วิทยานิพนธ์

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการลงทุนร่วมเพื่อผลิตไฟฟ้า
แบบพลังความร้อนร่วม: กรณีศึกษาการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
และโรงงานผลิตยางรถยนต์เอ

FEASIBILITY STUDY OF THE JOINT INVESMENT PROJECT
FOR COMBINED HEAT AND POWER
: A CASE STUDY OF PROVINCIAL ELECTRICITY
AUTHORITY AND “A” TIRE MANUFACTURER

นางสาวรวี สกุลพานิช

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
พ.ศ. 2551

ใบรับรองวิทยานิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ)

ปริญญา

เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ	เศรษฐศาสตร์
สาขา	**ภาควิชา**

เรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการลงทุนร่วมเพื่อผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม: กรณีศึกษาการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและโรงงานผลิตยางรถยนต์เอ

Feasibility Study of the Joint Investment Project for Combined Heat and Power: A Case Study of Provincial Electricity Authority and "A" Tire Manufacturer

นามผู้วิจัย นางสาววรี สกุลพานิช

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก .....

(รองศาสตราจารย์ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี, Ph.D.)

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม .....

(รองศาสตราจารย์สันติยา เอกอัคร, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา .....

(รองศาสตราจารย์ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี, Ph.D.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

.....

(รองศาสตราจารย์กัญจนา ธีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ 4 **เดือน** มิถุนายน **พ.ศ.** 2551

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการลงทุนร่วมเพื่อผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม: กรณีศึกษาการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและโรงงานผลิตยางรถยนต์เอ

Feasibility Study of the Joint Investment Project for Combined Heat and Power: A Case Study of Provincial Electricity Authority and “A” Tire Manufacturer

โดย

นางสาวรวี สกุลพานิช

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ)
พ.ศ. 2551

รวี สกุลพานิช 2551: การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการลงทุนร่วมเพื่อผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม: กรณีศึกษาการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและโรงงานผลิตยางรถยนต์เอ ปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ) สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ ภาควิชาเศรษฐศาสตร์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รองศาสตราจารย์ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี, Ph.D. 109 หน้า

การศึกษาในครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อ 1) เพื่อศึกษา สภาพทั่วไปของวิธีการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบพลังความร้อนร่วม และความต้องการใช้พลังงานของโรงงานผลิตยางรถยนต์ 2) ศึกษาถึงต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม ก่อนและภายหลังการร่วมทุน ของโรงงานผลิตยางรถยนต์ 3) เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าในโรงงานผลิตยางรถยนต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยการศึกษาครั้งนี้วิเคราะห์ถึงความคุ้มค่าทางด้านการเงินของโครงการทางด้านมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) โดยกำหนดให้โครงการมีอายุ 15 ปี เริ่มตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 - 2567

ผลการศึกษาถึงผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม ก่อนและภายหลังการร่วมทุนของโรงงานผลิตยางรถยนต์พบว่าเมื่อมีการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมมาใช้ จะทำให้โรงงานผลิตยางรถยนต์ได้รับผลประโยชน์ในการประหยัดค่าใช้จ่ายลง 25.16 ล้านบาทต่อปี คิดเป็นร้อยละ18.49 ของการรับซื้อพลังงานแบบเดิม

ผลการศึกษาด้านการเงินของโครงการโดยใช้อัตราคิดลดร้อยละ 7.13 พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิตั้งแต่เริ่มดำเนินการจนสิ้นอายุโครงการ เท่ากับ 290.20 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 14 และ สัดส่วนระหว่างค่าประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.046 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม มีความคุ้มค่าทางด้านการเงินต่อการลงทุน

เมื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหวโดยการเปลี่ยนปัจจัยต่างๆ จะเห็นได้ว่า หากพิจารณาด้านราคาเงินลงทุน ไม่ว่าจะเพิ่มขึ้นหรือลดลงร้อยละ 10 ผลที่ได้ทำให้โครงการยังคงคุ้มค่าที่จะลงทุน ปัจจัยอีกอย่างหนึ่งที่มีผลกระทบต่อโครงการคือ ราคาขายไฟฟ้า เนื่องจากรายได้หลักของโครงการมาจากการขายไฟฟ้า ถ้าราคาขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 จะทำให้โครงการนี้คุ้มค่ากับการลงทุน และหากราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7 จะทำให้โครงการนี้ไม่คุ้มค่ากับการลงทุน เมื่อทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการด้านต้นทุนและผลประโยชน์ พบว่า โครงการมีความเสี่ยงภัยอยู่ในระดับไม่สูงนัก เนื่องจากค่าที่ได้มีมูลค่าสูงพอสมควร

27/พ.ค./2551

ลายมือชื่อนิสิต ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

Rawee Sakunpanit 2008: Feasibility Study of the Joint Investment Project for Combined Heat and Power: A Case Study of Provincial Electricity Authority and "A" Tire Manufacturer. Master of Economics (Business Economics), Major Field: Business Economics, Department of Economics. Thesis Advisor: Associate Professor Chucheep Piputsitee, Ph.D. 109 pages.

Main objective of this study are 1) to study condition of Combined Heat and Power and analyze the quantity of Tire Manufacturer's energy assumption. 2) to study cost and benefit of Combined Heat and Power Project before and after joint investment of Tire Manufacturer. 3) to study a financial feasibility analysis of the investment project for Combined Heat and Power in Tire Manufacturer of Provincial Electricity Authority. The study was analyzed by using net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and benefit-cost ratio (BCR). The project life is set for 15 years, during 2010 to 2024.

The result of studying the cost and benefit of Combined Heat and Power Project both before and after Joint Investment of Tire Manufacturer founded that after install the Combined Heat and Power and run system, Tire Manufacturer can save cost 25.16 million baht in a year, 18.49 percent of the previous year's energy cost.

The results from the financial study using a 7.13 percent discount rate showed that NPV is 290.20 million baht, IRR is 14 percent and BCR is 1.046. Thus, the project is acceptable for investment.

The result from the sensitivity analysis, by changing the related factors, the analysis showed that an increase or decrease of 10 percent in the investment cost caused the projet still be feasibility. Another factor that affected the financial feasibility is electricity rate, the main income of this project. If it increased by 7 percent, the project is viable. And If it decreased by 7 percent, the project is not acceptable.

The result from the switching value test of project's cost and benefit showed that the high value of testing caused the project still be safe and be in the low risk level.

Rawee. C. Piputsitee 27 / May / 2008

Student's signature Thesis Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

ในการศึกษาและเรียบเรียงวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้สำเร็จลุล่วง ด้วยความกรุณาและความช่วยเหลือจากอาจารย์หลายท่าน ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร. ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก รองศาสตราจารย์ ดร. สันติยา เอกอัคร อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม รองศาสตราจารย์ ดร. โสมสกาว เพชรานนท์ และอาจารย์ ดร. รัชพันธุ์ เชยจิตร ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อเสนอแนะเพื่อปรับปรุงแก้ไขให้มีความถูกต้องและสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบพระคุณเจ้าหน้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทุกท่านที่ให้ข้อมูลอันเป็นประโยชน์แก่ผู้เขียน และขอขอบพระคุณเจ้าหน้าที่โครงการปริญญาโทเศรษฐศาสตร์ธุรกิจทุกท่านที่ช่วยเหลือในการติดต่อประสานงานในเรื่องต่าง ๆ และให้กำลังใจมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ที่กรุณาให้การสนับสนุน ทั้งกำลังใจและความเข้าใจมาโดยตลอด นอกจากนี้ขอขอบพระคุณ พี่ๆ เพื่อนๆ ทุกคนที่คอยช่วยเหลือและเป็นกำลังใจ จนกระทั่งการศึกษาและเรียบเรียงวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

รวี สกุลพานิช

มีนาคม 2551

สารบัญ

หน้า

สารบัญตาราง (3)

สารบัญภาพ (6)

บทที่ 1 บทนำ 1
- ความสำคัญของปัญหา 1
- วัตถุประสงค์ของการศึกษา 4
- ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 4
- ขอบเขตการศึกษา 5
- นิยามศัพท์ 5
- วิธีการศึกษา 6
- กรอบแนวคิดที่ใช้ในการศึกษา 12

บทที่ 2 การตรวจเอกสาร 14
- แนวคิดและทฤษฎีที่ใช้ในการศึกษา 14
- งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 25

บทที่ 3 สภาพทั่วไปของวิธีการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบพลังความร้อนร่วมและความต้องการใช้พลังงานของโรงงานผลิตยางรถยนต์ 30
- การผลิตไฟฟ้าในรูปแบบพลังความร้อนร่วม 30
- ความต้องการใช้พลังงานของโรงงานผลิตยางรถยนต์ 44

บทที่ 4 ผลการศึกษา 49
- การเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ของโรงงานผลิตยางรถยนต์ก่อนและภายหลังการร่วมทุนกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 49
- การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 53

บทที่ 5 สรุปผลและข้อเสนอแนะ 77
- สรุปผล 77
- ข้อเสนอแนะ 80

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

เอกสารและสิ่งอ้างอิง 82

ภาคผนวก 84

ภาคผนวก ก การคำนวณค่าใช้จ่ายของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม 85

ภาคผนวก ข การคำนวณรายได้และค่าใช้จ่ายของโครงการ 88

ภาคผนวก ค ตารางผนวก 98

ประวัติการศึกษาและการทำงาน 109

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	ข้อมูลประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าของโรงงานผลิตยางรถยนต์ ปี พ.ศ. 2550	45
2	ข้อมูลความต้องการใช้ไอน้ำของโรงงานผลิตยางรถยนต์ ปี พ.ศ. 2550	46
3	รายละเอียดเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมของโรงงานผลิตยางรถยนต์ ปี พ.ศ. 2550	47
4	ข้อมูลความต้องการใช้น้ำเย็นของโรงงานผลิตยางรถยนต์ ปี พ.ศ. 2550	47
5	พยากรณ์ค่ากระแสไฟฟ้าในอัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 5	56
6	รายได้ค่ากระแสไฟฟ้าของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2553-2567	57
7	รายได้ค่าไอน้ำของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2553-2567	58
8	รายได้ค่าน้ำเย็นของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2553-2567	59
9	ค่าใช้จ่ายในการลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม	64
10	พยากรณ์ราคาก๊าซธรรมชาติโดยอัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 4 ในช่วงปี พ.ศ. 2553 - 2567	65
11	ค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2553-2567	66
12	ค่าใช้จ่ายค่าน้ำประปาของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2550-2567	67

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
13	ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์หลักของโครงการ ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2553-2567	68
14	ค่าเช่าพื้นที่และค่าประกันภัยของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2551-2567	69
15	ค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรและค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ดของโครงการ ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2551-2567	70
16	ค่าเสื่อมราคาของเครื่องจักรหลักสำหรับการผลิตของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2552-2567	71
17	สรุปผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ	75
18	การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	76

ตารางผนวกที่

1	ประมาณการเคลื่อนไหวของกระแสเงินสด กรณีการวิเคราะห์ทางการเงิน ณ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13	99
2	การวิเคราะห์ทางการเงิน ณ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13	100
3	ประมาณการเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดของการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณีราคาเงินลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 โดยต้นทุนอื่นคงที่	101

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางผนวกที่		หน้า
4	การวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านการเงิน กรณีราคาเงินลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 โดยต้นทุนอื่นคงที่	102
5	ประมาณการเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดของการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณีราคาเงินลงทุนลดลงร้อยละ 10 โดยต้นทุนอื่นคงที่	103
6	การวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านการเงิน กรณีราคาเงินลงทุนลดลง ร้อยละ 10 โดยต้นทุนอื่นคงที่	104
7	ประมาณการเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดของการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณีราคาขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่	105
8	การวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านการเงิน กรณีราคาขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่	106
9	ประมาณการเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดของการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณีราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่	107
10	การวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านการเงิน กรณีราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่	108

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	2
2	กรอบแนวคิดในการศึกษาต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ ก่อนและภายหลังการร่วมทุนของโรงงานผลิตยางรถยนต์	12
3	กรอบแนวคิดในการศึกษาความเป็นไปได้ของการสร้างโรงไฟฟ้าในโรงงานผลิตยางรถยนต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	13
4	การเปรียบเทียบระหว่างประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนแบบปกติและแบบพลังความร้อนร่วม	30
5	ลักษณะทั่วไปของการผลิตพลังความร้อนร่วมในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้านำหน้า	32
6	ลักษณะทั่วไปของการผลิตพลังความร้อนร่วมในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าตามหลัง	33
7	แผนภาพระบบผลิตพลังความร้อนร่วมโดยใช้กังหันไอน้ำ	34
8	แผนภาพระบบผลิตพลังความร้อนร่วมโดยใช้กังหันก๊าซ	35
9	แผนภาพระบบผลิตพลังความร้อนร่วมโดยใช้ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน	36
10	รายละเอียดของชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน	37

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
11	การเปรียบเทียบประสิทธิภาพและกำลังการผลิตของอุปกรณ์ต่าง ๆ	40
12	การเปรียบเทียบอัตราส่วนความต้องการไอน้ำกับไฟฟ้าในอุตสาหกรรมต่าง ๆ	41
13	ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในแต่ช่วงเวลาในแต่ละวัน (ระหว่างเดือน ม.ค. – มี.ค.50)	45

บทที่ 1

บทนำ

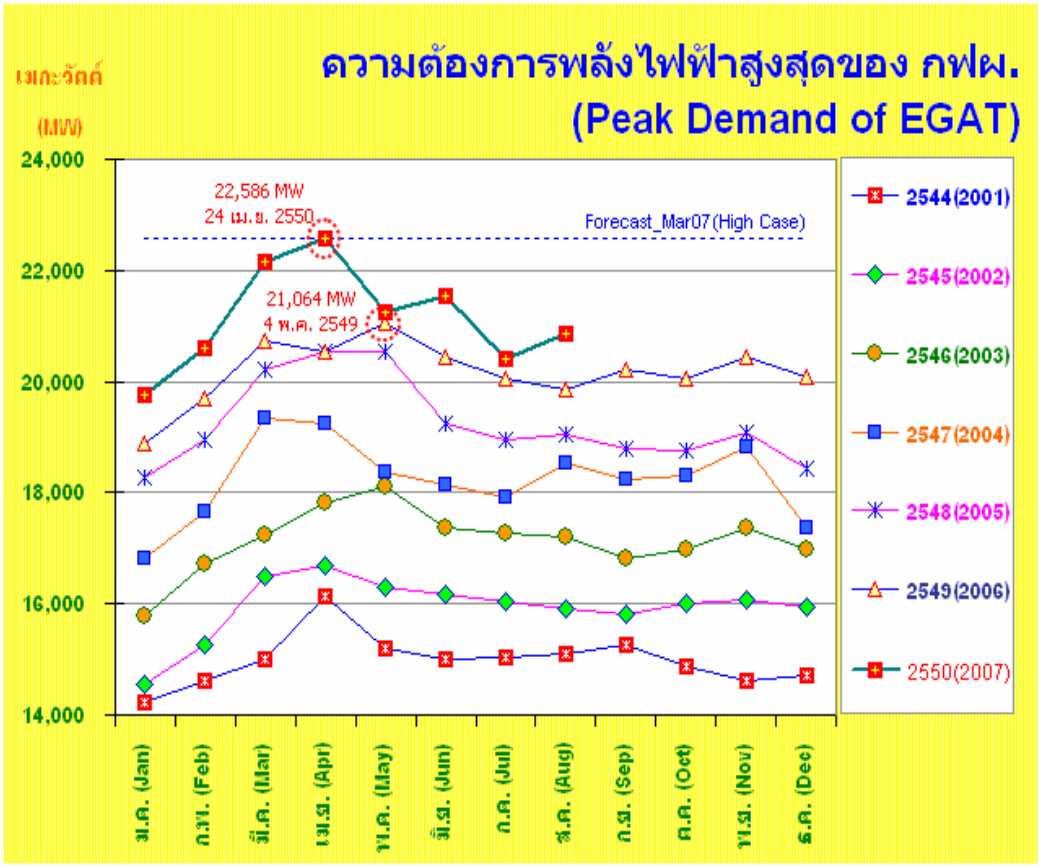
ความสำคัญของปัญหา

พลังงานไฟฟ้าเป็นสิ่งที่สำคัญต่อการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ เนื่องจากไฟฟ้าเป็นปัจจัยพื้นฐานของการผลิต ทั้งในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม ปัจจุบันประเทศไทยมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูง ดังภาพที่ 1 จึงทำให้รัฐบาลจำเป็นที่จะต้องจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า อีกทั้งพลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่ผลิตมาจากก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเชื้อเพลิงที่มีอยู่อย่างจำกัดและมีราคาแพง แต่ละปีประเทศไทยมีการนำเข้าเชื้อเพลิงจำนวนมาก ทำให้เป็นภาระต่อฐานะการเงิน การลงทุนและเศรษฐกิจของประเทศ ที่จะต้องจัดหาพลังงานมาให้เพียงพอและเหมาะสมกับความต้องการ

ในอดีตการผลิตไฟฟ้าจะรับผิดชอบโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งจะเป็นการผลิตไฟฟ้าในลักษณะรวมศูนย์ (Centralization) ซึ่งจะเป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพื่อให้เกิดการประหยัดจากขนาด (Economy of Scale) อย่างไรก็ตามแม้ว่าการผลิตไฟฟ้าโดยใช้โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จะมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าสูง แต่จะมีประสิทธิภาพในการใช้พลังงานโดยรวม (Net Efficiency) ต่ำ โดยปกติแล้วจะมีประสิทธิภาพการใช้พลังงานประมาณร้อยละ 40-50 เท่านั้น เนื่องจากไม่สามารถนำความร้อนของไอเสียที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ประโยชน์ได้ นอกจากนั้นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เหล่านี้มักจะตั้งอยู่ใกล้กับแหล่งเชื้อเพลิง ซึ่งมักจะอยู่ห่างจากศูนย์กลางการใช้ไฟฟ้า (Load Center) มาก เมื่อผลิตไฟฟ้าได้แล้วก็จะทำการส่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยใช้สายไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งจะทำให้เกิดการสูญเสีย (Loss) ขึ้นเป็นจำนวนมาก อีกทั้งต้องเสียค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้าง ค่าบำรุงรักษาระบบส่งจ่าย และการส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านสายส่งจากระยะไกล จะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ

รัฐบาลจึงได้มีนโยบายการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อเป็นลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน และเพิ่มศักยภาพในการแข่งขันให้กับประเทศ โดยแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ.2550-2554) และยุทธ์ศาสตร์พลังงานของประเทศ ได้กำหนดเป้าหมายในการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยกำหนดเป้าหมายค่าความยืดหยุ่นการใช้

พลังงาน (Energy Elasticity) จากสัดส่วนอัตราการเติบโตของการใช้พลังงานต่ออัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศในช่วงเดียวกัน พบว่าประเทศไทยมีค่าความยืดหยุ่นด้านพลังงานเท่ากับ 1.4 : 1 ขณะที่ประเทศพัฒนาแล้ว เช่นประเทศสหรัฐอเมริกา มีค่าความยืดหยุ่นการใช้พลังงาน (Energy Elasticity) อยู่ที่ 0.8: 1 และประเทศญี่ปุ่น อยู่ที่ 0.95: 1 เป็นต้น การลดปริมาณการใช้พลังงานโดยการใช้อย่างประหยัด และมีประสิทธิภาพสูงสุด ย่อมจะช่วยลดภาระของประเทศในการจัดหาพลังงาน ประหยัดเงินตราต่างประเทศในการนำเข้าพลังงาน และลดผลกระทบที่เกิดจากความเสี่ยงด้านการขาดแคลนพลังงาน และการขาดเสถียรภาพด้านราคาได้ ดังนั้นเป้าหมายในการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ จึงกำหนดให้ ลดค่าความยืดหยุ่นการใช้พลังงาน (Energy Elasticity) ของประเทศลงจาก 1.4 : 1 ในปัจจุบัน ให้เหลือ 1: 1 ภายในปี 2550 ซึ่งส่งผลให้เกิดการประหยัดค่าใช้จ่ายพลังงานของประเทศได้ถึง 3.1 ล้านล้านบาทในช่วงปี 2550 -2560



ภาพที่ 1 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2550)

หากในอนาคตความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศยังคงเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และหากยังขาดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ จะส่งผลให้ปริมาณสำรองไฟฟ้าไม่เพียงพอ ประกอบกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ต้องใช้เงินลงทุนสูง และจะประสบปัญหาการหาแหล่งเชื้อเพลิงที่มีต้นทุนต่ำสำหรับใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า นอกจากนั้นการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จะทำได้ยากขึ้นเนื่องจากประสบปัญหาการคัดค้านจากมวลชน เพื่อเป็นการแก้ไขปัญหาดังกล่าว รัฐบาลจึงมีนโยบายสนับสนุนให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตกระแสไฟฟ้ามากขึ้น เช่น นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ(Independent Power Producer: IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย (Small Power Producer: SPP) หรือผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) นอกจากนั้นยังมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้า ณ จุดใช้งาน (Distributed Generation: DG) การผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม (Combined Heat and Power: CHP) เพื่อเป็นการใช้พลังงานให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

การผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม จะเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน เนื่องจากจะมีการใช้ประโยชน์จากความร้อนจากไอเสียที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้า มาใช้ประโยชน์ เช่นในการผลิตไอน้ำ น้ำเย็นได้ โดยปกติแล้วการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม จะมีประสิทธิภาพการใช้พลังงานมากถึง ร้อยละ 70-90 นอกจากนี้การผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม ยังช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานซึ่งเป็นต้นทุนที่สำคัญของภาคอุตสาหกรรม อีกทั้งยังช่วยเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้า ซึ่งจะเป็นประโยชน์อย่างมากสำหรับอุตสาหกรรมที่ต้องการความมั่นคงของระบบไฟฟ้าสูง และยังสามารถลดหน่วยไฟฟ้าสูญเสียจากการส่งจ่ายไฟฟ้าได้อีกด้วย

จากสาเหตุเหล่านี้ ทำให้โรงงานอุตสาหกรรมที่มีความต้องการใช้พลังงานสูง และมีการนำไฟฟ้า ไอน้ำ ความร้อน และน้ำเย็นมาใช้ในกระบวนการผลิต เช่น โรงงานผลิตยางรถยนต์ได้ใช้ไฟฟ้าสำหรับเครื่องจักรต่าง ๆ ใช้ความร้อนในการผสมยาง การอบยาง ใช้ความเย็นในการรีดยาง เป็นต้น ได้มีความสนใจเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม เนื่องจากมีโอกาสที่จะเกิดความคุ้มค่าในการลงทุนและจะสามารถประหยัดต้นทุนด้านพลังงานได้เป็นจำนวนมาก อีกทั้งการสร้างโรงไฟฟ้าภายในโรงงานช่วยลดความสูญเสียจากการเกิดปัญหาด้านกระแสไฟฟ้าได้ โรงงานผลิตยางรถยนต์จึงร่วมมือกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสร้างโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงภายในพื้นที่ของโรงงาน ด้านการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องการแสวงหาธุรกิจที่มีศักยภาพในการลงทุนเพื่อเป็นการเพิ่มรายได้ให้กับองค์กร รวมทั้งสนองตอบ

นโยบายรัฐบาลที่จะกระจายหน่วยผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กทั่วประเทศ ลดเงินลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ทำให้มีการร่วมมือกันสร้างโรงไฟฟ้าขึ้น

อย่างไรก็ตามการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนค่อนข้างสูง อีกทั้งการติดตั้งระบบการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ มีรูปแบบที่ต่างกันค่อนข้างมาก เนื่องจากความต้องการไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นของแต่ละโรงงานมีรูปแบบที่ต่างกัน ดังนั้นในการเลือกใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมสำหรับโรงงานแต่ละแห่ง จำเป็นต้องมีการวิเคราะห์เป็นราย ๆไป ดังนั้นจึงต้องมีการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุน เพื่อดูถึงความคุ้มค่าในการลงทุนเพื่อใช้เป็นแนวทางในการตัดสินใจต่อไป

วัตถุประสงค์ในการวิจัย

ในการวิจัยครั้งนี้มีวัตถุประสงค์ดังนี้

1. เพื่อศึกษา สภาพทั่วไปของวิธีการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบพลังความร้อนร่วม และความต้องการใช้พลังงานของโรงงานผลิตยางรถยนต์

2. ศึกษาถึงต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม ก่อนและภายหลังการร่วมทุนของโรงงานผลิตยางรถยนต์

3. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าในโรงงานผลิตยางรถยนต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

เพื่อทราบถึงต้นทุนและผลประโยชน์ ก่อนและภายหลัง การผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมของโรงงานผลิตยางรถยนต์ ว่าแบบใดจะช่วยประหยัดต้นทุนด้านพลังงานมากกว่ากัน อีกทั้งทำให้ทราบถึงความเป็นไปได้ทางด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าในโรงงานผลิตยางรถยนต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าจะคุ้มค่าแก่การลงทุนหรือไม่ จากความรู้ดังกล่าว สามารถใช้เป็นแนวทางให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องนำไปใช้ในการวางแผนและตัดสินใจต่อไป

ขอบเขตของการศึกษา

ในการศึกษาครั้งนี้ได้มีการวางขอบเขตไว้ดังนี้

1. การวิจัยในครั้งนี้ศึกษากรณีระบบผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม เป็นโครงการลงทุนระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและโรงงานผลิตยางรถยนต์แห่งหนึ่งในจังหวัดชลบุรี ซึ่งมีการใช้ความร้อน ความเย็น และการใช้ไฟฟ้าในกระบวนการผลิตสูงและค่อนข้างสม่ำเสมอตลอดทั้งวัน

2. สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ภายในพื้นที่ของโรงงานผลิตยางรถยนต์ มีขนาดประมาณ 200 ตารางวา ซึ่งเป็นพื้นที่ที่ยังไม่มีการใช้งานจึงไม่ส่งผลกระทบต่อการสร้างโรงไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจ่ายค่าเช่าที่ดินตามราคาตลาด

3. การวิจัยครั้งนี้เพื่อศึกษาความคุ้มค่าทางด้านการเงินจากการสร้างโรงไฟฟ้า มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้า 10.7 เมกะวัตต์ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าใช้ระยะเวลา 2 ปี (พ.ศ. 2551-2552) และเปิดจ่ายไฟได้ในปี พ.ศ. 2553 โดยมีระยะเวลาการลงทุน 15 ปี ตามอายุการใช้งานของเครื่องจักรหลักของโครงการ ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ เครื่องจักรกลของโรงงาน และระบบก๊าซ

นิยามศัพท์

การผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม (Combined Heat and Power: CHP) หมายถึง เทคโนโลยีที่นำเอาความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้า มาผลิตพลังงานความร้อน หรือความเย็น เพื่อใช้ในกระบวนการผลิต ซึ่งจะเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2549)

ระบบผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration) หมายถึง การใช้พลังงาน จากแหล่งพลังงาน หรือเชื้อเพลิงเพียงแหล่งเดียว เพื่อผลิตพลังงานที่แตกต่างกัน 2 ชนิด พลังงานที่มักถูกผลิตร่วมกันโดยมากจะอยู่ในรูปของพลังงานไฟฟ้า หรือพลังงานกลกับพลังงานความร้อน โดนความร้อนที่ได้จากการผลิตพลังงานร่วมนี้ อาจอยู่ในรูปของไอน้ำ ของเหลวร้อนหรือก๊าซร้อน (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2548)

การผลิตไฟฟ้า ณ จุดใช้งาน (Distributed Generation: DG) หมายถึง แนวคิดใหม่ในตลาดพลังงานไฟฟ้า เป็นการผลิตไฟฟ้า ณ จุดใช้งานของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Site) โดยอาจติดตั้งขนานกับระบบจำหน่าย (Local Distribution Network) หรือติดตั้งแยกอิสระจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั่วไป และหากปริมาณพลังไฟฟ้าส่วนเกินสามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าได้ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบัน (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2548)

พลังงานไฟฟ้า (Electric Energy) หมายถึง กำลังการผลิตควบคู่กับระยะเวลาที่ทำการผลิต หรือในแง่การใช้ไฟฟ้า หมายถึง ผลของกำลังไฟฟ้าที่ทำงานไปเป็นระยะเวลาหนึ่ง ซึ่งก็คือความสิ้นเปลืองไฟฟ้าใช้ควบคู่กับระยะเวลาในการทำงาน มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง (Kilowatt-Hour: KWH) หรือเรียกกันทั่วไปว่าหน่วยหรือยูนิต

พลังงานไฟฟ้า = กำลังไฟฟ้า × จำนวนชั่วโมงที่อุปกรณ์ไฟฟ้าใช้งาน

ดังนั้นกิโลวัตต์ชั่วโมง หมายถึง พลังงานไฟฟ้าที่อุปกรณ์ไฟฟ้าใช้ไปในการทำงานได้ 1 กิโลวัตต์ เป็นเวลา 1 ชั่วโมง (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2548)

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers: SPP) หมายถึง โครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบการผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration) หรือการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ กาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง โครงการ SPP แต่ละโครงการ จะจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ (MW) แต่เนื่องจาก SPP แต่ละแห่งสามารถขายไฟฟ้าให้ผู้บริโภคที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงได้โดยตรง กำลังการผลิตของ SPP มักจะอยู่ในระดับ 120-150 MW (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2542)

วิธีการศึกษา

การเก็บรวบรวมข้อมูล

1. ข้อมูลปฐมภูมิ (Primary Data) เป็นข้อมูลทางเทคนิค ราคา ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ต่าง ๆ ในการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม ที่ได้จากการสัมภาษณ์ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทั้งหมด

