	ตัวประกอบ การผลิตไฟฟ้า (%)	เงินลงทุน เริ่มแรก (บาท)	อายุการ ใช้งาน (ปี)	มูลค่า ปัจจุบัน สุทธิ	อัตรา ผลตอบแทน ภายใน	อัตราส่วน ผลประโยชน์ ต่อเงินลงทุน
13	22.3	70.4	8,060	567,424	92	3,493,700	15	6,318,900	31.29	1.87
14	23.3	70.4	7,956	560,102	90	3,493,700	15	6,223,100	30.96	1.86
15	24.3	64	8,320	532,480	94	3,168,800	15	5,854,100	31.75	1.86
16	25.3	64	8,476	542,464	96	3,168,800	15	5,984,800	32.23	1.88
17	26.3	70.4	8,268	582,067	94	3,493,700	15	6,510,600	31.93	1.89
18	27.3	70.4	8,580	604,032	97	3,493,700	15	6,798,100	32.91	1.91
19	28.3	100	7,904	790,400	90	5,050,500	15	9,144,000	31.31	1.93
20	29.3	100	8,008	800,800	91	5,050,500	15	9,280,100	31.63	1.94
21	30.3	100	7,852	785,200	89	5,050,500	15	9,150,100	31.32	1.93
22	31.3	100	8,008	800,800	91	5,050,500	15	9,354,300	31.80	1.95
23	32.3	100	8,216	821,600	93	5,050,500	15	9,626,600	32.44	1.97
24	33.3	100	8,372	837,200	95	5,050,500	15	9,830,800	32.92	1.98

จากตารางที่ 6.2 จะเห็นว่า หลังจากที่ได้ทำการปรับเปลี่ยนปริมาณก๊าซมีเทน โดยการเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทนตั้งแต่ 10.3 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง จนถึง 33.3 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง สามารถวิเคราะห์ได้ว่า ความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์สามารถเพิ่มสูงขึ้นได้ถึง 1.96 โดยมีขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมเท่ากับ 52 กิโลวัตต์ จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเท่ากับ 8,320 ชั่วโมงต่อปี และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 432,640 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี ที่ค่าเฉลี่ยปริมาณก๊าซมีเทนประสิทธิผลเท่ากับ 19.3 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมงซึ่งเป็นค่าสูงสุดที่ได้จากสถิติในอดีต ทั้งนี้หากสามารถเพิ่มค่าเฉลี่ยปริมาณก๊าซมีเทนประสิทธิผลได้สูงถึง 33.3 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง จะทำให้สามารถขยายกำลังการผลิตได้สูงถึง 100 กิโลวัตต์ จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเท่ากับ 8,372 ชั่วโมงต่อปี ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 837,200 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี และมีความคุ้มค่าในการผลิตไฟฟ้าที่อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนเท่ากับ 1.98

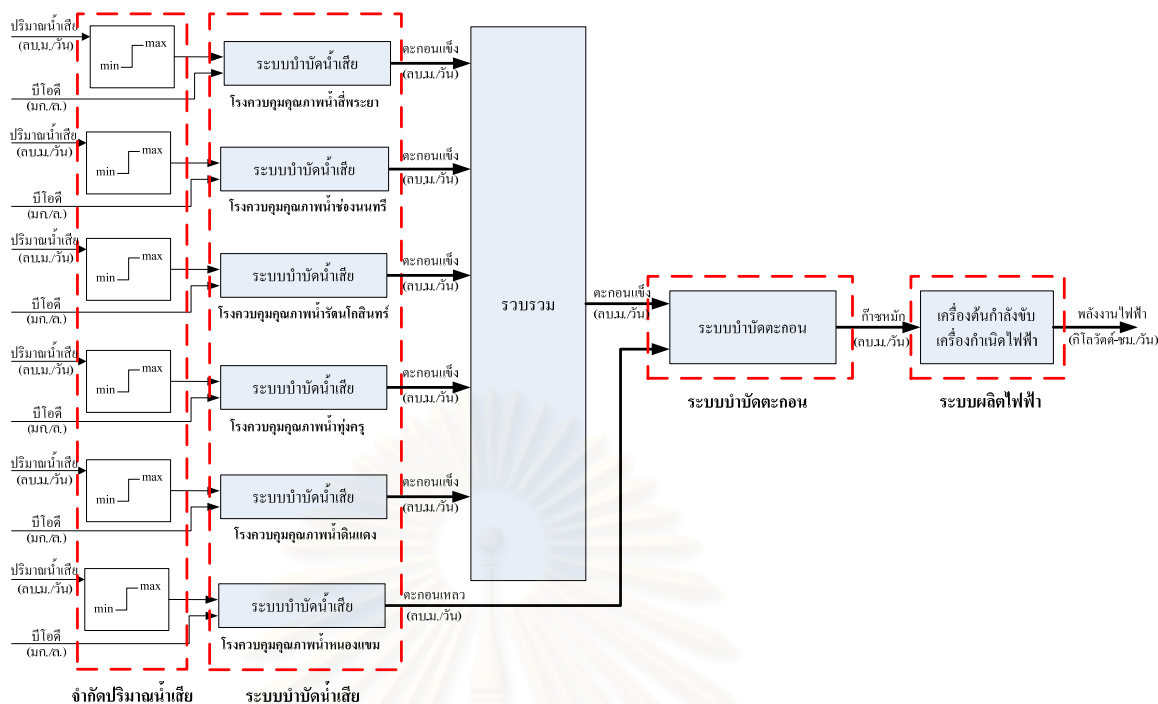
6.3 การศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณก๊าซหมักกับปริมาณน้ำเสียและบีโอดี

ในหัวข้อนี้จะศึกษาความสัมพันธ์เบื้องต้นระหว่างปริมาณก๊าซหมัก กับปริมาณน้ำเสียและบีโอดี โดยแบ่งความสัมพันธ์ออกเป็น 2 ระดับ คือ

- ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณตะกอนน้ำเสียน้ำเสียกับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณระหว่างปริมาณน้ำเสียน้ำเสียกับบีโอดี
- ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณก๊าซหมักกับปริมาณตะกอนเข้าถังหมัก

รูปที่ 6.1 แสดงภาพรวมของการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร ซึ่งสะท้อนความสัมพันธ์ที่กล่าวถึงข้างต้น

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 6.1 แผนผังแสดงภาพรวมการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร

องค์ประกอบของแผนผังข้างต้นซึ่งจะนำมาพิจารณา เพื่อศึกษาความสัมพันธ์ในเบื้องต้น คือ ระบบบำบัดน้ำเสียและระบบบำบัดตะกอน ซึ่งทั้ง 2 ส่วนนี้จะใช้สมการความถดถอย อธิบายความสัมพันธ์ของปริมาณต่างๆ รายละเอียดจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

6.3.1 ระบบบำบัดน้ำเสีย

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการใช้สมการความถดถอย อธิบายความสัมพันธ์ของปริมาณตะกอนน้ำเสีย กับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี ซึ่งในที่นี้ได้กำหนดให้ปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี เป็นตัวแปรอิสระ ส่วนตัวแปรตามเป็นปริมาณตะกอนน้ำเสีย โดยมีรูปแบบของสมการความถดถอยอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรอิสระ และตัวแปรตามเป็นดังสมการที่ 6.1

$$Y = b_1X_1 + b_2X_2 + b_3X_3 + b_0 \tag{6.1}$$

- เมื่อ X_1 คือ ปริมาณน้ำเสีย หน่วยเป็นลูกบาศก์เมตรต่อวัน
- X_2 คือ บีโอดี หน่วยเป็นมิลลิกรัมต่อลิตร
- X_3 คือ ผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี หน่วยเป็นกิโลกรัมต่อวัน