2. ข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) โดยรวบรวมจาก เอกสารงานวิจัยต่าง ๆ บทความ วารสาร วิทยานิพนธ์ อินเตอร์เน็ท ในเรื่องที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม ถึงรูปแบบในการผลิตต่าง ๆ ข้อมูลที่เกี่ยวข้องโดยส่วนมากนั้นจะได้รับจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานนโยบาย และแผนพลังงาน กรมส่งเสริมพลังงานทดแทน เป็นต้น

การวิเคราะห์ข้อมูล

วิธีการวิเคราะห์ข้อมูลประกอบด้วยวิธีดังต่อไปนี้

1. การวิเคราะห์เชิงพรรณนา (Descriptive Analysis) เพื่อการบรรลุวัตถุประสงค์ข้อที่ 1 เรื่องการศึกษาสภาพทั่วไปของวิธีการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบพลังความร้อนร่วมและความต้องการใช้พลังงานของบริษัทยางรถยนต์

1.1 สภาพทั่วไปของวิธีการผลิตไฟฟ้า

- รูปแบบของการผลิตในระบบพลังงานร่วม
- ชนิดของระบบพลังงานร่วม
- อุปกรณ์ที่ใช้ในระบบพลังงานร่วม
- หลักเกณฑ์การเลือกเทคโนโลยี
- ขั้นตอนการผลิตยางรถยนต์

1.2 ความต้องการใช้พลังงานของโรงงานผลิตยางรถยนต์

- ความต้องการไฟฟ้า
- ความต้องการไอน้ำ
- ความต้องการน้ำเย็น

2. การศึกษาเพื่อตอบวัตถุประสงค์ข้อที่ 2 เรื่องศึกษาถึงต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม ก่อนและภายหลังการร่วมทุน ของโรงงานผลิตยางรถยนต์

2.1 ศึกษาถึงต้นทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมก่อนและภายหลังการร่วมทุน

- ค่าซื้อไอน้ำจากบริษัทแหลมฉบังเพาเวอร์
- ค่าระบบทำความเย็นแบบระบบทำความเย็นแบบดูดซึม
- ค่าซื้อก๊าซธรรมชาติ
- ค่าความเสียหายจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.2 ศึกษาถึงผลประโยชน์ที่จะได้รับของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมก่อนและภายหลังการร่วมทุน

- โรงงานผลิตยางรถยนต์สามารถซื้อไอน้ำได้ในราคา 650 บาทต่อตัน
- โรงงานผลิตยางรถยนต์สามารถซื้อซื้อน้ำเย็นได้ในราคา 2 บาทต่อตัน

เปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ ก่อนและภายหลังการนำการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมมาใช้ เพื่อดูว่าสามารถประหยัดต้นทุนด้านพลังงานมากน้อยเพียงใด

3. การวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Quantitative Method) เพื่อการบรรลุวัตถุประสงค์ข้อที่ 3 เรื่องการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าในโรงงานผลิตยางรถยนต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การวิเคราะห์ในส่วนนี้เพื่อที่จะพิจารณาความเหมาะสมในการลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าโดยใช้เกณฑ์การตัดสินใจแบบปรับค่าเวลาของต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากโครงการให้เป็นค่าปัจจุบัน

3.1 การพิจารณามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value Method: NPV)

จากสูตร NPV = $\sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t}$

โดยกำหนดให้ B_t = มูลค่าผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับของโครงการในปีที่ t ได้แก่ รายรับที่ได้จากการขายไฟฟ้าให้โรงงานผลิตยางรถยนต์ (ล้านบาท: ปี)

C_t = มูลค่าต้นทุนของโครงการในปีที่ t (ล้านบาท: ปี)

ต้นทุนในการลงทุน (ล้านบาท: ต่อปี) ประกอบไปด้วย

- ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์หลักสำหรับระบบผลิต ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ เครื่องจักรกลของโรงงาน ระบบฟ้าหลัก งานโยธา และระบบก๊าซ โดยเงินลงทุน รวมค่าขนส่ง ค่าติดตั้ง และภาษีมูลค่าเพิ่มไว้แล้ว

ต้นทุนการผลิต (ล้านบาท: ต่อปี) ประกอบด้วย

- ค่าก๊าซธรรมชาติ
- ค่าน้ำประปา
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา
- ค่าเช่าพื้นที่
- ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า
- ค่าจ้างและเงินเดือนพนักงาน
- ค่าเสื่อมราคา
- ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด

i = อัตราคิดลดร้อยละ 7.13 จากหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเป็นอัตราต้นทุนเงินทุนของกลุ่มธุรกิจการพัฒนาองค์กร ในช่วงระยะเวลาปี 2549-2551

t = ปีของโครงการคือ ปีที่ 0, 1, 2, …., 15

n = อายุของโครงการ 15 ปีตามอายุการใช้งานของเครื่องจักรหลัก

เกณฑ์การตัดสินใจที่จะยอมรับโครงการ คือ ค่า NPV มีค่ามากกว่า 0

3.2 การพิจารณาสัดส่วนระหว่างค่าประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio Method: BCR)

จากสูตร $$\text{BCR} = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t} \; / \; \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

เกณฑ์การตัดสินใจที่จะยอมรับโครงการ คือ ค่า BCR มีค่ามากกว่า 1

3.3 การพิจารณาค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) คือ อัตราคิดลดทำให้มูลค่าผลตอบแทนและต้นทุนของโครงการเท่ากัน

จากสูตร $$\text{IRR} = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} = 0$$

เกณฑ์การตัดสินใจที่จะยอมรับโครงการคือค่า IRR มีค่ามากกว่าค่าเสียโอกาสของเงินลงทุน

3.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

เป็นการทดสอบหลังจากที่ได้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) ในกรณีที่ผลนั้นออกมาและสามารถยอมรับโครงการนั้นได้ แต่เนื่องจากเกิดความไม่แน่ใจในการประเมินว่าผลที่ได้ออกมานั้นถูกต้องจริงหรือไม่ ทั้งนี้เนื่องจากรายการต่าง ๆ ที่คำนวณมานั้นไม่เป็นที่แน่นอนอย่างแท้จริง ทั้งในด้านต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ เมื่อพิจารณาด้านต้นทุนจึงได้ดูถึงเรื่องเงินลงทุนซึ่งเป็นเงินลงทุนเครื่องจักรหลักในการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม มีการนำเข้าจากต่างประเทศจึงส่งผลกระทบกับอัตราแลกเปลี่ยน รวมทั้งราคาสินค้ามีความผันผวนไม่แน่นอน ขึ้นอยู่กับราคาตลาดในช่วงนั้น ๆ ทำให้คิดอัตราการเพิ่มขึ้นหรือลดลง จากการเปลี่ยนแปลงเฉลี่ยของอัตราแลกเปลี่ยนดอลลาร์สหรัฐและราคาเครื่องจักรของบริษัทผู้นำเข้า ส่วนด้านผลประโยชน์ของโครงการจะดูเรื่องราคาขายไฟฟ้า เนื่องจากเป็นรายได้หลักของโครงการ ซึ่งปัจจุบันรัฐบาลส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน ส่งเสริมให้เอกชนสามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อขายได้ จึงมีความเป็นไปได้ว่าในอนาคตราคาค่าไฟฟ้าจะมีราคาถูกลง เนื่องจากมีต้นทุนการผลิตที่น้อยลง จากเหตุผลดังกล่าว จึงต้องทดสอบให้แน่ใจอีกครั้งหนึ่ง โดยการสมมุติให้มีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการจากที่กำหนดไว้เดิม แล้วจึงนำมาคำนวณตามหลักเกณฑ์อีกครั้งหนึ่งว่าค่าต่าง ๆ เปลี่ยนแปลงไปอย่างไร สามารถยอมรับโครงการนี้ได้หรือไม่ โดย มีเหตุการณ์เพื่อทดสอบสภาวะการอ่อนไหวของโครงการดังนี้คือ

เหตุการณ์ที่ 1 เงินลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10

เหตุการณ์ที่ 2 เงินลงทุนลดลงร้อยละ 10

เหตุการณ์ที่ 3 ราคาขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7

เหตุการณ์ที่ 4 ราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7

3.5 การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการ (Switching Value Test)

เป็นการเปลี่ยนแปลงร้อยละของปัจจัยที่เชื่อว่ามีอิทธิพลต่อผลลัพธ์ของโครงการซึ่งทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ ทั้งนี้เพื่อให้ทราบว่าต้นทุนและผลประโยชน์ของการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม จะสามารถเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้มากน้อยเพียงใด ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อการตัดสินใจในการลงทุนและการใช้ปัจจัยต่าง ๆ ในการลงทุน ซึ่งจะแบ่งการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการ ออกเป็น 2 ด้าน ดังนี้

1. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน (SVT_C) เพื่อให้ทราบว่าต้นทุนของการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะสามารถเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นได้มากน้อยเพียงใด

2. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ (SVT_B) เพื่อให้ทราบว่าผลประโยชน์ของการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะสามารถเปลี่ยนแปลงลดลงได้มากน้อยเพียงใด

ถ้า SVT_C หรือ SVT_B ที่คำนวณได้มีค่าสูง หมายความว่า ความเสี่ยงภัยในโครงการอยู่ในระดับต่ำ

ถ้า SVT_C หรือ SVT_B ที่คำนวณได้มีค่าต่ำ หมายความว่า ความเสี่ยงภัยในโครงการอยู่ในระดับสูง

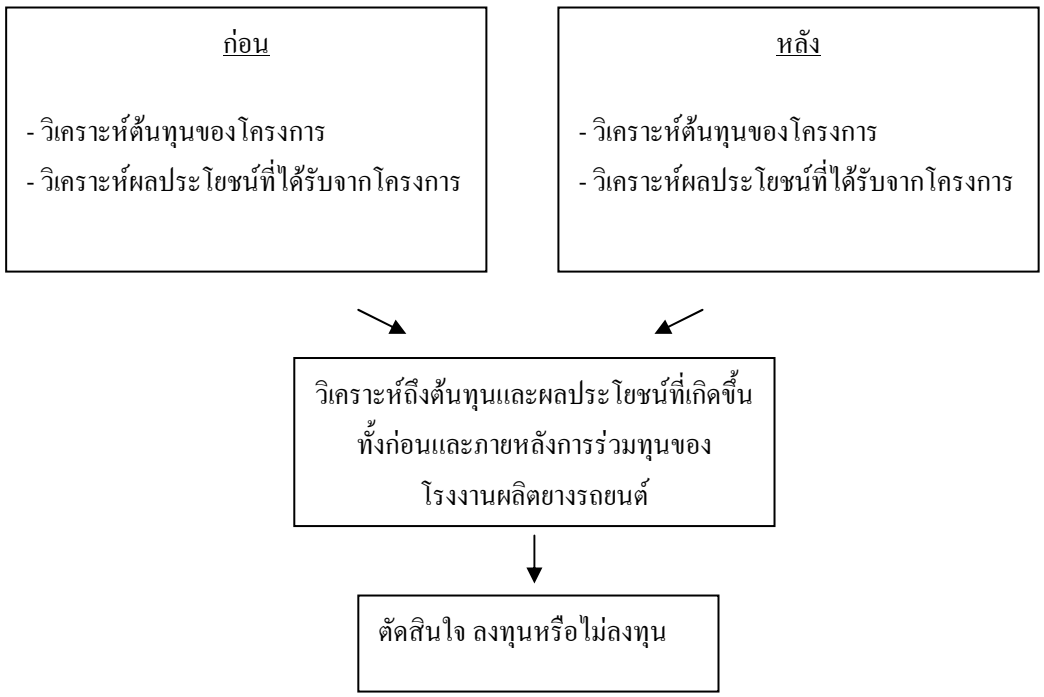
3.6 เกณฑ์การตัดสินใจที่ใช้ในการวิเคราะห์โครงการ

ในการศึกษาครั้งนี้จะใช้เกณฑ์อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) โดยที่จะยอมรับโครงการเมื่อมีค่ามากกว่าค่าเสียโอกาสของเงินลงทุน สัดส่วนระหว่างค่าประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เกณฑ์การตัดสินใจที่จะยอมรับโครงการ คือ ค่า สัดส่วนระหว่างค่าประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) มีค่ามากกว่า 1 และมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่ามากกว่า 0 ในการตัดสินใจ

กรอบแนวคิดที่ใช้ในการศึกษา

จากทฤษฎีในเรื่องของการวิเคราะห์โครงการ (ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี, 2544) และจากการตรวจเอกสารที่เกี่ยวข้องเพื่อประกอบการวิจัยในครั้งนี้มาใช้ในการศึกษาความคุ้มค่าของการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม สามารถมาสรุปกรอบแนวคิดในการศึกษาได้ดังภาพที่ 2 และภาพที่ 3

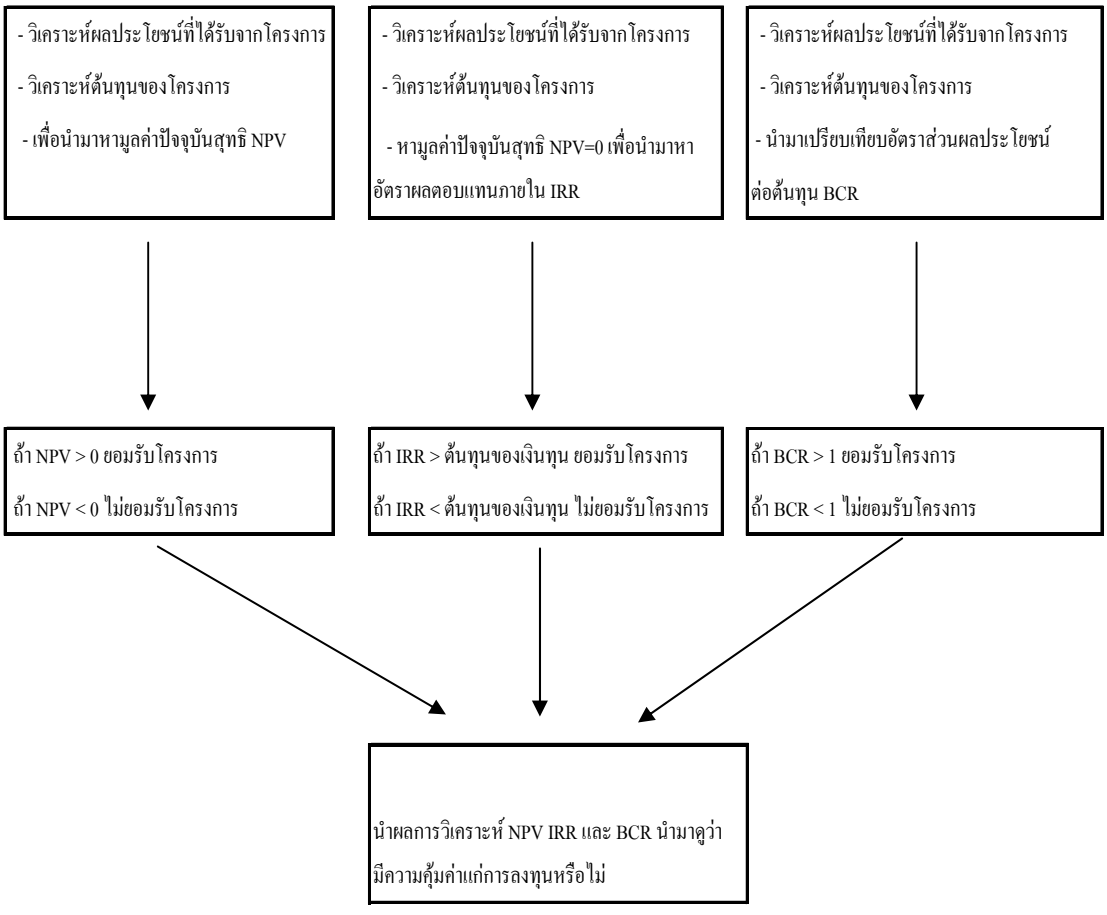
การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ ก่อนและภายหลังการร่วมทุนของโรงงานผลิตยางรถยนต์



ภาพที่ 2 กรอบแนวคิดในการศึกษาต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ ก่อนและภายหลังการร่วมทุนของโรงงานผลิตยางรถยนต์

โดยการวิเคราะห์จะแบ่งเป็นการวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการก่อนและภายหลังการร่วมทุนของโรงงานผลิตยางรถยนต์ และการศึกษาความเป็นไปได้ของการสร้างโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งจากการตรวจเอกสารเกี่ยวกับการวิเคราะห์ดังกล่าวนั้นจะใช้ในการคำนวณ NPV IRR และ BCR เพื่อนำมาเปรียบเทียบหาโครงการที่มีความเหมาะสมที่สุดในการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม

การศึกษาความเป็นไปได้ของการสร้างโรงไฟฟ้าในโรงงานผลิตยางรถยนต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



ภาพที่ 3 กรอบแนวคิดในการศึกษาความเป็นไปได้ของการสร้างโรงไฟฟ้าในโรงงานผลิตยางรถยนต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

บทที่ 2

การตรวจเอกสาร

แนวคิดและทฤษฎีที่ใช้ในการศึกษา

แนวคิดและทฤษฎีที่เกี่ยวกับการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม (CHP) รวมทั้งผลงานการศึกษาที่ได้ทำการศึกษาค้นคว้าที่ผ่านมา ได้ถูกรวบรวมโดยการตรวจเอกสารหรือศึกษาทบทวน ซึ่งประมวลได้ดังรายละเอียดต่อไปนี้

1. รูปแบบของการวิเคราะห์โครงการ

การวิเคราะห์โครงการเป็นการคัดเลือกการลงทุนแบบกรณีไป โดยองค์ประกอบหลักของการวิเคราะห์ด้านเศรษฐกิจ คือการระบุรายการและการตีค่าต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการทั้งหมด แล้วนำมาวิเคราะห์ภายใต้เกณฑ์การตัดสินใจลงทุนแบบต่าง ๆ เพื่อบ่งชี้ว่า โครงการใดมีความเหมาะสมต่อการลงทุนต่อไป โดยโครงการที่ได้รับการคัดเลือกแล้วนั้นจะเป็นโครงการที่ใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพที่สุด และก่อให้เกิดคุณค่าสูงสุดต่อวัตถุประสงค์ ทั้งนี้ความขาดแคลนหายากของทรัพยากรดังกล่าว จะถูกแสดงออกมาในรูปของราคาเงา (Shadow Prices) หรือค่าเสียโอกาส (Opportunity Costs) ของทรัพยากรนั้น ๆ ถ้าหากทรัพยากรยิ่งขาดแคลนหายากมากเท่าใด ก็จะทำให้ราคาเงามีแนวโน้มสูงขึ้นมากเท่านั้น การวิเคราะห์โครงการจะประกอบด้วยการวิเคราะห์ในด้านต่าง ๆ ดังนี้ (ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี, 2544) คือ

1.1 การวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค (Technical Analysis)

การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเทคนิคของโครงการ ควรจะพิจารณาถึงรูปแบบทางเทคนิคในทางเลือกต่าง ๆ ซึ่งจะบรรลุถึงวัตถุประสงค์โครงการ ณ ต้นทุนต่ำที่สุด รูปแบบที่ถูกเลือกมาควรมีเทคโนโลยีเหมาะสมที่สุด พร้อมกับวิธีการก่อสร้างที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด รูปแบบโครงการที่ดีจะต้องมีความยืดหยุ่นเพื่อให้สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงที่จะเกิดขึ้น และโครงการไม่ควรจะก่อให้เกิดผลทางลบต่อสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ควรทำการวิเคราะห์ด้วยว่าองค์ประกอบ

ต่าง ๆ มีความสัมพันธ์กันอย่างไร ทั้งภายในโครงการและกับโครงการอื่น ๆ ในพื้นที่เดียวกันและสุดท้ายรูปแบบโครงการที่ดีจะต้องรวมเอาความต้องการด้านการดำเนินการและบำรุงรักษาเมื่อโครงการจบสิ้นลงแล้วเข้าไว้ด้วย

1.2 การวิเคราะห์ทางด้านสังคม (Social Analysis)

การวิเคราะห์ทางด้านสังคมควรจะพิจารณาการเปลี่ยนแปลงที่คาดว่าจะเกิดขึ้น (Expected Changes) จากโครงการ ซึ่งจะนำไปสู่สิ่งแวดล้อมของมนุษย์ (Human Environment) ในรูปขององค์กรทางสังคมและมาตรฐานการครองชีพ และการเข้าใจกระบวนการทางสังคมที่เกี่ยวข้อง โดยปกติวัตถุประสงค์หลักของการพัฒนาคือการปรับปรุงความเป็นอยู่ของประชากร (Well Being of the Population) ให้ดีขึ้น หากโครงการใดสามารถดำเนินการให้บรรลุตามวัตถุประสงค์ของการพัฒนาดังกล่าวจะพิจารณาได้ว่าโครงการนั้นมีความเหมาะสมทางสังคมสำหรับการลงทุน

1.3 การวิเคราะห์ทางด้านสถาบัน (Institutional Analysis)

ผลของโครงการพัฒนาขึ้นอยู่กับคุณภาพของสถาบันที่รับผิดชอบต่อโครงการนั้น ๆ ซึ่งจะรวมถึงองค์กรที่ปฏิบัติการและดำเนินการโครงการ ยังรวมถึงสถาบันของรัฐบาลและสาขาเศรษฐกิจต่าง ๆ ซึ่งมีอิทธิพลต่อความสำเร็จของโครงการอีกด้วย การพัฒนาทางด้านสถาบันคือการเพิ่มขีดความสามารถของสถาบันในการที่จะกำหนดวัตถุประสงค์การพัฒนาให้ชัดเจนและทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพกับทรัพยากรมนุษย์ ทรัพยากรการเงินและทรัพยากรอื่น ๆ เพื่อนำไปสู่ความสำเร็จตามวัตถุประสงค์เหล่านั้น สถาบันที่เข้มแข็ง ประกอบกับมีกำลังคนเพียงพอแนวนโยบายและระเบียบการที่แน่นอนถือว่าเป็นสิ่งจำเป็นต่อความสำเร็จของโครงการพัฒนา ถ้าหากสถาบันท้องถิ่นนั้นอ่อนแออาจส่งผลให้โครงการไม่สามารถสร้างผลประโยชน์ในระดับที่ตั้งใจไว้ได้

1.4 การวิเคราะห์ทางด้านสิ่งแวดล้อม (Environmental Analysis)

สิ่งแวดล้อมเกี่ยวพันกับเรื่องต่าง ๆ มากมาย รวมถึงการสาธารณสุขและความปลอดภัยในการประกอบอาชีพ การควบคุมมลพิษทางอากาศ น้ำและที่ดิน การจัดการที่เหมาะสมกับ

ทรัพยากร ธรรมชาติประเภทที่เกิดทดแทนใหม่ได้ การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ทรัพยากรธรรมชาติโดยวิธีการใช้ให้หลากหลาย การนำกลับมาใช้อีก และการป้องกันการพังทลาย การอนุรักษ์พืชและสัตว์พันธุ์หายาก และการทำนุบำรุงทางด้านวัฒนธรรม ปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อมในประเทศพัฒนาแล้ว และประเทศกำลังพัฒนามีความแตกต่างกันในเรื่องขนาดความรุนแรงมากกว่าเรื่องประเภทของปัญหาการวิเคราะห์ทางด้านสิ่งแวดล้อมจะมีประเด็นต่าง ๆ ดังนี้

1.4.1 การระบุถึงทรัพยากรประเภทที่เกิดทดแทนใหม่ได้และประเภทที่ใช้แล้วหมดเปลืองว่าควรจะถูกนำมาใช้กับโครงการหรือไม่ และอย่างไร โดยหากมีการใช้ทรัพยากรเหล่านี้แล้วจะก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบนิเวศน์วิทยาอย่างไร

1.4.2 การระบุถึงจุดอ่อนไหว (Sensitive Points) ในระบบนิเวศน์วิทยาท้องถิ่นซึ่งอาจจะได้รับผลในทางลบจากโครงการ

1.4.3 การประเมินสถานการณ์ความเป็นไปได้ทางด้านมลพิษ อันเป็นผลเนื่องมาจากกิจกรรมต่าง ๆ ของโครงการ

1.4.4 การประเมินโดยทั่วไปเพื่อพิจารณาว่าการออกแบบองค์ประกอบหลัก ๆ ของโครงการจะมีความยั่งยืนในเชิงนิเวศน์วิทยามากน้อยเพียงใดในระยะยาว กล่าวคือ จะต้องไม่ใช้ปัจจัยในจำนวนเพิ่มขึ้นอีกเลย เพื่อที่จะคงไว้ในระดับผลผลิตที่กำหนดให้

1.5 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน (Economic and Financial Analysis)

การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินจะช่วยให้กรอบงานที่ข้อเสนอโครงการ ทุกด้านจะได้รับการประเมินแบบประสานอย่างเป็นระบบผลการวิเคราะห์มีความสำคัญต่อผู้กำหนดนโยบายและหน่วยงานที่สนับสนุนทางการเงิน เพราะเป็นการบ่งชี้ถึงความสมเหตุสมผลสำหรับการตัดสินใจที่จะรับหรือปฏิเสธโครงการเพื่อการลงทุนโครงการใดที่ประเทศเลือกที่จะนำไปปฏิบัตินั้นควรจะมีลำดับความสำคัญสูงในแผนงานการพัฒนาแห่งชาติ การคัดเลือกโครงการเหล่านี้ควรพิจารณาจากทางเลือกโครงการที่ดีที่สุดในรูปของความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน (Economic and Financial Worthiness) ความแตกต่างระหว่างการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐกิจและการวิเคราะห์ทางด้านการเงินมีดังนี้ (ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ, 2542)

1.5.1 ค่าเสื่อมราคา (Depreciation) ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์นั้น ค่าเสื่อมราคาจะไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายของโครงการ เพราะเมื่อมีการซื้อเครื่องจักรเครื่องมือหรือสินทรัพย์ถาวรมาใช้กับโครงการในปีใดก็ให้ถือว่าเป็นค่าใช้จ่ายในปีนั้นไป จึงไม่จำเป็นต้องมีการหักค่าเสื่อมราคาของการใช้ในปีต่อไปอีก

1.5.2 ค่าชำระหนี้ (Debt Service) เป็นรายการโอนประเภทหนึ่งของโครงการ เมื่อโครงการได้รับเงินกู้มา จะเป็นผลให้โครงการมีทุนหมุนเวียนเพื่อใช้จ่ายในการลงทุนและเมื่อต้องมีการชำระหนี้คืนในรูปดอกเบี้ยและเงินต้น ก็จะทำให้เงินทุนหมุนเวียนของโครงการลดน้อยลง ในทางบัญชีการเงินถือว่าเงินกู้เป็นรายได้ ส่วนการชำระหนี้เป็นรายจ่าย แต่สำหรับการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์นั้น รายการเงินกู้และการชำระหนี้จะเป็นเพียงรายการโอนกันในรูปกระแสการเงินหรือในทางบัญชีการเงินเท่านั้น มิได้เกี่ยวกับการใช้ทรัพยากรเพื่อใช้ในการผลิตสินค้าและบริการแต่อย่างใด

1.5.3 ค่าภาษี (Tax) ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์นั้นจะไม่รวมภาษีทุกประเภทเป็นค่าใช้จ่ายในโครงการ เนื่องจากการคิดค่าใช้จ่ายในโครงการจะคิดเฉพาะค่าใช้จ่ายที่แท้จริงที่มีส่วนต่อการใช้ทรัพยากรจริง ๆ ของโครงการเท่านั้น

1.5.4 ค่าสำรองราคา (Escalation) หรือค่าสำรองเงินเฟ้อ จะมีผลต่อการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และด้านการเงินที่แตกต่างกัน เนื่องจากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะไม่คำนึงถึงเงินเฟ้อ โดยมีสมมุติฐานว่าราคาสัมพัทธ์ (Relative Price) ไม่เปลี่ยนแปลง หรืออีกนัยหนึ่งราคาทุกอย่างจะเพิ่มขึ้นโดยประมาณในร้อยละที่เท่ากัน จึงทำให้เงินเฟ้อไม่มีผลต่อโครงการ แต่ในทางการเงินนั้นจะต้องนำผลของเงินเฟ้อมาพิจารณาด้วย เพื่อพยากรณ์กระแสเงินสดได้ถูกต้องมากที่สุด

2. การกำหนดต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ

ต้นทุนประกอบด้วยค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับการก่อสร้าง และการดำเนินงานโครงการ รายการที่รวมอยู่ในต้นทุนจึงได้แก่ ที่ดิน แรงงาน เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์การผลิตและวัตถุดิบ ส่วนผลตอบแทนนอกจากผลตอบแทนทางการเงินหรือรายรับ ยังอาจปรากฏในรูปของการประหยัดต้นทุนและการหลีกเลี่ยงหรือลดความสูญเสีย (ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ, 2542)

การวัดต้นทุนและผลประโยชน์นั้นจะต้องคำนึงถึงคำถาม 2 ประการ คือ ผู้ตัดสินใจคือใคร และวัตถุประสงค์ของผู้ตัดสินใจเหล่านั้นคืออะไร ต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกี่ยวเนื่องกับการตัดสินใจเฉพาะจะแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับว่าเป็นการพิจารณาจากแง่มุมของบุคคลโดยตรงหรือของสังคมโดยส่วนรวม หรืออาจจะกล่าวได้ว่าเป็นการชี้ให้เห็นความแตกต่างที่จำเป็นระหว่างการวิเคราะห์ทางด้านการเงินและทางด้านเศรษฐกิจ นั่นคือการวิเคราะห์ทางด้านการเงินใช้ต้นทุนและผลประโยชน์ที่วัดหรือนับจากแง่มุมของบุคคล หน่วยงานหรือรัฐวิสาหกิจ ส่วนการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐกิจใช้ต้นทุนและผลประโยชน์ที่วัดหรือนับจากแง่มุมของสังคมโดยส่วนรวม (ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี , 2544)

ต้นทุนและผลประโยชน์จะถูกกำหนดโดยวัตถุประสงค์ของโครงการที่ได้ตั้งไว้ กล่าวคือ ต้นทุนหมายถึงอะไรก็ได้ (Anything) ที่ลดหรือมีผลในทางกลับกันต่อวัตถุประสงค์ ส่วนผลประโยชน์ หมายถึงอะไรก็ได้ที่ส่งเสริมเพิ่มพูนวัตถุประสงค์ แต่ในความเป็นจริงแล้วการกำหนดว่าอะไรเป็นต้นทุนและผลประโยชน์ไม่ได้กำหนดได้ง่าย ๆ เนื่องจากผู้ตัดสินใจมักจะมีวัตถุประสงค์หลายประการอยู่ในใจ และบางประการก็อาจจะขัดแย้งกันได้ การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ยึดเอากำไรสูงที่สุดเป็นเพียงวัตถุประสงค์เดียวสำหรับบุคคลและกิจการธุรกิจของเอกชน ในทำนองเดียวกับรายได้หรือการบริโภคประชาชาติสูงที่สุดก็จัดว่าเป็นวัตถุประสงค์โดยทั่วไปสำหรับประเทศชาติโดยส่วนรวม ซึ่งนักเศรษฐศาสตร์อ้างว่าเป็นวัตถุประสงค์ประสิทธิภาพ ทั้งนี้นิยามของวัตถุประสงค์สำหรับการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐกิจจะต้องอยู่ในรูปที่แท้จริง (Real Terms) หรือ คุณลักษณะทางกายภาพที่มีตัวตน สามารถจับต้องได้ของสินค้าและบริการ ส่วนนิยามของวัตถุประสงค์สำหรับการวิเคราะห์ทางด้านการเงินให้อยู่ในรูปเงินตรา หรือหน่วยของเงินตรา (Money Terms)

ต้นทุน ผลประโยชน์ทางตรงและทางอ้อม (Direct and Indirect Costs, Benefits)

ต้นทุนในการก่อสร้างและดำเนินงานโครงการหนึ่ง ๆ จำเป็นต้องใช้ปัจจัยการผลิตหลายประเภท แต่ความต้องการปัจจัยเหล่านี้จะมีมากน้อยแค่ไหนนั้นสามารถกำหนดได้ด้วยการศึกษาทางด้านเทคนิคและวิชาการ

ต้นทุนทางตรงของโครงการ (Direct Costs) สามารถแบ่งเป็นต้นทุนในการลงทุน (Investment Costs) และต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษา (Operating Costs) โดยต้นทุนในการ

ลงทุนหมายถึงมูลค่าของการใช้สิ่งที่ใส่เข้าไปเพื่อการสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกหรือเป็นฐานของการผลิตผลผลิตออกมา จะประกอบด้วย สิ่งก่อสร้าง เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์การผลิตและการติดตั้ง ส่วนต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษา หมายถึงมูลค่าของการใช้สิ่งที่ใส่เข้าไปเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ เช่น ค่าไฟฟ้า ค่าบำรุงรักษา ค่าน้ำมันเชื้อเพลิงและหล่อลื่น เป็นต้น (ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ, 2542)

ต้นทุนทางอ้อมของโครงการ (Indirect Costs) หมายถึง ความเสียหายที่กลุ่มคนได้รับจากโครงการโดยปราศจากการจ่ายชดเชย (Compensation) สามารถกำหนดและวัดได้โดยการสำรวจและสัมภาษณ์ผู้ได้รับผลกระทบจากโครงการนั้น ๆ นั่นเอง

ผลประโยชน์ทางตรงของโครงการ (Direct Benefits) หมายถึง อะไรก็ได้ที่โครงการตั้งใจที่จะให้บรรลุผล ถ้าหากโครงการประสงค์จะเพิ่มผลผลิตแล้ว ผลผลิตที่เพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากโครงการเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีโครงการก็จะเป็นผลประโยชน์ทางตรงของโครงการนั้น ถ้าหากโครงการประสงค์จะลดหรือประหยัดต้นทุน (Cost Saving) แล้วต้นทุนที่สามารถประหยัดได้ก็จะจัดว่าเป็นผลประโยชน์ทางตรงของโครงการอีกเช่นเดียวกัน

ผลประโยชน์ทางอ้อมของโครงการ (Indirect Benefits) หมายถึง ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นนอกเหนือไปจากกลุ่มเป้าหมาย

3. หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจเพื่อการลงทุน

การวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐกิจจะเน้นถึงผลประโยชน์ที่มีต่อเศรษฐกิจโดยรวม ทั้งนี้เพื่อบรรลุถึงประสิทธิภาพในการจัดสรรทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัด ผลการวิเคราะห์จะอยู่ในรูปของผลประโยชน์ที่ได้จะสูงกว่าหรือต่ำกว่าค่าใช้จ่ายที่เสียไป หลักเกณฑ์ที่ใช้เปรียบเทียบค่าของโครงการเหล่านี้แบ่งเป็น 2 ประเภท (ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี, 2544) คือ

3.1 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบไม่ต้องปรับค่าของเวลา

เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบไม่ต้องปรับค่าของเวลาเป็นเกณฑ์การตัดสินใจแบบเก่าคือ นำผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการจะเกิดขึ้นในระยะเวลาต่าง ๆ กันมาคำนวณ

โดยไม่มีการปรับให้เป็นมูลค่าในปัจจุบัน (Present Value) มาเปรียบเทียบกัน ถ้าผลประโยชน์มากกว่าต้นทุนก็ถือว่าเป็นการลงทุนที่คุ้มค่า ถ้าโครงการลงทุนไม่มาก และระยะเวลาของโครงการสั้น เช่น 1 ปี หรือต้องการตรวจสอบอย่างคร่าว ๆ สามารถใช้เกณฑ์การตัดสินใจแบบนี้ได้ จะมีอยู่ 5 หลักเกณฑ์ดังนี้ (ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ, 2542)

1. ความจำเป็นเร่งด่วน (Urgency) ตามหลักเกณฑ์นี้ โครงการใดมีความจำเป็นเร่งด่วนมาก ก็จะมีลำดับความสำคัญสูงกว่าโครงการที่มีความจำเป็นเร่งด่วนน้อยกว่าความจำเป็นเร่งด่วนดังกล่าวเป็นความจำเป็นเร่งด่วนที่ถ้าไม่รีบดำเนินการแล้วอาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อกิจการได้ หรือเป็นความจำเป็นเร่งด่วนเพื่อความอยู่รอดของหน่วยงาน ถ้าไม่รีบดำเนินการอาจมีผลทำให้ไม่สามารถแข่งขันกับหน่วยงานอื่นได้ หรือมีความจำเป็นที่ต้องขยายสายผลิตภัณฑ์ใหม่ๆ ซึ่งจะเป็นผลดีต่อธุรกิจ

2. การตรวจสอบอย่างง่าย ๆ (Ranking by Inspection) หลักเกณฑ์การประเมินชนิดนี้เป็นชนิดที่ง่ายและช่วยการตัดสินใจได้ในบางกรณี ทั้งนี้ผู้วิเคราะห์โครงการเพียงแต่ทราบปริมาณการลงทุนและผลตอบแทน ก็สามารถบอกได้ทันทีว่าโครงการไหนจะดีกว่ากัน

3. ระยะคืนทุน (Payback Period) ระยะคืนทุนได้แก่ ระยะเวลาที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับค่าลงทุนของโครงการ หลักเกณฑ์นี้พิจารณาจำนวนปีที่จะได้รับผลตอบแทนคุ้มกับเงินลงทุนและใช้กันมากในวงธุรกิจ โดยเฉพาะในกรณีที่การลงทุนมีความเสี่ยงสูง

4. อัตราผลตอบแทนทางบัญชี (Accounting Rate of Return) อาจจะเรียกโดยทั่วไปว่าอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (Return on Investment) หรืออัตราผลตอบแทนจากทุนที่ลงไป (Return on Capital Employed) อัตรานี้สามารถคำนวณได้หลายทาง ทั้งนี้เพราะกำไรและทุนในทางบัญชีมีหลายตัว เช่น กำไรก่อนหักภาษี กำไรหลังหักภาษี เป็นต้นแต่โดยรูปแบบพื้นฐานแล้ว อัตราผลตอบแทนทางบัญชีสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของกำไรทางบัญชีกับค่าลงทุนแล้วแสดงเป็นร้อยละ ซึ่งโดยปกติอาจเป็นอัตราส่วนของกำไรเฉลี่ยต่อค่าลงทุนทั้งหมดแล้วคิดเป็นร้อยละ

5. การให้คะแนน (Scoring) เกณฑ์การประเมินนี้ มักจะเน้นการตัดสินใจไปที่หลักเกณฑ์ใดหลักเกณฑ์หนึ่งเป็นการเฉพาะ เช่น กำไรทางการเงิน ดังนั้นเพื่อแก้ไขข้อจำกัด

ดังกล่าวจึงได้มีการพัฒนาหลักเกณฑ์การประเมินแบบให้คะแนนที่ใช้หลายๆหลักเกณฑ์มาประเมินโครงการ กล่าวคือตามหลักเกณฑ์นี้จะมีการกำหนดเงื่อนไขหรือปัจจัยขึ้นมาจำนวนหนึ่งเพื่อใช้ในการพิจารณาตัดสินใจว่าจะรับหรือปฏิเสธโครงการ

3.2 เกณฑ์การตัดสินใจแบบปรับค่าของเวลา

โดยทั่วไปโครงการส่วนใหญ่ที่มีอายุมากกว่า 1 ปี ผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการจะเกิดขึ้นในระยะเวลาต่าง ๆ กัน ตลอดอายุของโครงการจึงยากที่จะนำมาเปรียบเทียบโดยตรง จะต้องมีการปรับค่าของเวลาการได้มาซึ่งผลประโยชน์และต้นทุนที่จะต้องเสียไปให้เป็นมูลค่าในอนาคตโดยการคิดแบบทบต้น (Compounding) โดยใช้อายุของโครงการเป็นเวลาในอนาคตนั้น หรือการปรับให้เป็นมูลค่าในปัจจุบัน (Present Value) โดยการคำนวณหักส่วนลด (Discounting) จึงจะสามารถทำการวินิจฉัยได้ว่าโครงการนั้นจะให้ผลประโยชน์คุ้มค่าหรือไม่ ซึ่งมีเกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจดังนี้

3.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ในแต่ละปีของโครงการตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน ค่าใช้จ่ายของโครงการตลอดอายุโครงการ เพื่อวัดค่าว่า โครงการที่พิจารณาอยู่นั้นจะให้ผลประโยชน์คุ้มค่ากับการลงทุนหรือไม่ โดยสามารถเขียนเป็นสูตรคำนวณได้ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t}$$

โดยกำหนดให้ B_t = มูลค่าผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับของโครงการในปีที่ t

C_t = มูลค่าต้นทุนของโครงการในปีที่ t

i = อัตราคิดลด (Discount Rate)

t = ปีของโครงการคือ ปีที่ 0, 1, 2, …., n

n = อายุของโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจที่ยอมรับโครงการคือ ค่า NPV มีค่ามากกว่า 0

3.2.2 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ คือ อัตราส่วนลดที่ทำให้ผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายที่คิดลดเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วมีค่าเท่ากัน ซึ่งอัตราดังกล่าวเป็นอัตราความสามารถของเงินทุนที่จะก่อให้เกิดรายได้คุ้มกับเงินลงทุน หรือมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเป็นศูนย์สามารถเขียนเป็นสูตรคำนวณได้ดังนี้

$$\text{IRR} = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} = 0$$

นำค่า IRR ที่ได้ไปเปรียบเทียบกับค่าเสียโอกาสของเงินทุน หรืออัตราดอกเบี้ยที่เป็นต้นทุนของเงินทุน (Cost of Capital) ถ้าค่า IRR ที่คำนวณได้มีค่าสูงกว่าต้นทุนของเงินทุน แสดงว่าการลงทุนในโครงการนี้จะให้ผลคุ้มค่า และเป็นโครงการที่น่าลงทุน เพราะผลประโยชน์ของเงินที่ได้ใช้ไปในโครงการจะสูงกว่าการใช้เงินทุนไปในทางเลือกอื่น ๆ ในทางตรงกันข้ามถ้าค่า IRR ที่คำนวณได้มีค่าต่ำกว่าต้นทุนของเงินทุน แสดงว่าโครงการให้ผลประโยชน์ไม่คุ้มค่าและไม่น่าตัดสินใจเลือกลงทุน

3.2.3 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน(Benefit-Cost Ratio: BCR)

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนตลอดอายุโครงการ สามารถเขียนเป็นสูตรคำนวณได้ดังนี้

$$\text{BCR} = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t} \Big/ \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

หลักเกณฑ์การตัดสินใจว่าโครงการมีความคุ้มค่าเหมาะสมแก่การลงทุนคือ BCR ที่คำนวณได้มีค่ามากกว่า 1

ในการพิจารณาโครงการหนึ่ง ๆ ไม่ควรที่จะใช้เพียงเกณฑ์การตัดสินใจเพียงเกณฑ์เดียวเป็นตัวตัดสินเนื่องจากอาจเกิดการผิดพลาดได้ ซึ่งจุดอ่อนของเกณฑ์อัตราผลประโยชน์ต่อต้นทุนมักจะเกิดกับกรณีการเลือกโครงการ ทั้งนี้เพราะโครงการขนาดใหญ่ ๆ ที่มีทั้งผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายสูงมาก ๆ ค่า BCR ที่คำนวณได้อาจจะต่ำกว่าค่า BCR ของโครงการขนาดเล็กที่มีผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายน้อยกว่า ทั้ง ๆ ที่โครงการขนาดใหญ่นั้นอาจจะทำให้เกิดรายได้สูงกว่าโครงการขนาดเล็ก แต่ค่า BCR ที่มากกว่า 1 ยังมีค่าน้อยกว่าค่า BCR ของโครงการขนาดเล็ก จึงอาจมีผลให้ตัดสินใจเลือกโครงการเล็กซึ่งทำให้เกิดความผิดพลาดขึ้นได้ ดังนั้นในการวิเคราะห์โครงการที่ดีควรใช้เกณฑ์การตัดสินในหลาย ๆ เกณฑ์ (ยุพิน ประจวบเหมาะ , 2537)

4. การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เป็นวิธีที่ง่ายที่สุดและใช้กันแพร่หลายมากที่สุดสำหรับการวิเคราะห์ความไม่แน่นอนเป็นการวัดว่าผลของ CBA อ่อนไหวหรือไม่อย่างไร ต่อการเปลี่ยนแปลงในตัวแปรใดตัวแปรหนึ่งหรือกลุ่มตัวแปร ในแต่ละตัวแปร กำหนดมูลค่าที่เป็นไปได้ในกรณีฐานหรือกรณีปกติ เนื่องจากที่ผ่านมาเราได้สมมติให้แต่ละตัวแปรมีค่าที่เป็นไปได้เพียงค่าเดียว แต่เมื่อกรณีความอ่อนไหว จะพิจารณาค่าต่าง ๆ ของแต่ละตัวแปรตามความเหมาะสม โดยทั่วไปแล้วมักจะทำการพิจารณา 3 ถึง 5 ค่าในแต่ละตัวแปร วิธีการที่ใช้กันมากที่สุดคือ การกำหนดมูลค่าของตัวแปรเป็น 3 ค่า ได้แก่ ค่าในแง่ดี (Optimistic) ค่าที่เป็นไปได้มากที่สุด (Most likely) และค่าในแง่ร้าย (Pessimistic) โดยที่ค่าที่เป็นไปได้มากที่สุด สามารถกำหนดจากค่าเฉลี่ย ส่วนค่าในแง่ดีและค่าในแง่ร้ายนั้น อาจจะสูงกว่าหรือต่ำกว่าค่าเฉลี่ยก็ได้ กล่าวคือ ค่าในแง่ดีจะสูงกว่าค่าเฉลี่ยสำหรับผลประโยชน์ แต่จะต่ำกว่าค่าเฉลี่ยสำหรับต้นทุน และเป็นจริงไปในทางตรงกันข้ามสำหรับค่าในแง่ร้าย ทั้งนี้ ความสัมพันธ์ในระหว่างค่าเฉลี่ย ค่าในแง่ดีและค่าในแง่ร้าย ไม่จำเป็นว่าจะต้องเป็นสัดส่วนคงที่ การคำนวณผลที่เกี่ยวข้องใหม่ เช่น NPV หรือ BCR โดยใช้ค่าต่าง ๆ ที่เป็นไปได้ของตัวแปรนั้น ๆ ในขณะที่กำหนดให้ตัวแปรอื่น ๆ ทั้งหมดคงที่

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวเป็นเทคนิคที่มีข้อดีหลายประการสำหรับการวิเคราะห์ความไม่แน่นอน กล่าวคือเป็นการสร้างทางเลือกของการตัดสินใจ ด้วยผลลัพธ์ที่เป็นไปได้ภายใต้สถานการณ์ที่แตกต่างกัน โดยเน้นให้ความสำคัญกับตัวแปรหลัก เป็นมูลค่าที่เป็นไปได้ของตัวแปรนั้น ๆ และในการวิเคราะห์ตามวิธีการของเรื่องราวก็จะเน้นให้ความสำคัญกับปฏิกิริยาต่อกันใน

ระหว่างตัวแปรต่างๆ โดยผลการวิเคราะห์จะบ่งชี้ถึงสิ่งที่จะต้องวิจัยค้นคว้าต่อ เพื่อให้ได้รับข้อมูลข่าวสารที่ดีกว่าก่อนที่โครงการจะถูกนำไปดำเนินการ (ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี, 2540)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ ยังคงต้องพิจารณาว่าผลตอบแทนเป็นไปตามหลักเกณฑ์ของตัวชี้วัดทั้ง 3 กรณี ในการที่จะบอกถึงความเป็นไปได้ของการลงทุน คือ

1. NPV มีค่ามากกว่าศูนย์
2. BCR มีค่ามากกว่าหนึ่ง
3. IRR มีค่ามากกว่าค่าเสียโอกาสของการลงทุน

5. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน (Switching Value Test)

ค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการ หมายถึง การเปลี่ยนแปลงเป็นร้อยละ (Percentage Change) ของปัจจัยที่เชื่อว่ามีอิทธิพลต่อผลลัพธ์ของโครงการ ซึ่งทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ เนื่องจากภายใต้ข้อสมมติที่เป็นไปได้มากที่สุด NPV มีค่าเป็นบวก ณ ระดับหนึ่ง โดยมีวิธีการวิเคราะห์ ดังนี้ (ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี, 2544)

1. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน (SVT_C) หมายความว่า ต้นทุนโครงการสามารถเพิ่มขึ้นได้ร้อยละเท่าไรก่อนที่จะทำให้ NPV เท่ากับศูนย์ และ BCR เท่ากับหนึ่ง คำนวณได้จากสูตร

$$SVT_C = \frac{NPV}{PVC} \times 100$$

โดยกำหนดให้

SVT_C = การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน
NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ
PVC = มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน

2. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ (SVT_B) หมายความว่า ผลประโยชน์โครงการสามารถลดลงได้ร้อยละเท่าไรก่อนที่จะทำให้ NPV เท่ากับศูนย์ และ BCR เท่ากับหนึ่ง คำนวณได้จากสูตร

$$SVT_B = \frac{NPV}{PVB} \times 100$$

โดยกำหนดให้

SVT_B = การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์
NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ
PVB = มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์

ถ้า SVT_C หรือ SVT_B ที่คำนวณได้มีค่าสูง หมายความว่า ความเสี่ยงภัยในโครงการอยู่ในระดับต่ำ

และถ้า SVT_C หรือ SVT_B ที่คำนวณได้มีค่าต่ำ หมายความว่า ความเสี่ยงภัยในโครงการอยู่ในระดับสูง

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ทิฆัมพร จอนเจิดสิน (2539) ศึกษาเรื่องการวิเคราะห์โครงการด้านเศรษฐศาสตร์กรณีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่เปรียบเทียบน้ำมันเตาและถ่านหิน มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าและทรัพยากรที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงซึ่งจะมีต่อการกำหนดแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในอนาคต รวมทั้งการวิเคราะห์โครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์โดยเปรียบเทียบกรณีใช้ถ่านหินและน้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงโดยใช้เกณฑ์การตัดสินใจ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) และอัตราผลตอบแทนโครงการ (IRR) โดยใช้ข้อมูลทุติยภูมิ กำหนดระยะเวลาที่ศึกษา 25 ปี (พ.ศ. 2539 - 2563)

ผลการวิเคราะห์พบว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งเป็นสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานของกิจกรรมทางเศรษฐกิจมีอัตราเพิ่มสูงขึ้น ในขณะที่กำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันมีจำกัดไม่เพียงพอต่อ

ความต้องการ ดังนั้น กฟผ. จึงได้วางแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนขนาด 300 เมกะวัตต์ที่จังหวัดกระบี่ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในบริเวณภาคใต้ฝั่งตะวันตกของประเทศ โดยในกรณีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะเกิดความคุ้มค่ามากกว่ากรณีใช้น้ำมันเตา และเมื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการต่อการปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาเชื้อเพลิง พบว่ากรณีใช้ถ่านหินจะมีความมั่นคงต่อการเปลี่ยนแปลงของราคามากกว่า แต่การใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าด้วย ดังนั้นหากเลือกใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะต้องมีการจัดการที่ดี จากการศึกษาเอกสารเล่มนี้ สามารถใช้เป็นแนวทางในการศึกษาความเหมาะสมในการลงทุนของโครงการได้

สุรีย์พร พานิชอัตรา (2540) ศึกษาเรื่องความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำคีรีธารแบบสูบกลับ มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโดยพิจารณาจากต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ โดยใช้ข้อมูลทุติยภูมิ กำหนดระยะเวลาที่ศึกษา 60 ปี (พ.ศ. 2540-2599) การวิเคราะห์โดยใช้เกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุนพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงด้านต้นทุนและผลประโยชน์ที่ต่างไปจากเดิม

ผลการศึกษาพบว่าเมื่อคิดมูลค่าปัจจุบันในอัตราคิดลดร้อยละ 10 ตลอดระยะเวลาของโครงการ ได้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 1,587.921 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 1.113 และอัตราผลตอบแทนของโครงการเท่ากับร้อยละ 13.506 จากตัวชี้วัดดังกล่าว โครงการนี้มีความเหมาะสมในการลงทุน และเมื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการแล้ว จะเห็นว่าแม้จะมีปัจจัยภายนอกอันส่งผลให้ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการเปลี่ยนแปลงไป โครงการนี้ก็ยังมีความเหมาะสมที่จะลงทุน จากการศึกษาเอกสารเล่มนี้ทำให้ได้แนวคิดเกี่ยวกับการประมาณการต้นทุนจากการลงทุนก่อนที่จะมีการดำเนินการโครงการ เพื่อเป็นแนวทางการวิเคราะห์สำหรับการวิเคราะห์ในครั้งนี้

พรทิพย์ สุภาวิมล (2541) ศึกษาเรื่องความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์โครงการโรงไฟฟ้าทับสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าทับสะแก โดยพิจารณาจากต้นทุนและผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับเปรียบเทียบกรณีใช้น้ำมันเตาและถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ใช้ข้อมูลทุติยภูมิและเกณฑ์การตัดสินใจแบบปรับค่า

เวลาของต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR)

ผลการศึกษาพบว่าโครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 4,546.23 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 1.14 และอัตราผลตอบแทนของโครงการเท่ากับร้อยละ 12.82 และเมื่อมาวิเคราะห์ความอ่อนไหวกรณีใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง พบว่าเมื่อต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าทับสะแกเพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 10 การเพิ่มขึ้นของราคาเชื้อเพลิงในอัตราร้อยละ 10 หรือการลดลงของราคาค่าไฟฟ้าในอัตราร้อยละ 10 ซึ่งจะทำให้โครงการมีความอ่อนไหวน้อยกว่ากรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าและเหมาะสมในการลงทุนมากกว่า แต่ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับปริมาณถ่านหิน ดังนั้นหากเลือกใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะต้องมีการหาแหล่งวัตถุที่มั่นคง จากการศึกษาเอกสารเล่มนี้จะให้ได้แนวคิดเกี่ยวกับการจำแนกประเภทของต้นทุนและการประมาณการต้นทุนของโครงการ

Elliott (2000) ได้ทำการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อมของบริษัท Malden Mills ภายใต้โครงการชื่อ Scenariou of U.S Carbon Reductions ซึ่งเป็นโครงการศึกษาผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากโรงงานอุตสาหกรรมในสหรัฐอเมริกา โดยบริษัท Malden Mills คือบริษัทผลิตสิ่งทอรายใหญ่ ซึ่งตั้งบนเนื้อที่ 2 ล้านตารางฟุต รับซื้อพลังงานไฟฟ้าและพลังงานไอน้ำจากบริษัทผู้ผลิตใกล้เคียงพื้นที่โรงงาน ซึ่งต่อมาบริษัทเหล่านี้ปิดตัวลงเนื่องจากเกิดปัญหามลภาวะอย่างรุนแรง ทำให้ในปี 1992 บริษัท Malden Mills ได้ทำการสร้างโรงไฟฟ้าขึ้น ที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 12 เมกะวัตต์ อีกทั้งยังได้นำระบบการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมมาใช้ผลิตพลังงานไอน้ำด้วย

ผลลัพธ์ที่ได้จากการสร้างโรงไฟฟ้าควบคู่กับการนำระบบการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมมาใช้ พบว่าสามารถลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานได้ถึงร้อยละ 20 อีกทั้งยังลดปัญหาด้านมลภาวะอีกด้วย ในปี 1995 บริษัท Malden Mills ได้ติดตั้งระบบการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมเพิ่ม ในรูปแบบใหม่ล่าสุด สามารถผลิตให้พลังงานความร้อนและพลังงานความเย็นได้ ทำให้สามารถลดค่าใช้จ่ายได้อีกมาก ผู้บริหารของบริษัทมั่นใจว่าจะสามารถมีระยะเวลาคืนทุนในการลงทุนติดตั้งระบบการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมได้ภายใน 10 ปี จากผลสำเร็จดังกล่าวทำให้ Department of Environment ของสหรัฐอเมริกา ประกาศให้บริษัท Malden Mills เป็นบริษัทต้นแบบด้านเทคโนโลยีด้านการผลิตพลังความร้อนร่วมอีกด้วย

Kaarsberg (2001) ได้ทำการศึกษาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมภายใต้โครงการ The Energy Innovations ซึ่งเป็นการศึกษานวัตกรรมใหม่ในการใช้พลังงานให้เกิดประสิทธิภาพมากที่สุด โดยมีกรณีศึกษา คือ The Massachusetts Institute of Technology (MIT) ได้มีการผลิตพลังงานใช้เองภายในสถาบัน อีกทั้งยังนำพลังงานกลซึ่งอยู่ในรูปพลังงานไอน้ำ มาใช้ในระบบทำความร้อนและความเย็นในสถาบันอีกด้วย

ผลการวิเคราะห์โครงการพบว่า ทางสถาบัน MIT ที่มีการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบ Combustion Turbine ซึ่งสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 22 เมกะวัตต์ โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เมื่อมีการเริ่มใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม (Combined Heat and Power: CHP) สามารถเพิ่มประสิทธิภาพของระบบผลิตได้ถึงร้อยละ 18 ซึ่งมากกว่าการแยกผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานไอน้ำแต่ละส่วน ระบบการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม สามารถลดค่าใช้จ่ายได้ถึงร้อยละ 40 ของค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของสถาบัน ซึ่งมีระยะเวลาคืนทุนในการลงทุนติดตั้งระบบ ผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมได้ภายใน 7 ปี อีกทั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมยังช่วยลดมลภาวะที่เกิดจากการผลิตพลังงานไอน้ำแบบเดิมของสถาบัน ซึ่งใช้ระบบหม้อไอน้ำที่ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งก่อให้เกิดมลภาวะอย่างมาก

The Irish CHP Association (2002) ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของกลุ่มบริษัท Jurys Doyle Hotel Group ประเทศไอร์แลนด์ ซึ่งมีเป้าหมายจะควบคุมการดำเนินงานให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ด้วยค่าใช้จ่ายที่ต่ำที่สุด ทางกลุ่มบริษัทจึงตัดสินใจติดตั้งระบบผลิตพลังความร้อนร่วม เนื่องจากตระหนักว่าจะเป็นการช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายหลัก โดยได้ทดลองใช้ระบบนี้กับ The Burlington Hotel ในกรุงดับลิน ซึ่งเป็นโรงแรมที่ใหญ่ที่สุดในไอร์แลนด์

ผลการวิเคราะห์พบว่าสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ถึง 185 เมกะวัตต์ ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 50 ของความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด ทำให้สามารถประหยัดค่าใช้จ่ายเป็นมูลค่า 73,000 ยูโร อีกทั้งพลังงานความร้อนที่เหลือสามารถนำไปใช้งานได้ แทนที่การใช้งานหม้อไอน้ำแบบเก่า ที่ใช้การเผาไหม้น้ำมันเชื้อเพลิง ทำให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 1,154 ตันต่อปี ที่ปล่อยสู่บรรยากาศออกไป