Y คือ ปริมาณตะกอนน้ำเสีย หน่วยเป็นลูกบาศก์เมตรต่อวัน

b_1, b_2, b_3, b_0 คือ สัมประสิทธิ์ค่าคงตัวของสมการความถดถอย

รูปแบบความสัมพันธ์ตามสมการที่ 6.1 สามารถแยกออกเป็น 7 กรณี ดังนี้

- 1) ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำเสียเพียงอย่างเดียว จากสมการที่ 6.1 กำหนดให้ b_2 และ b_3 มีค่าเท่ากับศูนย์
- 2) ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับค่าบีโอดีเพียงอย่างเดียว จากสมการที่ 6.1 กำหนดให้ b_1 และ b_3 มีค่าเท่ากับศูนย์
- 3) ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดีเพียงอย่างเดียว จากสมการที่ 6.1 กำหนดให้ b_1 และ b_2 มีค่าเท่ากับศูนย์
- 4) ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับค่าบีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี จากสมการที่ 6.1 กำหนดให้ b_1 มีค่าเท่ากับศูนย์
- 5) ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำเสีย และผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี จากสมการที่ 6.1 กำหนดให้ b_2 มีค่าเท่ากับศูนย์
- 6) ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำเสีย และค่าบีโอดี จากสมการที่ 6.1 กำหนดให้ b_3 มีค่าเท่ากับศูนย์
- 7) ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี

ผลการคำนวณสัมประสิทธิ์ค่าคงตัวของสมการความถดถอย และค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์(Correlation Coefficient) เพื่อวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระและตัวแปรตาม โดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการบันทึกจริง แสดงไว้ในตารางที่ 6.3

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.3 สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ และสัมประสิทธิ์ค่าคงตัวของสมการความถดถอยระหว่างปริมาณตะกอนน้ำเสียกับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี

ลำดับที่	ตัวแปรอิสระ			ตัวแปรตาม	สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์	สัมประสิทธิ์ค่าคงตัวของสมการความถดถอย			
	ปริมาณน้ำเสีย	บีโอดี	ผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี	ปริมาณตะกอนน้ำเสีย		b_0	b_1	b_2	b_3
1	✓	✗	✗	✓	0.37722	276.43	0.0011353	0	0
2	✗	✓	✗	✓	0.46259	284.15	0	3.348	0
3	✗	✗	✓	✓	0.6322	275.3	0	0	0.031672
4	✗	✓	✓	✓	0.6413	292.88	0	-1.3873	0.039617
5	✓	✗	✓	✓	0.63452	260.4	0.0001918	0	0.030001
6	✓	✓	✗	✓	0.59749	154.81	0.0011382	3.3536	0
7	✓	✓	✓	✓	0.64981	399.48	-0.0008902	-4.3402	0.064286

✓ คือ นำมาพิจารณาเป็นตัวแปรอิสระหรือตัวแปรตามของสมการความถดถอย

✗ คือ ไม่ได้นำมาพิจารณาเป็นตัวแปรอิสระหรือตัวแปรตามของสมการความถดถอย

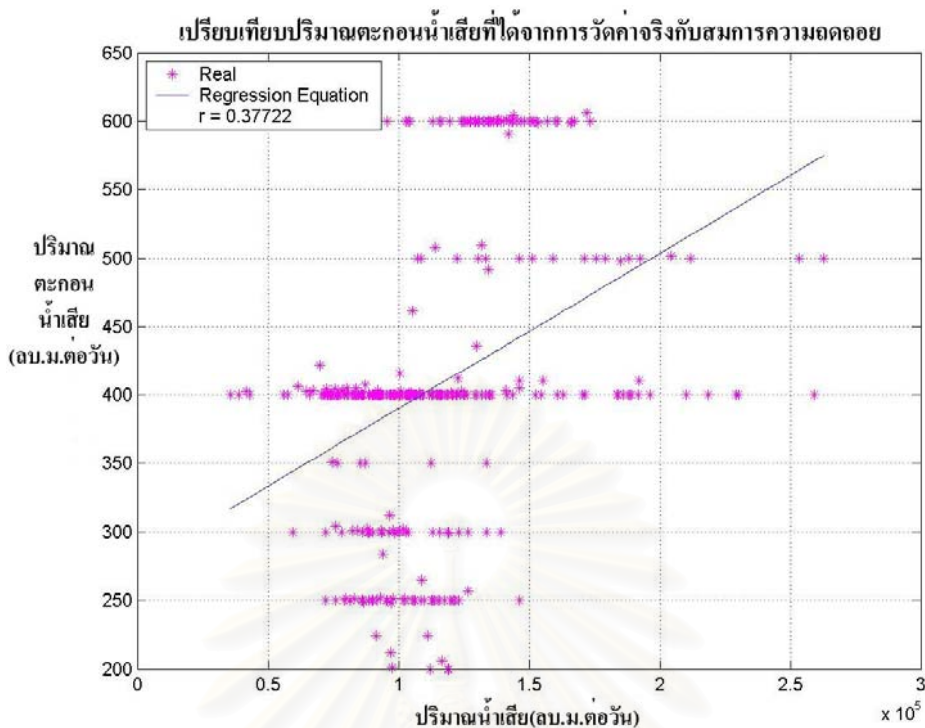
ค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ที่คำนวณได้จะมีค่าอยู่ระหว่าง -1 ถึง 1 ซึ่งสามารถอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรอิสระและตัวแปรตาม ได้ดังนี้

- สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์มีค่าเท่ากับ 1 แสดงว่า ตัวแปรอิสระและตัวแปรตามมีความสัมพันธ์กันอย่างสมบูรณ์ในทิศทางเดียวกัน กล่าวคือ ถ้าตัวแปรอิสระเพิ่มขึ้น ตัวแปรตามเพิ่มขึ้น และถ้าตัวแปรอิสระลดลง ตัวแปรตามลดลง
- สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์มีค่าเท่ากับ -1 แสดงว่า ตัวแปรอิสระและตัวแปรตามมีความสัมพันธ์กันอย่างสมบูรณ์ในทิศทางตรงกันข้าม กล่าวคือ ถ้าตัวแปรอิสระเพิ่มขึ้น ตัวแปรตามลดลง และถ้าตัวแปรอิสระลดลง ตัวแปรตามเพิ่มขึ้น
- สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์มีค่าเท่ากับ 0 แสดงว่า ตัวแปรอิสระและตัวแปรตามไม่มีความสัมพันธ์กัน