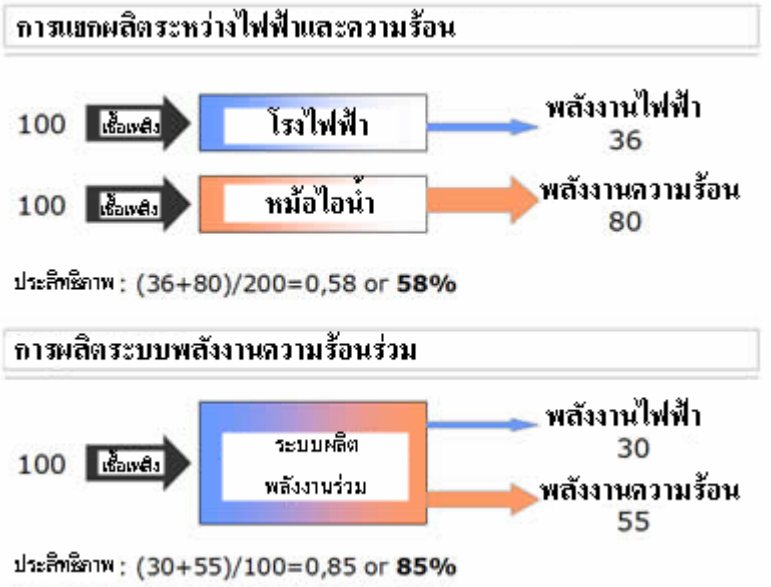
จากการตรวจเอกสารงานวิจัยที่เกี่ยวข้องทั้ง 6 เรื่องทำให้ทราบถึงสถานการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น จึงมีโครงการโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ เกิดขึ้นเป็นจำนวนมาก รวมทั้งมีการตระหนักถึงการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ทำให้มีการนำแนวความคิดที่จะผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม เพื่อช่วยประหยัดด้านต้นทุนการผลิตมากขึ้น รวมทั้งยังช่วยแก้ปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมได้อีกด้วย จากการศึกษาจึงทำให้ทราบถึงแนวทางในการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการต่าง ๆ ซึ่งสามารถนำมาประยุกต์ประกอบรายงานการศึกษาค้นคว้าเรื่องนี้ต่อไป

บทที่ 3

สภาพทั่วไปของวิธีการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบพลังความร้อนร่วม และความต้องการใช้พลังงานของโรงงานผลิตยางรถยนต์

การผลิตไฟฟ้าในรูปแบบพลังความร้อนร่วม

การผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม เป็นเทคโนโลยีที่นำเอาความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้ามาผลิตพลังงานความร้อนหรือ ความเย็นเพื่อใช้ในกระบวนการผลิต โดยจะเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับการออกแบบโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมกับความต้องการไฟฟ้า ความร้อนและความเย็น จะเห็นได้ว่า โดยปกติเมื่อแยกผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าจะเท่ากับร้อยละ 36 และจะได้ประสิทธิภาพการผลิตพลังงานความร้อนเท่ากับร้อยละ 80 ซึ่งเฉลี่ยแล้วจะได้ประสิทธิภาพรวมเป็นร้อยละ 58 เมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตโดยใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม ซึ่งใช้เชื้อเพลิงในการผลิตน้อยกว่าถึงครึ่งหนึ่ง แต่สามารถเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตโดยเฉลี่ยขึ้นเป็นร้อยละ 85 ดังภาพที่ 4



ภาพที่ 4 การเปรียบเทียบระหว่างประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนแบบปกติและแบบพลังความร้อนร่วม

ที่มา: ดัดแปลงจาก European Biomass Industry Association (2007)

1. รูปแบบของการผลิตในระบบพลังความร้อนร่วม

การแบ่งรูปแบบของการผลิตในระบบพลังความร้อนร่วมนั้น จะขึ้นอยู่กับรูปแบบของพลังงานที่ต้องการผลิตออกมา แบ่งได้เป็น 3 แบบ ดังนี้

1.1 การผลิตพลังความร้อนร่วมโดยผลิตพลังงานความร้อนเป็นหลัก เพื่อให้ได้ตามความต้องการใช้งานของอุตสาหกรรม ส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตออกมานั้น อาจจะเพียงพอต่อความต้องการใช้งานในอุตสาหกรรมหรือไม่ก็ได้ ในกรณีนี้อาจต้องมีการรับซื้อ- ขายไฟฟ้าส่วนที่ขาดหรือเกินให้กับการไฟฟ้า

1.2 การผลิตพลังความร้อนร่วมโดยผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก เพื่อให้ได้ตามความต้องการใช้งานของอุตสาหกรรม ส่วนปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้นั้น ถ้าไม่เพียงพออาจจะมีการติดตั้งระบบเสริมพลังงานความร้อน (Supplementary firing) เพิ่มเติมให้กับชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (Heat Recovery Steam Generator: HRSG) หรือการติดตั้งหม้อน้ำเพิ่มเติม ซึ่งโรงงานผลิตยางรถยนต์ได้ใช้รูปแบบนี้

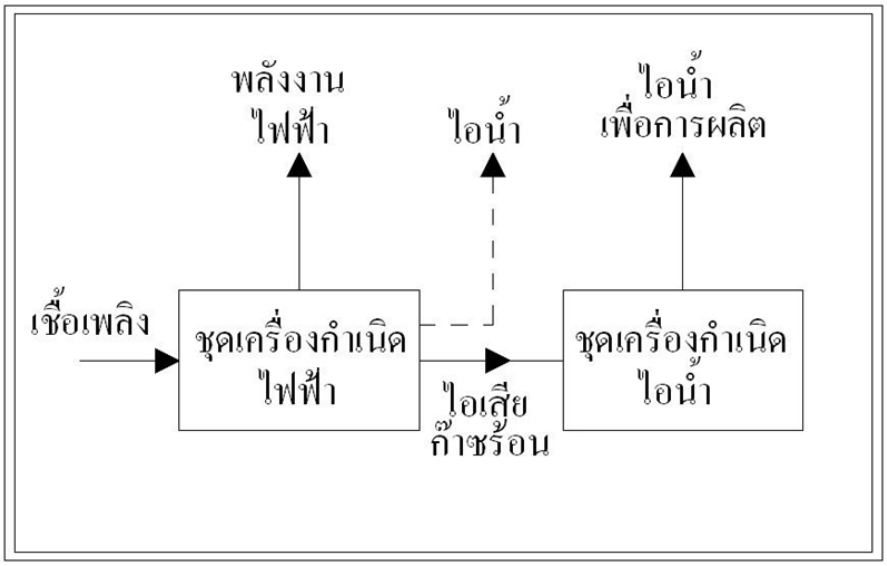
1.3 การผลิตพลังความร้อนร่วมโดยพิจารณาถึงจุดคุ้มทุนเป็นหลัก จะเป็นการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนให้เหมาะสมกับความต้องการ โดยจะพิจารณาถึงผลตอบแทนทางการเงินของโครงการเป็นหลัก ในกรณีนี้อาจจำเป็นต้องมีการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากการไฟฟ้าหรืออาจต้องมีการผลิตความร้อนเพิ่ม

2. ชนิดของระบบพลังความร้อนร่วม

การผลิตพลังความร้อนร่วม สามารถจำแนกตามลำดับก่อนหลังของการผลิตไฟฟ้าและความร้อน ได้เป็น 2 แบบ ดังนี้

2.1 ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้านำหน้า (Topping Cycle) เป็นระบบที่ใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงเพื่อผลิตกำลังไฟฟ้าหรือพลังงานกลก่อน แล้วจึงนำความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการผลิตต่อไป มีลักษณะทั่วไปดังแสดงในภาพที่ 5 กรณีเมื่อใช้กังหันก๊าซเป็นต้นกำลังของชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ไอเสียก๊าซร้อนจากชุดกังหันก๊าซ จะถูกนำไปใช้ผลิตไอน้ำด้วยชุด

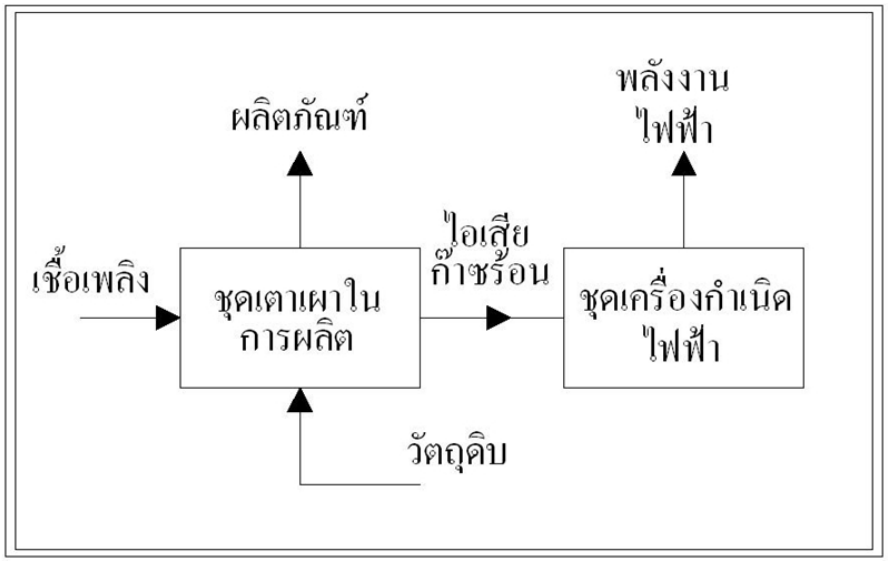
กำเนิดไอน้ำ (หม้อต้มไอน้ำ) เพื่อส่งไปใช้ในกระบวนการผลิต แต่ถ้าเป็นกรณีใช้กังหันไอน้ำ ความร้อนของไอน้ำที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้านี้จะถูกควบคุมให้มีอุณหภูมิพอเหมาะสำหรับใช้ในกระบวนการผลิตโดยตรง ซึ่งโดยทั่วไปมักจะนำไปใช้ในขั้นตอนการอบแห้ง การอุ่นหรือการหล่อเย็นเนื่องจากความร้อนของไอน้ำที่ได้ มักจะมีความดันหรืออุณหภูมิไม่สูงมากนัก โดยทั่วไปจะใช้การผลิตพลังงานร่วมแบบนี้ในอุตสาหกรรมอาหาร อุตสาหกรรมที่เกี่ยวกับการเกษตร อุตสาหกรรมกระดาษ อุตสาหกรรมปิโตรเคมี อุตสาหกรรมสิ่งทอ และโรงงานอุตสาหกรรมผลิตยาง เป็นต้น



ภาพที่ 5 ลักษณะทั่วไปของการผลิตพลังความร้อนร่วมในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้านำหน้า
ที่มา: ดัดแปลงจากวารสารพัฒนาเทคนิคศึกษา (2546)

2.2 ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าตามหลัง (Bottoming Cycle) เป็นระบบที่นำเชื้อเพลิงมาเผาไหม้เพื่อให้ได้พลังงานความร้อนไปใช้ในกระบวนการผลิตก่อน แล้วจึงนำความร้อนที่เหลือซึ่งยังคงมีอุณหภูมิค่อนข้างสูง ไปใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีลักษณะทั่วไปดังแสดงในภาพที่ 6

ปัจจุบันระบบที่ได้รับความนิยม คือ ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก (Topping Cycle) เนื่องจากอุตสาหกรรมทั่วไปใช้ความร้อนที่อุณหภูมิไม่สูงมากนัก รวมทั้งระบบผลิตพลังความร้อนร่วมชนิดนี้เป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูง และให้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่ดีกว่า



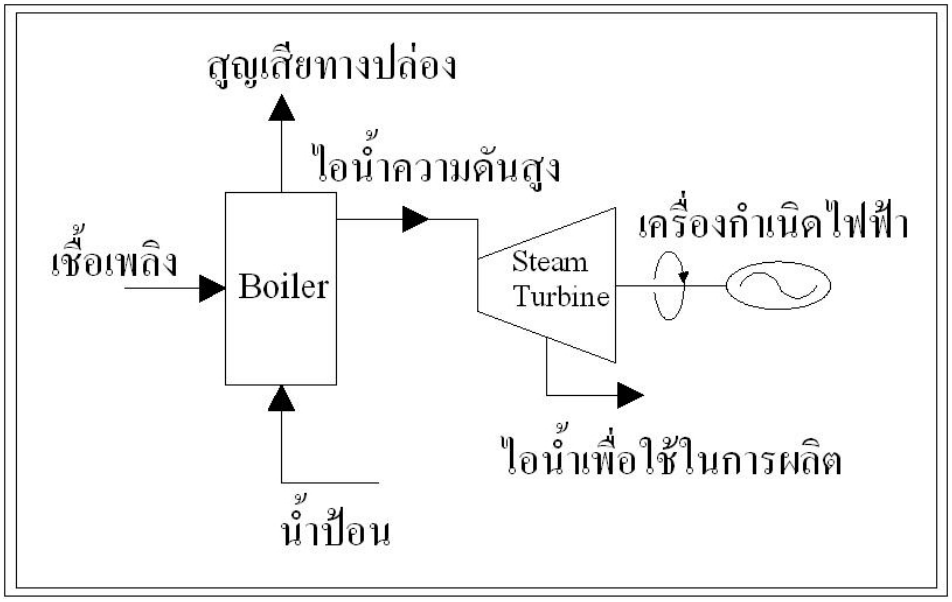
ภาพที่ 6 ลักษณะทั่วไปของการผลิตพลังความร้อนร่วมในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าตามหลัง
ที่มา: ดัดแปลงจากวารสารพัฒนาเทคนิคศึกษา (2546)

3. อุปกรณ์ที่ใช้ในระบบพลังงานร่วม

3.1 อุปกรณ์ต้นกำลัง (Prime Movers) อุปกรณ์ต้นกำลังต่าง ๆ ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมจะแตกต่างกันออกไป ขึ้นอยู่กับระบบที่เลือกใช้ ดังนี้

3.1.1 ระบบกังหันไอน้ำพลังงานร่วม (Steam Turbine Cogeneration Cycle)

กังหันไอน้ำ (Steam Turbine) สามารถนำมาใช้ได้ทั้งชนิด Topping Cycle และ Bottoming Cycle เป็นระบบที่นำไอน้ำที่ผลิตจากหม้อไอน้ำ ส่งไปยังกังหันไอน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าตามปกติวัฏจักรกังหันไอน้ำนี้จะประกอบไปด้วย หม้อไอน้ำ (Boiler) หรือเครื่องกำเนิดไอน้ำ (Steam Generator) ที่ใช้สำหรับผลิตไอน้ำความร้อนสูง (Superheated Steam) และกังหันดังภาพที่ 7 ประสิทธิภาพของระบบผลิตพลังความร้อนร่วมโดยใช้กังหันไอน้ำ อาจสูงถึง ร้อยละ 84 เนื่องจากการสูญเสียพลังงานในกังหัน สามารถนำไปเป็นความร้อนให้กับกระบวนการผลิตได้

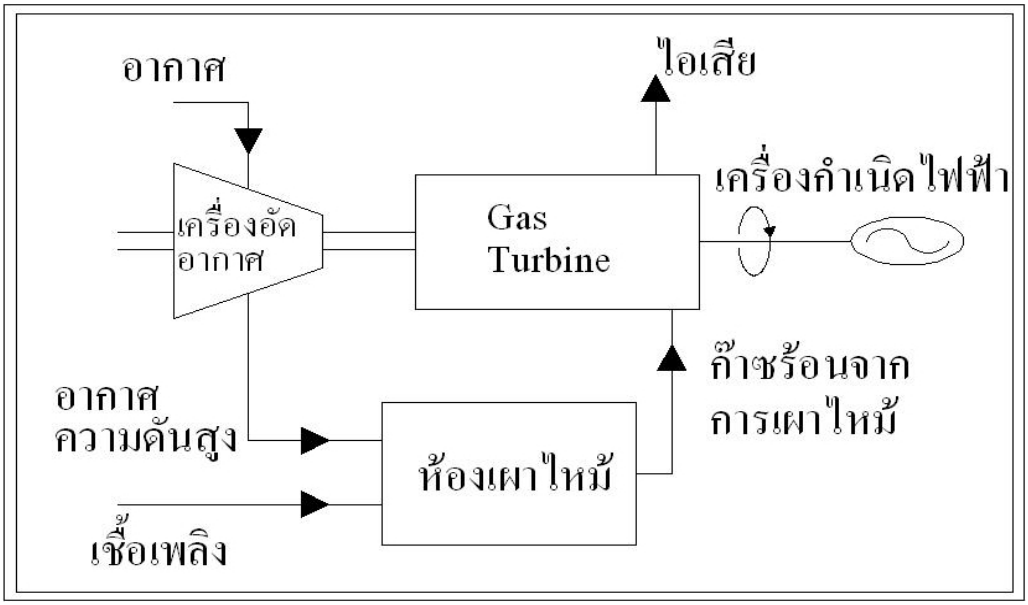


ภาพที่ 7 แผนภาพระบบผลิตพลังความร้อนร่วมโดยใช้กังหันไอน้ำ
ที่มา: ดัดแปลงจากวารสารพัฒนาเทคนิคศึกษา (2546)

3.1.2 ระบบกังหันก๊าซพลังงานร่วม (Gas Turbine Cogeneration Cycle)

เมื่อพิจารณาทางด้านการออกแบบเป็นเกณฑ์ ระบบนี้สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภทคือ ประเภทที่พัฒนามาจากวัฏจักรที่ใช้ในเครื่องบิน มักมีขนาดเล็ก กะทัดรัด และมีประสิทธิภาพสูง แต่ต้องใช้ความชำนาญพิเศษในการซ่อมบำรุงกับประเภทที่ออกแบบให้ใช้กับอุตสาหกรรมโดยเฉพาะ ซึ่งมักจะมีขนาดใหญ่และประสิทธิภาพต่ำกว่าประเภทแรก ระบบที่เป็นมาตรฐานโดยทั่วไปประกอบด้วยกังหันก๊าซ (Gas Turbine) และ ชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (Heat Recovery Steam Generator; HRSG) เชื้อเพลิงที่ใช้กับเครื่องยนต์จะต้องเป็นเชื้อเพลิงสะอาด เช่น น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ

หลักการทำงานของระบบ คือ อากาศจะถูกดูดเข้าเครื่องอัดอากาศ (Compressor) ให้มีความดันสูงแล้วจะถูกป้อนเข้าไปยังห้องเผาไหม้ ที่ห้องเผาไหม้นี้น้ำมันเชื้อเพลิงจะถูกฉีดเข้ามาผสมและจุดระเบิดขึ้น ก๊าซร้อนจากการเผาไหม้จะขยายตัวผ่านไปยังกังหันก๊าซ ทำให้กังหันก๊าซหมุนและแกนของเครื่องจะต่อไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ดังภาพที่ 8



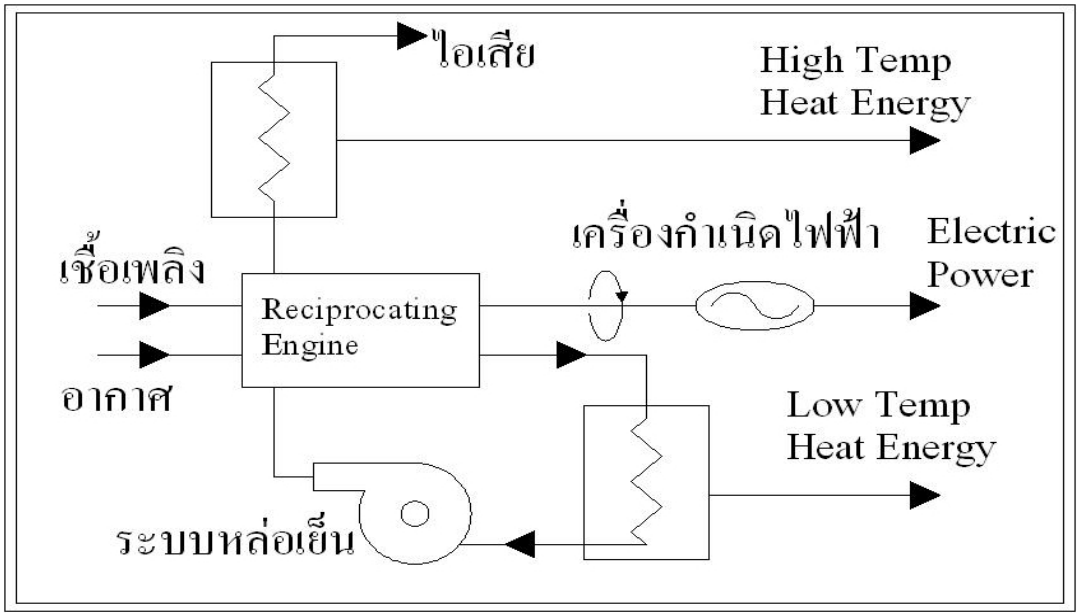
ภาพที่ 8 แผนภาพระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้กังหันก๊าซ
ที่มา: ดัดแปลงจากวารสารพัฒนาเทคนิคศึกษา (2546)

ตามปกติ ร้อยละ 50 ของงานที่เพลาของกังหันก๊าซผลิตได้ จะถูกส่งไปขับเครื่องอัดอากาศ ส่วนที่เหลือจึงจะเป็นงานสุทธิ ที่เพลาที่ใช้ในการขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ไอเสียจากระบบที่ได้ จะมีอุณหภูมิประมาณ 450–550 $^{\circ}$C จะไหลผ่านเข้าไปในชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (HRSG) ซึ่งใช้ผลิตไอน้ำหรือน้ำร้อน เพื่อใช้ในกระบวนการผลิตต่าง ๆ โดยทั่วไปอาจมีการใช้อุปกรณ์เสริมบางอย่างเพื่อช่วยเพิ่มปริมาณไอน้ำให้ได้ตามที่ต้องการเช่น ใช้ระบบเสริมพลังงานความร้อน (Supplement Firing) หรือใช้ ระบบหัวฉีดไอน้ำ (Steam Injection) เพื่อช่วยเพิ่มปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ หรือระบบวาล์ว เพื่อระบายไอเสียบางส่วนทิ้ง ในกรณีที่ต้องการลดปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ จากที่กล่าวมานี้ จะทำให้สามารถเดินเครื่องที่เปลี่ยนอัตราความร้อนเป็นพลังงานได้กว้างมากขึ้น

3.1.3 ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายในพลังงานร่วม (Internal Combustion Engines Cogeneration Cycle)

ประกอบด้วยเครื่องยนต์ต้นกำลังและส่วนที่นำความร้อนทิ้งมาใช้งาน การทำงานเริ่มจากเครื่องยนต์สันดาปน้ำมันเชื้อเพลิงในกระบอกสูบ ทำให้เกิดก๊าซร้อนและความดันสูง ดันลูกสูบให้ไปขับเพลาของเครื่องให้หมุนและต่อเพลาให้ขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิต

กระแสไฟฟ้า ก๊าซ ไอเสียหลังการสันดาปที่ออกทางท่อไอเสียของเครื่องยนต์ ที่อุณหภูมิประมาณ 400 – 450 ^{o}C มีค่าประมาณ ร้อยละ 50 ของความร้อนที่เครื่องยนต์จะปล่อยออกมาทั้งหมด ซึ่งสามารถนำไปเป็นแหล่งความร้อนในชุดนำความร้อนกลับมาใช้งานได้ เนื่องจากเมื่อเกิดการสันดาปเชื้อเพลิงจะทำให้เครื่องยนต์มีอุณหภูมิสูง จึงต้องมีระบบหล่อเย็นให้กับระบบท่อที่ห่อหุ้มอยู่รอบเครื่องยนต์ โดยจะมีสารหล่อเย็นภายในระบบท่อ ทำหน้าที่เป็นตัวพาความร้อนออกจากเครื่องยนต์ ซึ่งความร้อนสะสมในสารหล่อเย็น (อุณหภูมิประมาณ 85-95 ^{o}C) สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ อย่างไรก็ตามพลังงานความร้อนที่ได้ เป็นพลังงานที่มีอุณหภูมิต่ำอาจไม่เหมาะสมที่จะใช้ในกระบวนการผลิต แต่อาจจะใช้ในการอุ่นน้ำป้อนหรือใช้เป็นน้ำป้อนของระบบหม้อไอน้ำได้ ดังภาพที่ 9

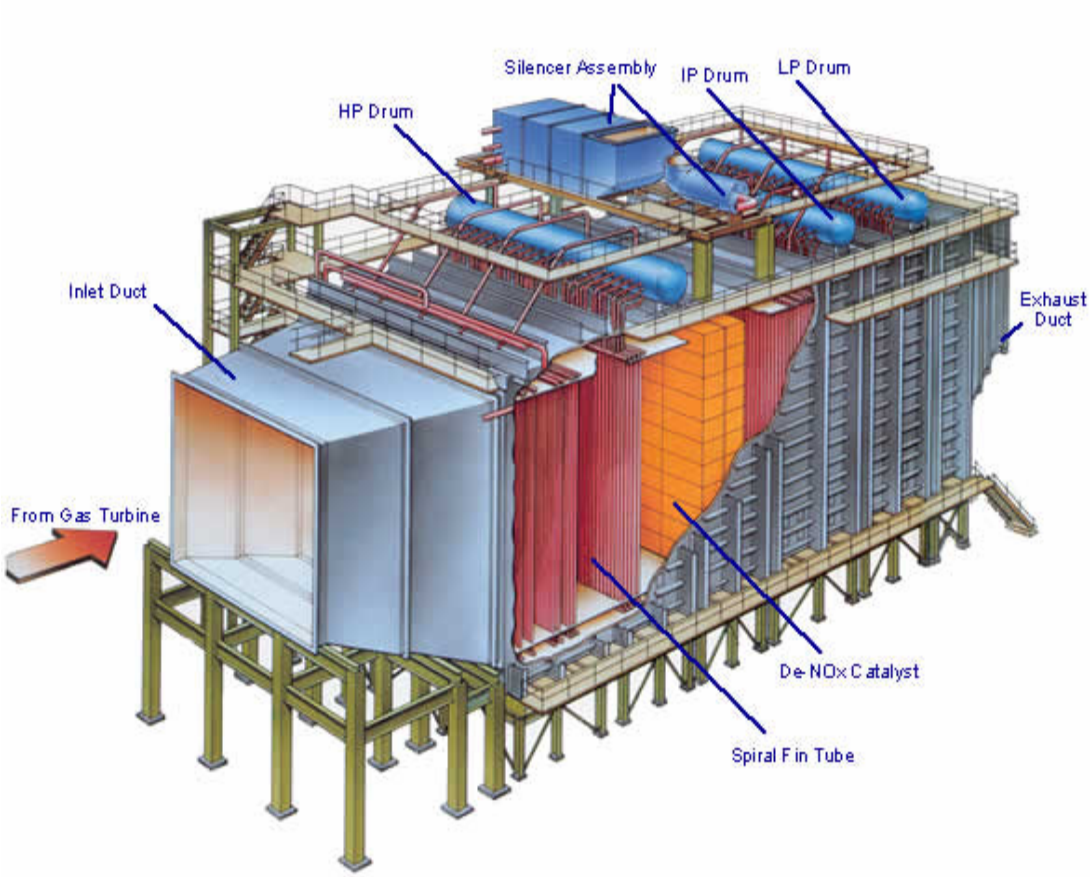


ภาพที่ 9 แผนภาพระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน
ที่มา: ดัดแปลงจากวารสารพัฒนาเทคนิคศึกษา (2546)

3.2 ชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (Heat Recovery Steam Generator: HRSG)

หม้อไอน้ำที่ใช้ความร้อนเหลือใช้มาเป็นเชื้อเพลิง (Heat Recovery Steam Generator : HRSG) เป็นหม้อกำเนิดไอน้ำโดยใช้ ไอเสียที่ออกมาจากเครื่องยนต์ โครงสร้างของหม้อไอน้ำประกอบขึ้นจากโครงเหล็กที่แข็งแรง ภายนอกหม้อไอน้ำจะเชื่อมปิดหมดเพื่อไม่ให้ก๊าซร้อน

รั่วไหลออกมา ทิศทางการไหลของก๊าซร้อนภายในหม้อไอน้ำอาจบังคับด้วยพัดลมชนิดดูดหรือเป่าหรือปล่อยให้ลอยขึ้นข้างบนตามธรรมชาติแล้วปล่อยออกทางปล่องระบายความร้อน ภายในหม้อไอน้ำติดตั้งขดท่อเหล็กทนความร้อนหลายชุด ดังภาพที่ 10 ไอเสียที่ปล่อยเข้ามาในหม้อไอน้ำ จะถ่ายเทความร้อนที่บริเวณผนังของท่อเหล่านี้ให้กับน้ำและไอน้ำที่ไหลเวียนอยู่ภายใน โดยขดท่อต่างๆ ภายในหม้อไอน้ำจะมีอยู่หลายชุด และทำหน้าที่แตกต่างกันออกไป เรียงลำดับดังนี้



ภาพที่ 10 รายละเอียดของชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน
ที่มา: 1European Biomass Industry Association (2007)

เอโคโนไมเซอร์ (Economizer) จะเป็นระบบแรกที่รับน้ำจากภายนอกและจะถูกทำให้ร้อนขึ้นโดยก๊าซร้อน โดยทำให้น้ำมีอุณหภูมิต่ำกว่าอุณหภูมิอิ่มตัว (Saturation Temperature) เล็กน้อย เป็นอุปกรณ์ที่รับความร้อนจากก๊าซร้อนที่มีอุณหภูมิต่ำที่สุดและมีความดันภายในท่อต่ำที่สุดด้วย

เอวาโปเรเตอร์ (Evaporator) รับน้ำต่อส่วนแรกจนเมื่อน้ำได้รับความร้อนจนมีอุณหภูมิมากกว่าอุณหภูมิอิ่มตัว จะได้ผลิตภัณฑ์ที่เป็นสถานะผสมระหว่างไอน้ำที่มีอุณหภูมิสูงและน้ำ

สตรีมดรัม (Steam Drum) จะแยกน้ำและไอน้ำที่มีอุณหภูมิสูงออกจากกัน ด้วยความแตกต่างของความหนาแน่น ไอน้ำจะถูกแยกแล้วส่งไปที่ ซูเปอร์ฮีตเตอร์ (Superheater) ในขณะที่น้ำจะถูกปั้มกลับไปเข้าหม้อไอน้ำอีกครั้ง

ซูเปอร์ฮีตเตอร์ (Superheater) เป็นอุปกรณ์ที่ได้รับความร้อนจากก๊าซร้อนสูงที่สุดและมีความดันภายในท่อสูงที่สุดด้วย จะติดตั้งอยู่ด้านหน้าสุด ทำหน้าที่ให้ความร้อนกับไอน้ำที่มีอุณหภูมิอิ่มตัว (Saturated Steam) ซึ่งถูกส่งผ่านมาจากสตรีมดรัมให้มีสภาพเป็นไอน้ำอิ่มตัวยิ่งยวด (Superheated Steam) ก่อนนำไปใช้งาน

3.3 เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller)

ในกรณีที่มีความร้อนเหลือจากกระบวนการผลิตไอน้ำ สามารถที่จะนำความร้อนที่เหลือมาใช้ในการผลิตความเย็น โดยใช้เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller) ทำหน้าที่เปลี่ยนความร้อนให้เป็นความเย็น โดยอาศัยหลักการให้สารทำความเย็น (Absorbent) เป็นตัวดูดซับความร้อนจากน้ำเย็น (Chiller water) เพื่อให้น้ำเย็นมีอุณหภูมิลดลง ซึ่งจะมีผลทำให้ความเข้มข้นของสารทำความเย็นต่ำลง จากนั้นใช้ความร้อนในการแยกตัวสารทำความเย็นมีความเข้มข้นสูงขึ้น เพื่อนำสารทำความเย็นกลับไปใช้ดูดซับความร้อนอีก โดยความร้อนที่นำมาใช้อาจเป็นแหล่งความร้อนจาก น้ำร้อน ไอน้ำ น้ำมันร้อน หรือจากไอเสียโดยตรงก็ได้ โดยมีรูปแบบของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller) ดังนี้

3.3.1 ระบบดูดซึมชั้นเดียว (Single Effect Absorption Chiller) เป็นระบบเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller) ที่มีชุดแยกสารทำความเย็นให้มีความเข้มข้นสูงขึ้นเพียงชุดเดียว ประสิทธิภาพในการทำความเย็นต่ำ (Coefficient of Performance ประมาณ 0.7) แต่สามารถนำไปใช้กับแหล่งความร้อนที่มีคุณภาพต่ำได้

3.3.2 ระบบดูดซึมสองชั้น (Double Effect Absorption Chiller) หลักการทำงานจะคล้ายกับแบบระบบดูดซึมชั้นเดียว แต่จะใช้กับแหล่งความร้อนที่มีคุณภาพสูง ระบบดูดซึมสองชั้น

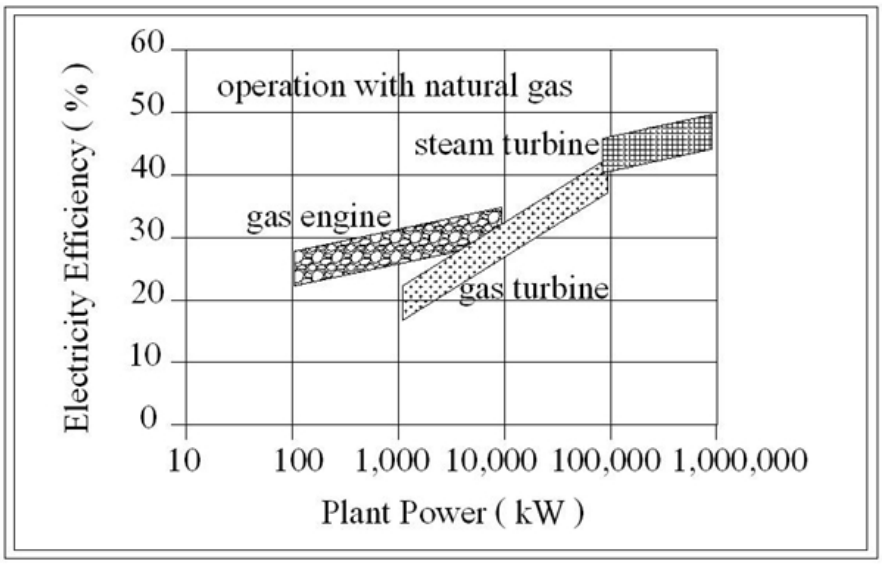
(Double Effect Absorption Chiller) จะมีชุดแยกสารทำความเย็นให้ความเข้มข้นสูงขึ้นจำนวน 2 ชุด โดยชุดแรกจะรับพลังงานความร้อนที่มีคุณภาพสูง ส่วนชุดที่สองจะนำความร้อนที่เหลือจากชุดแรกมาป้อนให้ชุดแยกสารทำความเย็น เพื่อทำให้สารทำความเย็นมีความเข้มข้นสูงมากยิ่งขึ้นอีก ประสิทธิภาพในการทำความเย็นดีกว่าแบบระบบดูดซึมชั้นเดียวถึงสองเท่า (Coefficient of Performance: COP ประมาณ 1.3) อย่างไรก็ตามจะต้องให้กับแหล่งความร้อนที่มีคุณภาพสูงโดยปกติจะใช้กับไอน้ำที่มีอุณหภูมิสูงประมาณ 200-300 ^{o}C

3.3.3 ระบบดูดซึมความร้อนโดยตรง (Direct fired Absorption Chiller) จะมีหลักการทำงานคล้ายกับระบบดูดซึมสองชั้น ต่างกันที่ระบบดูดซึมความร้อนโดยตรง ไม่จำเป็นต้องใช้ไอน้ำหรือน้ำร้อน เป็นแหล่งความร้อน สามารถใช้ไอเสียที่ออกมาจากเครื่องยนต์ได้โดยตรง โดยไม่จำเป็นต้องมีการติดตั้งชุดนำความร้อนกลับมาใช้งานอีก ทำให้เหมาะสำหรับระบบพลังงานร่วมที่มีความต้องการใช้น้ำเย็นแต่ไม่มีความต้องการใช้ไอน้ำในกระบวนการผลิตเป็นอย่างมาก

4. หลักเกณฑ์การเลือกเทคโนโลยี

4.1 การเลือกอุปกรณ์ต้นกำลัง (Prime mover)

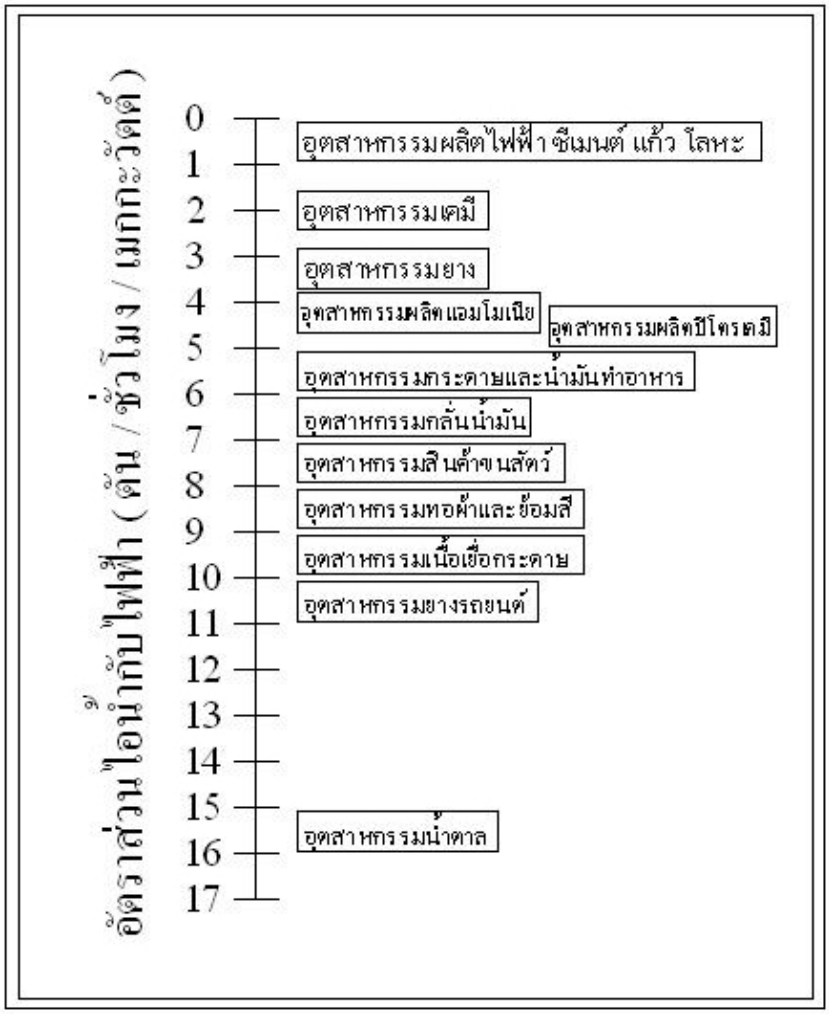
เทคโนโลยีของอุปกรณ์ต้นกำลัง (Prime mover) ที่มีอยู่ในปัจจุบันนั้น เมื่อนำมาเปรียบเทียบประสิทธิภาพและกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้า จากภาพที่ 11 จะเห็นว่า โรงไฟฟ้าที่เลือกใช้ ระบบกังหันไอน้ำ เป็นอุปกรณ์ต้นกำลัง จะสามารถให้ประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ร้อยละ 40-50 ในขณะที่โรงไฟฟ้าที่ใช้ระบบกังหันก๊าซและระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน เป็นอุปกรณ์ต้นกำลัง จะสามารถให้ประสิทธิภาพได้เพียงประมาณร้อยละ 20-40 เท่านั้น แต่ในขณะเดียวกัน โรงไฟฟ้าที่ใช้กังหันไอน้ำเป็น อุปกรณ์ต้นกำลัง จะต้องมีขนาดใหญ่ (มากกว่า 100,000 กิโลวัตต์) ซึ่งจะทำให้มีค่าใช้จ่ายในการสร้างระบบค่อนข้างสูง เมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าซึ่งใช้ระบบกังหันก๊าซและระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน



ภาพที่ 11 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพและกำลังการผลิตของอุปกรณ์ต่างๆ
ที่มา: ดัดแปลงจากวารสารการผลิตไฟฟ้า ณ จุดใช้งานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2550)

เมื่อพิจารณาภาพที่ 12 จะเห็นได้ว่าความต้องการไฟฟ้าของโรงงานอุตสาหกรรมผลิตยางรถยนต์อยู่ที่ประมาณ 10 ล้านเมกะวัตต์ จึงทำให้ไม่สามารถนำระบบกังหันไอน้ำมาใช้ได้ ดังนั้นจึงเหลือเทคโนโลยีที่จะนำมาพิจารณาเพียง 2 ประเภทเท่านั้นคือ ระบบกังหันก๊าซและระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน

จากประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบกังหันก๊าซและระบบเครื่องยนต์สันดาปภายในจะเห็นว่าระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน จะมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าดีกว่า แต่ในทางกลับกันนั้นกังหันก๊าซ จะได้ไอเสีย (Exhaust Gas) ที่มีพลังงานความร้อนสูง สามารถนำไปผลิตไอน้ำได้ปริมาณและคุณภาพดีกว่าระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน สำหรับการออกแบบการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมของโรงงานผลิตยางรถยนต์นั้น จะใช้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก ดังนั้นจึงเลือกใช้กังหันก๊าซ (Gas Turbine) เป็นอุปกรณ์ต้นกำลังสำหรับผลิตไฟฟ้าและนำไอเสีย (Exhaust Gas) ที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าไปใช้ผลิตไอน้ำและน้ำเย็นต่อไป



ภาพที่ 12 การเปรียบเทียบอัตราส่วนความต้องการไอน้ำกับไฟฟ้าในอุตสาหกรรมต่างๆ
ที่มา: ดัดแปลงจากวารสารพัฒนาเทคนิคศึกษา (2546)

4.2 การเลือกชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (Heat Recovery Steam Generator: HRSG)

ชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (HRSG) เป็นอุปกรณ์ที่ต้องกำหนดให้ผู้ผลิตเป็นผู้ออกแบบให้เหมาะสมกับคุณสมบัติเฉพาะของกังหันก๊าซที่เลือกใช้ ซึ่งราคาของชุดนำความร้อนกลับมาใช้งานนั้นจะขึ้นกับประสิทธิภาพในการแลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างไอเสีย (Exhaust Gas) และน้ำ โดยปกติชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน จะมีประสิทธิภาพประมาณร้อยละ 85-90

4.3 การเลือกเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller)

เนื่องจากโรงงานผลิตยางรถยนต์ มีความต้องการใช้ไอน้ำประมาณ 15 ตันต่อชั่วโมง ดังนั้นการออกแบบระบบพลังงานความร้อนร่วมจำเป็นต้องติดตั้งชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (HRSG) เพื่อเปลี่ยนพลังงานความร้อนที่มาจากไอเสียของกังหันก๊าซให้เป็นไอน้ำ การเลือกใช้เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม แบบระบบดูดซึมความร้อนโดยตรงจะไม่มีความเหมาะสมเนื่องจากระบบที่ออกแบบมีการติดตั้ง ชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (HRSG) อยู่แล้ว อีกทั้งราคาของระบบดูดซึมความร้อนโดยตรงมีราคาสูงกว่าระบบดูดซึมสองชั้นมาก นอกจากนั้นการส่งความร้อนโดยใช้ไอน้ำ สามารถประหยัดได้มากกว่าการส่งความร้อนจากไอเสียมาก

จากการคำนวณเบื้องต้นในการเลือกเทคโนโลยีของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมนี้ ได้เลือกใช้กังหันก๊าซเป็นอุปกรณ์ต้นกำลัง และเลือกใช้กังหันก๊าซ รุ่น Mars 100 เพราะจะให้ไอน้ำที่มีคุณภาพสูง เหลือพอในการนำไปใช้ผลิตความเย็นโดยใช้เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม ในการเลือกชนิดของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม ในโครงการนี้ จะเลือกใช้ระบบดูดซึมสองชั้น เนื่องจากมีประสิทธิภาพสูง และไอน้ำที่ได้จากชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (HRSG) ก็มีคุณภาพเหมาะสม อย่างไรก็ตามอาจต้องมีการติดตั้งชุดปรับความเหมาะสม (Regulator)ในการลดความดันของไอน้ำเพื่อให้สามารถป้อนเข้าเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม ได้โดยตรงเพิ่มเติมด้วย

5. ขั้นตอนการผลิตยางรถยนต์

การผสม การผลิตยางรถยนต์เริ่มต้นด้วยการเอายางดิบ และส่วนผสมต่างๆผสมกันเข้าไปจนกระทั่งถึงความร้อนที่กำหนด ยางที่ผสมแล้วจะถูกนำมาปล่อยลงเครื่องบด ซึ่งจะบดยางที่ผสมแล้วออกเป็นแผ่นๆและตัดออกเป็นชิ้นยางยาว ปล่อยขึ้นไปบนสายพานเพื่อให้เย็นลง

การรีดยาง ยางที่ผสมเสร็จ สำหรับใช้เป็นส่วนนอก และส่วนกลาง จะถูกส่งไปยังที่บดเพื่อให้ร้อนแล้วส่งต่อไปที่เครื่องรีด ในเครื่องรีดจะมีเกลียวหมุน ซึ่งจะผลักดัดยางให้ผ่านออกมาตามรูปที่ต้องการ และยางที่รีดแล้วจะถูกทำให้เย็นลง ก่อนที่จะตัดเป็นชิ้นตามต้องการ

การเคลือบยางลงบนผ้าใบไนลอนหรือโพลีเอสเตอร์ เส้นไนลอนหรือโพลีเอสเตอร์ที่ใช้เป็นโครงชั้นใน เป็นเส้นใยทางวิทยาศาสตร์ เส้นใยจะผ่านเข้าไปในลูกกลิ้งของเครื่องอัดยาง และ

เครื่องอัดยางก็จะอัดยางลงบนเส้นใยทั้งสองหน้า จำนวนของยางที่จะอัดลงบนเส้นใยนี้จะต้องมีการควบคุม เพราะมีผลต่ออายุการใช้งานของยาง

การตัดผ้าใบ เมื่อผ้าใบผ่านจากแผนกเคลือบยาง ก็จะถูกส่งมายังแผนกตัด เพื่อตัดออกเป็นชิ้น ตามขนาดที่ต้องการ ชิ้นไนลอนที่ตัดแล้วจะถูกส่งต่อไปกับผ้าใบ สำหรับหุ้มเพื่อส่งไปประกอบเป็นโครงชั้นในของยางรถ

การทำขอบยาง ขอบยางเป็นส่วนสำคัญที่สุด เพราะถ้าขอบยางเกิดความเสียหายก็อาจเกิดความเสียหาย ดังนั้นวัตถุดิบที่ใช้จะต้องดี และต้องประกอบอย่างดีที่สุด เส้นลวดที่ทำขอบยางเป็นเส้นลวดที่มีความเหนียวแน่นเป็นพิเศษ จะถูกฉาบไว้ด้วยทองแดง นำมาพันวงล้อที่มีเส้นผ่าศูนย์กลางที่กำหนด จนครบจำนวนรอบที่ต้องการ แล้วหุ้มด้วยผ้าใบฉาบยางอีกทีหนึ่ง เพื่อเพิ่มความทนทานให้แก่ขอบยาง และติดสนิทดีกับโครงชั้นใน

การสร้างยางรถ ยางรถจะถูกประกอบขึ้นบนแบบ ชิ้นไนลอนหรือโพลีเอสเตอร์จะถูกวางทับกันเป็นชั้น ๆ บนแบบ และจะพันกับของลวด หลังจากนั้นยางชั้นนอกและส่วนกลางก็จะประกอบเข้ามา เมื่อทำยางเสร็จแล้ว ก็จะหุบแบบเพื่อเอายางดิบออกจากแบบ แล้วยางดิบนี้จะถูกตรวจน้ำหนักหรือซ่อมก่อนที่จะทำให้สุก

การอบยางรถให้สุก ยางรถดิบจะถูกใส่ลงในแม่พิมพ์ เมื่อแม่พิมพ์ปิดยางรถดิบก็จะได้รับแรงอัด ความร้อนจากไอน้ำในแม่พิมพ์จะทำให้เนื้อยางไหลจนเต็มแบบ และความร้อนก็จะทำให้เคมีภัณฑ์ต่าง ๆ ที่ผสมกันอยู่เดิมรวมตัวกันเข้าเป็นสิ่งเดียวกัน

จากขั้นตอนดังกล่าว โครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมในโรงงานผลิตยางรถยนต์นั้น ใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนร่วมแบบระบบผลิตพลังงานไฟฟ้านำหน้า (Topping Cycle) คือเน้นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก โดยในกระบวนการผลิตยางรถยนต์นั้นไม่มีความจำเป็นต้องใช้ไอน้ำสูงมาก ส่วนไอเสียก๊าซร้อนส่วนใหญ่ จะใช้ในขั้นตอนการอบยางรถ โดยยางรถดิบจะถูกส่งในแม่พิมพ์ เมื่อแม่พิมพ์ปิดยางรถดิบ ก็จะได้รับแรงอัดจนมีรูปร่างเป็นยางรถยนต์ ความร้อนจากไอน้ำในแม่พิมพ์จะทำให้เนื้อยางไหลจนเต็มแบบ และความร้อนก็จะทำให้เคมีภัณฑ์ต่างๆ ที่ผสมกันอยู่เดิมรวมตัวกันเป็นเนื้อเดียวกัน โดยไอเสียก๊าซร้อนอีกส่วนหนึ่งจะถูกนำไปใช้สำหรับชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (HRSG) เพื่อสร้างไอน้ำเย็นสำหรับใช้ในการหล่อ

เย็นในกระบวนการรีดยาง โดยยางที่ผสมเสร็จสำหรับใช้เป็นส่วนนอกและส่วนกลาง จะถูกส่งไปยังที่บดเพื่อให้เกิดความร้อน แล้วจึงส่งต่อไปที่เครื่องรีด ในเครื่องรีดจะมีเกลียวหมุน ซึ่งจะผลักดันยางให้ผ่านออกมาตามรูปที่ต้องการ และยางที่รีดแล้วจะถูกทำให้เย็นลงโดยใช้ไอน้ำเย็นจากเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม ก่อนที่ตัดเป็นชิ้นตามต้องการ อีกทั้งไอน้ำเย็นที่ได้จากเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมนั้น สามารถนำไปใช้ในระบบปรับอากาศ สำหรับโรงงานและอาคารสำนักงานได้อีกด้วย

โรงงานผลิตยางรถยนต์มีความต้องการไฟฟ้า ไอน้ำและน้ำเย็น สม่ำเสมอตลอด 24 ชั่วโมง โดยมีรายละเอียดดังนี้

ความต้องการใช้พลังงานของโรงงานผลิตยางรถยนต์

ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า

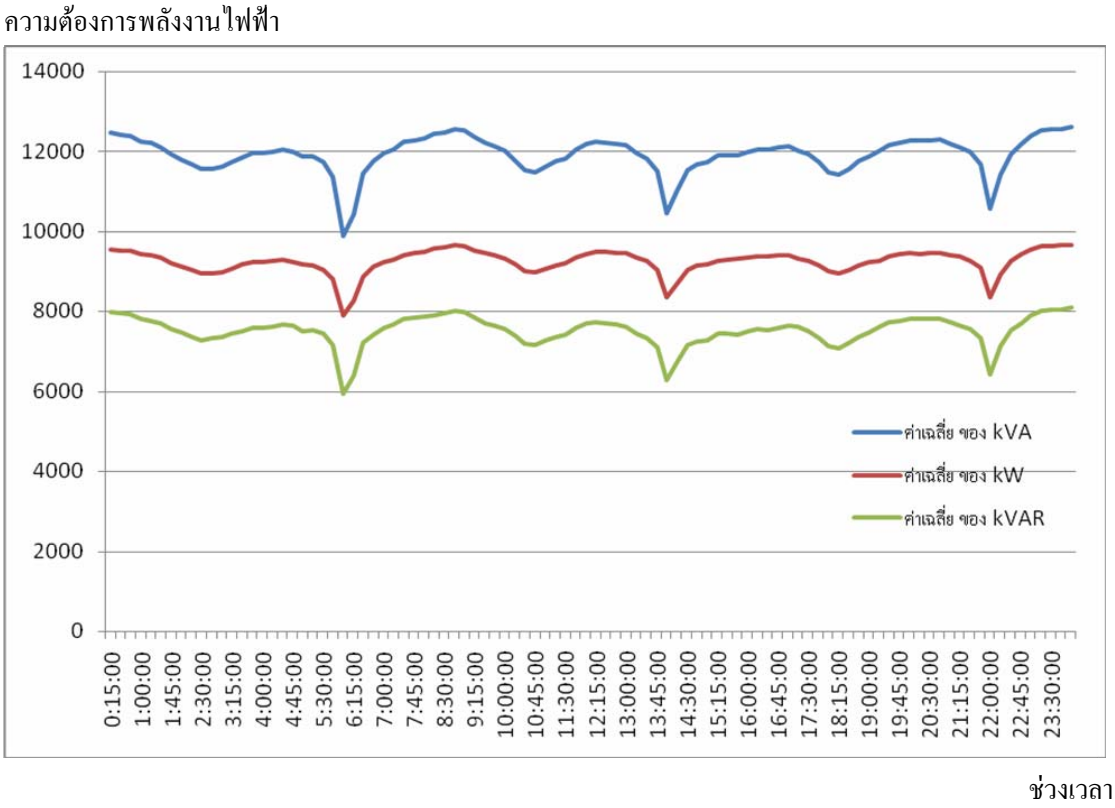
โรงงานผลิตยางรถยนต์รับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ระดับแรงดัน 115 kV จากสถานีแหลมฉบัง 1 มีหม้อแปลงขนาด 20 เมกะโวลต์แอมป์ ถือเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดใหญ่ ในอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate: TOU) มีความต้องการใช้ไฟฟ้าค่อนข้างสม่ำเสมอตลอด 24 ชั่วโมง ดังภาพที่ 13 และมีความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผนการขยายกำลังการผลิต ตามตารางที่ 1

ในปี พ.ศ. 2549 โรงงานผลิตยางรถยนต์ มีปัญหาทางด้านคุณภาพไฟฟ้าที่รับจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้

ไฟดับ จำนวน 1 ครั้ง คิดเป็นระยะเวลาประมาณ 19 นาที

ในปี พ.ศ. 2550 โรงงานผลิตยางรถยนต์ มีปัญหาทางด้านคุณภาพไฟฟ้าที่รับจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้

ไฟดับ จำนวน 2 ครั้ง คิดเป็นระยะเวลาเฉลี่ย 21 นาที



ภาพที่ 13 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาในแต่ละวัน (ระหว่างเดือน ม.ค.-มี.ค.50)
ที่มา: โรงงานผลิตยางรถยนต์ (2550)

ตารางที่ 1 ข้อมูลประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าของโรงงานผลิตยางรถยนต์ปี พ.ศ. 2550

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์ต่อปี)	ความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ย (เมกะวัตต์ต่อปี)	Load Factor
2550	12	10.3	0.86
2551	15.5	13.3	0.86
2552	17.6	15.2	0.86
2553	19.8	17	0.86

หมายเหตุ: Load Factor คืออัตราส่วนของโหลดเฉลี่ยต่อโหลดสูงสุด
ที่มา: โรงงานผลิตยางรถยนต์ (2550)

ข้อมูลความต้องการไอน้ำ (Steam)

ในปี พ.ศ. 2550โรงงานผลิตยางรถยนต์ มีความต้องการไอน้ำเฉลี่ยที่15 ตันต่อชั่วโมง ได้ทำสัญญาซื้อไอน้ำกับ บริษัทแหลมฉบังเพาเวอร์ (LCP) โดยจะต้องซื้อขั้นต่ำ 12 ตันต่อชั่วโมง ในราคา 800 บาทต่อตัน และยังคงเหลือสัญญาซื้อไอน้ำอีกประมาณ 10 ปี บริษัทมีหม้อน้ำ (Boiler) สำรอง ขนาด 6 ตัน จำนวน 2 เครื่อง ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง สามารถผลิตไอน้ำได้ประมาณ 12 ตันต่อชั่วโมง และโรงงานคาดว่าจะมีแผนที่จะขยายกำลังการผลิต ทำให้มีความต้องการใช้ไอน้ำเพิ่มขึ้น ดังตารางที่ 2 และมีตัวประกอบด้านอุณหภูมิ (Thermal Load Factor) ประมาณร้อยละ 80

บริษัทรับซื้อไอน้ำอิ่มตัว (Saturate Steam) จาก บริษัทแหลมฉบังเพาเวอร์ (LCP) โดยมีความดันต้นทางที่ 24 Bar อุณหภูมิประมาณ 221 ^{o}C เมื่อส่งมาถึงจุดรับไอน้ำของโรงงาน จะมีความดัน 21 Bar แล้วจึงนำไปใช้ในกระบวนการผลิตที่ 18 Bar ไอน้ำที่เหลือใช้จากกระบวนการผลิตจะสามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ประมาณ ร้อยละ 50 โดยมีอุณหภูมิประมาณ 85 ^{o}C

ตารางที่ 2 ข้อมูลความต้องการใช้ไอน้ำของโรงงานผลิตยางรถยนต์ปี พ.ศ. 2550

ปี	ความต้องการไอน้ำสูงสุด (ตันต่อชั่วโมง)	ความต้องการไอน้ำเฉลี่ย (ตันต่อชั่วโมง)	ความต้องการไอน้ำต่ำสุด (ตันต่อชั่วโมง)
2550	20.6	16.6	12.6
2551	23.4	19.4	15.4
2552	25.5	21.5	7.7
2553	27.6	23.6	19.6

ที่มา: โรงงานผลิตยางรถยนต์ (2550)

ข้อมูลความต้องการน้ำเย็น (Chilled Water)

ปัจจุบันโรงงานผลิตยางรถยนต์ผลิตน้ำเย็นใช้เอง โดยใช้ เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Electric Chiller) จำนวน 7 เครื่อง เป็นเครื่องสำรอง 2 เครื่อง โดยเครื่องสำรองนี้จะใช้กับเครื่องขนาด 280 ตันความเย็น ที่มีการเดินเครื่องร้อยละ 50 จำนวน 1 เครื่อง มีรายละเอียดการใช้งาน ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 รายละเอียดเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมของโรงงานผลิตยางรถยนต์ปี พ.ศ. 2550

ขนาด (ตันความเย็น)	จำนวน (เครื่อง)	อายุการใช้งานปัจจุบัน	อัตราการใช้ไฟฟ้า (กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตันความเย็น)	ลักษณะการใช้งาน
430	1	17 ปี	-	สำรอง
430	2	7 ปี	0.75	เดินเครื่องเต็ม
430	1	2 ปี	0.6	เดินเครื่องเต็ม
500	1	2 ปี	0.6	เดินเครื่องเต็ม
280	2	3 เดือน	0.6	เดินเครื่องร้อยละ 50

ที่มา: โรงงานผลิตยางรถยนต์ (2550)