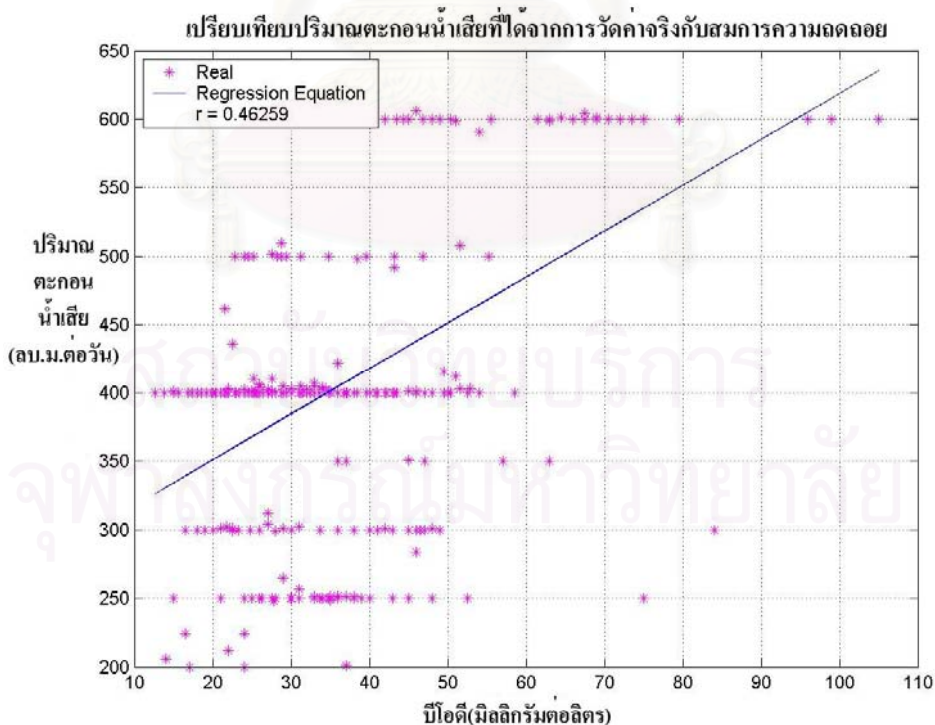
สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ข้างต้น หากนำมาคำนวณหาค่าสัมบูรณ์ จะมีค่าอยู่ระหว่าง 0 และ 1 ซึ่งสามารถอธิบายค่าสัมบูรณ์ดังกล่าวได้ดังนี้[38]

- มีค่าอยู่ระหว่าง 0-0.2 แสดงว่าตัวแปรอิสระและตัวแปรตามไม่มีความสัมพันธ์กันเลย
- มีค่าอยู่ระหว่าง 0.24-0.40 แสดงว่าตัวแปรอิสระและตัวแปรตามมีความสัมพันธ์กันน้อยมาก
- มีค่าอยู่ระหว่าง 0.4-0.6 แสดงว่าตัวแปรอิสระและตัวแปรตามมีความสัมพันธ์กันปานกลาง
- มีค่าอยู่ระหว่าง 0.6-0.8 แสดงว่าตัวแปรอิสระและตัวแปรตามมีความสัมพันธ์กันค่อนข้างสูง
- มีค่าอยู่ระหว่าง 0.8-1 แสดงว่าตัวแปรอิสระและตัวแปรตามมีความสัมพันธ์กันสูงถึงสูงมาก

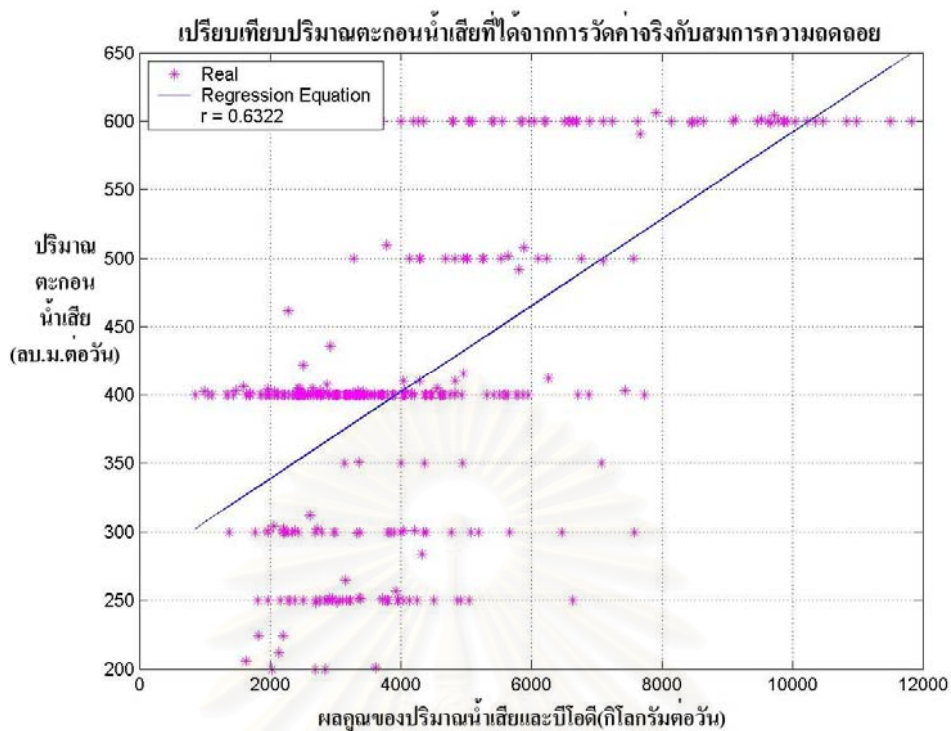
จากตารางที่ 6.3 หากนำตัวแปรตาม คือ ปริมาณตะกอนน้ำเสีย ซึ่งคำนวณได้จากสมการความถดถอยเชิงเส้นมาแสดงเปรียบเทียบกับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียและบีโอดี ตัวใดเพียงตัวหนึ่งเพียงอย่างเดียวเปรียบเทียบกับปริมาณตะกอนน้ำเสียที่ได้จากการวัดค่าจริง แสดงได้ดังรูปที่ 6.2, 6.3 และ 6.4 ตามลำดับ



รูปที่ 6.2 เปรียบเทียบปริมาณตะกอนน้ำเสียจริงกับปริมาณตะกอนน้ำเสียจากสมการความถดถอยเชิงเส้นกรณีที่เหมาะสมทำให้ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำเสียเพียงอย่างเดียว



รูปที่ 6.3 เปรียบเทียบปริมาณตะกอนน้ำเสียจริงกับปริมาณตะกอนน้ำเสียจากสมการความถดถอยเชิงเส้นกรณีที่เหมาะสมทำให้ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับบีโอดีเพียงอย่างเดียว



รูปที่ 6.4 เปรียบเทียบปริมาณตะกอนน้ำเสียจริงกับปริมาณตะกอนน้ำเสียจากสมการความถดถอยเชิงเส้นกรณีที่เหมาะสมทำให้ปริมาณตะกอนน้ำเสียขึ้นอยู่กับผลคูณของปริมาณน้ำเสียและบีโอดีเพียงอย่างเดียว

จากตารางที่ 6.3 ทั้ง 7 กรณีและรูปที่ 6.2-6.4 จะเห็นว่า สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์มีค่าเท่ากับ 0.37722, 0.46259, 0.6322, 0.6413, 0.63452, 0.59749 และ 0.64981 ตามลำดับ ในที่นี้ได้มีหลักเกณฑ์ในการตัดสินใจความสัมพันธ์ของตัวแปรอิสระและตัวแปรตาม โดยหากสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์มีค่าน้อยกว่า 0.8 แสดงว่า ตัวแปรอิสระและตัวแปรตามไม่สัมพันธ์กัน สำหรับความสัมพันธ์ของปริมาณตะกอนน้ำเสียกับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี จะเห็นว่า มีค่าน้อยกว่า 0.8 ดังนั้นความสัมพันธ์ของปริมาณตะกอนน้ำเสียกับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี ซึ่งคำนวณได้จากสมการความถดถอยมีค่าคาดเคลื่อนจากที่ได้จากการวัดค่าจริงมาก แสดงว่า ปริมาณตะกอนน้ำเสียไม่ได้ขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดีในลักษณะที่เป็นเชิงเส้น อีกทั้งยังอาจมีปัจจัยภายนอกอย่างอื่นที่มีผลต่อปริมาณตะกอนน้ำเสียที่เกิดขึ้นด้วย ดังนั้นเราจึงไม่สามารถนำมาเขียนในรูปของสมการความถดถอยเชิงเส้นได้