โดยจะใช้พลังงานความเย็นประมาณ ร้อยละ70 สำหรับระบบปรับอากาศ ที่เหลืออีก ร้อยละ 30 จะใช้ในกระบวนการผลิต มีการจัดการอย่างเป็นระบบตลอด 24 ชั่วโมง เพื่อรักษาให้มีประสิทธิภาพในการใช้พลังงานสม่ำเสมอตลอดเวลาดังนั้นโรงงานมีความต้องการใช้น้ำเย็นตามแผนการขยายกำลังการผลิต ดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ข้อมูลความต้องการใช้น้ำเย็นของโรงงานผลิตยางรถยนต์ปี พ.ศ. 2550

ปี	ความต้องการน้ำเย็นสูงสุด (ตันความเย็นต่อชั่วโมง)	ความต้องการน้ำเย็นเฉลี่ย (ตันความเย็นต่อชั่วโมง)	ความต้องการน้ำเย็นต่ำสุด (ตันความเย็นต่อชั่วโมง)
2550	2,100	1,950	1,800
2551	2,150	2,000	1,850
2552	2,300	2,150	2,000
2553	2,310	2,160	2,010

ที่มา: โรงงานผลิตยางรถยนต์ (2550)

จากความต้องการพลังงาน ทั้งไฟฟ้า ไอน้ำและน้ำเย็นของโรงงานผลิตยางรถยนต์ จะเห็นได้ว่า มีความต้องการพลังงานสูงและในอนาคตโรงงานผลิตยางรถยนต์มีแผนที่จะขยายกำลังการ

ผลิต จึงมีความต้องการพลังงานเพิ่มขึ้น การสร้างโรงไฟฟ้าภายในพื้นที่ของโรงงาน ถือเป็นทางเลือกหนึ่งที่จะช่วยให้การผลิตมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น เนื่องจากลดการสูญเสียจากกระแสไฟฟ้าขัดข้องได้ หากโรงไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมไม่สามารถผลิตพลังงานได้ทันตามความต้องการ โรงงานผลิตยางรถยนต์สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ และสามารถผลิตน้ำเย็นใช้เองจากเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมที่มีอยู่แล้วเพิ่มเติมได้อีกด้วย

บทที่ 4

ผลการศึกษา

การเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ของโรงงานผลิตยางรถยนต์ ก่อนและภายหลังการร่วมทุนกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การศึกษาในครั้งนี้ได้รวบรวมข้อมูลปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้า ไอน้ำ น้ำเย็น และค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการใช้พลังงาน พร้อมทั้งแผนการใช้พลังงานในอนาคต เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายการซื้อพลังงานจากโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม (Combined Heat and Power: CHP) ว่าทำให้โรงงานผลิตยางรถยนต์เกิดการประหยัดหรือไม่เพียงใด เป็นการเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นของโรงงานผลิตยางรถยนต์ก่อนและภายหลังการร่วมทุนกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

โดยใช้ข้อสมมุติ ดังนี้

1. ราคาค่าไอน้ำ ค่าใช้จ่ายระบบทำความเย็นแบบดูดซึม ค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติและการประเมินความเสียหายจากระบบไฟฟ้าขัดข้อง โดยใช้ค่าใช้จ่ายปี พ.ศ. 2550 เป็นฐานการคำนวณค่าใช้จ่ายในปี พ.ศ. 2553

2. เนื่องจากราคาขายไฟฟ้าจากระบบพลังความร้อนร่วม ใช้ตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งไม่มีส่วนลดค่าไฟฟ้า ดังนั้นจึงไม่คำนวณการประหยัดค่าใช้จ่ายจากส่วนนี้

การประมาณการค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน ในปี พ.ศ. 2553 กรณีที่โรงงานผลิตยางรถยนต์รับซื้อพลังงานแบบเดิม เปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายด้านพลังงานกรณีที่โรงงานผลิตยางรถยนต์รับซื้อพลังงานจากโครงการโดยมีรายละเอียดดังนี้

กรณีก่อนการนำระบบพลังงานความร้อนร่วมมาใช้ของโรงงานผลิตยางรถยนต์

ก่อนการนำระบบพลังงานความร้อนร่วมมาใช้ของโรงงานผลิตยางรถยนต์นั้นโรงงานมีค่าใช้จ่ายในการซื้อไอน้ำจากบริษัทแหลมฉบังเพาเวอร์ในราคา 800 บาทต่อตัน ค่าใช้จ่ายระบบทำความเย็นแบบดูดซึมคิดเป็นเงิน 2.301 บาทต่อตัน รายละเอียดแสดงดัง ภาคผนวก ก ค่าซื้อก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในการผลิต และค่าความเสียหายจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคดังนี้

1. ค่าซื้อไอน้ำ จากบริษัทแหลมฉบังเพาเวอร์

ปริมาณความต้องการใช้ไอน้ำ	125,597	ตันต่อปี
ราคา	800	บาทต่อตัน
รวมค่าซื้อไอน้ำเป็นเงิน	100.48	ล้านบาทต่อปี

2. ค่าระบบทำความเย็นแบบระบบทำความเย็นแบบดูดซึม (Electric Chiller)

ปริมาณความต้องการใช้น้ำเย็น	14,652,960	ตันต่อปี
ราคา	2.301	บาทต่อตัน
รวมค่าระบบทำความเย็น	33.71	ล้านบาทต่อปี

3. ค่าซื้อก๊าซธรรมชาติ

ค่าความต้องการก๊าซธรรมชาติ	0.67	ล้านบาทต่อปี
ค่าใช้ก๊าซธรรมชาติ สำหรับเก็บไว้สำรอง	0.25	ล้านบาทต่อปี
รวมค่าซื้อก๊าซธรรมชาติ	0.92	ล้านบาทต่อปี

4. ค่าความเสียหายจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ค่าใช้จ่าย	500, 000	บาทต่อครั้ง
รวมไฟฟ้าดับ 2 ครั้ง ค่าความเสียหาย	1.00	ล้านบาทต่อปี

5. รวมค่าใช้จ่ายทั้งหมด

= ค่าซื้อไอน้ำ+ ค่าระบบทำความเย็น+ ค่าซื้อก๊าซธรรมชาติ + ค่าความเสียหายจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

= 100.48 + 33.71 + 0.92+ 1.00

= 136.11 ล้านบาทต่อปี

กรณี หลังการนำระบบพลังความร้อนร่วมมาใช้ของโรงงานผลิตยางรถยนต์

เมื่อมีการนำระบบพลังความร้อนร่วมมาใช้ โรงงานผลิตยางรถยนต์สามารถซื้อไอน้ำได้ในราคา 650 บาท และราคาน้ำเย็น 2 บาทต่อตันและไม่มีค่าใช้จ่ายในการซื้อก๊าซธรรมชาติ พร้อมทั้งไม่มีค่าความเสียหาย จากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้

1. ค่าซื้อไอน้ำ

ปริมาณความต้องการใช้ไอน้ำ	125,597	ตันต่อปี
ราคาขายของระบบพลังความร้อนร่วม	650	บาทต่อตัน
รวมค่าซื้อไอน้ำเป็นเงิน	81.64	ล้านบาทต่อปี

2. ค่าระบบทำความเย็นแบบระบบทำความเย็นแบบดูดซึม(Electric Chiller)

ปริมาณน้ำเย็น	14,652,960	ตันต่อปี
ราคา	2.00	บาทต่อตัน
รวมค่าน้ำเย็น	29.31	ล้านบาทต่อปี

รวมค่าใช้จ่ายทั้งหมด

= ค่าซื้อไอน้ำ + ค่าน้ำเย็น

= 81.64 + 29.31

= 110.95 ล้านบาทต่อปี

จากการเปรียบเทียบพบว่าในปี 2553 โรงงานผลิตยางรถยนต์ จะสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายได้ดังนี้

การซื้อไอน้ำ

= ค่าซื้อไอน้ำก่อนการนำระบบพลังความร้อนร่วมมาใช้ – ค่าซื้อไอน้ำภายหลังการนำระบบพลังความร้อนร่วมมาใช้

= 100.48 – 81.64

= 18.84 ล้านบาทต่อปี

การทำความเย็น

= ค่าน้ำเย็นก่อนการนำระบบพลังความร้อนร่วมมาใช้ – ค่าน้ำเย็นภายหลังการนำระบบพลังความร้อนร่วมมาใช้

= 33.71 – 29.31

= 4.40 ล้านบาทต่อปี

การซื้อก๊าซธรรมชาติ

= 0.92 ล้านบาทต่อปี

ความเสียหายจากไฟฟ้าขัดข้อง

= 1.00 ล้านบาทต่อปี

รวมประหยัดค่าใช้จ่ายทั้งหมด

= ค่าซื้อไอน้ำ+ การทำความเย็น+ ค่าซื้อก๊าซธรรมชาติ + ค่าความเสียหายจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

= 18.84 + 4.40 + 0.92+ 1.00

= 25.16 ล้านบาทต่อปี

จะเห็นได้ว่าเมื่อมีการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมมาใช้ จะทำให้โรงงานผลิตยางรถยนต์ได้รับผลประโยชน์ในการประหยัดค่าใช้จ่ายลง 25.16 ล้านบาทต่อปี คิดเป็นร้อยละ18.49 ของการรับซื้อพลังงานแบบเดิม

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการในครั้งนี้ได้ทำการวิเคราะห์ทางด้านการเงินเพื่อประเมินความสามารถในการทำกำไรและอัตราผลตอบแทนทางการเงิน รวมถึงการวางแผนทางการเงินที่เหมาะสมว่าเมื่อมีการดำเนินงานตามโครงการแล้วจะสามารถก่อให้เกิดรายได้ที่คุ้มกับเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายต่าง ๆ หรือไม่ โดยเปรียบเทียบระหว่างรายได้และรายจ่ายที่เกิดจากการดำเนินงานตลอดอายุโครงการ

สำหรับการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน ได้กำหนดข้อสมมติของโรงไฟฟ้า ข้อสมมติในการประมาณการรายได้และประมาณการรายจ่ายของโครงการ ประกอบด้วยรายการหลัก ได้แก่

- ด้านรายได้ ได้แก่ รายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น

- ด้านรายจ่าย ได้แก่ ค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักของโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายน้ำประปา ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาเครื่องจักรและอุปกรณ์ระบบผลิตต่าง ๆ เป็นต้น โดยมีรายละเอียดดังนี้

ข้อสมมติของโรงไฟฟ้า

การจัดทำกรณีศึกษานี้ กำหนดให้เริ่มก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2551 - 2552 ใช้ระยะเวลา 2 ปี คาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จพร้อมเปิดจ่ายพลังงานไฟฟ้า ไอน้ำและน้ำเย็นให้ลูกค้าได้ในปี 2553

1. กำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้ง	10.7	เมกะวัตต์
- ใช้ในโรงไฟฟ้าประมาณ	0.50	เมกะวัตต์
- เหลือสำหรับขาย	10.5	เมกะวัตต์
2. กำลังผลิตไอน้ำ	15	ตันต่อชั่วโมง

3. กำลังผลิตน้ำเย็น	1,750	ตันความเย็นต่อชั่วโมง
4. ชั่วโมงการทำงานเฉลี่ย	8,544	ชั่วโมงต่อปี

ข้อสมมติและประมาณการทางการเงิน

ข้อสมมติด้านรายได้

รายได้ของโครงการ มาจากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า ไอน้ำ และน้ำเย็น ซึ่งมีปริมาณการขายพลังงานคงที่ตลอดอายุโครงการ รายละเอียดการคำนวณดังภาคผนวก ข โดยการเปลี่ยนแปลงของรายได้ขึ้นกับการเปลี่ยนแปลงของราคาค่าไฟฟ้า (ค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)) ราคาไอน้ำ และราคาน้ำเย็น โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1. รายได้ค่ากระแสไฟฟ้า

ราคาที่ขายไฟฟ้าให้กับลูกค้าสำหรับโครงการนี้ จะคิดในอัตราเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of use Rate: TOU) ที่ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ตามประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อเดือนตุลาคม พ.ศ. 2548 เป็นพื้นฐานการคำนวณค่าไฟฟ้าของโครงการในช่วงปี พ.ศ. 2553-2567 ซึ่งประกอบด้วยส่วนต่าง ๆ ดังนี้

1.1 ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Demand Charge) เป็นจำนวนเงินที่เรียกเก็บจากลูกค้าตามความต้องการพลังไฟฟ้าเป็นกิโลวัตต์เฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด สำหรับรอบการคิดเงินนั้นๆ ซึ่งปัจจุบันมีค่าเท่ากับ 74.14 บาทต่อกิโลวัตต์ ตามอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อเดือนตุลาคม พ.ศ. 2548

1.2 ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge) เป็นจำนวนเงินที่เรียกเก็บจากลูกค้าตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลูกค้าใช้จริงสำหรับรอบการคิดเงินนั้นๆ แบ่งเป็น 2 ช่วงเวลาคือ ช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak) หรือเวลา 9.00-22.00 น. วันจันทร์- ศุกร์ คิดในอัตรา 2.6136 ช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำสุด (Off Peak) คิดในอัตรา 1.1726 บาทต่อหน่วย

1.3 ค่าไฟฟ้าผันแปร (Fuel Adjustment Charge, Ft) เป็นจำนวนเงินที่เรียกเก็บจากลูกค้าตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลูกค้าใช้จริง โดยคิดในอัตราที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานประกาศ เพื่อให้ค่าไฟฟ้ามีการผันแปรตามราคาของน้ำมัน ปัจจุบันมีค่าเท่ากับ 0.6611 บาทต่อหน่วย (เดือนธันวาคม 2550)

1.4 ค่าบริการรายเดือน (Service Charge) เป็นจำนวนเงินที่เรียกเก็บเป็นรายเดือนเพื่อเป็นค่าบริการ ปัจจุบันคิดในอัตรา 228.17 บาทต่อเดือน ตามอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อ ต.ค. 2548

สำหรับในการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการครั้งนี้ ได้กำหนดให้รายได้จากการขายไฟฟ้ามีการเติบโตเฉลี่ยในอัตราร้อยละ 5 จากสถิติตั้งแต่ปี 2545-2549 เนื่องจากอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการปรับตัวสูงขึ้น แสดงการคำนวณอัตราการเพิ่มดังตารางที่ 5 และรายได้ค่ากระแสไฟฟ้ามาจาก ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าไฟฟ้าผันแปร และค่าบริการรายเดือน แสดงดังตารางที่ 6

2. รายได้จากขายไอน้ำ

ขายไอน้ำเพื่อใช้ในกระบวนการผลิต จำนวน 15 ตันต่อชั่วโมง ที่ความดัน 21 บาร์โดยมีปริมาณการขายไอน้ำคงที่ตลอดอายุโครงการ ซึ่งกำหนดให้ขายไอน้ำในปี 2553 ราคาเริ่มต้น 650 บาทต่อตัน (ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด) โดยให้อัตราการเพิ่มเฉลี่ยของราคาค่าไอน้ำเป็นร้อยละ 4 ตามอัตราการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติ โดยมีการพยากรณ์ราคาค่าไอน้ำตั้งแต่ปี 2553-2567 และรายได้ค่าไอน้ำคิดจากชั่วโมงการใช้งาน×ราคาไอน้ำ แสดงดังตารางที่ 7

3. รายได้จากขายน้ำเย็น

ขายน้ำเย็นเพื่อใช้กระบวนการผลิตและระบบทำความเย็น จำนวน 1,750 ตันต่อชั่วโมงที่อุณหภูมิ 7 องคาเซลเซียส ปริมาณการใช้ 14.65 ล้านตันต่อปี โดยมีปริมาณการขายน้ำเย็นคงที่ตลอดอายุโครงการ โดยในปี 2553 กำหนดราคาขายน้ำเย็นเริ่มต้น 2.00 บาท ต่อตันความเย็น (ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด) ซึ่งราคาขายน้ำเย็นขึ้นกับอัตราการเปลี่ยนแปลงของราคา

ไฟฟ้า ร้อยละ 75 และอัตราการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 25 ตามวิธีการคิดของบริษัท ปตท. จำกัด รายได้ค่าน้ำเย็นคิดจาก จำนวนการใช้ ×ราคาขาย ดังตารางที่ 8

ตารางที่ 5 พยากรณ์ค่ากระแสไฟฟ้าในอัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 5

(บาทต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ปี พ.ศ.	ช่วงความต้องการสูงสุด (Peak)	นอกช่วงความต้องการสูงสุด (Off Peak)
2550	3.2747	1.8337
2551	3.4384	1.9254
2552	3.6103	2.0217
2553	3.7908	2.1227
2554	3.9804	2.2289
2555	4.1794	2.3403
2556	4.3884	2.4573
2557	4.6078	2.5802
2558	4.8382	2.7092
2559	5.0801	2.8446
2560	5.3341	2.9869
2561	5.6008	3.1362
2562	5.8809	3.2931
2563	6.1749	3.4577
2564	6.4837	3.6306
2565	6.8079	3.8121
2566	7.1483	4.0027
2567	7.5057	4.2029

ที่มา: การคำนวณ

ตารางที่ 6 รายได้ค่ากระแสไฟฟ้าของโครงการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 – 2567

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี พ.ศ.	ช่วงความต้องการสูงสุด	นอกช่วงความต้องการสูงสุด	ความต้องการช่วงวันหยุด	ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า	ค่าบริการ	รวม
2553	124.2344	58.8637	55.9291	9.5196	0.0027	248.5496
2554	130.4461	61.8069	58.7257	9.5196	0.0027	260.5010
2555	136.9684	64.8972	61.6619	9.5196	0.0027	273.0500
2556	143.8168	68.1422	64.7450	9.5196	0.0027	286.2263
2557	151.0077	71.5493	67.9822	9.5196	0.0027	300.0615
2558	158.5581	75.1267	71.3814	9.5196	0.0027	314.5885
2559	166.4860	78.8831	74.9504	9.5196	0.0027	329.8418
2560	174.8103	82.8272	78.6979	9.5196	0.0027	345.8578
2561	183.5508	86.9686	82.6328	9.5196	0.0027	362.6746
2562	192.7283	91.3170	86.7645	9.5196	0.0027	380.3322
2563	202.3647	95.8829	91.1027	9.5196	0.0027	398.8727
2564	212.483	100.6770	95.6579	9.5196	0.0027	418.3402
2565	223.1071	105.7108	100.4408	9.5196	0.0027	438.7811
2566	234.2625	110.9964	105.4628	9.5196	0.0027	460.2440
2567	245.9756	116.5462	110.7360	9.5196	0.0027	482.7801

ที่มา: การคำนวณ

ตารางที่ 7 รายได้ค่าไอน้ำของโครงการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 - 2567

(ล้านบาท: ปี)

ปี พ.ศ.	ค่าไอน้ำ (บาทต่อตัน)	รายได้ค่าไอน้ำ
2553	650.0000	81.6379
2554	676.0000	84.9034
2555	703.0400	88.2996
2556	731.1616	91.8316
2557	760.4081	95.5048
2558	790.8244	99.3250
2559	822.4574	103.2980
2560	855.3557	107.4299
2561	889.5699	111.7271
2562	925.1527	116.1962
2563	962.1588	120.8441
2564	1000.6450	125.6778
2565	1040.6710	130.7049
2566	1082.2980	135.9331
2567	1125.5900	141.3705

ที่มา: การคำนวณ

ตารางที่ 8 รายได้ค่าน้ำเย็นของโครงการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 - 2567

(ล้านบาท: ปี)

ปี พ.ศ.	รายได้ค่าน้ำเย็น
2553	29.3059
2554	30.6979
2555	32.1561
2556	33.6835
2557	35.2835
2558	36.9595
2559	38.7150
2560	40.5540
2561	42.4803
2562	44.4981
2563	46.6118
2564	48.8259
2565	51.1450
2566	53.5744
2567	56.1192

ที่มา: การคำนวณ

ข้อสมมุติด้านรายจ่าย

ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการลงทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ มีดังนี้

1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ใช้เงินลงทุนประมาณ 375.831 ล้านบาท ประกอบด้วยค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์หลักสำหรับระบบผลิต ได้แก่ ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator set), เครื่องจักรกลของโรงงาน (Balance of Plant Mechanical), ระบบไฟฟ้าหลัก (Electrical System), งานโยธา (Civil Construction), ระบบก๊าซ (Gas System) และเงินสำรอง โดยเงินลงทุน รวมค่าขนส่ง ค่าติดตั้ง และภาษีมูลค่าเพิ่มไว้แล้ว ดังตารางที่ 9

2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ

ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายผันแปรและค่าใช้จ่ายคงที่ดังนี้

ค่าใช้จ่ายผันแปร

2.1 ก๊าซธรรมชาติ

ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ 1,067,274 ล้านบีทียูต่อปี ราคาซื้อก๊าซธรรมชาติตามที่ บริษัท ปตท. จำกัด ขายให้แก่อุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าแบบพลังงานร่วม สถานะเมื่อเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2550 ราคา 228 บาทต่อล้านบีทียู ซึ่งสำหรับการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการนี้กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติมีอัตราการเพิ่มโดยเฉลี่ยร้อยละ 4 ต่อปี ดังนั้นปี 2553 ก๊าซธรรมชาติราคา 256.47 บาทต่อล้านบีทียู รายละเอียดดังตารางที่ 10 และคิดเป็นค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติดังตารางที่ 11

2.2 น้ำประปา

การผลิตไอน้ำและน้ำเย็นต้องใช้น้ำประปาสำหรับทำน้ำ Reverse Osmosis (RO) เพื่อใช้ในชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน และน้ำประปาสำหรับใช้ในเครื่องระบบทำความเย็น

แบบดูดซึม โดยนิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบังได้ขายน้ำประปารวมค่าบำบัดน้ำเสีย ราคา 26 บาท ต่อลูกบาศก์เมตร ซึ่งสำหรับการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการนี้กำหนดให้ราคาน้ำประปามีอัตราการเพิ่มขึ้นโดยเฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปี ตามราคาค่าน้ำประปาของการนิคมอุตสาหกรรม โดยปริมาณน้ำที่ใช้ทำน้ำ Reverse Osmosis (RO) 96,613 ลูกบาศก์เมตรต่อปี และปริมาณน้ำที่ใช้ในในเครื่องระบบทำความเย็นแบบดูดซึม 17,454 ลูกบาศก์เมตรต่อปี รายละเอียดดังตารางที่ 12

2.3 ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา

ประกอบด้วยค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์หลักๆ

2.3.1 เครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) เป็นเครื่องจักรหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา 0.21 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

2.3.2 ชุดนำความร้อนกลับมาใช้งาน (HRSG) มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาร้อยละ 3 ของราคาเครื่อง

2.3.3 เครื่องระบบทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller) มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาร้อยละ 1 ของราคาเครื่อง

โดยกำหนดให้ค่าใช้จ่ายดังกล่าวเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปี ตามอัตราเงินเฟ้อโดยเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2546-2550 ของธนาคารแห่งประเทศไทย ดังตารางที่ 13

ค่าใช้จ่ายคงที่

2.4 ค่าเช่าพื้นที่

โรงไฟฟ้าตั้งอยู่บริเวณพื้นที่ว่างของโรงงานผลิตยางรถยนต์ ใช้พื้นที่ประมาณ 200 ตารางวา ราคาค่าเช่า 500 บาทต่อตารางวา คิดอัตราการเพิ่มร้อยละ 10 ทุก ๆ 5 ปี ตามที่นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบังกำหนด รายละเอียดการคำนวณแสดงดังตารางที่ 14

2.5 ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า

การประกันภัยระหว่างดำเนินงาน (Operate) ซึ่งคิดเฉพาะอุปกรณ์หลัก ๆ ของโรงไฟฟ้า ได้แก่ ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ, เครื่องจักรกลของโรงงาน และระบบก๊าซ โดยค่าเบี้ยประกันภัยคิดร้อยละ 1 ของราคาอุปกรณ์ และใช้อัตรา Flat Rate ตลอดอายุโครงการ ดังตารางที่ 14

2.6 ค่าใช้จ่ายพนักงาน

ระหว่างก่อสร้าง

วิศวกร	1 อัตรา	อัตราละ	18,000	บาทต่อเดือน
ช่างโยธา	1 อัตรา	อัตราละ	10,000	บาทต่อเดือน

ระหว่างดำเนินงาน

วิศวกร	1 อัตรา	อัตราละ	18,000	บาทต่อเดือน
ช่างไฟฟ้า	4 อัตรา	อัตราละ	10,000	บาทต่อเดือน
คนงาน	4 อัตรา	อัตราละ	7,000	บาทต่อเดือน

โดยให้อัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 6 ต่อปีตามอัตราการเพิ่มฐานเงินเดือนขั้นต่ำของพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังตารางที่ 15

2.7 ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด

ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า 10,000 บาทต่อเดือน โดยให้อัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 3 ต่อปีตามอัตราเงินเฟ้อโดยเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2546-2550 ของธนาคารแห่งประเทศไทย ดังตารางที่ 15

2.8 ค่าเสื่อมราคา

ค่าเสื่อมราคาของโครงการใช้การตัดค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง โดยไม่มีมูลค่าซากซึ่งในการวิเคราะห์โครงการนี้ จะคิดระยะเวลาในการตัดค่าเสื่อมราคาเท่ากับ 15 ปี ตามอายุการใช้งานของเครื่องจักร ดังตารางที่ 16

ข้อสมมุติอื่นๆ

1. โครงการมีอายุ 15 ปี โดยเริ่มนับตั้งแต่ปีที่เริ่มเปิดดำเนินการเต็มรูปแบบคือ ปี 2553-2567

2. กำหนดให้อัตราแลกเปลี่ยนของโครงการเท่ากับ 35 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ (ตามอัตราแลกเปลี่ยนโดยเฉลี่ยในปี พ.ศ. 2550)

3. อัตราคิดลด ร้อยละ 7.13 จากหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเป็นอัตราต้นทุนเงินทุนสำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กลุ่มธุรกิจการพัฒนาองค์กรในช่วงระยะเวลาปี พ.ศ. 2549 - 2551

4. การจัดหาเงินทุนโครงการใช้เงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 375.831 ล้านบาท โดยมีสัดส่วนของหนี้สิน:ทุนของเจ้าของ เท่ากับ 1:1

เงินลงทุนปีที่ 1 เท่ากับ 113 ล้านบาท ในอัตราส่วน 1: 1 เท่ากับ เงินกู้ (Loan)57 ล้านบาท เจ้าของ (Equity) 56 ล้านบาท

เงินลงทุน ปีที่ 2 เท่ากับ 263 ล้านบาท ในอัตราส่วน 1: 1 เท่ากับ เงินกู้ (Loan)132 ล้านบาท เจ้าของ (Equity) 131 ล้านบาท

5. อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 7 ระยะเวลากู้ 10 ปี ตามสิทธิสัญญาเงินกู้ของระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและสถาบันการเงิน

ตารางที่ 9 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม

(หน่วย: ล้านบาท)

ลำดับ	รายการ	จำนวนเงิน
1	ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ	152.2500
2	ชุดเครื่องจักรกลของโรงงาน	
	เครื่องกำเนิดไอน้ำ	61.9700
	ชุดบำบัดน้ำ	8.0000
	ระบบทำความเย็น	26.5240
	งานออกแบบด้านวิศวกรรม	9.6490
	ค่า commissioning	4.8250
3	งานระบบไฟฟ้า	15.5000
4	งานโยธา	25.0000
5	ระบบก๊าซ	27.9960
6	เงินสำรองสำหรับเครื่องจักร	33.1710
7	ค่าเผื่อเหลือเผื่อขาด	10.9460
	ต้นทุนรวม	**375.8310**

ที่มา: การคำนวณ

ตารางที่ 10 พยากรณ์ราคาก๊าซธรรมชาติโดยอัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 4 ในช่วงปี พ.ศ. 2553 - 2567

(บาท: ล้านบีทียู)

ปี พ.ศ.	ราคาก๊าซธรรมชาติ
2553	256.4690
2554	266.7278
2555	277.3969
2556	288.4927
2557	300.0324
2558	312.0337
2559	324.5151
2560	337.4957
2561	350.9955
2562	365.0353
2563	379.6368
2564	394.8222
2565	410.6151
2566	427.0397
2567	444.1213

ที่มา: การคำนวณ

ตารางที่ 11 ค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2553-2567

(ล้านบาท: ปี)

ปี พ.ศ.	ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาทต่อล้านบีทียู)	ค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติ
2553	256.469	273.7228
2554	266.7278	284.6717
2555	277.3969	296.0586
2556	288.4927	307.9009
2557	300.0324	320.2170
2558	312.0337	333.0257
2559	324.5151	346.3467
2560	337.4957	360.2005
2561	350.9955	374.6086
2562	365.0353	389.5929
2563	379.6368	405.1766
2564	394.8222	421.3837
2565	410.6151	438.2390
2566	427.0397	455.7686
2567	444.1213	473.9993

ที่มา: การคำนวณ

ตารางที่ 12 ค่าใช้จ่ายค่าน้ำประปาของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2550-2567

(ล้านบาท: ปี)

ปี พ.ศ.	ราคาน้ำประปา (บาทต่อลูกบาศก์เมตร)	รวมค่าใช้จ่าย
2550	26	2.9657
2551	26.78	3.0547
2552	27.5834	3.1464
2553	28.4109	3.2407
2554	29.2632	3.3379
2555	30.1411	3.4381
2556	31.0454	3.5412
2557	31.9767	3.6474
2558	32.9360	3.7569
2559	33.9241	3.8696
2560	34.9418	3.9857
2561	35.9901	4.1052
2562	37.0698	4.2284
2563	38.1819	4.3552
2564	39.3273	4.4859
2565	40.5076	4.6205
2566	41.7224	4.7591
2567	42.9740	4.9019

ที่มา: การคำนวณ

ตารางที่ 13 ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์หลักของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2553-2567

(ล้านบาท: ปี)

ปี พ.ศ.	กังหันก๊าซ	ชุดนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่	เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม	รวมค่าบำรุงรักษา
2553	19.4140	1.7625	0.1837	21.3603
2554	19.9965	1.8153	0.1892	22.0011
2555	20.5963	1.8698	0.1949	22.6611
2556	21.2142	1.9259	0.2007	23.3410
2557	21.8507	1.9837	0.2068	24.0412
2558	22.5062	2.0432	0.2130	24.7624
2559	23.1814	2.1045	0.2194	25.5053
2560	23.8768	2.1676	0.2259	26.2705
2561	24.5931	2.2326	0.2327	27.0586
2562	25.3309	2.2996	0.2397	27.8703
2563	26.0909	2.3686	0.2469	28.7064
2564	26.8736	2.4397	0.2543	29.5676
2565	27.6798	2.5129	0.2619	30.4547
2566	28.5102	2.5882	0.2698	31.3683
2567	29.3655	2.6659	0.2779	32.3094

ที่มา: การคำนวณ

ตารางที่ 14 ค่าเช่าพื้นที่และค่าประกันภัยของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2551-2567

(ล้านบาท: ปี)

ปี พ.ศ.	ค่าเช่าพื้นที่	ค่าประกันภัย
2551	0.1	-
2552	0.1	-
2553	0.1	2.9121
2554	0.1	2.9121
2555	0.1	2.9121
2556	0.11	2.9121
2557	0.11	2.9121
2558	0.11	2.9121
2559	0.11	2.9121
2560	0.11	2.9121
2561	0.121	2.9121
2562	0.121	2.9121
2563	0.121	2.9121
2564	0.121	2.9121
2565	0.121	2.9121
2566	0.1331	2.9121
2567	0.1331	2.9121

ที่มา: การคำนวณ

ตารางที่ 15 ค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรและค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ดของโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2551-2567

(ล้านบาท: ปี)

ปี	ระหว่างก่อสร้าง		ช่วงปฏิบัติการ			รวมค่าบุคลากร	ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด
	วิศวกร	ช่างไฟฟ้าโยธา	วิศวกร	ช่างไฟฟ้า	คนงาน		
2551	0.2160	0.1200	-	-	-	0.3360	-
2552	0.2289	0.1272	-	-	-	0.3561	0.0600
2553			0.2160	0.4800	0.3360	1.0320	0.1200
2554			0.2289	0.5088	0.3561	1.0939	0.1236
2555			0.2426	0.5393	0.3775	1.1595	0.1273
2556			0.2572	0.5716	0.4001	1.2291	0.1311
2557			0.2726	0.6059	0.4241	1.3028	0.1350
2558			0.2890	0.6423	0.4496	1.3810	0.1391
2559			0.3064	0.6808	0.4766	1.4639	0.1432
2560			0.3247	0.7217	0.5052	1.5517	0.1475
2561			0.3442	0.7650	0.5355	1.6448	0.1520
2562			0.3649	0.8109	0.5676	1.7435	0.1565
2563			0.3868	0.8596	0.6017	1.8481	0.1612
2564			0.4100	0.9111	0.6378	1.9590	0.1661
2565			0.4346	0.9658	0.6760	2.0765	0.1710
2566			0.4607	1.0238	0.7166	2.2011	0.1762
2567			0.4883	1.0852	0.7596	2.3332	0.1815

ที่มา: การคำนวณ

ตารางที่ 16 ค่าเสื่อมราคาของเครื่องจักรหลักสำหรับการผลิตของโครงการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552-2567

(ล้านบาท: ปี)

ปี พ.ศ.	ค่าเสื่อมราคาเครื่องจักร	ค่าเสื่อมราคางานโยธา	ค่าเสื่อมราคาระบบก๊าซ	รวมค่าเสื่อมราคา
2550	-	-	-	-
2551	-	-	-	-
2552	5.5743	0.5	1.2233	7.2977
2553	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2554	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2555	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2556	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2557	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2558	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2559	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2560	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2561	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2562	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2563	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2564	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2565	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2566	18.5812	1.6667	4.0778	24.3257
2567	13.0068	1.1667	2.8544	17.0280

ที่มา: การคำนวณ

การประเมินโครงการทางด้านการเงิน

1. การพิจารณามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value Method: NPV)

จากสูตร $NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t}$

โดยกำหนดให้ B_t = มูลค่าผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับของโครงการในปีที่ t

C_t = มูลค่าต้นทุนของโครงการในปีที่ t

i = อัตราคิดลดร้อยละ 7.13 จากหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเป็นอัตราต้นทุนเงินทุนของกลุ่มธุรกิจการพัฒนาองค์กร ในช่วงระยะเวลาปี 2549-2551

t = ปีของโครงการคือ ปีที่ 0, 1, 2, …., 15

n = อายุของโครงการ 15 ปีตามอายุการใช้งานของเครื่องจักรหลัก

NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจที่จะยอมรับโครงการ คือ ค่า NPV มีค่ามากกว่า 0

จากตารางผนวกที่ 2 ค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการนี้คือ 290.20 ล้านบาท

2. การพิจารณาค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการ(Internal Rate of Return: IRR)

จากสูตร $IRR = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1-i)^t} = 0$

จากตารางผนวกที่ 2 อัตราผลตอบแทนของโครงการเท่ากับร้อยละ 14

3. การพิจารณาสัดส่วนระหว่างค่าประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio Method: BCR)

จากสูตร $$BCR = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t} \Big/ \sum_{t=0}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

จากตารางผนวกที่ 2 ค่า BCR เป็นดังนี้

ผลรวมมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์	=	3,741.08	ล้านบาท
ผลรวมมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	=	3,575.91	ล้านบาท
BCR	=	1.046	

แสดงว่าโครงการนี้มีกำไร ได้รับผลตอบแทนคุ้มค่าต่อเงินลงทุนถึง 1.046 เท่า

การวิเคราะห์ในสถานการณ์ที่มีความเสี่ยงและความไม่แน่นอน

จากการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน ไม่ว่าจะเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) และอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: BCR) โดยผลตอบแทนทางการเงินดังกล่าว จัดได้ว่าเป็นที่น่าพอใจ

แต่ทั้งนี้เพื่อให้ครอบคลุมความไม่แน่นอนหรือความผันผวนทางเศรษฐกิจ เช่น ต้นทุนและรายได้อาจมีโอกาสปรับตัวสูงขึ้นหรือลดลง จึงต้องมีการประเมินความเสี่ยงภัยและความไม่แน่นอนที่อาจเกิดขึ้นในการลงทุน ซึ่งในกรณีนี้จะทำการวิเคราะห์แบ่งเป็น 2 กรณีดังนี้

1. การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการลงทุน
2. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการ

1. การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ(Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เป็นการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ โดยสมมติให้ต้นทุนและผลประโยชน์ในอนาคตเป็นสิ่งไม่แน่นอน มีความเสี่ยงภัยเข้ามาเกี่ยวข้อง ดังนั้น การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เพื่อทดสอบว่าถ้าต้นทุนและผลประโยชน์ของการลงทุนมีการเปลี่ยนแปลงไปจากที่กำหนดไว้เดิม จะมีผลต่อตัวชี้วัดความคุ้มค่าทางการเงิน อันได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) มีการเปลี่ยนแปลงมากน้อยเพียงใดโดยแยกเป็น 4 เหตุการณ์ดังนี้

1. ราคาเงินลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ10 โดยต้นทุนอื่นคงที่พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 255.12 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 13 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.024 (ตารางผนวกที่ 4)

2. ราคาเงินลงทุนลดลงร้อยละ10 โดยต้นทุนอื่นคงที่พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 328.44 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 15 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.068 (ตารางผนวกที่ 6)

3. ราคาขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 801.15 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 21 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.199 (ตารางผนวกที่ 8)

4. ราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ -129.66 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 0.920 (ตารางผนวกที่ 10)

ตารางที่ 17 สรุปผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

กรณีที่พิจารณา	NPV (ล้านบาท)	IRR (ร้อยละ)	BCR
ราคาเงินลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10	255.12	13	1.024
ราคาเงินลงทุนลดลงร้อยละ 10	328.44	15	1.068
ราคาขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7	801.15	21	1.199
ราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7	-129.66	2	0.920

ที่มา: การคำนวณ

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการดังตารางที่ 17 จะเห็นได้ว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงราคาเงินลงทุนไม่ว่าจะเปลี่ยนแปลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นร้อยละ10 หรือลดลงร้อยละ 10 จะไม่มีผลกระทบต่อโครงการ เนื่องจากทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าเป็นบวก และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) มากกว่าอัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน(BCR) มีค่ามากกว่า 1 แสดงให้เห็นว่าหากเงินลงทุนเปลี่ยนแปลง โครงการนี้ยังคงคุ้มค่ากับการลงทุน

หากพิจารณาด้านราคาขายไฟฟ้า พบว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงราคาขายไฟฟ้า เมื่อราคาขายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นตั้งแต่ร้อยละ 7 จะส่งผลประโยชน์ต่อโครงการ เนื่องจากทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าเป็นบวก และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) มากกว่าอัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน(BCR) มากกว่า 1 แสดงให้เห็นว่า ถ้าราคาค่าไฟฟ้าในอนาคตมีการปรับตัวสูงขึ้น จะทำให้โครงการนี้คุ้มค่ากับการลงทุน เนื่องจากรายได้หลักของโครงการนี้มาจากการขายไฟฟ้าและหากราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7 โครงการนี้จะไม่คุ้มค่าแก่การลงทุนเนื่องจากทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าติดลบ และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) น้อยกว่าอัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) มีค่าน้อยกว่า 1 แสดงให้เห็นว่าหากราคาขายไฟฟ้าลดลง โครงการนี้ไม่คุ้มค่ากับการลงทุน

2. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการ (Switching Value Test)

การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการ เป็นการเปลี่ยนแปลงร้อยละของปัจจัยที่เชื่อว่ามีอิทธิพลต่อผลลัพธ์ของโครงการ ซึ่งทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ ทั้งนี้เพื่อให้ทราบว่าต้นทุนและผลประโยชน์ของการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าจะสามารถเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้มากน้อยเพียงใด ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อการตัดสินใจในการลงทุน และการใช้ปัจจัยต่าง ๆ ในการลงทุน ซึ่งจะแบ่งการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการออกเป็น 2 ด้านดังนี้

1. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน (SVT_C)

จากการวิเคราะห์พบว่า ค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน (SVT_C) สามารถเพิ่มขึ้นได้ร้อยละ 7.76 แสดงว่าโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมมีความเสี่ยงภัยอยู่ในระดับไม่สูงนัก เนื่องจากค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุนที่คำนวณได้มีมูลค่าสูงพอสมควร (ตารางที่ 18)

2. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ (SVT_B)

จากการวิเคราะห์พบว่า ค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ (SVT_B) สามารถลดลงได้ร้อยละ 8.12 แสดงว่าโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมยังมีความเสี่ยงในระดับต่ำ เนื่องจากค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ที่คำนวณได้มีมูลค่าสูงพอสมควร (ตารางที่ 18)

ตารางที่ 18 การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รายการทดสอบ	มูลค่าปัจจุบัน (ล้านบาท)	ค่าความแปรเปลี่ยน	(ร้อยละ)
ทางด้านต้นทุน (PVC)	3,575.905	ทางด้านต้นทุน (SVT_C)	7.76
ทางด้านผลประโยชน์ (PVB)	3,741.079	ทางด้านผลประโยชน์ (SVT_B)	8.12
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	290.20		

ที่มา: การคำนวณ

บทที่ 5

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

สรุปผล

จากการศึกษาถึงต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม ก่อนและภายหลังการร่วมทุน ของโรงงานผลิตยางรถยนต์ ว่าสามารถทำให้โรงงานผลิตยางรถยนต์เกิดการประหยัดหรือไม่เพียงใดนั้น พบว่าเมื่อมีการนำระบบผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมมาใช้ จะทำให้โรงงานผลิตยางรถยนต์ได้รับผลประโยชน์ในการประหยัดค่าใช้จ่าย 25.16 ล้านบาทต่อปี คิดเป็นร้อยละ18.49 ของการรับซื้อพลังงานแบบเดิม และเนื่องจากการผลิตไฟฟ้า ณ จุดใช้งานภายในโรงงานผลิตยางรถยนต์ สามารถช่วยลดปัญหาความเสียหายจากระบบไฟฟ้าที่รับจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้เป็นอย่างมาก หากโรงงานผลิตยางรถยนต์วางแผนที่จะขยายกำลังการผลิตในอนาคต โครงการนี้ถือเป็นทางเลือกหนึ่งที่มีความเหมาะสม สามารถช่วยลดต้นทุนการผลิตให้กับโรงงานได้

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีวัตถุประสงค์ที่จะวิเคราะห์ถึงความคุ้มค่าทางด้านการเงิน รวมถึงพิจารณาการเปลี่ยนแปลงค่าต้นทุนและผลประโยชน์เมื่อเกิดความไม่แน่นอนขึ้น ว่าจะสามารถยอมรับโครงการนี้ได้หรือไม่ ทั้งนี้เพื่อสนองตอบนโยบายรัฐบาลในการผลิตไฟฟ้า ณ จุดใช้งานเพื่อให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและมีการใช้ทรัพยากรอย่างมีคุณค่ามากที่สุด ภายในขอบเขตการศึกษาภายในระยะเวลา 15 ปี เริ่มตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 - 2567 โดยใช้ข้อมูลปฐมภูมิที่สัมภาษณ์จากเจ้าหน้าที่ของหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ประกอบกับข้อมูลทุติยภูมิที่เก็บรวบรวมเอกสารจากหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง แล้วนำมาวิเคราะห์คำนวณหาค่าตัวชี้วัดความคุ้มค่าทางด้านการเงินของโครงการคือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) และ สัดส่วนระหว่างค่าประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) รวมทั้งได้วิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis) ร่วมพิจารณาด้วย ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ผลการศึกษาทางด้านการเงิน โดยใช้อัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 7.13 จะได้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) ตั้งแต่เริ่มดำเนินการจนสิ้นอายุโครงการ เท่ากับ 290.20 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 14 และ สัดส่วนระหว่างค่าผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.046 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม มีความคุ้มค่าทางด้านการเงินต่อการลงทุน เนื่องจากเมื่อพิจารณามูลค่าปัจจุบันสุทธิแล้วมีค่ามากกว่า 0 อัตราผลตอบแทนภายในมีค่ามากกว่าอัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13 และ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมากกว่า 1

ดังนั้นจึงเห็นได้ว่า หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดทำโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม โดยจำหน่ายไฟฟ้า ไอน้ำ และความเย็น จะสามารถสร้างรายได้ให้กับการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นรวมทั้งสนองตอบต่อนโยบายของรัฐบาลในการผลิตไฟฟ้า ณ จุดใช้งาน พร้อมทั้งช่วยประเทศในการใช้พลังงานให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดอีกด้วย

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ แยกเป็น 4 เหตุการณ์ดังนี้

1. ราคาเงินลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 โดยต้นทุนอื่นคงที่พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 255.12 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน ร้อยละ 13 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.024

2. ราคาเงินลงทุนลดลงร้อยละ 10 โดยต้นทุนอื่นคงที่พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 328.44 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 15 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.068

3. ราคาขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 801.15 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 21 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.199

4. ราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่พบว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ -129.66 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 0.920

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการดังตารางที่ 17 จะเห็นได้ว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงราคาเงินลงทุนไม่ว่าจะเปลี่ยนแปลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นร้อยละ10 หรือลดลงร้อยละ 10 จะไม่มีผกระทบต่อโครงการ เนื่องจากทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าเป็นบวก และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) มากกว่าอัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน(BCR) มีค่ามากกว่า 1 แสดงให้เห็นว่าหากเงินลงทุนเปลี่ยนแปลง โครงการนี้ยังคงคุ้มค่ากับการลงทุน

หากพิจารณาด้านราคาขายไฟฟ้า พบว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงราคาขายไฟฟ้า เมื่อราคาขายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นตั้งแต่ร้อยละ 7 จะส่งผลประโยชน์ต่อโครงการ เนื่องจากทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าเป็นบวก และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) มากกว่าอัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน(BCR) มากกว่า 1 แสดงให้เห็นว่า ถ้าราคาค่าไฟฟ้าในอนาคตมีการปรับตัวสูงขึ้น จะทำให้โครงการนี้คุ้มค่ากับการลงทุน เนื่องจากรายได้หลักของโครงการนี้มาจากการขายไฟฟ้าและหากราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7 โครงการนี้จะไม่คุ้มค่าแก่การลงทุนเนื่องจากทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าติดลบ และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) น้อยกว่าอัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13 และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน(BCR) มีค่าน้อยกว่า 1 แสดงให้เห็นว่าหากราคาขายไฟฟ้าลดลง โครงการนี้ไม่คุ้มค่ากับการลงทุน

การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการ (Switching Value Test) เพื่อให้ทราบว่าต้นทุนและผลประโยชน์ของการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าจะสามารถเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้มากน้อยเพียงใด พบว่าเมื่อพิจารณาค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน (SVT_C) สามารถเพิ่มขึ้นได้ร้อยละ 7.76 แสดงว่าโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมมีความเสี่ยงภัยอยู่ในระดับไม่สูงนัก เนื่องจากค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุนที่คำนวณได้มีมูลค่าสูงพอสมควรและเมื่อพิจารณาค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ (SVT_B) สามารถลดลงได้ร้อยละ 8.12 แสดงว่าโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วมมีความเสี่ยงภัยอยู่ในระดับไม่สูงนัก เนื่องจากค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ที่คำนวณได้มีมูลค่าสูงพอสมควร

ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะจากการศึกษาครั้งนี้

1. ระบบต้นกำลัง(Prime-Mover) ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ในอนาคต หากราคาก๊าซธรรมชาติสูงขึ้นจะส่งผลกระทบต่อโครงการ เนื่องจาก ประเทศไทยมีแหล่งน้ำมันน้อย แหล่งก๊าซธรรมชาติมีปริมาณสำรองไม่มาก จึงอาจต้องพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศ ดังนั้นควรศึกษาถึงปัจจัยหลาย ๆ อย่างที่เกี่ยวข้องมาประกอบการพิจารณา พร้อมทั้งควรมีการบริหารความเสี่ยงจากราคาก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมด้วย และควรมีการค้นคว้า วิจัยในด้านการใช้พลังงานทดแทนจากการใช้ก๊าซธรรมชาติ อาทิเช่น การใช้พลังงานลม มาหมุนแกนกังหัน หรือการใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า มาเป็นพลังงานของระบบพลังความร้อนร่วม เป็นต้น

2. การลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม เป็นโครงการที่ต้องใช้เงินลงทุนสูง จึงต้องมีการออกแบบระบบให้มีความสมดุลกับระบบของโรงงานผลิตยางรถยนต์ในปัจจุบัน สามารถนำความร้อนที่เหลือไปใช้งานได้ทั้งหมด เพื่อให้เกิดความคุ้มค่ามากที่สุด ดังนั้นการเลือกเครื่องจักร กังหันไอน้ำ จึงมีความสำคัญ ที่ต้องออกแบบให้เหมาะสมกับแต่ละแห่ง มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่ำ มีความต่อเนื่องและความสม่ำเสมอในการเดินเครื่องเพื่อให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุด นอกจากนี้ต้องคำนึงถึงค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ระยะเวลาและรูปแบบการให้บริการด้วย

3. รายได้ทั้งหมดของโครงการมาจากการขายไฟฟ้า ไอน้ำและน้ำเย็นให้โรงงานผลิตยางรถยนต์ ซึ่งเป็นลูกค้าเพียงรายเดียว ดังนั้นควรพิจารณาสถานะ การดำเนินงาน ความมั่นคง รวมทั้งแผนงานในอนาคตของโรงงานผลิตยางรถยนต์ด้วย

ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาครั้งต่อไป

1. การผลิตไอน้ำ น้ำเย็นด้วยความร้อนที่เหลือทิ้งนั้น สามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้กับแหล่งความร้อนอื่นๆ ได้อีก นอกเหนือจากความร้อนเหลือจากกระบวนการผลิตไฟฟ้า เช่น ความร้อนที่เหลือจากการเผาขยะ ความร้อนจากพลังงานแสงอาทิตย์ หรือความร้อนเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิตทางอุตสาหกรรมอื่นๆ

2. การเลือกใช้เชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าแบบพลังความร้อนร่วม นอกจากก๊าซธรรมชาติแล้ว สามารถเลือกใช้วัตถุดิบอื่น ๆ ได้อีกเพื่อมาผลิตไฟฟ้า ขึ้นอยู่กับการเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับอุตสาหกรรมนั้น ๆ เช่น การเลือกใช้น้ำมันมาเป็นเชื้อเพลิง หรือพลังงานทดแทนอื่น ๆ เป็นต้น

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2550. “การผลิตไฟฟ้า ณ จุด ใช้งาน (Distributed Generation: DG).” **วารสาร ศึกษา ติดตาม วิเคราะห์ภาวะธุรกิจพลังงานและธุรกิจอื่นๆ** 3 (1)**:** 7-12.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2550. “ธุรกิจผลิตไฟฟ้าแบบพลังงานร่วม.” **วารสาร ศึกษา ติดตาม วิเคราะห์ภาวะธุรกิจพลังงานและธุรกิจอื่นๆ** 4 (1)**:** 2-11.

ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี. 2544. **เศรษฐศาสตร์การวิเคราะห์โครงการ**. กรุงเทพมหานคร: บริษัท เท็กซ์ แอนท์เจอนัลพับลิเคชั่น จำกัด.

ทิฆัมพร จอนเจิดสิน. 2539. **การวิเคราะห์โครงการด้านเศรษฐศาสตร์: กรณีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่เปรียบเทียบน้ำมันเตาและถ่านหิน**. วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ทรงวิทย์ พงศ์อนันต์ปัญญา. 2548. **“**Analysis in Hydrocarbon Processing: Failure in Heat-Recovery Steam Generator.**”** **จดหมายข่าวเอ็มเทค** 1 (10): 10-13.

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน). 2551. **Natural Gas Utilization** (Online). http://pttinternet.pttplc.com/csc_gas/csc_ws/gasquality/gasquality.asp, 16 มีนาคม 2551.

ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ. 2542. **การวิเคราะห์และประเมินโครงการ**. กรุงเทพมหานคร: สำนักพิมพ์โอเดียนสโตร์.

พรทิพย์ สุภาวิมล. 2541. **การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์โครงการโรงไฟฟ้าทับสะแก.** วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ยุพิน ประจวบเหมาะ. 2537. **การจัดทำและประเมินโครงการ**. กรุงเทพมหานคร: คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

สุธรรม ปทุมสวัสดิ์. 2546. “ระบบผลิตพลังงานร่วม.” **Bibliography Citation: พัฒนาเทคนิคศึกษา** 15 (46): 41-45.

สุรียพร พานิชอัตรา. 2540. **การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำคีรีธาแบบสูบกลับ.** วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. 2542. **ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก** (Online). www.eppo.go.th, 25 พฤศจิกายน 2550.

_____. 2550. **ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย** (Online). www.eppo.go.th, 29 ธันวาคม 2550.

Elliott, R.Neal. 2000. **Combined Heat and Power** (Online). www.nemw.org/ERheatpower.htm, January 22, 2008.

European Biomass Industry Association. 2007. **Renewable Energy** (Online). www.eubia.org/285.0.html, February 8, 2008.

Kaarsberg, Tina. 2001. **Combined Heat and Power** (Online). www.nemw.org/ERheatpower.htm, January 22, 2008.

Siemens. 2007. **Steam Turbine Power Plants** (Online). www.powergeneration.siemens.com/downloads/steam-turbine-power-plants/, February 12, 2008.

The Irish CHP Association. 2002. **Combined Heat and Power** (Online). www.ichpa.com/CHP_in_Ireland/CHP_Case_Study.php, January 22, 2008.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

การคำนวณค่าใช้จ่ายของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม

การคำนวณค่าใช้จ่ายของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Electric Chiller)

โรงงานผลิตยางรถยนต์ ได้มีการใช้เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม สำหรับระบบทำความเย็นจำนวนทั้งหมด 7 เครื่อง แบ่งเป็นใช้งานจริง 5 เครื่องและเป็นเครื่องสำรองไว้ 2 เครื่อง ในการคำนวณค่าใช้จ่าย ได้กำหนดข้อสมมุติโดยให้เครื่องมีอายุการใช้งาน 10 ปี และราคาประมาณ 12,000 บาทต่อตันความเย็น (RT) มีรายละเอียดดังนี้

1. ต้นทุนคงที่

1.1 เงินลงทุนเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (Electric Chiller)

ขนาด(RT)	จำนวน(เครื่อง)	ประมาณราคาเครื่อง(บาท)	ราคาเฉลี่ย 10 ปี (บาท/RT)
430	2	10,320,000	120.787
430	1	5,160,000	60.393
430	1	5,160,000	60.393
500	1	6,000,000	70.224
280	2	6,720,000	78.615
รวม	7		390.449
ราคาเฉลี่ยต้นทุนคงที่(บาท/RT)			0.2023

หมายเหตุ: ราคาเฉลี่ยต้นทุนคงที่ (บาทต่อตันความเย็น) = ค่าเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมเฉลี่ย 10 ปี ต่อขนาดที่ใช้งานจริง

ที่มา: โรงงานผลิตยางรถยนต์

1.2 ค่าบำรุงรักษา

เป็นค่าบำรุงรักษา เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมที่มีอายุการใช้งาน 10 ปี

รายละเอียด	จำนวน(เครื่อง)	ค่าบำรุงรักษา(บาท/ปี/ตัว)	รวมเป็นเงิน(บาท)
เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม	7	200,000	1,400,000
ถังน้ำเย็น	12	120,000	1,400,000

ที่มา : โรงงานผลิตยางรถยนต์

คิดเป็นค่าบำรุงรักษาเฉลี่ย 0.1722 บาทต่อตันความเย็น

2. ต้นทุนผันแปร

ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนโครงการ มีสมมุติฐานให้ ปี 2553 ราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 2.8886 บาทต่อหน่วย

รายละเอียดเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมที่ใช้งาน			ค่าใช้จ่ายไฟฟ้าเฉลี่ย	
ขนาด (RT)	จำนวน(เครื่อง)	อัตราการใช้ไฟฟ้า (kwh/RT)	(บาท /RT)	เป็นเงิน(บาท)
430	2	0.75	2.1664	1,863.13
430	1	0.60	1.7331	745.25
500	1	0.60	1.7331	866.57
280	1	0.60	1.7331	242.64
รวม	5			3,717.60
		รวมค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/ตันความเย็น)		1.9262

หมายเหตุ: คิด Capacity ร้อยละ 50

ที่มา : โรงงานผลิตยางรถยนต์

ค่าใช้จ่ายจากเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม

= ค่าใช้จ่ายเงินลงทุน+ ค่าบำรุงรักษาเฉลี่ย + ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย

= 0.2023 + 0.1722 + 1.9262

= 2.3007 บาทต่อตันความเย็น

ภาคผนวก ข

การคำนวณรายได้และค่าใช้จ่ายของโครงการ

การคิดจำนวนชั่วโมงการทำงาน

วันทำงานทั้งหมด	356	วัน
วันหยุด	9	วัน
ส-อ และ วันนักขัตฤกษ์วันนักขัตฤกษ์	108	วัน
จ – ศ	248	วัน
ช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	13	ชั่วโมงต่อวัน
ช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำสุด	11	ชั่วโมงต่อวัน

ดังนั้น

ช่วง Peak	13 × 248	=	3,224	ชั่วโมงต่อปี
Off Peak	11 × 248	=	2,728	ชั่วโมงต่อปี
Holiday	24 × 108	=	2,592	ชั่วโมงต่อปี

รวมจำนวนชั่วโมงการทำงาน	8,544	ชั่วโมงต่อปี

ความต้องการพลังงานไฟฟ้า

กำลังการผลิตของโครงการ	=	10.7	เมกะวัตต์
ใช้ในโรงไฟฟ้า	=	5%	
เหลือขายให้โรงงานผลิตยางรถยนต์	=	10.5	เมกะวัตต์
Load Factor	=	1	

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วง Peak

= วันทำงาน จ. - ศ. × ชั่วโมงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (ต่อวัน) × (ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วง Peak × (1-ใช้ในโรงไฟฟ้า) × Load Factor

= 248×13× (10.7 × (0.95) ×1

= 32,772 MWhต่อปี

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วง Off Peak

= วันทำงาน จ. - ศ. × ชั่วโมงความต้องการไฟฟ้าต่ำสุด (ต่อวัน) × (ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วง Off Peak × (1-ใช้ในโรงไฟฟ้า) × Load Factor

= 248×11× (10.7 × (0.95) ×1

= 27,730 MWhต่อปี

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วง Holiday

= วัน ส. - อ. และวันนักขัตฤกษ์× ชั่วโมงความต้องการไฟฟ้าในช่วงวันหยุด (ต่อวัน) × (ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วงวันหยุด× (1-ใช้ในโรงไฟฟ้า) × Load Factor

= 108×24× (10.7 × (0.95) ×1

= 26,348 MWhต่อปี

รวมความต้องการพลังงานไฟฟ้าของโรงงาน 86,850 MWhต่อปี

รายได้จากการขายไฟฟ้า

ค่าไฟฟ้า ปี 2550 = (Peak time + ค่า Ft)