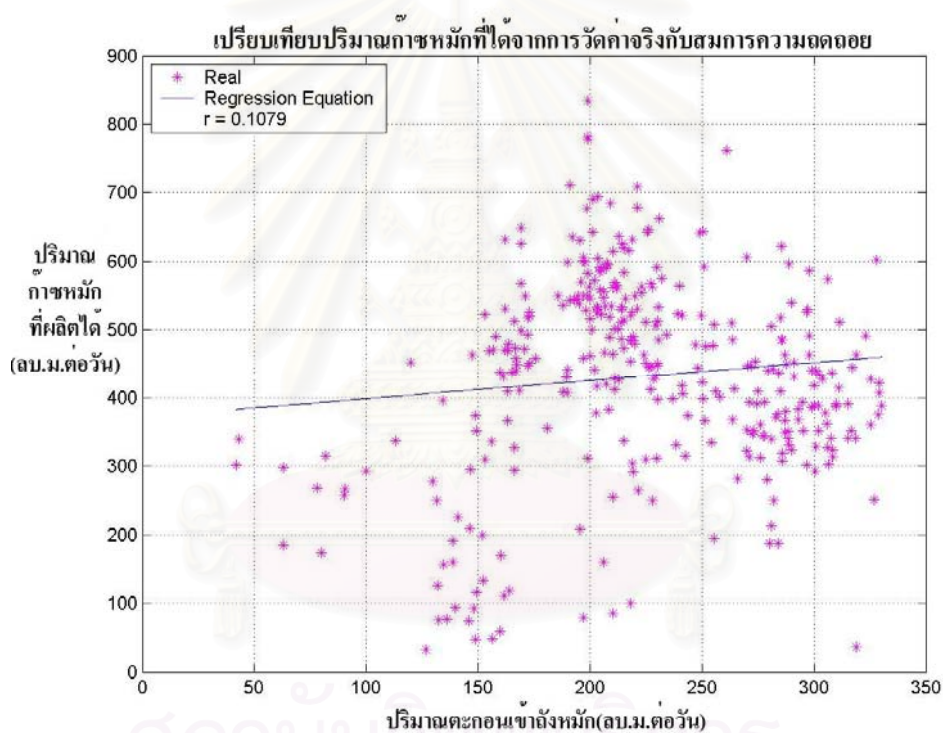
6.3.2 ระบบบำบัดตะกอน

ผลการคำนวณหาสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์และสมการความถดถอยเชิงเส้นของปริมาณตะกอนเข้าถังหมักซึ่งเป็นตัวแปรอิสระกับปริมาณก๊าซหมักซึ่งเป็นตัวแปรตามที่ได้จากการวัดค่า

จริง พบว่า ค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระและตัวแปรตามมีค่าเท่ากับ 0.1079 ซึ่งมีค่าน้อยมาก หากนำมาเขียนในรูปของสมการความถดถอยเชิงเส้น เพื่ออธิบายความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณตะกอนเข้าถังหมักกับปริมาณก๊าซหมัก จะได้ดังสมการที่ 6.1

$$Y = 0.26895X + 371.67 \quad (6.2)$$

จากสมการที่ 6.2 หากนำตัวแปรตาม(Y) คือ ปริมาณก๊าซหมัก และตัวแปรอิสระ(X) คือ ปริมาณตะกอนเข้าถังหมัก ซึ่งคำนวณได้จากสมการความถดถอยเชิงเส้น นำมาแสดงเปรียบเทียบกับปริมาณก๊าซหมักที่ได้จากการวัดค่าจริง แสดงได้ดังรูปที่ 6.5



รูปที่ 6.5 เปรียบเทียบปริมาณก๊าซหมักจริงกับปริมาณก๊าซหมักจากสมการความถดถอยเชิงเส้น กรณีที่สมมติให้ปริมาณก๊าซหมักขึ้นอยู่กับปริมาณตะกอนเข้าถังหมัก

จากรูปที่ 6.5 แสดงให้เห็นว่า ปริมาณก๊าซหมักมิได้ขึ้นอยู่กับปริมาณตะกอนเข้าถังหมักเพียงในลักษณะที่เป็นเชิงเส้น อีกทั้งยังอาจมีปัจจัยภายนอกอื่นที่มีผลต่อปริมาณก๊าซหมักที่เกิดขึ้น ตามปฏิกิริยาทางชีวเคมีภายในถังหมัก ดังนั้นเราจึงไม่สามารถนำมาเขียนในรูปของสมการความถดถอยเชิงเส้นอย่างง่ายได้

จากที่ได้กล่าวมาทั้งหมดข้างต้น ถึงแนวทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานครที่ได้นำเสนอไว้ จะเห็นว่า แนวทางแรก คือ การเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซหมัก เป็นแนวทางที่ไม่มีผลต่อการกำหนดขนาดกำลังการผลิตเลยไม่ว่าจะเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บมากขึ้นเท่าใด แนวทางที่สองเป็นการเพิ่มปริมาณก๊าซหมักที่ไหลเข้าสู่ถังเก็บ เมื่อทำการเพิ่มปริมาณก๊าซหมัก ขนาดกำลังการผลิตจะเพิ่มสูงขึ้นตามปริมาณก๊าซหมักที่เพิ่มสูงขึ้น ส่วนความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณตะกอนน้ำเสียบกับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียบกับบีโอดี และความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณก๊าซหมัก กับปริมาณตะกอนเข้าถังหมัก มีความซับซ้อนเกินกว่าจะใช้แบบจำลองเชิงเส้นอย่างง่าย อธิบายความสัมพันธ์ดังกล่าวเพื่อใช้ในการศึกษาต่อไป จำเป็นต้องมีแบบจำลองแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณตะกอนน้ำเสียบกับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียบกับบีโอดี และแบบจำลองแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณก๊าซหมัก กับปริมาณตะกอนเข้าถังหมักที่มีความถูกต้องเพื่อการศึกษาต่อไป



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

7.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์นี้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของ กรุงเทพมหานคร ซึ่งประกอบด้วย 2 ส่วน คือ การประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ ในส่วนของการประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิคเกี่ยวข้องกับการคำนวณหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสม จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ส่วนความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์เกี่ยวข้องกับการคำนวณหาข้อมูลด้านการเงิน ได้แก่ รายได้ รายจ่าย และดัชนีชี้วัดในเชิงเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน โดยนำผลการประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิคข้างต้นมาใช้ ในที่นี้เชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า คือ ก๊าซหมัก ซึ่งเป็นผลพลอยได้ที่มาจากการหมักตะกอนน้ำเสียในถังหมักของโรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม ตะกอนน้ำเสียที่นำมาใช้เกิดจากการเปลี่ยนน้ำเสียให้เป็นตะกอนน้ำเสียโดยการบำบัดทางชีววิทยาของโรงควบคุมคุณภาพน้ำของระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่ ได้แก่ โรงควบคุมคุณภาพน้ำสี่พระยา ชองนนทรี รัตนโกสินทร์ ดินแดง ทุ่งครุ และหนองแขม ก๊าซหมักจากการหมักตะกอนน้ำเสียจะถูกนำไปผ่านการกำจัดสารเจือปนเพื่อให้ได้ก๊าซมีเทนซึ่งนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยเสนอให้ใช้กับเครื่องยนต์สันดาปภายในเพื่อขับแกนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป

จากการศึกษา สามารถสรุปผลได้ดังนี้

1. ปัจจุบันกรุงเทพมหานครมีน้ำเสียชุมชนในพื้นที่รับผิดชอบในปริมาณมาก กรุงเทพมหานครจึงได้ก่อสร้างระบบบำบัดน้ำเสีย และระบบบำบัดตะกอนขึ้น ผลที่ได้จากการบำบัดน้ำเสีย คือ ตะกอนน้ำเสียจำนวนมาก สามารถนำไปใช้เป็นวัตถุดิบในการหมักให้เกิดก๊าซหมักได้ ลักษณะการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานครสามารถแบ่งออกเป็น 3 ลักษณะ คือ ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์, ระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนแยก และระบบบำบัดน้ำเสียขนาดเล็ก โดยในการศึกษานี้สนใจเฉพาะระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ ผลพลอยได้จากการหมักตะกอนน้ำเสียทำให้เกิดก๊าซหมักที่มีส่วนประกอบของก๊าซมีเทนเป็นหลักซึ่งสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าได้ ปัจจุบันก๊าซหมักที่เกิดขึ้นจากระบบบำบัดตะกอนใช้ในการกวนผสมตะกอนในถังหมัก และเผาไหม้ทิ้งโดยเปล่าประโยชน์ ในงานวิจัยนี้จึงได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร โดยใช้ก๊าซหมักเป็นเชื้อเพลิง

2. เทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมัก ในวิทยานิพนธ์นี้เสนอให้ใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน ทั้งนี้เนื่องจากเครื่องยนต์สันดาปภายในมีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไปจนถึงเมกะวัตต์ ทำให้สามารถใช้งานที่ขนาดกำลังการผลิตต่างๆ จำนวนหลายๆ เครื่อง ช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ยังสามารถทำงานจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว และปรับขนาดกำลังการผลิตตามความเหมาะสมของปริมาณเชื้อเพลิง รวมทั้งมีประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้าสูงกว่าเทคโนโลยีอื่นที่สามารถใช้งานกับก๊าซหมักได้ และราคาและเงินลงทุนในการติดตั้งไม่สูงมากนัก ทำให้สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาอันสั้น ทั้งยังมีผู้ผลิตจำนวนมากสามารถรับบริการซ่อมบำรุงได้ง่าย

3. การประเมินความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ใช้วิธีการโปรแกรมเชิงพลวัตและการคิดมูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU เพื่อคำนวณหาเส้นทางการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์แล้วนำมาคิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปี เพื่อคำนวณความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ ผลที่ได้แสดงให้เห็นว่า ด้วยวิธีการจัดการน้ำเสียปัจจุบันของระบบบำบัดน้ำเสียขนาดใหญ่และระบบบำบัดตะกอนรวมศูนย์ และภายใต้สมมติฐานในการศึกษาที่แสดงไว้ในบทที่ 5 ปริมาณก๊าซหมักที่ปลดปล่อยออกจากถังหมัก หากนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าจะมีความคุ้มค่าการผลิตติดตั้งที่เหมาะสม 32 kW จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่อง 7,280 ชั่วโมงต่อสัปดาห์ และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 232,960 กิโลวัตต์-ชม.ต่อสัปดาห์

4. การศึกษาความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยคำนวณหาเงินลงทุน รายได้ และรายจ่ายจากการผลิตไฟฟ้า แล้วนำไปใช้ในการคำนวณหาดัชนีชี้วัดเชิงเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน ผลการคำนวณ แสดงให้เห็นว่า โครงการที่นำเสนอ จะมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 2,027,593 บาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 26.81 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน 1.55 จึงสามารถสรุปผลได้ว่า ภายในระยะเวลาของโครงการ 15 ปี หากลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซหมักมีความเป็นไปได้และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์

5. การเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซชีวภาพ ซึ่งปัจจุบันมีขนาดความจุ 100 ลูกบาศก์เมตร โดยคงค่าปริมาณก๊าซมีเทนประสิทธิผลเท่ากับค่าที่ประมาณได้จากการจัดการน้ำเสียในปัจจุบันของกรุงเทพมหานคร ผลการศึกษาพบว่า การเพิ่มขนาดความจุของถังเก็บก๊าซ มีได้ช่วยให้การผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซหมักมีความคุ้มค่ายิ่งขึ้น

6. การเพิ่มปริมาณก๊าซมีเทนประสิทธิผลที่ไหลเข้าสู่ถังเก็บ โดยคงค่าขนาดความจุของถังเก็บก๊าซเท่ากับ 100 ลูกบาศก์เมตร ผลการศึกษาพบว่า ช่วยให้โครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซหุงต้มเป็นเชื้อเพลิงมีความคุ้มค่ายิ่งขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับการจัดการน้ำเสียในปัจจุบันของกรุงเทพมหานคร โดยขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่เหมาะสมสามารถเพิ่มได้ถึง 52 กิโลวัตต์ จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง 8,320 ชั่วโมงต่อปี และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 432,640 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 4,566,500 บาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 31.28 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน 1.8 ที่ปริมาณก๊าซมีเทนประสิทธิผลเฉลี่ยเท่ากับ 19.3 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง

7. การศึกษาความสัมพันธ์ของปริมาณตะกอนน้ำเสียกับปริมาณน้ำเสีย บีโอดี และผลคูณของปริมาณน้ำเสียกับบีโอดี สำหรับระบบบำบัดน้ำเสีย และปริมาณก๊าซหุงต้มกับปริมาณตะกอนเข้าถังหมัก สำหรับระบบบำบัดตะกอน โดยใช้สมการความถดถอยเชิงเส้นอย่างง่ายอธิบายความสัมพันธ์ของปริมาณต่างๆ ข้างต้น และใช้สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์วิเคราะห์ พบว่าความสัมพันธ์ดังกล่าวไม่สามารถแสดงได้ด้วยสมการเชิงเส้นได้

7.2 ข้อเสนอแนะ

สำหรับการศึกษาวิจัยที่เกี่ยวข้องต่อไปในอนาคต มีข้อเสนอแนะดังนี้

1. ในการศึกษากำหนดเวลาในการเดินเครื่อง นั้น ในส่วนของแผนผังโปรแกรมเชิงพลวัตของการเปลี่ยนสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถเพิ่มสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในสิ้นสุดแต่ละชั่วโมงได้ หรืออาจจะเพิ่มช่วงเวลาที่พิจารณา ซึ่งจะทำให้ผลการประเมินความเป็นไปได้และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์มีความถูกต้องและแม่นยำมากขึ้น

2. ศึกษาเทคโนโลยีของระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดอื่นเพิ่มเติม นอกเหนือจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน เช่น กังหันแก๊ส กังหันแก๊สขนาดเล็ก เซลล์เชื้อเพลิง ซึ่งสามารถใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิงได้ และนำไปใช้การศึกษาความเป็นไปได้และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ต่อไป

3. ในการศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณก๊าซชีวภาพกับปริมาณน้ำเสียและบีโอดี สามารถพิจารณาปัจจัยภายนอกอย่างอื่นนอกเหนือจากที่ได้นำเสนอไว้ เช่น ปริมาณต่างๆ ในกระบวนการทางชีวภาพของการบำบัดน้ำเสียและบำบัดตะกอน เป็นต้น เพื่อให้สามารถอธิบายความสัมพันธ์ของปริมาณก๊าซชีวภาพกับปริมาณน้ำเสียและบีโอดี ได้อย่างแม่นยำและถูกต้อง ซึ่งจะส่งผลให้การประเมินหาขนาดกำลังการผลิต จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ มีความแม่นยำและถูกต้องมากขึ้น

รายการอ้างอิง

1. ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม,กระทรวง. พระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. ๒๕๓๕[Online]. กรุงเทพมหานคร : กรมควบคุมมลพิษ, แหล่งที่มา : <http://www.pcd.go.th>[28 กุมภาพันธ์ 2549]
2. พลังงาน,กระทรวง. เทคโนโลยีย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน[Online]. กรุงเทพมหานคร : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน(พพ.) ,แหล่งที่มา : <http://www.dede.go.th> [30 มีนาคม 2549]
3. เกษตรและสหกรณ์,กระทรวง. เทคโนโลยีแก๊สชีวภาพ[Online]. กรุงเทพมหานคร : กรมส่งเสริมการเกษตร, แหล่งที่มา : <http://www.doae.go.th>[30 มีนาคม 2549]
4. ศักดิ์ชัย สุริยจันทราทอง. ทฤษฎีพื้นฐานทางชีวภาพ. โครงการบำบัดน้ำเสียรวมระยะที่ 1 ของ กรุงเทพมหานคร,งานฝึกอบรมการเดินระบบบำบัดน้ำเสียภาคทฤษฎี โดย กิจการร่วมค้า บริษัท อินเทอร์เน็ตเนชั่นแนล บลัสเตอร์ จำกัด และ ว.ว.บาว.จีเอ็มพีเอช.กรุงเทพมหานคร
5. George Tchbanoglous, and Franklin L.Burton,Wastewater Engineering Treatment, Disposal, and Reuse. Third Edition. McGraw-Hill International Editions Civil Engineering Series. Singapore : McGraw-Hill,1991.
6. โครงการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์ขนาดกลางและขนาดใหญ่ ระยะที่ 3, “วารสารเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ(BIOGAS TECHNOLOGY CENTER JOURNAL) ปีที่ 1 ฉบับที่ 1 มิถุนายน - กรกฎาคม 2547 ”,สถานเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
7. U.S.Department of Energy,Energy. Anaerobic Digestion[Online]. United State of America : Efficiency and Renewable Energy, Available from : <http://www.eere.energy.gov>[2006,January 4]
8. Miro R. Susta, Biomass Energy Utilization & Environment Protection Commercial Reality and Outlook ,IMTE AG Power Consulting Engineers, Switzerland Peter Luby, INGCHEM, Slovak Republic Dr. Sohif Bin Mat, Transtherm Engineering & Construction Sdn Bhd, Malaysia
9. George Wiltsee and Holly Emerson, CLEAN AND RELIABLE POWER AND HEAT FROM DIGESTER GAS , Ingersoll-Rand Systems Presented at Anaerobic Digester Technology Applications in Animal Agriculture.
10. U.S.Environmental Protection Agency(U.S.EPA).Catalogue of CHP Technologies[Computer file]. United State of America : Environmental Protection Agency, Available from : <http://www.epa.gov>[2005,July 12]

11. Allan,K.,Chambers.,and Ian,Potter.Gas Utilization from Sewage Waste[Computer file]. Carbon and Energy Management, Alverta Research Council,Edmonton,Alberta,T6N 1E4,Canada
12. Federal Ministry of Traffic,Innovation and Technology and the Austrian Energy Agency. Cogeneration(CHP) TechnologyPortrait[Computer file]. Austria : Institute for Thermal Turbomachinery and Machine Dynamics, Available from : <http://energytech.at> [2005,July 7]
13. Jeff Van Voorhis. Biogas Handling & Use[Computer file]. Wisconsin,United State of America : Applied Technologies,Inc., Available from : <http://www.wef.org> [2006,January 27]
- 14 U.S.Department of energy.Combined Heat and Power Market Potential for Opportunity Fuels[Computer file].United State of America : Resource Dynamics Corporation , Available from :<http://www.eere.energy.gov>[2005,July 15]
15. City of Sandiego,California State. Plant Process[Online]. United State of America : Point Loma Wastewater Treatment Plant, Available from: <http://www.sandiego.gov>[2005,October 19]
16. City of Edmonton,Alberta,Canada. Gold Bar Wastewater Treatment Plant [Online]. Canada : Gold Bar Wastewater Treatment Plant , Available from: <http://www.edmonton.ca>[2005,October 21]
17. Schneider Electric in Canada. Gold Bar Wastewater Treatment Plant [Online]. Canada : Gold Bar Wastewater Treatment Plant, Available from: <http://www.schneider-electric.ca> [2006,January 21]
18. Department of Energy and Environmental Protection Agency.Little/Englewood Wastewater Treatment Plant[Online]. United State of America : Intermountain CHP Center, Available from: <http://www.intermountainchp.org>[2006,January 24]
19. City of Littleton, and City of Englewood,Colorado. Littleton/Englewood Wastewater Treatment Plant Process[Online]. United State of America : Littleton/Englewood Wastewater Treatment Plant , Available from: <http://www.engagewood.org>[2005,October 21]
20. Listing of Water and Wastewater Plants throughout North America and some of all around the world[Online]. Available from: <http://www.sewage.net>[2005,October 12]
21. Gloversville-Johnstown Joint Wastewater Treatment Facilities. Gloversville-Johnstown Joint Wastewater Treatment Process[Online]. United State of America : City of Gloversville, City of Johnstown,New York, Available from : <http://www.g-jwastewater.com>[2005,October 21]

22. New York City and Buffalo Regional Offices. Gloversville-Johnstown Joint Wastewater Treatment Plant[Online]. United State of America : New York Energy Research and Development Authority, Available from: <http://www.nyserda.org>[2005,October 25]
23. George,Wiltsee.,and Holly,Emerson,CLEAN AND RELIABLE POWER AND HEAT FROM DIGESTER GAS, Ingersoll-Rand Systems Presented at Anaerobic Digester Technology Applications in Animal Agriculture.
24. California Power Partners, Inc. Biogas Project[Online]. United State of America : California Power Partners, Inc, Available from : <http://www.calpwr.com>[2005,August 9]
25. กรุงเทพมหานคร. การจัดการและแก้ไขปัญหาหนี้เสียของกรุงเทพมหานคร. กรุงเทพมหานคร : สำนักการระบายน้ำ(เอกสารไม่ตีพิมพ์)
26. มหาไทย์,กระทรวง. พระราชบัญญัติควบคุมอาคาร พ.ศ.2522[Online]. กรุงเทพมหานคร : กรมโยธาธิการและผังเมือง, แหล่งที่มา : <http://www.dtcp.go.th>[26 กรกฎาคม 2549]
27. กรุงเทพมหานคร. การจัดการคุณภาพน้ำใน กทม.[Online]. กรุงเทพมหานคร : สำนักการระบายน้ำกรุงเทพมหานคร, แหล่งที่มา : <http://dds.bma.go.th>[16 กุมภาพันธ์ 2549]
28. กรุงเทพมหานคร. โรงควบคุมคุณภาพน้ำสี่พระยา. กรุงเทพมหานคร : สำนักการระบายน้ำ (เอกสารไม่ตีพิมพ์)
29. กรุงเทพมหานคร. โรงควบคุมคุณภาพน้ำช่องนนทรี. กรุงเทพมหานคร : สำนักการระบายน้ำ, (เอกสารไม่ตีพิมพ์)
30. กรุงเทพมหานคร. โรงควบคุมคุณภาพน้ำรัตนโกสินทร์. กรุงเทพมหานคร : สำนักการระบายน้ำ , (เอกสารไม่ตีพิมพ์)
31. กรุงเทพมหานคร. โรงควบคุมคุณภาพน้ำทุ่งครุ. กรุงเทพมหานคร : สำนักการระบายน้ำ, (เอกสารไม่ตีพิมพ์)
32. กรุงเทพมหานคร. โรงควบคุมคุณภาพน้ำดินแดง. กรุงเทพมหานคร : สำนักการระบายน้ำ (เอกสารไม่ตีพิมพ์)
33. กรุงเทพมหานคร. โรงควบคุมคุณภาพน้ำหนองแขม. กรุงเทพมหานคร : สำนักการระบายน้ำ (เอกสารไม่ตีพิมพ์)
34. การไฟฟ้านครหลวง. อัตราค่าไฟฟ้า ประเภทที่ 6 ส่วนราชการและองค์กรไม่แสวงหากำไร [Online]. กรุงเทพมหานคร : การไฟฟ้านครหลวง, แหล่งที่มา : <http://www.mea.or.th>[12 มกราคม 2549]
35. การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก(VSPP)[Computer file]. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2547. แหล่งที่มา : <http://www.eppo.go.th>[25 มกราคม 2549]