= 2.6136+0.6611 = 3.2747 บาท

ให้ราคาค่าไฟฟ้าเพิ่มในอัตราร้อยละ 5 ต่อปี

ดังนั้น ค่าไฟฟ้าปี 2553 ช่วง Peak = 3.7909 บาท

ค่าไฟฟ้าปี 2553 ช่วง Off Peak = 2.1227 บาท

ในปี 2553 มีรายได้จากการขายไฟฟ้า ช่วง Peak

= ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วง Peak (MWh) × 1,000 × ค่าไฟฟ้าปี 2553 ช่วง Peak

= 32,772×1,000×3.7909

= 124.23 ล้านบาท

ในปี 2553 มีรายได้จากการขายไฟฟ้า ช่วง Off Peak

= ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วง Off Peak (MWh) × 1,000 × ค่าไฟฟ้าปี 2553 ช่วง Off Peak

= 27,730×1,000×2.1227

= 58.86 ล้านบาท

ในปี 2553 มีรายได้จากการขายไฟฟ้า ช่วง Holiday

= ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วง Holiday (MWh) × 1,000 × ค่าไฟฟ้าปี 2553 ช่วง Off Peak

= 26,348×1,000×2.1227

= 55.93 ล้านบาท

Demand

= 74.14 ×10.7×1,000×12

= 9.52 ล้านบาท

ค่าบริการ

= 228.17×12

= 0.0027 ล้านบาท

ดังนั้นรายได้จากการขายไฟฟ้าในปี 2553

= รายได้จากการขายไฟฟ้า ช่วง Peak + รายได้จากการขายไฟฟ้า ช่วง Off Peak + รายได้จากการขายไฟฟ้า ช่วง Holiday + Demand + ค่าบริการ

= 248.55 ล้านบาท

รายได้ค่าไอน้ำ

ไอน้ำขั้นต่ำที่ต้องซื้อ	12	ตัน
ความต้องการใช้ไอน้ำสูงสุด	27	ตัน
ความต้องการไอน้ำช่วง Peak	15	ตัน
ความต้องการไอน้ำช่วง Off Peak	15	ตัน
ความต้องการไอน้ำช่วง Holiday	15	ตัน

Load Factor	0.98	
ราคาไอน้ำที่ขาย	650	บาทต่อตัน

ชั่วโมงการใช้งาน

= (วันทำงาน จ. - ศ. × ชั่วโมงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (ต่อวัน) ×ความต้องการไอน้ำช่วง Peak ×Load Factor) + (วันทำงาน จ. -ศ. × ชั่วโมงความต้องการไฟฟ้าต่ำสุด (ต่อวัน) ×ความต้องการไอน้ำช่วง Off Peak × Load Factor) + (วัน ส. - อ. และวันนักขัตฤกษ์× ชั่วโมงความต้องการไฟฟ้าในช่วงวันหยุด (ต่อวัน) × ความต้องการ ไอน้ำช่วงวันหยุด) ×Load Factor

= (248× 13×15×0.98) + (248× 11×15×0.98) + (108×24×15×0.98)

= 125, 597 ชั่วโมงต่อปี

ดังนั้นรายได้ไอน้ำปี 2553

= ชั่วโมงการใช้งาน×ราคาไอน้ำ

= 125,597×650

= 81.64 ล้านบาท

รายได้ค่าน้ำเย็น

ความต้องการใช้น้ำเย็นสูงสุด	2,310	RT
ความต้องการน้ำเย็นช่วง Peak	1,750	RT
ความต้องการน้ำเย็นช่วง Off Peak	1,750	RT
ความต้องการน้ำเย็นช่วง Holiday	1,750	RT
Load Factor	0.98	

จำนวนการใช้

= (วันทำงาน จ. - ศ. × ชั่วโมงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (ต่อวัน) ×ความต้องการน้ำเย็นช่วง Peak) + (วันทำงาน จ. - ศ. × ชั่วโมงความต้องการไฟฟ้าต่ำสุด (ต่อวัน) × ความต้องการน้ำเย็นช่วง Off Peak) + (วัน ส. - อ. และวันนักขัตฤกษ์× ชั่วโมงความต้องการไฟฟ้าในช่วงวันหยุด (ต่อวัน) × ความต้องการไอน้ำช่วง Holiday) ×Load Factor

= (248×13×1750) + (248×11×1750) + (108×24×1750) ×0.98

= 14.65 MRTต่อปี

ดังนั้นรายได้จากการขายน้ำเย็นในปี 2553

= จำนวนการใช้ ×ราคาขาย

= 14.65×2

= 29.31 ล้านบาท

ค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติ

ชั่วโมงการทำงานต่อปี	8,544	ชั่วโมง
Electric Load	10,700	kW
Exhaust Energy	58.47	GJ/Hr
GT Heat Rate	10,520	Btu/kWh

ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ

Gas Consumption

= GT Heat Rate ×Operation Hour per Year × Electric Load

= 10,520 × 8,544 × 10,700

= 961,747 ล้านบีทียูต่อปี

Supplemental Firing

= 8,503 ล้านบีทียูต่อปี

รวม Gas Consumption + Supplemental Firing

= 961,747+ 8,503

= 970,250 ล้านบีทียูต่อปี

ดังนั้นปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ @ HHV 10% = 970,250 x (1+10 %)

= 1,067,274 ล้านบีทียูต่อปี

ราคาก๊าซธรรมชาติปี 2550 = 228 บาทต่อล้านบีทียู

อัตราการเพิ่มของก๊าซธรรมชาติร้อยละ 4 ต่อปี

ราคาก๊าซธรรมชาติปี 2553 = 256.47 บาทต่อล้านบีทียู

ดังนั้นค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติปี 2553

= ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ × ราคาก๊าซธรรมชาติ

= 1,067,274 ×256.47

= 273.72 ล้านบาทต่อปี

ค่าใช้จ่ายน้ำประปา

ปริมาณน้ำประปาสำหรับRO 96,613 ลบ.ม.ต่อปี

ปริมาณน้ำประปาสำหรับAC 17,454 ลบ.ม.ต่อปี

รวมปริมาณการใช้น้ำประปา

= 96,613 + 17,454

= 114,067 ลบ.ม.ต่อปี

ราคาค่าน้ำประปารวมค่าบำบัดน้ำเสียปี 2550

= 26 บาทต่อลบ.ม.

อัตราการเพิ่มของน้ำประปาร้อยละ 3 ต่อปี

ราคาค่าน้ำประปารวมค่าบำบัดน้ำเสียปี 2553

= 28.41 บาทต่อลบ.ม.

ดังนั้นค่าใช้จ่ายน้ำประปาปี 2553

= ปริมาณการใช้น้ำประปา × ราคาค่าน้ำประปา

= 114,067 ×28.41

= 3.24 ล้านบาทต่อปี

ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา

ประกอบด้วยอุปกรณ์หลักๆได้แก่ Gas Turbine, HRSG, Absorption Chiller

ราคาเครื่อง Heat Recovery Stream (High Pressure) 58,750,000 บาท

ราคาเครื่อง Absorption Chiller 18,375,000 บาท

อัตราการเพิ่มร้อยละ 3 ต่อปี

ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา Gas Turbine คิดเป็น 0.21 บาทต่อkWh

= ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา Gas Turbine ×ความต้องการพลังงานไฟฟ้าช่วง Peak ×1000×8640

= 0.21 × 10.7×1000×8640

= 19.41 ล้านบาทต่อปี

ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาHRSG คิดเป็น 3 %ของราคา HRSG

= 58,750,000 ×3 %

= 1.76 ล้านบาทต่อปี

ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาAbsorption Chiller คิดเป็น 1%ของราคา Absorption Chiller

= 18,375,000 ×1 %

= 0.18 ล้านบาทต่อปี

รวมค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาปี 2553

= ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา Gas Turbine + ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาHRSG + ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาAbsorption Chiller

= 19.41 + 1.76 + 0.18

= 21.36 ล้านบาทต่อปี

ค่าเช่าพื้นที่

ขนาดพื้นที่	200	ตารางวา
ค่าเช่า	500	บาทต่อปี
คิดอัตราการเพิ่มร้อยละ	10	ต่อ 5 ปี

ดังนั้นค่าเช่าพื้นที่ในปี 2550

= 500 × 200

= 100,000 บาทต่อปี

ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า

ราคาระบบ Gas Turbine Set	152,250,000	บาท
ราคาระบบBOP Mech.	110,967,813	บาท
ราคาระบบGas System	27,995,870	บาท
รวม	291,213,682	บาท

ค่าประกันคิดอัตราร้อยละ 1 ของราคาอุปกรณ์ตลอดอายุโครงการ

= 291,213,682 × 1 %

= 2.91 ล้านบาท

ค่าใช้จ่ายพนักงาน

ระหว่างก่อสร้าง 2 ปี คือ ปี 2551-2552

วิศวกร 1 อัตรา 18, 000 บาทต่อเดือน

= 18,000 × 1 × 12

= 0.22 ล้านบาท

ช่างโยธา 1 อัตรา 10,000 บาทต่อเดือน

= 10,000 × 1 × 12

= 0.12 ล้านบาท

ระหว่างดำเนินงาน ปี 2553-2567

วิศวกร 1 อัตรา 18, 000 บาทต่อเดือน

= 18,000 × 1 × 12

= 0.22 ล้านบาท

ช่างไฟฟ้า 4 อัตรา 10,000 บาทต่อเดือน

= 10,000 × 4 × 12

= 0.480 ล้านบาท

คนงาน 4 อัตรา 7, 000 บาทต่อเดือน

= 7,000 × 4 × 12

= 0.336 ล้านบาท

โดยให้อัตราการเพิ่มร้อยละ 6 ต่อปี

ค่าเสื่อมราคา

ในการวิเคราะห์โครงการนี้ จะคิดระยะเวลาในการตัดค่าเสื่อมราคาเท่ากับ 15 ปีโดยการลงทุนการติดตั้งเครื่องจักรแบ่งเป็น 2 ช่วงคือในปีที่ 1 คิดเป็นร้อยละ 30 ของการลงทุนทั้งหมดและปีที่ 2 คิดเป็นร้อยละ 70 เนื่องจากในแต่ละปีลงทุนไม่เท่ากันโดยแบ่งได้ดังนี้

- Gas turbine Generator set & BOP ราคา 278.718 ล้านบาท

  ปีที่ 1 เท่ากับ 83.615 ล้านบาท ปีที่ 2 เท่ากับ 195.102 ล้านบาท

- Civil Construction ราคา 25 ล้านบาท

  ปีที่ 1 เท่ากับ 7.500 ล้านบาท ปีที่ 2 เท่ากับ 17.5 ล้านบาท

- Gas System and Contingency ราคา 61.167 ล้านบาท

  ปีที่ 1 เท่ากับ 18.350 ล้านบาท ปีที่ 2 เท่ากับ 42.817 ล้านบาท

ภาคผนวก ค

ตารางผนวก

ตารางผนวกที่ 1 ประมาณการเคลื่อนไหวของกระแสเงินสด กรณีการวิเคราะห์ทางการเงิน ณ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี	รายได้รวม	sum cost of GS	sum of sell ADM	ค่าใช้จ่ายรวม	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย	ดอกเบี้ย	กำไรสุทธิ	ค่าเสื่อมราคารวม	กระแสเงินสดสุทธิ
2550	-	375.8316018	-	375.8316018	-375.8316018	-	-375.8316018	-	-375.8316018
2551	-	0.1	0.336	0.436	-0.436	-	-0.436	-	-0.436
2552	-	7.397701005	0.41616	7.813861005	-7.813861005	3.99	-11.80386101	7.297701005	-4.50616
2553	359.4934893	325.6616978	1.152	326.8136978	32.67979149	12.831	19.84879149	24.32567002	44.17446151
2554	376.1024041	337.3486427	1.21752	338.5661627	37.53624141	11.508	26.02824141	24.32567002	50.35391142
2555	393.5056293	349.495685	1.2868632	350.7825482	42.72308114	10.185	32.53808114	24.32567002	56.86375116
2556	411.7414091	362.1310072	1.360255752	363.491263	48.25014607	8.862	39.38814607	24.32567002	63.71381609
2557	430.8498395	375.2535126	1.43793728	376.6914499	54.15838955	7.539	46.61938955	24.32567002	70.94505956
2558	450.8729588	388.8928536	1.520161685	390.4130152	60.45994358	6.216	54.24394358	24.32567002	78.5696136
2559	471.8548423	403.0694615	1.607197999	404.6766595	67.17818282	4.893	62.28518282	24.32567002	86.61085284
2560	493.841701	417.8045779	1.699331291	419.5039092	74.33779181	3.57	70.76779181	24.32567002	95.09346183
2561	516.8819861	433.1312865	1.796863623	434.9281502	81.95383592	2.247	79.70683592	24.32567002	104.0325059
2562	541.0264976	449.0505466	1.900115068	450.9506617	90.07583593	0.924	89.15183593	24.32567002	113.477506
2563	566.3284993	465.5972279	2.009424788	467.6066527	98.72184663	0	98.72184663	24.32567002	123.0475166
2564	592.8438385	482.7961468	2.125152177	484.921299	107.9225395	0	107.9225395	24.32567002	132.2482095
2565	620.6310719	500.673104	2.247678065	502.920782	117.7102898	0	117.7102898	24.32567002	142.0359599
2566	649.7515977	519.2670233	2.37740601	521.6444293	128.1071684	0	128.1071684	24.32567002	152.4328384
2567	680.2697944	531.2838918	2.514763649	533.7986554	146.4711389	0	146.4711389	17.02796901	163.4991079

ที่มา: การคำนวณ

ตารางผนวกที่ 2 การวิเคราะห์ทางการเงิน ณ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 7.13

(หน่วย: ล้านบาท)

ปีที่	Benefit	PV Benefit	Cost	PV Cost
0	-	0.000	375.832	375.832
1	-	0.000	0.436	0.407
2	-	0.000	7.814	6.808
3	359.493	292.387	326.814	265.807
4	376.102	285.537	338.566	257.039
5	393.506	278.866	350.783	248.589
6	411.741	272.369	363.491	240.451
7	430.850	266.041	376.691	232.599
8	450.873	259.876	390.413	225.027
9	471.855	253.868	404.677	217.725
10	493.842	248.014	419.504	210.681
11	516.882	242.309	434.928	203.890
12	541.026	236.747	450.951	197.331
13	566.328	231.326	467.607	191.001
14	592.844	226.040	484.921	184.891
15	620.631	220.885	502.921	178.992
16	649.752	215.859	521.644	173.299
17	680.270	210.956	533.799	165.535
	รวม	**3,741.079**		**3,575.905**

ที่มา: การคำนวณ

NPV	=	290.20 ล้านบาท
IRR	=	14 %
BCR	=	1.046

ตารางผนวกที่ 3 ประมาณการเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดของการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณีราคาเงินลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 โดยต้นทุนอื่นคงที่

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี	รายได้รวม	sum cost of GS	sum of sell ADM	ค่าใช้จ่ายรวม	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย	ดอกเบี้ย	กำไรสุทธิ	ค่าเสื่อมราคารวม	กระแสเงินสดสุทธิ
2550	-	413.414762	-	413.414762	-413.414762	-	-413.414762	-	-413.414762
2551	-	0.1	0.336	0.436	-0.436	-	-0.436	-	-0.436
2552	-	7.397701005	0.41616	7.813861005	-7.813861005	3.99	-11.80386101	7.297701005	-4.50616
2553	359.4934893	325.6616978	1.152	326.8136978	32.67979149	12.831	19.84879149	24.32567002	44.17446151
2554	376.1024041	337.3486427	1.21752	338.5661627	37.53624141	11.508	26.02824141	24.32567002	50.35391142
2555	393.5056293	349.495685	1.2868632	350.7825482	42.72308114	10.185	32.53808114	24.32567002	56.86375116
2556	411.7414091	362.1310072	1.360255752	363.491263	48.25014607	8.862	39.38814607	24.32567002	63.71381609
2557	430.8498395	375.2535126	1.43793728	376.6914499	54.15838955	7.539	46.61938955	24.32567002	70.94505956
2558	450.8729588	388.8928536	1.520161685	390.4130152	60.45994358	6.216	54.24394358	24.32567002	78.5696136
2559	471.8548423	403.0694615	1.607197999	404.6766595	67.17818282	4.893	62.28518282	24.32567002	86.61085284
2560	493.841701	417.8045779	1.699331291	419.5039092	74.33779181	3.57	70.76779181	24.32567002	95.09346183
2561	516.8819861	433.1312865	1.796863623	434.9281502	81.95383592	2.247	79.70683592	24.32567002	104.0325059
2562	541.0264976	449.0505466	1.900115068	450.9506617	90.07583593	0.924	89.15183593	24.32567002	113.477506
2563	566.3284993	465.5972279	2.009424788	467.6066527	98.72184663	0	98.72184663	24.32567002	123.0475166
2564	592.8438385	482.7961468	2.125152177	484.921299	107.9225395	0	107.9225395	24.32567002	132.2482095
2565	620.6310719	500.673104	2.247678065	502.920782	117.7102898	0	117.7102898	24.32567002	142.0359599
2566	649.7515977	519.2670233	2.37740601	521.6444293	128.1071684	0	128.1071684	24.32567002	152.4328384
2567	680.2697944	531.2838918	2.514763649	533.7986554	146.4711389	0	146.4711389	17.02796901	163.4991079

ที่มา: การคำนวณ

ตารางผนวกที่ 4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านการเงิน กรณีราคาเงินลงทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 โดยต้นทุนอื่นคงที่

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี พ.ศ.	Benefit	PV Benefit	Cost	PV Cost
0	-	0.000	454.756	454.756
1	-	0.000	0.436	0.407
2	-	0.000	7.814	6.808
3	359.493	292.387	326.814	265.807
4	376.102	285.537	338.566	257.039
5	393.506	278.866	350.783	248.589
6	411.741	272.369	363.491	240.451
7	430.850	266.041	376.691	232.599
8	450.873	259.876	390.413	225.027
9	471.855	253.868	404.677	217.725
10	493.842	248.014	419.504	210.681
11	516.882	242.309	434.928	203.890
12	541.026	236.747	450.951	197.331
13	566.328	231.326	467.607	191.001
14	592.844	226.040	484.921	184.891
15	620.631	220.885	502.921	178.992
16	649.752	215.859	521.644	173.299
17	680.270	210.956	533.799	165.535
		3,741.079		3,654.830

ที่มา: การคำนวณ

NPV	=	255.12
IRR	=	13%
BCR	=	1.024

ตารางผนวกที่ 5 ประมาณการเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดของการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณีราคาเงินลงทุนลดลงร้อยละ 10 โดยต้นทุนอื่นคงที่

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี	รายได้รวม	sum cost of GS	sum of sell ADM	ค่าใช้จ่ายรวม	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย	ดอกเบี้ย	กำไรสุทธิ	ค่าเสื่อมราคารวม	กระแสเงินสดสุทธิ
2550	-	334.8659572	-	334.8659572	-334.8659572	-	-334.8659572	-	-334.8659572
2551	-	0.1	0.336	0.436	-0.436		-0.436	-	-0.436
2552	-	7.397701005	0.41616	7.813861005	-7.813861005	3.99	-11.80386101	7.297701005	-4.50616
2553	359.4934893	325.6616978	1.152	326.8136978	32.67979149	12.831	19.84879149	24.32567002	44.17446151
2554	376.1024041	337.3486427	1.21752	338.5661627	37.53624141	11.508	26.02824141	24.32567002	50.35391142
2555	393.5056293	349.495685	1.2868632	350.7825482	42.72308114	10.185	32.53808114	24.32567002	56.86375116
2556	411.7414091	362.1310072	1.360255752	363.491263	48.25014607	8.862	39.38814607	24.32567002	63.71381609
2557	430.8498395	375.2535126	1.43793728	376.6914499	54.15838955	7.539	46.61938955	24.32567002	70.94505956
2558	450.8729588	388.8928536	1.520161685	390.4130152	60.45994358	6.216	54.24394358	24.32567002	78.5696136
2559	471.8548423	403.0694615	1.607197999	404.6766595	67.17818282	4.893	62.28518282	24.32567002	86.61085284
2560	493.841701	417.8045779	1.699331291	419.5039092	74.33779181	3.57	70.76779181	24.32567002	95.09346183
2561	516.8819861	433.1312865	1.796863623	434.9281502	81.95383592	2.247	79.70683592	24.32567002	104.0325059
2562	541.0264976	449.0505466	1.900115068	450.9506617	90.07583593	0.924	89.15183593	24.32567002	113.477506
2563	566.3284993	465.5972279	2.009424788	467.6066527	98.72184663	0	98.72184663	24.32567002	123.0475166
2564	592.8438385	482.7961468	2.125152177	484.921299	107.9225395	0	107.9225395	24.32567002	132.2482095
2565	620.6310719	500.673104	2.247678065	502.920782	117.7102898	0	117.7102898	24.32567002	142.0359599
2566	649.7515977	519.2670233	2.37740601	521.6444293	128.1071684	0	128.1071684	24.32567002	152.4328384
2567	680.2697944	531.2838918	2.514763649	533.7986554	146.4711389	0	146.4711389	17.02796901	163.4991079

ที่มา: การคำนวณ

ตารางผนวกที่ 6 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านการเงิน กรณีราคาเงินลงทุนลดลงร้อยละ 10 โดยต้นทุน อื่นคงที่

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี พ.ศ.	Benefit	PV Benefit	Cost	PV Cost
0	-	0.000	301.379	301.379
1	-	0.000	0.436	0.407
2	-	0.000	7.814	6.808
3	359.493	292.387	326.814	265.807
4	376.102	285.537	338.566	257.039
5	393.506	278.866	350.783	248.589
6	411.741	272.369	363.491	240.451
7	430.850	266.041	376.691	232.599
8	450.873	259.876	390.413	225.027
9	471.855	253.868	404.677	217.725
10	493.842	248.014	419.504	210.681
11	516.882	242.309	434.928	203.890
12	541.026	236.747	450.951	197.331
13	566.328	231.326	467.607	191.001
14	592.844	226.040	484.921	184.891
15	620.631	220.885	502.921	178.992
16	649.752	215.859	521.644	173.299
17	680.270	210.956	533.799	165.535
		3,741.079		3,501.453

ที่มา: จากการคำนวณ

NPV = 328.44

IRR = 15 %

BCR = 1.068

ตารางผนวกที่ 7 ประมาณการเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดของการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณีราคาขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี พ.ศ.	รายได้รวม	sum cost of GS	sum of sell ADM	ค่าใช้จ่ายรวม	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย	ดอกเบี้ย	กำไรสุทธิ	ค่าเสื่อมราคารวม	กระแสเงินสดสุทธิ
2550	-	375.8316	-	375.832	-375.8316	-	-375.831602	-	-375.8316
2551	-	0.1	0.336	0.436	-0.436	-	-0.436	-	-0.436
2552	-	7.397701	0.41616	7.81386	-7.813861	3.99	-11.803861	7.297701	-4.50616
2553	373.41401	325.6617	1.152	326.814	46.600314	12.831	33.769314	24.32567	58.094984
2554	396.2175	337.3486	1.21752	338.566	57.651336	11.508	46.143336	24.32567	70.469006
2555	420.50553	349.4957	1.286863	350.783	69.722979	10.185	59.5379788	24.32567	83.863649
2556	446.37724	362.131	1.360256	363.491	82.885974	8.862	74.0239743	24.32567	98.349644
2557	473.9385	375.2535	1.437937	376.691	97.24705	7.539	89.7080501	24.32567	114.03372
2558	503.30238	388.8929	1.520162	390.413	112.88936	6.216	106.673361	24.32567	130.99903
2559	534.58961	403.0695	1.607198	404.677	129.91295	4.893	125.019951	24.32567	149.34562
2560	567.92916	417.8046	1.699331	419.504	148.42525	3.57	144.855251	24.32567	169.18092
2561	603.45876	433.1313	1.796864	434.928	168.53061	2.247	166.283607	24.32567	190.60928
2562	641.32551	449.0505	1.900115	450.951	190.37485	0.924	189.450849	24.32567	213.77652
2563	681.68655	465.5972	2.009425	467.607	214.0799	0	214.0799	24.32567	238.40557
2564	724.70973	482.7961	2.125152	484.921	239.78843	0	239.788428	24.32567	264.1141
2565	770.57432	500.6731	2.247678	502.921	267.65354	0	267.65354	24.32567	291.97921
2566	819.47186	519.267	2.377406	521.644	297.82744	0	297.827435	24.32567	322.15311
2567	871.60695	531.2839	2.514764	533.799	337.8083	0	337.808299	17.02797	354.83627

ที่มา: การคำนวณ

ตารางผนวกที่ 8 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านการเงิน กรณีราคาขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่

(หน่วย: ล้านบาท)

ปีที่	Benefit	PV Benefit	Cost	PV Cost
0		0.000	375.832	375.832
1		0.000	0.436	0.407
2		0.000	7.814	6.808
3	373.414	303.709	326.814	265.807
4	396.217	300.808	338.566	257.039
5	420.506	298.000	350.783	248.589
6	446.377	295.281	363.491	240.451
7	473.939	292.647	376.691	232.599
8	503.302	290.095	390.413	225.027
9	534.590	287.621	404.677	217.725
10	567.929	285.222	419.504	210.681
11	603.459	282.895	434.928	203.890
12	641.326	280.637	450.951	197.331
13	681.687	278.446	467.607	191.001
14	724.710	276.318	484.921	184.891
15	770.574	274.251	502.921	178.992
16	819.472	272.243	521.644	173.299
17	871.607	270.291	533.799	165.535
	รวม	**4,288.463**		**3,575.905**

ที่มา: จากการคำนวณ

NPV	=	801.15
IRR	=	21%
BCR	=	1.199

ตารางผนวกที่ 9 ประมาณการเคลื่อนไหวของกระแสเงินสดของการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณีราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่

(หน่วย: ล้านบาท)

ปี	รายได้รวม	sum cost of GS	sum of sell ADM	ค่าใช้จ่ายรวม	กำไรก่อนหักดอกเบี้ย	ดอกเบี้ย	กำไรสุทธิ	ค่าเสื่อมราคารวม	กระแสเงินสดสุทธิ
2550	-	375.8316	-	375.832	-375.83	-	-375.8316	-	-375.832
2551	-	0.1	0.336	0.436	-0.436	-	-0.436	-	-0.436
2552	-	7.397701	0.41616	7.81386	-7.8139	3.99	-11.80386	7.2977	-4.50616
2553	346.0933	325.6617	1.152	326.814	19.2796	12.831	6.448601	24.3257	30.7743
2554	357.0801	337.3486	1.21752	338.566	18.5139	11.508	7.005909	24.3257	31.3316
2555	368.4315	349.4957	1.28686	350.783	17.6489	10.185	7.463937	24.3257	31.7896
2556	380.1599	362.131	1.36026	363.491	16.6686	8.862	7.806597	24.3257	32.1323
2557	392.2779	375.2535	1.43794	376.691	15.5865	7.539	8.047495	24.3257	32.3732
2558	404.7989	388.8929	1.52016	390.413	14.3859	6.216	8.169911	24.3257	32.4956
2559	417.7364	403.0695	1.6072	404.677	13.0598	4.893	8.166784	24.3257	32.4925
2560	431.1046	417.8046	1.69933	419.504	11.6007	3.57	8.030703	24.3257	32.3564
2561	444.918	433.1313	1.79686	434.928	9.98988	2.247	7.742878	24.3257	32.0685
2562	459.1918	449.0505	1.90012	450.951	8.24114	0.924	7.317137	24.3257	31.6428
2563	473.9415	465.5972	2.00942	467.607	6.3349	0	6.334895	24.3257	30.6606
2564	489.1834	482.7961	2.12515	484.921	4.26214	0	4.262144	24.3257	28.5878
2565	504.9342	500.6731	2.24768	502.921	2.01343	0	2.01343	24.3257	26.3391
2566	521.2112	519.267	2.37741	521.644	-0.4333	0	-0.43327	24.3257	23.8924
2567	538.0322	531.2839	2.51476	533.799	4.23354	0	4.233538	17.028	21.2615

ที่มา: การคำนวณ

ตารางผนวกที่ 10 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านการเงิน กรณีราคาขายไฟฟ้าลดลงร้อยละ 7 โดยต้นทุนอื่นคงที่

(หน่วย: ล้านบาท)

ปีที่	Benefit	PV Benefit	Cost	PV Cost
0		0.000	375.832	375.832
1		0.000	0.436	0.407
2		0.000	7.814	6.808
3	346.093	281.488	326.814	265.807
4	357.080	271.095	338.566	257.039
5	368.431	261.097	350.783	248.589
6	380.160	251.478	363.491	240.451
7	392.278	242.223	376.691	232.599
8	404.799	233.319	390.413	225.027
9	417.736	224.751	404.677	217.725
10	431.105	216.507	419.504	210.681
11	444.918	208.573	434.928	203.890
12	459.192	200.937	450.951	197.331
13	473.942	193.589	467.607	191.001
14	489.183	186.516	484.921	184.891
15	504.934	179.708	502.921	178.992
16	521.211	173.155	521.644	173.299
17	538.032	166.847	533.799	165.535
	รวม	**3,291.285**		**3,575.91**

ที่มา: การคำนวณ

NPV	=	-129.66
IRR	=	2 %
BCR	=	0.920

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ –นามสกุล	น.ส. รวี สกุลพานิช
วัน เดือน ปี ที่เกิด	19 มิถุนายน 2525
สถานที่เกิด	ตราด
ประวัติการศึกษา	บริหารธุรกิจบัณฑิต (การจัดการ) สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล (คลองหก)
ตำแหน่งปัจจุบัน	นักบริหารงานทั่วไป
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 200 ถ. งามวงศ์วาน แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900