36. มหาวิทยาลัยจุฬาลงกรณ์. สถาบันวิจัยพลังงาน ฝ่ายวิจัย. การศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง. แก้ไขเพิ่มเติม มีนาคม 2547
37. วิสาข์ เกษประทุม. ความน่าจะเป็นและสถิติประยุกต์เบื้องต้น. กรุงเทพมหานคร: สำนักพิมพ์ พ.ศ.พัฒนา.
38. Jason Henry, and James Dudley. Correlation Research[Computer file]. United States of American : 2006.



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ภาคผนวก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก

ข้อมูลของเครื่องยนต์สันดาปภายใน

ข้อมูลจำเพาะของเครื่องยนต์สันดาปภายในที่นำมาใช้ในการศึกษา ประกอบด้วย ข้อมูลที่เกี่ยวข้องทั้งในด้านเทคนิคและด้านการเงิน ได้แก่ ขนาดกำลังการผลิต, ระดับแรงดันไฟฟ้า, ตัวประกอบกำลัง, ความถี่, อัตราการใช้ความร้อน, จำนวนลูกสูบ, ความเร็วรอบ ราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์, ราคาอาคารและสิ่งปลูกสร้าง, ค่าซ่อมบำรุง และอายุการใช้งาน ซึ่งมีที่มาจากแหล่งข้อมูล 3 แหล่ง ประกอบด้วย

- 1) ผู้ผลิตเครื่องยนต์สันดาปภายในของยี่ห้อ CATERPILLAR มีข้อมูลที่เกี่ยวข้อง คือ ข้อมูลด้านเทคนิคและด้านการเงิน ได้แก่ ขนาดกำลังการผลิต, ระดับแรงดันไฟฟ้า, ตัวประกอบกำลัง, ความถี่, อัตราการใช้ความร้อน, จำนวนลูกสูบ, ความเร็วรอบ ราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์, ค่าซ่อมบำรุง และอายุการใช้งาน ส่วนข้อมูลที่ไม่มี คือ ราคาอาคารและสิ่งปลูกสร้าง แสดงดังตารางที่ ก.1
- 2) ผู้ผลิตเครื่องยนต์สันดาปภายในของยี่ห้อ PERKINS มีข้อมูลที่เกี่ยวข้อง คือ ข้อมูลด้านเทคนิค ได้แก่ ขนาดกำลังการผลิต, ระดับแรงดันไฟฟ้า, ตัวประกอบกำลัง, ความถี่, จำนวนลูกสูบ และความเร็วรอบ ส่วนข้อมูลที่ไม่มี คือ อัตราการใช้ความร้อน ราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์, ราคาอาคารและสิ่งปลูกสร้าง, ค่าซ่อมบำรุง และอายุการใช้งาน แสดงดังตารางที่ ก.2
- 3) เอกสารอ้างอิง[12] มีข้อมูลที่เกี่ยวข้อง คือ ข้อมูลด้านการเงิน ได้แก่ ราคาอาคารและสิ่งปลูกสร้างซึ่งสัมพันธ์กับขนาดกำลังการผลิต แสดงดังตารางที่ ก.3

ข้อมูลจากแหล่งข้อมูลทั้ง 3 แหล่งจะถูกนำมารวบรวมเข้าด้วยกันให้เป็นข้อมูลด้านเทคนิคและด้านการเงินที่นำมาใช้พิจารณาเพื่อใช้ในการศึกษา ประกอบด้วย ขนาดกำลังการผลิต, ระดับแรงดันไฟฟ้า, ตัวประกอบกำลัง, ความถี่, อัตราการใช้ความร้อน, จำนวนลูกสูบ, ความเร็วรอบ ราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์, ราคาอาคารและสิ่งปลูกสร้าง, ค่าซ่อมบำรุง และอายุการใช้งาน แสดงดังตารางที่ ก.4

จากตารางที่ ก.4 ในส่วนข้อมูลจากผู้ผลิตเครื่องยนต์สันดาปภายในของยี่ห้อ CATERPILLAR ซึ่งสามารถใช้ก๊าซชีวภาพได้และมีจำหน่ายอยู่ในประเทศไทย มีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 70 kW จนถึง 1,020 kW ประกอบด้วย รุ่น G3306, G3406, G3412, G3508 LE, G3512 LE(LP) และ G3516 LE(LP) โดยมีข้อมูลในเชิงเทคนิค ได้แก่ ขนาดกำลังการผลิต, ระดับแรงดันไฟฟ้า, ตัวประกอบกำลัง, ความถี่, อัตราการใช้ความร้อน, จำนวนลูกสูบ และความเร็วรอบ

ซึ่งเป็นข้อมูลที่ได้จากผู้ผลิตทั้งหมด ส่วนของข้อมูลในเชิงการเงิน ได้แก่ ราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์, ราคาอาคารและสิ่งปลูกสร้าง, ค่าซ่อมบำรุง และอายุการใช้งาน โดยราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์, ค่าซ่อมบำรุง และอายุการใช้งาน เป็นข้อมูลที่ได้จากผู้ผลิต ส่วนราคาอาคารและสิ่งปลูกสร้างคำนวณมาจากตารางที่ ก.3 โดยวิธีการ Interpolation/Extrapolation method

ข้อมูลของเครื่องยนต์สันดาปภายในที่มีขนาดกำลังการผลิตซึ่งน้อยกว่า 70 kW เป็นข้อมูลดัดแปลงซึ่งได้จากการใช้วิธีการ Interpolation/Extrapolation method โดยใช้ขนาดกำลังการผลิตจากผู้ผลิตเครื่องยนต์สันดาปภายในของยี่ห้อ PERKINS มีขนาดกำลังการผลิตตั้งแต่ 7.28 kW จนถึง 64 kW ประกอบด้วย รุ่น 3201, 3202, 3203, 3204, 3205, 3206, 3207, 3208 และ 3203 อัตราการใช้ความร้อน เป็นข้อมูลซึ่งได้มาจากวิธีการ Interpolation/Extrapolation method นอกช่วงจากข้อมูลผู้ผลิตเครื่องยนต์สันดาปภายในของยี่ห้อ CATERPILLAR ส่วนของข้อมูลในเชิงการเงิน ได้แก่ ราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์ เป็นข้อมูลซึ่งได้มาจากวิธีการ Interpolation/Extrapolation method จากข้อมูลเครื่องยนต์สันดาปภายในของยี่ห้อ CATERPILLAR เช่นกัน ส่วนค่าอาคารและสิ่งปลูกสร้างคำนวณมาจากตารางที่ ก.3 โดยวิธีการ Interpolation/Extrapolation method เช่นกัน

ข้อมูลของเครื่องยนต์สันดาปภายในจากตารางที่ ก.4 และ ก.5 จะถูกนำไปใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้ในการผลิตไฟฟ้าจากการบำบัดน้ำเสียของกรุงเทพมหานคร

ตารางที่ ก.1 สรุปข้อมูลจำเพาะของเครื่องยนต์สันดาปภายในจากผู้ผลิตเครื่องยนต์สันดาปภายในของยี่ห้อ CATERPILLAR

ข้อมูลด้านต่างๆ	หน่วย	รุ่น					
		G3306	G3406	G3412	G3508 LE	G3512 LE	G3516 LE
ขนาด	เควีเอ	88	125	280	594	950	1275
ระดับแรงดันไฟฟ้า	โวลต์	400	400	400	400	400	400
เพาเวอร์แฟคเตอร์	-	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
ความถี่	เฮิรตซ์	50	50	50	50	50	50
อัตราการใช้ความร้อน(100% Load)	เมกกะจูลต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง	11.6	10.7	10.88	10.35	10.33	10.08
จำนวนลูกสูบ	-	6	6	12	8	12	16
ความเร็วรอบ	รอบต่อนาที	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
เครื่องจักรและอุปกรณ์	บาท	2,200,000	3,300,000	5,500,000	11,550,000	15,400,000	17,600,000
ค่าซ่อมบำรุง(Maintenance cost)	บาทต่อหน่วยไฟฟ้า	0.5	0.5	0.5	0.5	0.25	0.25
ค่าอื่นๆ	บาทต่อหน่วยไฟฟ้า	0	0	0	0	0	0
อายุการใช้งาน	ปี	15	15	15	15	15	15

ตารางที่ ก.2 สรุปข้อมูลจำเพาะของเครื่องยนต์สันดาปภายในจากผู้ผลิตเครื่องยนต์สันดาปภายในของยี่ห้อ PERKINS

ข้อมูลด้านต่างๆ	หน่วย	รุ่น								
		3201	3202	3203	3204	3205	3206	3207	3208	3209
ขนาด*	เควีเอ	9.1	13.3	20.3	30	40	45	60	65	80
ระดับแรงดันไฟฟ้า*	โวลต์	400	400	400	400	400	400	400	400	400
เพาเวอร์แฟกเตอร์*	-	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
ความถี่*	เฮิรตซ์	50	50	50	50	50	50	50	50	50
จำนวนลูกสูบ*	-	4	4	4	4	4	4	4	4	4
ความเร็วรอบ*	รอบต่อนาที	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1500	1500	1,500	1,500

ตารางที่ ก.3 ราคาอาคารและสิ่งปลูกสร้างที่ขนาดกำลังการผลิตต่างๆ กัน[12]

ลำดับ ที่	ค่าใช้จ่าย (\$/kW)	ขนาดกำลังการผลิต(kW)				
		100	300	800	3,000	5,000
1	ค่าใช้จ่ายของโครงการและการก่อสร้าง	235	158	121	95	95
2	ค่าใช้จ่ายด้านวิศวกรรมและค่าธรรมเนียม	129	81	45	41	41
3	ค่าใช้จ่ายของโครงการกรณีเกิดเหตุขัดข้อง	43	34	28	25	25
4	ค่าใช้จ่ายด้านการเงิน	24	25	31	55	55
	รวม	431	298	225	216	216

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ก.4 สรุปข้อมูลด้านเทคนิคของเครื่องยนต์ต้นคาปภายในที่ใช้ในการศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้

ยี่ห้อ	รุ่น	เชื้อเพลิง	กำลัง (kVA)	ตัวประกอบ กำลัง	กำลังการผลิต (kW)	อัตราการใช้ความร้อน (เมกกะจูลต่อหน่วยไฟฟ้า)	อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (ลบ.ม.ต่อ ชม.)	ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า(%)
-	3201	ก๊าซชีวภาพ	9	0.8	7.28	13.52*	4.193	26.627
-	3202	ก๊าซชีวภาพ	13	0.8	10.64	13.42*	6.083	26.825
-	3203	ก๊าซชีวภาพ	20	0.8	16.24	13.25*	9.167	27.170
-	3204	ก๊าซชีวภาพ	30	0.8	24	13.01*	13.302	27.671
-	3205	ก๊าซชีวภาพ	40	0.8	32	12.77*	17.408	28.191
-	3206	ก๊าซชีวภาพ	45	0.8	36	12.65*	19.400	28.458
-	3207	ก๊าซชีวภาพ	60	0.8	48	12.28*	25.110	29.316
-	3208	ก๊าซชีวภาพ	65	0.8	52	12.16*	26.937	29.605
-	3209	ก๊าซชีวภาพ	80	0.8	64	11.79*	32.145	30.534
CAT	G3306	ก๊าซชีวภาพ	88	0.8	70.4	11.6	34.789	31.034
CAT	G3406	ก๊าซชีวภาพ	125	0.8	100	10.7	45.582	33.645
CAT	G3412	ก๊าซชีวภาพ	280	0.8	224	10.88	103.822	33.088
CAT	G3508 LE	ก๊าซชีวภาพ	594	0.8	475.2	10.35	209.522	34.782
CAT	G3512 LE(LP)	ก๊าซชีวภาพ	950	0.8	760	10.33	334.447	34.850
CAT	G3516 LE(LP)	ก๊าซชีวภาพ	1275	0.8	1020	10.08	438.000	35.714

* คือ ข้อมูลที่ได้จากวิธีการ Interpolation/Extrapolation method

ตารางที่ ก.5 สรุปข้อมูลด้านการเงินของรถยนต์คันคาปภายในที่ใช้ในการศึกษาในวิทยานิพนธ์นี้

ยี่ห้อ	รุ่น	เชื้อเพลิง	ราคาเครื่องจักร(บาท)	อาคารและสิ่งปลูกสร้าง(บาท)	รวม(บาท)
-	3201	ก๊าซชีวภาพ	198,000*	143,463*	341,463
-	3202	ก๊าซชีวภาพ	198,000*	208,723*	406,723
-	3203	ก๊าซชีวภาพ	198,000*	316,160*	514,160
-	3204	ก๊าซชีวภาพ	484,000*	462,278*	946,278
-	3205	ก๊าซชีวภาพ	781,000*	609,562*	1,390,562
-	3206	ก๊าซชีวภาพ	924,000*	681,926*	1,605,926
-	3207	ก๊าซชีวภาพ	1,375,000*	893,914*	2,268,914
-	3208	ก๊าซชีวภาพ	1,540,000*	962,874*	2,502,874
-	3209	ก๊าซชีวภาพ	1,980,000*	1,164,646*	3,144,646
CAT	G3306	ก๊าซชีวภาพ	2,200,000	1,269,171*	3,469,171
CAT	G3406	ก๊าซชีวภาพ	3,300,000	1,724,000*	5,024,000
CAT	G3412	ก๊าซชีวภาพ	5,500,000	3,122,560*	8,622,560
CAT	G3508 LE	ก๊าซชีวภาพ	11,550,000	5,178,159*	16,728,159
CAT	G3512 LE(LP)	ก๊าซชีวภาพ	15,400,000	7,017,536*	22,417,536
CAT	G3516 LE(LP)	ก๊าซชีวภาพ	17,600,000	9,143,280*	26,743,280

* คือ ข้อมูลที่ได้จากวิธีการ Interpolation/Extrapolation method

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายเทอดศักดิ์ ทองคำธรรมชาติ เกิดวันที่ 14 มีนาคม พ.ศ. 2522 ที่อำเภอชัยบุรี จังหวัดปทุมธานี สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ในปีการศึกษา 2543 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2547 ปัจจุบันเป็นวิศวกรไฟฟ้า ระดับ 4 สังกัดสำนักงานวิศวกรรมจราจร สำนักการจราจรและขนส่ง กรุงเทพมหานคร



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย