แบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวกรณีศึกษาอำเภอทับสะแก

นายเศฏฐศิษฎ์ มุสิพรม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน สหสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2561
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

COST STRUCTURE MODEL OF LNG POWER PLANT PROJECT: CASE STUDY THAPSAKAE DISTRICT

Mr. Settasit Musiprom

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

An Independent Study Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Science in Energy Technology and Management
Inter-Department of Energy Technology and Management
Graduate School
Chulalongkorn University
Academic Year 2018

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อสารนิพนธ์	แบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวกรณีศึกษาอำเภอทับสะแก
โดย	นายเศฏฐศิษฎ์ มุสิพรม
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	รองศาสตราจารย์สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับสารนิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบสารนิพนธ์

---------- ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ดาวัลย์ วิวรรธนะเดช)

---------- อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก
(รองศาสตราจารย์สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน)

---------- กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สันต์ สัมปัตตะวนิช)

---------- กรรมการ
(ดร.วีรินทร์ หวังจิรนิรันดร์)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เศฏฐศิษฎ์ มุสิพรม : แบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวกรณีศึกษาอำเภอทับสะแก. (COST STRUCTURE MODEL OF LNG POWER PLANT PROJECT:CASE STUDY THAPSAKAE DISTRICT) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ.สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน

ปัจจุบัน ประเทศไทยทำกำลังจะประสบปัญหาความมั่นคงทางพลังงานในบริเวณภาคใต้ อ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015) กระทรวงพลังงานจึงมีแผนที่จะสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินเพื่อแก้ปัญหานี้ แต่เนื่องจากเกิดปัญหาด้านการยอมรับด้านมวลชนด้วยเหตุผลเรื่องภาพลักษณ์ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของเชื้อเพลิงถ่านหิน จึงทำให้โครงการต้องถูกเลื่อนและมีแนวโน้มยกเลิกในที่สุด โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจึงเป็นอีกหนึ่งทางเลือก โดยใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวนำเข้า โครงการประกอบด้วยโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวในภาคใต้ การศึกษานี้สร้างแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการ เพื่อสามารถนำไปใช้วิเคราะห์หาต้นทุนวงจรชีวิต และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจลงทุนโครงการ

แบบจำลองโครงสร้างต้นทุนของโครงการประกอบด้วย ต้นทุนการลงทุน ต้นทุนการดำเนินงานแบบคงที่และแบบผันแปรของโรงไฟฟ้า ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว และต้นทุนการดำเนินงานการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว

ผลการศึกษาจากการนำข้อมูลต่างๆ ทดสอบในแบบจำลองโครงสร้างต้นทุน ได้ว่าต้นทุนผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 2.99 บาท อายุทางเศรษฐกิจของโครงการมากกว่าอายุโครงการที่ 30 ปี จากการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ ปัจจัยที่ส่งผลต่อต้นทุนผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยมากที่สุด คือการเปลี่ยนแปลงของราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน	ลายมือชื่อนิสิต .....
ปีการศึกษา	2561	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

6087522320 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT
KEYWORD: Cost structure model, Power plant, LNG terminal

Settasit Musiprom : COST STRUCTURE MODEL OF LNG POWER PLANT PROJECT:CASE STUDY THAPSAKAE DISTRICT. Advisor: Assoc. Prof. SUTHAS RATANAKUAKANGWAN

Nowadays, there is the energy stability and security issue in the southern of Thailand according to the Power Development Plan 2015 (PDP2015). To deal with this problem, the ministry of energy of Thailand planned to build the coal-fired power plant. However, there are many opposition due to the coal's environmental effects that cause the postponement and might lead to the cancellation. Therefore, the government has to reconsider the natural gas power plant by diversifying the source of natural gas. This research aims to construct the cost structure model to determine the unit cost and life cycle cost of the natural gas power plant with LNG terminal project for making the decision of the project.

The cost structure model of this project consists of the capital expenditure and operating expenditure of the power plant, LNG Terminal and the cost of imported LNG.

As a result from the cost structure model, the project has the total unit cost of 2.99 Thai Baht per unit and the project's life cycle cost has the economic life more than the 30-year. The sensitivity analysis indicates that the LNG imported price is the highest sensitive factor to the unit cost of the project.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Field of Study:	Energy Technology and Management	Student's Signature .....
Academic Year:	2018	Advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบพระคุณอาจารย์ที่ปรึกษา รศ.สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน ที่ปรึกษาร่วม นายสุดลพ รัตนเกื้อกังวาน ที่มีความกรุณาให้คำปรึกษา แนะแนวทางในการศึกษา การแก้ไขปัญหา ที่มีคุณค่าอย่างยิ่งในการพัฒนาทั้งเนื้อหา และแนวคิดในการทำงานศึกษา

ขอขอบพระคุณ อาจารย์ผู้สอนในหลักสูตรสหสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงานทุกท่าน ที่ได้ถ่ายทอดองค์ความรู้ด้านเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน อันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งในการจัดทำงานศึกษา เจ้าหน้าที่ประจำหลักสูตรฯ และเจ้าหน้าที่บัณฑิตวิทยาลัยทุกท่าน ที่ได้ให้ความช่วยเหลืออย่างดีเสมอมา ตลอดจนผู้ที่ให้ข้อมูลต่างๆ ที่ไม่ได้กล่าวในที่นี้

เศฏฐศิษฎ์ มุสิพรม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญรูป ..... ญ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา 4

1.3 ขอบเขตและข้อจำกัดการศึกษา 4

1.4 ระเบียบวิธีการศึกษา 5

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 5

บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 6

2.1 ทฤษฎีเบื้องต้นเกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติเหลว [4] 6

2.2 ห่วงโซ่แห่งคุณค่า (Value Chain) ของก๊าซธรรมชาติเหลว 6

2.2.1 การผลิตก๊าซธรรมชาติ (Gas Production) 7

2.2.2 การเปลี่ยนก๊าซเป็นของเหลว (Liquefaction Process) 7

2.2.3 การขนส่ง (Transportation) 8

2.2.4 การเปลี่ยนสถานะจากของเหลวให้เป็นก๊าซ (Regasification Process) 10

2.3 โรงไฟฟ้า (Power Plant) 11

2.3.1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนกังหันไอน้ำ (Thermal Power Plant Stream Turbine) 12

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.3.2 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนกังหันก๊าซ (Thermal Power Plant Gas Turbine).....13
2.3.3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combine Cycle Power Plant).....13
2.4 ปริมาณหน่วยผลิตไฟฟ้าต่อปี.....15
2.5 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า.....16
2.6 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า.....16
2.7 แบบจำลองโครงสร้างต้นทุน.....17
2.8 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า.....17
2.9 มูลค่าเงินตามเวลา (Time Value of Money).....18
2.10 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....19
บทที่ 3 วิธีการศึกษา.....20
3.1 สมมติฐานในการดำเนินงาน.....20
3.2 ขั้นตอนการดำเนินงาน.....21
3.3 ข้อมูลเบื้องต้นกรณีศึกษา.....23
3.4 ปริมาณหน่วยผลิตไฟฟ้าต่อปี.....23
3.5 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า.....24
3.6 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า.....27
3.7 ต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า.....28
3.8 ต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือ และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว 31
3.8.1 ต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว.....33
3.8.2 ต้นทุนการดำเนินงาน ของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว.....37
3.9 คาดการณ์ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในอนาคต.....37
3.10 ต้นทุนการดำเนินงานการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว.....40
บทที่ 4 ผลการศึกษา.....41

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.1 แบบจำลองโครงสร้างต้นทุน....41
4.1.1 ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้า (CAPEXpp)....42
4.1.2 ต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า (OPEXpp)....42
4.1.3 ต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (CAPEXlt)....42
4.1.4 ต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (OPEXlt) 42
4.1.5 ต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (OPEXlng)....43
4.2 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย....45
4.3 ต้นทุนวงจรชีวิต....46
4.4 แบบจำลองหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้า....47
บทที่ 5 สรุปผลการศึกษา ข้อจำกัดและข้อเสนอแนะ....50
5.1 สรุปผลการศึกษา....50
5.2 ข้อจำกัดและข้อเสนอแนะ....52
บรรณานุกรม....53
ประวัติผู้เขียน....57
ภาคผนวก ก....56
ภาคผนวก ข....57

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1 แสดงค่าเฉลี่ยของอัตราการใช้ความร้อน จากข้อมูลทางสถิติของ EIA 25

ตารางที่ 2 แสดงค่าเฉลี่ยของคุณภาพเชื้อเพลิงที่ใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้า 26

ตารางที่ 3 แสดงข้อมูลราคาโรงไฟฟ้าความร้อนร่วมแยกตามส่วนประกอบ 29

ตารางที่ 4 แสดงแบบจำลองต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว แบ่งตามส่วนประกอบหลัก 35

ตารางที่ 5 แสดงข้อมูลต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวของโครงการที่ศึกษา 36

ตารางที่ 6 แสดงการหาต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว.....44

ตารางที่ 7 แสดงการแปลงมูลค่าเงินตามเวลาของต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว.....46

ตารางที่ 8 แสดงแบบจำลองต้นทุนการผลิตไฟฟ้า.....48

ตารางที่ 9 แสดงปัจจัยของกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าและค่าอัตราการใช้ความร้อนจากเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ที่ส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย.....50

ตารางที่ 10 แสดงปัจจัยของค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลิง และการเปลี่ยนแปลงของราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว ที่ส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย 51

ตารางที่ 11 แสดงการหาต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในปีที่ 1 ถึงปีที่ 15.....56

ตารางที่ 12 แสดงการหาต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในปีที่ 16 ถึงปีที่ 30 56

ตารางที่ 13 แสดงการแปลงมูลค่าเงินตามเวลาของต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในปีที่ 0 ถึงปีที่ 15.....57

ตารางที่ 14 แสดงการแปลงมูลค่าเงินตามเวลาของต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในปีที่ 16 ถึงปีที่ 30.....58

สารบัญรูป

หน้า

รูปที่ 1-1 แผนที่ระบบสายส่งไฟฟ้าของประเทศไทย 2

รูปที่ 1-2 แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว 3

รูปที่ 2-1 แสดงห่วงโซ่แห่งคุณค่าของก๊าซธรรมชาติเหลว 6

รูปที่ 2-2 แสดงกระบวนการการเปลี่ยนก๊าซเป็นของเหลว 7

รูปที่ 2-3 แสดงเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวแบบ MOSS Type 8

รูปที่ 2-4 แสดงเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวแบบ Membrane Type 9

รูปที่ 2-5 แสดงขนาดของเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว 9

รูปที่ 2-6 แสดงส่วนประกอบของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว 10

รูปที่ 2-7 แสดงประเภทของถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว 11

รูปที่ 2-8 แสดงหลักการทำงานของโรงไฟฟ้า 12

รูปที่ 2-9 แสดงโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกังหันไอน้ำ 12

รูปที่ 2-10 แสดงโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกังหันก๊าซ 13

รูปที่ 2-11 แสดงส่วนประกอบและวัฏจักรของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 14

รูปที่ 2-12 แสดงรูปแบบของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแกนเดียว 15

รูปที่ 2-13 แสดงโครงสร้างต้นทุนแบบบนลงล่าง 17

รูปที่ 3-1 แสดงขั้นตอนการคำนวณหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโครงการ 22

รูปที่ 3-2 แสดงพื้นที่โครงการศึกษา 23

รูปที่ 3-3 แสดงโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 29

รูปที่ 3-4 แสดงรายละเอียดโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือ และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุด 33

รูปที่ 3-5 แสดงโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือ และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุด ระยะที่ 1 34

Chulalongkorn University

รูปที่ 3-6 แสดงโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือ และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุด ระยะที่ 2 34

รูปที่ 3-7 แสดงโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือ และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุด ระยะที่ 2 35

รูปที่ 3-8 แสดงราคาก๊าซธรรมชาติเหลวรายเดือนที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น 38

รูปที่ 3-9 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างราคาเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับซื้อ กับราคาที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น.....39

รูปที่ 3-10 แสดงแนวโน้มเปรียบเทียบราคาเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับซื้อ กับราคาที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น.....39

รูปที่ 3-11 แสดงราคาคาดการณ์ในอนาคตของก๊าซธรรมชาติเหลวที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น 40

รูปที่ 4-1 แสดงต้นทุนวงจรชีวิตของของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว 47

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

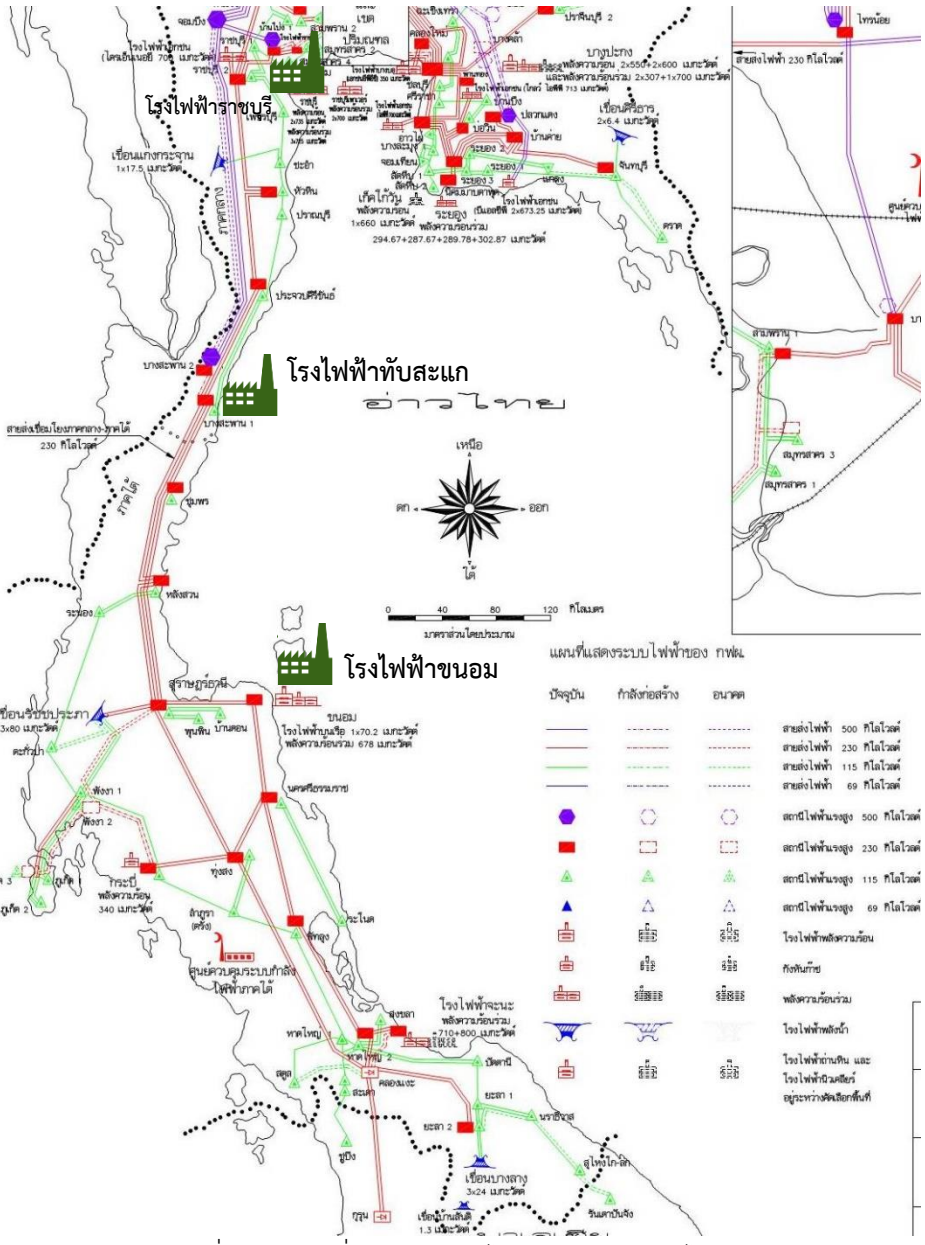
จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (Thailand Power Development Plan; PDP 2015) ได้มีการพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า เพื่อให้มีความมั่นคงครอบคลุมทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ารายพื้นที่ ทำให้ต้องพิจารณาพื้นที่ที่มีความสำคัญ และมีโอกาสเสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง โดยในส่วนหนึ่งของแผน PDP2015 พิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ มีแผนที่จะพัฒนาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม 3 โรง ในช่วงปี 2562-2567 ดังนี้ [1]

- ปี 2562 โรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่ กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 800 เมกะวัตต์
- ปี 2564 โรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,000 เมกะวัตต์
- ปี 2567 โรงไฟฟ้าถานหินเทพา เครื่องที่ 2 กำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 1,000 เมกะวัตต์

ซึ่งปัจจุบัน โครงการดังกล่าวได้ล่าช้า เนื่องจากปัญหาด้านมวลชน ซึ่งมีผลมาจากภาพลักษณ์ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของเชื้อเพลิงถ่านหิน โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจึงเป็นทางเลือกสำหรับโรงไฟฟ้าที่จะพิจารณาลงทุนสำหรับสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในกับพื้นที่ภาคใต้

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้มีโครงการที่จะศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้าในพื้นที่ อำเภอทับสะแก ซึ่งเมื่อพิจารณาจากความเหมาะสมด้านทำเลและที่ตั้ง พื้นที่ที่จะทำการศึกษาเป็นพื้นที่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทำให้ไม่ต้องมีการลงทุนเพิ่มในด้านที่ดิน

พื้นที่บริเวณอำเภอทับสะแกเป็นตำแหน่งที่อยู่ระหว่าง โรงไฟฟ้าราชบุรี กำลังการผลิตติดตั้ง 3,645 เมกกะวัตต์ จ่ายไฟฟ้าให้กับพื้นที่บริเวณภาคตะวันตกและภาคกลาง กับโรงไฟฟ้าขนอม กำลังการผลิตติดตั้ง 484 เมกกะวัตต์ จ่ายไฟฟ้าให้กับพื้นที่บริเวณภาคใต้ โดยมีระยะทางกว่า 650 กิโลเมตร ซึ่งโครงการโรงไฟฟ้าทับสะแกตั้งอยู่บริเวณที่มีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเดิมผ่าน แสดงดังรูปที่ 1-1 ทำให้ไม่ต้องมีการลงทุนเพิ่มมากในด้านระบบสายส่งแรงสูง และช่วยเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ให้มากขึ้นในกรณีระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่จ่ายไฟฟ้าจากภาคกลางไปยังภาคใต้ขัดข้อง ดังเหตุการณ์ไฟดับใน 14 จังหวัด ภาคใต้ เมื่อ 21 พฤษภาคม 2556

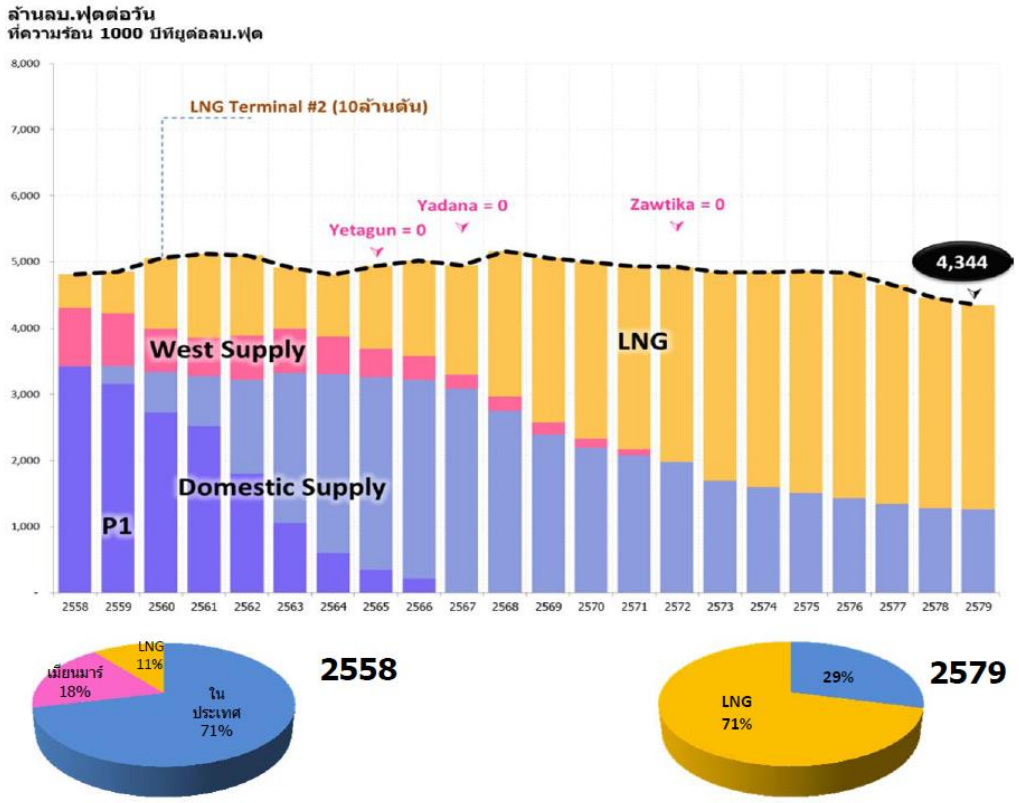


รูปที่ 1-1 แผนที่ระบบสายส่งไฟฟ้าของประเทศไทย

[2]

การจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก แสดงดังรูปที่ 1-2 คือ

1. แหล่งก๊าซธรรมชาติ ในประเทศ (อ่าวไทย)
2. การนำเข้าก๊าซธรรมชาติทางท่อ จากประเทศพม่า
3. การนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas; LNG) จากต่างประเทศ เช่น อินโดนีเซีย ไนจีเรีย เปรู การ์ตา และรัสเซีย



รูปที่ 1-2 แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว

[3]

ในอนาคตสัดส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว มีแนวโน้มสูงมากขึ้นเรื่อยๆ เนื่องจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยเริ่มมีปริมาณสำรองจำกัดไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ ประกอบกับประเทศพม่าซึ่งกำลังจะหมดอายุสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. 2573 มีความเสี่ยงต่อการระงับการต่อสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าในพม่าซึ่งกำลังเติบโตในอัตราเร่งตัวเช่นกัน ทำให้ประเทศไทยมีแนวโน้มที่จะใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่มาจากก๊าซธรรมชาติเหลวมากขึ้น

ด้วยเหตุนี้ จึงได้ศึกษาแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว และสิ่งที่เกี่ยวข้อง กรณีศึกษาที่อำเภอทับสะแก เพื่อสามารถทราบถึงความคุ้มค่าในการการลงทุนโครงการสร้างโรงไฟฟ้าและสิ่งที่เกี่ยวข้อง เพื่อเป็นทางเลือกประกอบการตัดสินใจพิจารณาความเหมาะสมในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเหลวของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

เพื่อหาแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว และสิ่งที่เกี่ยวข้อง กรณีศึกษาอำเภอทับสะแก

1.3 ขอบเขตและข้อจำกัดการศึกษา

- ศึกษาแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว กรณีศึกษาอำเภอทับสะแก โดยคำนวณบนพื้นฐานของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดกำลังการผลิต 1,000 เมกกะวัตต์ และส่วนประกอบอื่นได้แก่ ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว เพื่อจ่ายก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อโรงไฟฟ้านี้
- ข้อมูลทั้งหมดในงานวิจัย เป็นข้อมูลเชิงทุติยภูมิ (Secondary Data) ที่เผยแพร่โดยหน่วยงานต่างๆ หนังสือ วารสาร หรือมีที่มาที่สามารถอ้างอิงและเชื่อถือได้
- อัตราแลกเปลี่ยนสกุลเงินในงานศึกษาฉบับนี้ 1 ดอลลาร์สหรัฐ มีค่าเท่ากับ 33 บาท และ 1 ปอนด์สเตอร์ลิง มีค่าเท่ากับ 42 บาท
- ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในงานศึกษาฉบับนี้ พิจารณาจากมูลค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว
- ต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในงานศึกษาฉบับนี้ พิจารณาจากต้นทุนการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาแบบคงที่ ต้นทุนการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาแบบผันแปร ของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว และต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.4 ระเบียบวิธีการศึกษา

1.4.1 ศึกษาทฤษฎี ข้อมูล และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
- เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว
- ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน
- ส่วนประกอบของโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว

1.4.2 เก็บรวบรวมข้อมูลจากแหล่งข้อมูลทุติยภูมิที่เกี่ยวข้อง
- ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ
- ประสิทธิภาพของกระบวนการผลิตไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ
- ข้อมูลต้นทุนลงทุน (Capital Expenditure; CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (Operating Expenditure; OPEX) ของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และสถานีรับก๊าซธรรมชาติ
- ราคาการนำเข้า ก๊าซธรรมชาติเหลว และค่าคาดการณ์ในระยะยาว

1.4.3 สร้างแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว และสิ่งที่เกี่ยวข้อง กรณีศึกษาอำเภอทับสะแก

1.4.4 วิเคราะห์ผลการประเมินที่ได้ และสรุปผลการวิจัย

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.5.1 สามารถนำแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว และสิ่งที่เกี่ยวข้อง มาใช้เป็นทางเลือกประกอบการตัดสินใจ ในการพิจารณาความเหมาะสมในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2

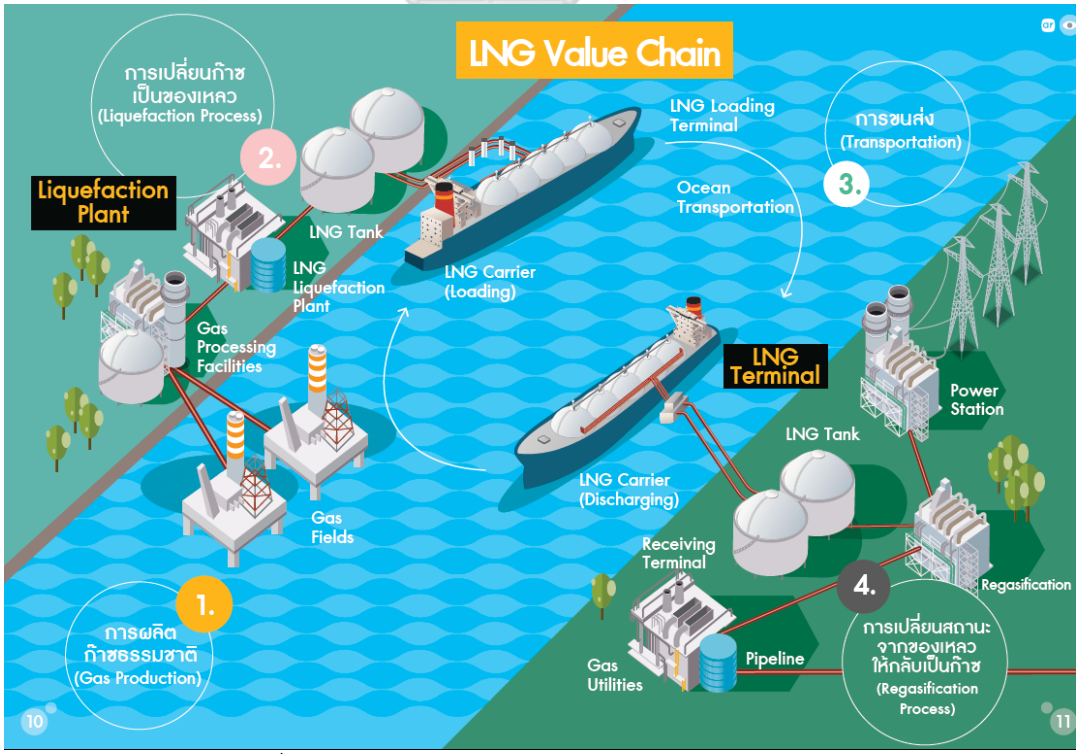
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 ทฤษฎีเบื้องต้นเกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติเหลว [4]

ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas; LNG) คือก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เปลี่ยนสถานะให้อยู่ในรูปของเหลว เพื่อประโยชน์ในการกักเก็บและขนส่งในระยะทางไกลโดยไม่ต้องผ่านท่อก๊าซธรรมชาติ โดยก๊าซธรรมชาติประกอบด้วยก๊าซมีเทนเป็นหลัก นำมาผ่านกระบวนการคัดแยกเอาสิ่งปลอมปนต่างๆออก เช่น ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ปรอท และกำมะถัน จากนั้นนำมาลดอุณหภูมิลงที่ประมาณ -161 องศาเซลเซียส ก๊าซธรรมชาติจะเปลี่ยนสถานะเป็นของเหลวที่ความดันบรรยากาศและมีปริมาตรลดลงประมาณ 600 เท่าจากสถานะก๊าซ

2.2 ห่วงโซ่แห่งคุณค่า (Value Chain) ของก๊าซธรรมชาติเหลว

ห่วงโซ่แห่งคุณค่าของก๊าซธรรมชาติเหลว แสดงดังรูปที่ 2-1 แบ่งเป็น 4 ส่วนหลัก ประกอบด้วย



รูปที่ 2-1 แสดงห่วงโซ่แห่งคุณค่าของก๊าซธรรมชาติเหลว

[4]

2.2.1 การผลิตก๊าซธรรมชาติ (Gas Production)

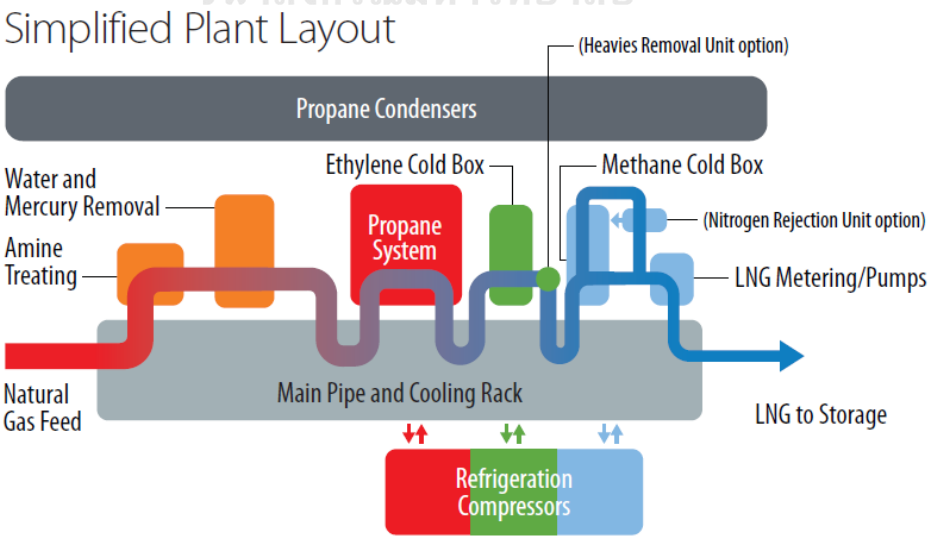
แหล่งปิโตรเลียมโดยส่วนใหญ่ จะมีก๊าซธรรมชาติปะปนมากับน้ำมันดิบเสมอ สัดส่วนที่เกิดขึ้นแปรผันตามอุณหภูมิ และความดันของแต่ละแหล่งปิโตรเลียม รวมถึงลักษณะของชั้นหินกับเก็บ แหล่งปิโตรเลียมที่มีสัดส่วนก๊าซธรรมชาติมากกว่าน้ำมันดิบ จะเรียกว่าแหล่งก๊าซธรรมชาติ และในทางกลับกัน ก็คือแหล่งน้ำมันดิบ

2.2.2 การเปลี่ยนก๊าซเป็นของเหลว (Liquefaction Process)

ก๊าซธรรมชาติที่ขุดขึ้นมายังไม่สามารถนำไปใช้งานได้โดยทันที เพราะยังมีสิ่งปลอมปนที่เป็นพิษหรือมีฤทธิ์กัดกร่อน จึงจำเป็นต้องกำจัดสิ่งปลอมปนเหล่านี้ออกไปเสียก่อน เมื่อก๊าซธรรมชาติ ผ่านกระบวนการแยกองค์ประกอบไฮโดนคาร์บอนเสร็จสิ้น ก็จะนำเอาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเหลือองค์ประกอบหลักเป็นมีเทน ไปเปลี่ยนสถานะให้เป็นของเหลวที่อุณหภูมิประมาณ -160 องศาเซลเซียส

โดยสถานีเปลี่ยนก๊าซเป็นของเหลว มีส่วนประกอบแสดงดังรูปที่ 2-2 โดยขั้นตอนแรก ก๊าซธรรมชาติจะถูกแยกออกจากสารปนเปื้อน เช่น คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) และไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) หลังจากนั้นก๊าซธรรมชาติจะเข้าสู่กระบวนการ Dehydration เพื่อแยกน้ำและปรอทออกจากก๊าซธรรมชาติ และถูกลดอุณหภูมิผ่านตัวแลกเปลี่ยนความร้อนโดยมีสารทำความเย็น 3 ระบบ ได้แก่ โพรเพน เอทีลีน และมีเทน เพื่อลดอุณหภูมิของก๊าซธรรมชาติเหลวลงที่ประมาณ -161 องศาเซลเซียส โดยก๊าซธรรมชาติจะเปลี่ยนสถานะเป็นของเหลว และจะถูกนำไปเก็บไว้ที่ถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2-2 แสดงกระบวนการการเปลี่ยนก๊าซเป็นของเหลว

[5]

2.2.3 การขนส่ง (Transportation)

การขนส่งก๊าซธรรมชาติสามารถทำได้ทั้งทางบกและทางน้ำ ขึ้นอยู่กับจุดหมายปลายทาง แต่ส่วนใหญ่จะเป็นการขนส่งทางเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Carrier) ระหว่างประเทศผู้ซื้อกับผู้ขายเป็นระยะทางหลายพันกิโลเมตรด้วยสถานะของเหลวตลอดการขนส่ง ดังนั้นถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวในเรือจึงถูกออกแบบให้สามารถรักษาความดันและอุณหภูมิของก๊าซธรรมชาติเหลวให้คงสถานะของเหลวไว้

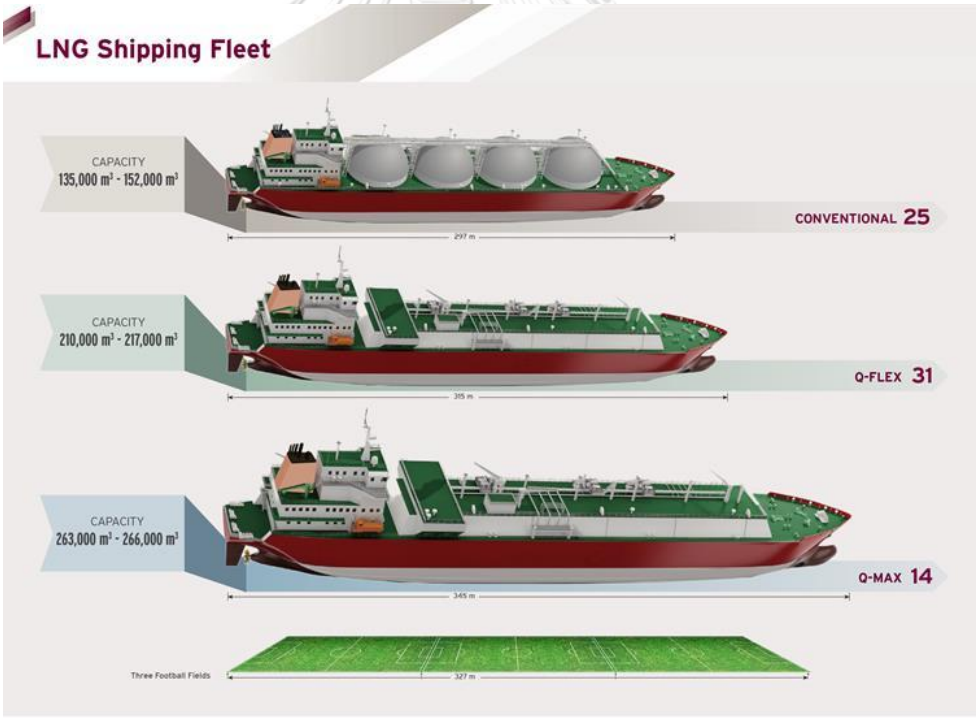
ปัจจุบันแบ่งเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวเป็น 2 ประเภทคือ ประเภท MOSS Type เรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวประเภทนี้มีลักษณะเฉพาะ คือถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวมีลักษณะทรงกลม โดยผนังชั้นในที่สัมผัสกับก๊าซธรรมชาติเหลวโดยตรงสร้างขึ้นจากวัสดุอัลลูมิเนียมอัลลอย ส่วนผนังชั้นนอกสร้างขึ้นจากเหล็กกล้า ระหว่างผนังชั้นในกับผนังชั้นนอกแทรกด้วยฉนวนกักเก็บความเย็น แสดงดังรูปที่ 2-3 อีกประเภทคือ Membrane Type เรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวประเภทนี้มีลักษณะเฉพาะ คือถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวมีลักษณะทรงสี่เหลี่ยม โดยผนังชั้นในที่สัมผัสกับก๊าซธรรมชาติเหลวโดยตรง และผนังชั้นกลางสร้างขึ้นจากวัสดุ เหล็กกล้าผสมนิกเกิลร้อยละ 36 (36% Nickel Steel Alloy) ส่วนผนังชั้นนอกสร้างขึ้นจากเหล็กกล้าแบบพิเศษที่ถูกออกแบบให้มีความคงทนต่อสภาวะการลดลงของอุณหภูมิอย่างรวดเร็ว ระหว่างผนังชั้นในกับผนังชั้นกลางและผนังชั้นนอกแทรกด้วยฉนวนกักเก็บความเย็นแสดงดังรูปที่ 2-4 โดยเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้งานกันโดยทั่วไปจะมีขนาดกักเก็บ แสดงดังรูปที่ 2-5 [6]

รูปที่ 2-3 แสดงเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวแบบ MOSS Type

[7]

รูปที่ 2-4 แสดงเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวแบบ Membrane Type

[8]

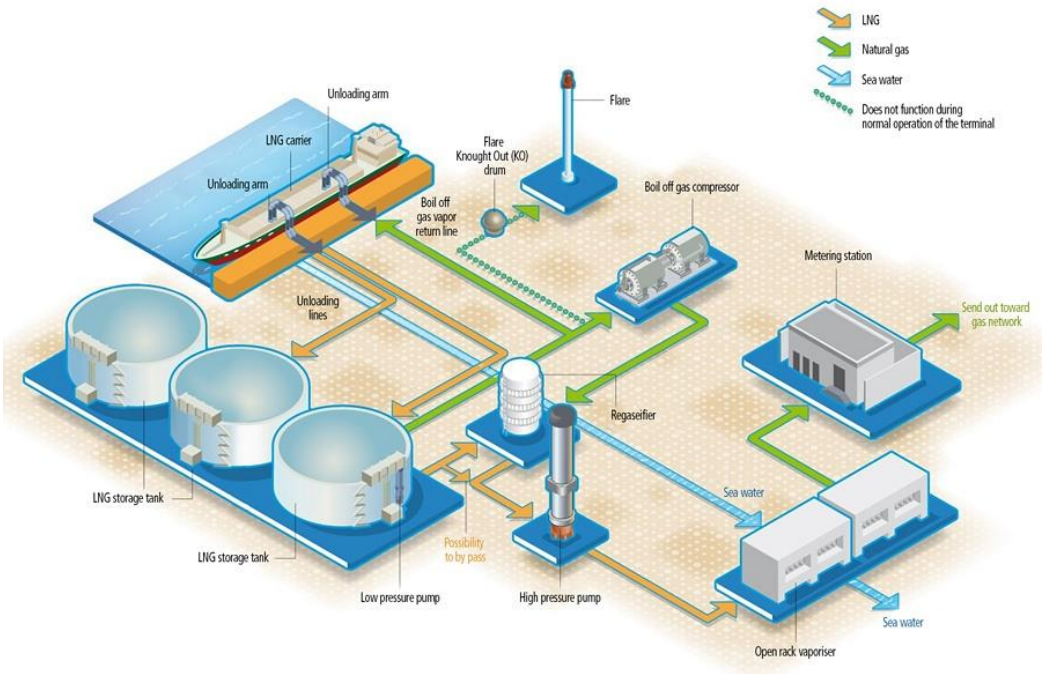


รูปที่ 2-5 แสดงขนาดของเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว

[9]

2.2.4 การเปลี่ยนสถานะจากของเหลวให้เป็นก๊าซ (Regasification Process)

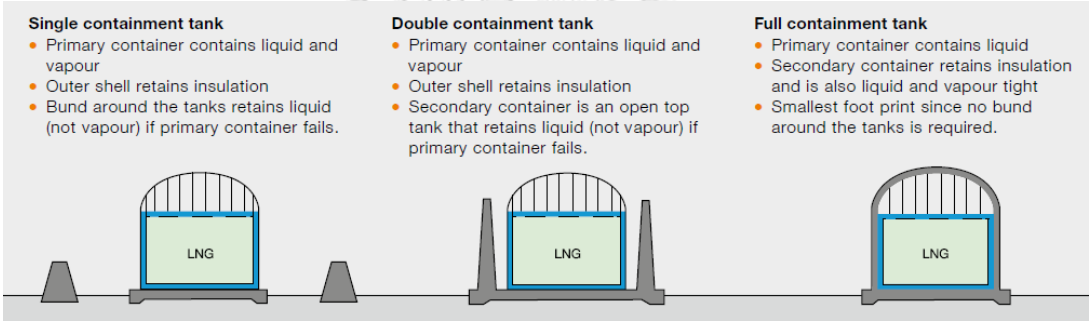
เรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวจะถูกนำมาขนถ่ายที่ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว โดยส่วนประกอบของสถานีรับก๊าซธรรมชาติเหลวแสดงดังรูปที่ 2-6 หลักการทำงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นดังนี้ เรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวนำก๊าซธรรมชาติเหลวมาขนถ่ายขึ้นสถานีผ่านทางอุปกรณ์รับก๊าซธรรมชาติเหลว (Unloading Arm) มายังถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Storage Tank) ระหว่างการขนถ่ายจะมีไอก๊าซ (Boil-Off Gas; BOG) ซึ่งเกิดจากก๊าซธรรมชาติเหลวเปลี่ยนสถานะกลายเป็นไอบางส่วนอยู่ในถังเก็บ โดยไอก๊าซจะถูกส่งให้ไหลผ่านท่อกลับไปยังเรือขนส่งในบางส่วน เพื่อรักษาระดับความดันในเรือ และในกรณีที่มีความดันสูงเกินไอก๊าซส่วนนี้จะถูกส่งไปเผาทิ้งที่หอเผาทิ้ง (Flare) ส่วนที่เหลือจะถูกส่งผ่าน ชุดเครื่องอัดไอก๊าซ (BOG Compressor) เพื่อเพิ่มความดันและส่งต่อไปยัง ชุดควบแน่น (Re-condenser) เพื่อเปลี่ยนสถานะจากไอเป็นของเหลว โดยจะรวมกับก๊าซธรรมชาติเหลวที่สูบมาจากถังเก็บ จากนั้นถูกส่งผ่านปั๊มแรงดันสูง (High Pressure Pump) เพื่อส่งต่อไปยังชุดแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำทะเล (Open Rack Vaporizer; ORV) ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนสถานะก๊าซธรรมชาติเหลวจากของเหลวเป็นก๊าซ โดยท่อก๊าซธรรมชาติเหลวจะปล่อยให้ไหลจากด้านล่างไปยังด้านบน ในขณะที่ท่อน้ำทะเลจะปล่อยน้ำทะเลจากด้านบนลงสู่ด้านล่างด้านนอกของท่อโดยไม่มีการสัมผัสกัน ทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนความร้อนซึ่งกันและกัน จากนั้นก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งไปยังสถานีตรวจวัด (Metering Station) ก่อนจะถูกส่งไปใช้งาน



รูปที่ 2-6 แสดงส่วนประกอบของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว

ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว แบ่งเป็น 2 ประเภทหลักๆ ได้แก่ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวชนิดบนบก (Onshore Receiving Terminal) และท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวชนิดลอยน้ำ (Floating Storage and Regasification Unit; FSRU) โดยแต่ละแบบมีข้อดีและข้อเสียต่างกันไป ข้อดีของสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวชนิดลอยน้ำคือมีต้นทุนการลงทุนน้อยกว่า ระยะเวลาในการก่อสร้างน้อยกว่า ไม่ต้องการพื้นที่ในการสร้างเนื่องจากอยู่ในทะเล ในขณะที่ข้อเสียคือจะมีต้นทุนการดำเนินงานสูงกว่า ขนาดกับเก็บและกำลังการผลิตจำกัด ไม่สามารถรองรับการขยายได้ในอนาคต [11]

ส่วนประกอบที่สำคัญคือถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว ปัจจุบันแบ่งออกเป็น 3 ประเภทได้แก่ ถังชั้นเดียว (Single Containment Tank) ถังสองชั้น (Double Containment Tank) และแบบถัง 2 ชั้นมีคอนกรีตคลุมโดยรอบ สามารถรองรับก๊าซธรรมชาติเหลวกรณีรั่วไหลได้ทั้งหมด (Full Containment) ประเภทของถังแสดงดังรูปที่ 2-7

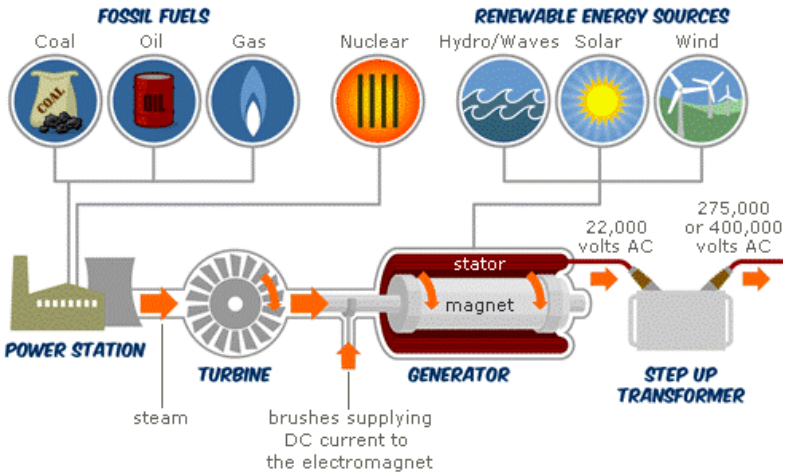


รูปที่ 2-7 แสดงประเภทของถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว [12]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.3 โรงไฟฟ้า (Power Plant)

โรงไฟฟ้า คือสิ่งก่อสร้างที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยใช้หลักการเปลี่ยนรูปของพลังงานจากต้นกำเนิดพลังงานต่างๆ เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมัน พลังน้ำ พลังลม เป็นต้น มาหมุนกังหัน (Turbine) หรือทำปฏิกิริยาใดๆ ให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าขึ้น กระแสไฟฟ้าที่ได้จะผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) เพื่อยกระดับแรงดันและส่งไปตามสายไฟฟ้าแรงสูง และปรับลดแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมกับการใช้งานที่ผู้ใช้งานที่ปลายทาง แสดงดังรูปที่ 2-8



รูปที่ 2-8 แสดงหลักการทำงานของโรงไฟฟ้า

[13]

โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง คือ ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา เป็นต้น มาขับเคลื่อนกังหันให้หมุน เกิดเป็นพลังงานกล และต่อเพลาเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เกิดการเหนี่ยวนำ และได้กระแสไฟฟ้าออกมา เป็นการเปลี่ยนจากพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนในประเทศไทย แบ่งออกเป็นประเภทต่างๆดังนี้

2.3.1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนกังหันไอน้ำ (Thermal Power Plant Stream Turbine)

โรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนจากเผาไหม้ของเชื้อเพลง มาต้มน้ำ ทำให้น้ำกลายเป็นไอที่แรงดันสูง นำไปใช้ขับเคลื่อนกังหันให้หมุนเป็นพลังงานกล และต่อเพลาเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อเปลี่ยนจากพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 2-9

รูปที่ 2-9 แสดงโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกังหันไอน้ำ

[14]

2.3.2 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนกังหันก๊าซ (Thermal Power Plant Gas Turbine)

โรงไฟฟ้าที่ใช้กังหันก๊าซเป็นเครื่องต้นกำลัง ซึ่งได้พลังงานจากการเผาไหม้ของส่วนผสมระหว่างเชื้อเพลิง กับความดันสูงจากเครื่องดันอากาศในห้องเผาไหม้ เกิดเป็นไอร้อนที่ความดันและอุณหภูมิสูงไปขับดันใบกังหัน และเพลากังหันไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า

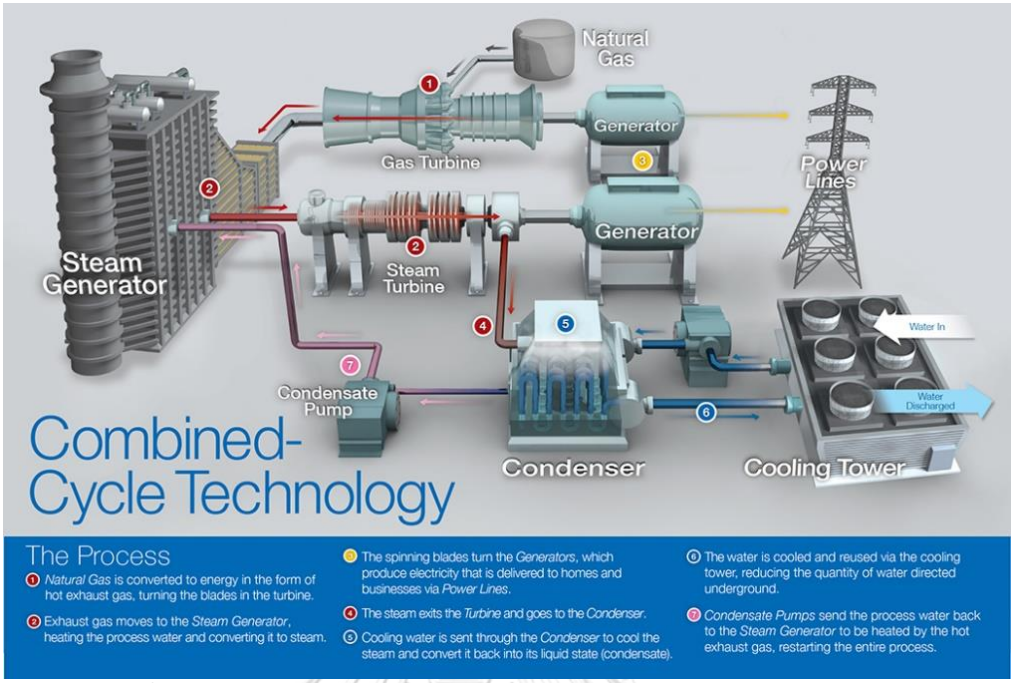
เครื่องกังหันก๊าซ เป็นเครื่องยนต์สันดาปภายใน โดยอัดอากาศความดันสูง 8 – 10 เท่า ส่งเข้าไปในห้องเผาไหม้ซึ่งใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิง ทำให้เกิดการขยายตัว มีความดันและอุณหภูมิสูง ไปขับเคลื่อนกังหันให้หมุนเป็นพลังงานกล และต่อเพลาเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อเปลี่ยนจากพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 2-10

รูปที่ 2-10 แสดงโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกังหันก๊าซ

[14]

2.3.3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combine Cycle Power Plant)

เป็นการประยุกต์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า โดยนำเทคโนโลยีของทั้ง 2 ระบบมารวมเข้าด้วยกัน คือโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ และโรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ โดยนำความร้อนจากไอเสียที่ออกจากเครื่องกังหันก๊าซ ที่มีอุณหภูมิสูงประมาณ 500 องศาเซลเซียส ไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการทำให้น้ำกลายเป็นไอที่แรงดันสูง ที่หม้อไอน้ำแบบความร้อนทิ้ง (Heat Recovery Stream Generator; HRSG) มาใช้ขับเคลื่อนเครื่องกังหันไอน้ำ ไอน้ำที่ผ่านจากเครื่องกังหันไอน้ำจะผ่านหอควบแน่น (Condenser) แลกเปลี่ยนความร้อนโดยหอหล่อเย็น (Cooling Tower) เพื่อเปลี่ยนสถานะกลับเป็นน้ำ วนกลับไปที่หม้อไอน้ำแบบความร้อนทิ้งเป็นวัฏจักร แสดงดังรูปที่ 2-11



รูปที่ 2-11 แสดงส่วนประกอบและวัฏจักรของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

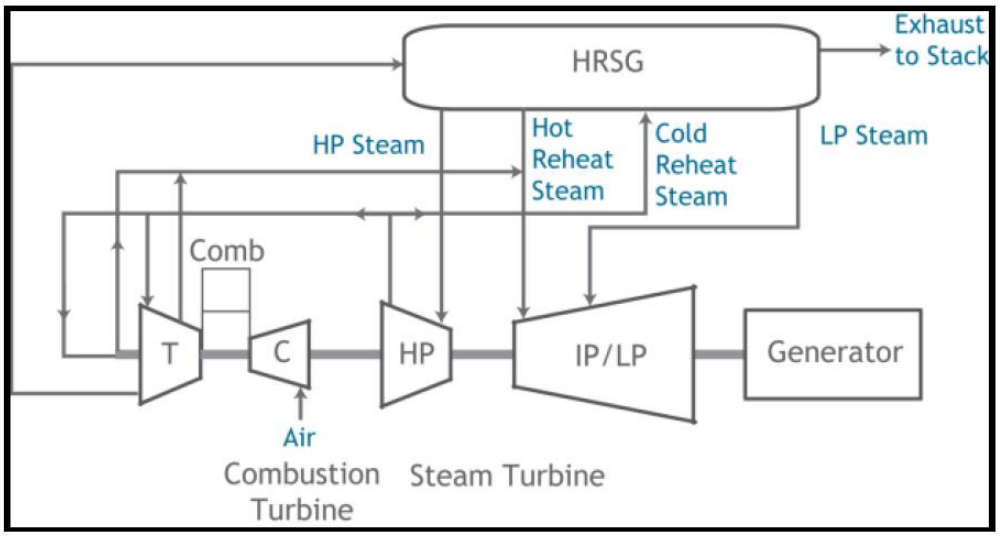
[15]

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม แบ่งออกเป็น 2 แบบ ได้แก่ แบบโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหลายแกน (Multi-Shaft Combined Cycle) และแบบโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแกนเดียว (Single-Shaft Combined Cycle)

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหลายแกนโดยส่วนใหญ่ จะประกอบด้วยเครื่องกังหันก๊าซ 2 ตัว ต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ตัว และนำความร้อนจากไอเสียผ่านเครื่องผลิตไอน้ำแรงดันสูง 2 ตัว ส่งไอน้ำไปขับเครื่องกันหันไอน้ำ 1 ตัว ต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ตัว โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหลายแกนที่มีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีใช้งานที่โรงไฟฟ้าจะนะชุดที่ 1 [16] โรงไฟฟ้าพระนครใต้ชุดที่ 3 [17] โรงไฟฟ้าบางปะกงชุดที่ 5 [18] และโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 1 [19] เป็นต้น

ส่วนโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแกนเดียว จะประกอบด้วยเครื่องกันหันก๊าซ 1 ตัว เครื่องกังหันไอน้ำ 1 ตัว ต่อร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 ตัวบนแกนเดียวกัน เรียกเป็น 1 เทรน (Train) โดยโรงไฟฟ้า 1 ชุดประกอบด้วย 2 เทรน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแกนเดียวที่มีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีใช้งานที่โรงไฟฟ้าจะนะชุดที่ 2 [16] โรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 [19]

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแกนเดียว มีข้อดีคือ มีประสิทธิภาพที่ดีกว่า การบำรุงรักษาที่ง่ายกว่า ใช้พื้นที่ของโรงไฟฟ้าที่น้อยกว่า แต่มีราคาแพงกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหลายแกน [20] โดยมีรูปแบบการทำงาน แสดงดังรูปที่ 2-12



รูปที่ 2-12 แสดงรูปแบบของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแกนเดียว

[21]

2.4 ปริมาณหน่วยผลิตไฟฟ้าต่อปี

แสดงถึงความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้านั้นๆ ใน 1 ปี โดยคำนวณได้จากสมการ 2-1 ดังนี้ [22]

$$Yp = Cap \times 10^{-3} \times 365 \times 24 \times PF \qquad \text{(สมการ 2-1)}$$

โดยที่ Yp คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี (กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี)

Cap คือ กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (เมกะวัตต์)

PF (Plant Factor) คือ ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า แสดงถึงสัดส่วนของพลังงานที่ผลิตได้ ต่อพลังงานที่คาดว่าจะผลิตได้ในช่วงเวลาทั้งหมด โดยทั่วไปของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน อยู่ที่ประมาณ 80% [23]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.5 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

สามารถคำนวณได้จากปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี อัตราการใช้ความร้อนจากเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลง แสดงดังสมการ 2-2 ดังนี้ [24]

$$\mathbf{QngCM = \frac{Yp \times HR \times 1{,}000{,}000}{HV}} \qquad \text{(สมการ 2-2)}$$

โดยที่ QngCM คือ ปริมาตรก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ลูกบาศก์เมตรต่อปี)

Yp คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี (กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี)

HR (Heat Rate) คือ ค่าอัตราการใช้ความร้อนจากเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แสดงถึงประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทนั้นๆ (บีทียูต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

HV (Heating Value) คือ ค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลิง (บีทียูต่อลูกบาศก์เมตร)

2.6 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

สามารถคำนวณได้จากการแปลงปริมาณของก๊าซธรรมชาติที่ใช้ผลิตไฟฟ้า เป็นก๊าซธรรมชาติเหลว โดยความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณก๊าซธรรมชาติกับปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว แสดงดังสมการ 2-3 [25]

$$\mathbf{QlngMTPA = \frac{QngCM \times 0.0007692}{1{,}000{,}000}} \qquad \text{(สมการ 2-3)}$$

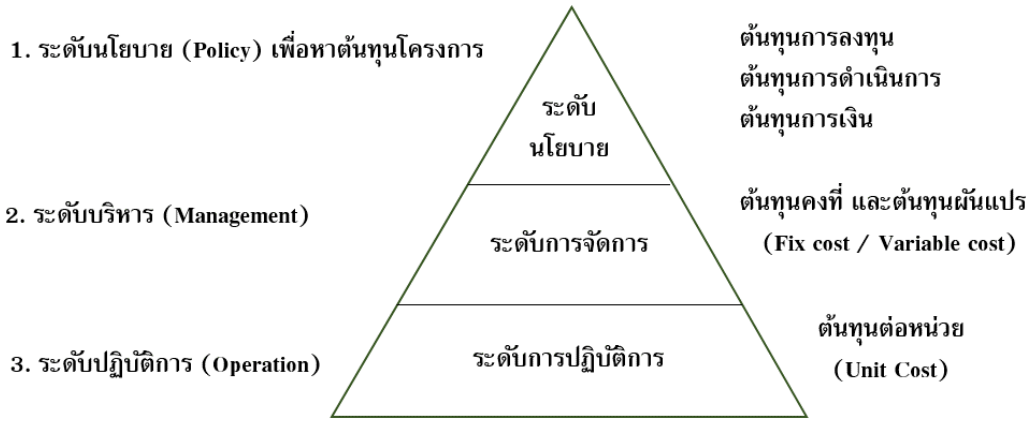
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยที่ QlngMTPA คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ล้านตันต่อปี; Million Ton per Annum; MTPA)

QngCM คือ ปริมาตรก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ลูกบาศก์เมตรต่อปี)

2.7 แบบจำลองโครงสร้างต้นทุน

การประเมินต้นทุนจากโครงสร้างต้นทุนแบบจากบนลงล่าง (Top down) แสดงดังรูปที่ 2-13 แบ่งออกตามลำดับโดยเริ่มต้นจากส่วนของระดับนโยบาย (Policy) ซึ่งเป็นส่วนที่กำหนดต้นทุนการลงทุนของโครงการ ถัดไปเป็นส่วนของระดับการจัดการ (Management) เป็นส่วนที่แสดงถึงต้นทุนการดำเนินงาน แบ่งออกเป็นส่วนของต้นทุนการดำเนินงานแบบคงที่ และต้นทุนการดำเนินงานแบบผันแปรของโครงการ และในระดับล่างสุดเป็นส่วนของระดับปฏิบัติการ (Operation) ซึ่งแสดงถึงต้นทุนต่อหน่วยของโครงการ



รูปที่ 2-13 แสดงโครงสร้างต้นทุนแบบบนลงล่าง

2.8 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

การวิเคราะห์ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า เป็นที่มาของการสร้างแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการ ซึ่งประกอบด้วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

<u>ต้นทุนการลงทุน</u>

ต้นทุนการลงทุน คือ ต้นทุนที่ใช้ในการลงทุนเมื่อเริ่มโครงการ เป็นส่วนของต้นทุนคงที่ เช่น ค่าเครื่องจักร อุปกรณ์ต่างๆ อาคารและสิ่งก่อสร้าง ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบต่างๆ เป็นต้น

<u>ต้นทุนการดำเนินงาน</u>

ต้นทุนการดำเนินงาน คือ ต้นทุนที่ใช้ในการดำเนินงานต่างๆ เช่น ค่าเชื้อเพลิง ค่าจ้างแรงงานเงินเดือน ค่าไฟฟ้า ค่าบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายอื่นๆ เป็นต้น โดยในงานศึกษาฉบับนี้แบ่งต้นทุนการดำเนินงานเป็นต้นทุนการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาแบบคงที่ คือส่วนของค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นโดยไม่แปรผันกับปริมาณการผลิต และต้นทุนการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาแบบผันแปร คือส่วนของค่าใช้จ่ายที่เกินขึ้นแปรผันตรงกับปริมาณการผลิต

2.9 มูลค่าเงินตามเวลา (Time Value of Money)

เป็นหลักแนวคิดที่ว่ามูลค่าของเงินในปัจจุบัน มีมูลค่ามากกว่ามูลค่าของเงินในอนาคต ที่จำนวนเงิน และสกุลเงินเดียวกัน โดยมีปัจจัยที่เกี่ยวข้องได้แก่ อัตราดอกเบี้ยและเวลา โดยมีความสัมพันธ์แสดงดังสมการ 2-4 [26]

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \qquad \text{(สมการ 2-4)}$$

โดยที่ P (Present Value) คือ มูลค่าของเงินในปัจจุบัน

F (Future Value) คือ มูลค่าของเงินในอนาคต

i คือ อัตราคิดลด โดยอัตรานี้ขึ้นกับปัจจัยที่เกี่ยวข้อง เช่น อัตราเงินเฟ้อ อัตราเงินฝาก อัตราผลตอบแทนการลงทุน เป็นต้น

n (Compounding Periods) คือ จำนวนครั้งในการคิดทบต้น

การคำนวณเงินแบบสม่ำเสมอตามช่วงเวลา โดยพิจารณาเป็นรายครั้งที่คิดทบต้น ตามอัตราดอกเบี้ยที่กำหนดจากมูลค่าเงินในปัจจุบัน คำนวณดังสมการ 2-5

$$A = P\left[\frac{i\,(i+1)^n}{(1+i)^n+1}\right] \qquad \text{(สมการ 2-5)}$$

โดยที่ P (Present Value) คือ มูลค่าของเงินในปัจจุบัน

A (Annual Value) คือ มูลค่าของเงินรายงวด

i คือ อัตราคิดลด โดยอัตรานี้ขึ้นกับปัจจัยที่เกี่ยวข้อง เช่น อัตราเงินเฟ้อ อัตราเงินฝาก อัตราผลตอบแทนการลงทุน เป็นต้น

n (Compounding Periods) คือ จำนวนครั้งในการคิดทบต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.10 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

โครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ส่งมาจากสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว ผู้ศึกษาได้ศึกษาประเภทของสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว และขนาดของถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว โดย ภูวนัย แสงกาศนีย์, การศึกษาความสำเร็จในการจัดตั้งสถานีรับก๊าซธรรมชาติเหลว [27] ได้ศึกษาถึงการกำหนดขนาดคลังก๊าซธรรมชาติเหลว และการคัดเลือกสถานีรับก๊าซธรรมชาติเหลว พร้อมทั้งศึกษาปัจจัยสู่ความสำเร็จรวมถึงสร้างมาตรการควบคุมปัจจัยที่เหมาสมในการจัดตั้งสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวเพื่อป้อนก๊าซธรรมชาติให้กับโรงไฟฟ้าพระนครใต้ โดยมีการคำนวณปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้า

ผู้ศึกษาได้คำนวณปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ และการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย โดย สุดลพ รัตนเกื้อกังวาน, การศึกษาเปรียบเทียบถ่านโค้กเพื่อผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย [22] ได้ศึกษาแบบจำลองต้นทุน เปรียบเทียบโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหินที่ได้รับการพัฒนาคุณภาพทั้งทางด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมก่อนใช้งาน ได้แก่การนำถ่านหินใช้ทำถ่านโค้กผลิตถ่านโค้กคุณภาพสูงและแก๊สจากเตาผลิตถ่านโค้กเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า และการนำถ่านหินลิกไนต์ผลิตลิกไนต์โค้กและพลังงานความร้อนเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า เปรียบเทียบกับการใช้ถ่านหินบิทูมินัสในการผลิตไฟฟ้า โดยใช้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเป็นเกณฑ์ในการเปรียบเทียบโครงการ

ผู้ศึกษาศึกษาเกี่ยวกับราคาของเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเหลวโดย สุกัญญา ศิริพันธ์, ผลกระทบจากการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวที่มีต่อราคาไฟฟ้าของประเทศไทย [28] ได้ศึกษาผลกระทบจากการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และสร้างแบบจำลองสำหรับประเมินแนวโน้มราคาค่าไฟฟ้าในอนาคต

ผู้ศึกษาได้ศึกษาการวิเคราะห์ต้นทุนโดย กิตติญา กฤติยรังสิต, การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ [29] ได้มีการประเมินต้นทุนและผลตอบแทนของการนำพืชผลทางการเกษตรมาผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าชีวภาพขนาดเล็ก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3

วิธีการศึกษา

3.1 สมมติฐานในการดำเนินงาน

- ขนาดของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดกำลังการผลิต 1,000 เมกกะวัตต์ และส่วนประกอบอื่นได้แก่ ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว เพื่อจ่ายก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อโรงไฟฟ้านี้ โดยอ้างอิงตามแผนแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579
- อัตราแลกเปลี่ยนสกุลเงินในงานศึกษาฉบับนี้ 1 ดอลลาร์สหรัฐ มีค่าเท่ากับ 33 บาท และ 1 ปอนด์เตอร์ลิง มีค่าเท่ากับ 42 บาท
- ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในงานศึกษาฉบับนี้ พิจารณาจากมูลค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว
- ต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในงานศึกษาฉบับนี้ พิจารณาจากต้นทุนการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาแบบคงที่ ต้นทุนการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาแบบผันแปร ของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว และต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว
- ระยะเวลาดำเนินงานของกระบวนการขนถ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวนำเข้า นับจากการนำเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเข้าเทียบท่าเรือ การขนถ่ายก๊าซธรรมชาติจากเรือไปเก็บยังถังเก็บก๊าซธรรมชาติ จนถึงการนำเรือออก ใช้ระยะเวลาทั้งสิ้นประมาณ 12 วัน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

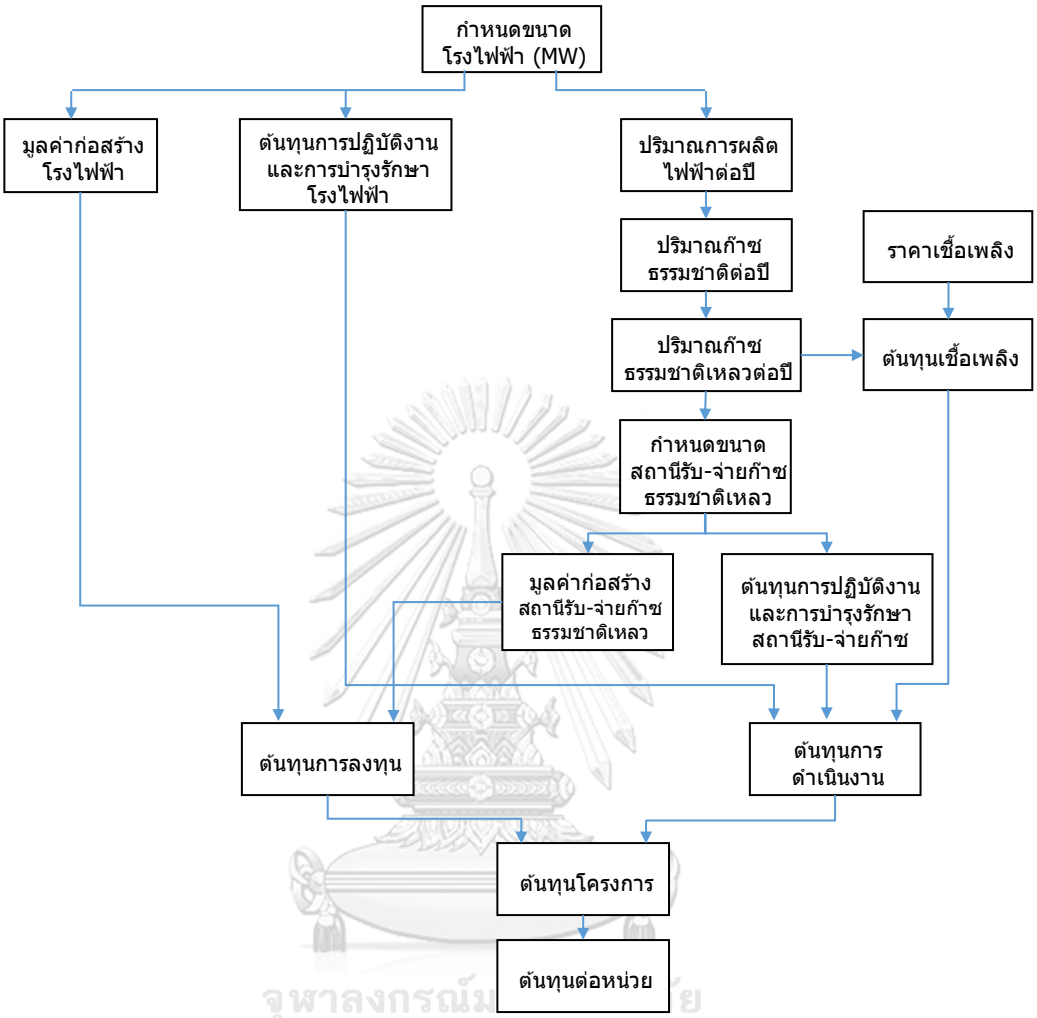
3.2 ขั้นตอนการดำเนินงาน

การพิจารณาการลงทุนที่ใช้ในโครงการงานศึกษาฉบับนี้ ใช้เกณฑ์คือ ต้นทุนผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยอายุความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจ นำมาสร้างเป็นแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว โดยสรุปว่ามีปัจจัยหรือตัวแปรและขั้นตอนดังนี้

1. ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปีของทั้งโครงการ โดยคำนวณจากการกำหนดขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ 1,000 เมกะวัตต์
2. ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าต่อปี โดยคำนวณจากปริมาณผลิตไฟฟ้าต่อปีในข้อ 1
3. ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าต่อปี โดยคำนวณจากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าต่อปีในข้อ 2
4. สร้างแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเหลว
5. ประเมินต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ตามขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่กำหนด
6. ประเมินต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวตามปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในข้อ 3
7. ประเมินต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว ตามปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในข้อ 3 และราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวคาดการณ์ในอนาคต
8. ต้นทุนโครงการ คือผลรวมของต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าในข้อ 5 ต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวในข้อ 6 และต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในของ 7

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

แผนผังแสดงขั้นตอนการคำนวณหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโครงการแสดงดังรูปที่ 3-1



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 3-1 แสดงขั้นตอนการคำนวณหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโครงการ

3.3 ข้อมูลเบื้องต้นกรณีศึกษา

พื้นที่ศึกษาของโครงการนี้ปัจจุบันคือพื้นที่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ขนาดพื้นที่ประมาณ 4,000 ไร่ ตั้งอยู่ในอำเภอทับสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ แสดงดังรูปที่ 3-2 ซึ่งมีความเหมาะสมด้านทำเลที่ตั้ง เนื่องจากพื้นที่บริเวณอำเภอทับสะแกเป็นตำแหน่งที่อยู่ระหว่าง โรงไฟฟ้าราชบุรีจ่ายไฟฟ้าให้กับพื้นที่บริเวณภาคตะวันตกและภาคกลาง กับโรงไฟฟ้าขนอมจ่ายไฟฟ้าให้กับพื้นที่บริเวณภาคใต้ มีระยะทางกว่า 650 กม. โดยพื้นที่บริเวณอำเภอทับสะแก ตั้งอยู่บริเวณที่มีสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเดิม ทำให้ไม่ต้องมีการลงทุนเพิ่มมากในด้านระบบสายส่งแรงสูง

รูปที่ 3-2 แสดงพื้นที่โครงการศึกษา
(ที่มา: https://earth.google.com)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.4 ปริมาณหน่วยผลิตไฟฟ้าต่อปี

แสดงถึงความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้านั้นๆ ใน 1 ปี โดยอ้างอิงจากสมการ 2-1 ดังนี้

$$Yp = Cap \times 10\text{-}3 \times 365 \times 24 \times PF$$

โดยที่ Yp คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี (กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี)
Cap คือ กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (เมกะวัตต์)
PF (Plant Factor) คือ ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า แสดงถึงสัดส่วนของพลังงานที่ผลิตได้ ต่อพลังงานที่คาดว่าจะผลิตได้ในช่วงเวลาทั้งหมด โดยทั่วไปของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน อยู่ที่ประมาณ 80%

อ้างอิงจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 นำมาซึ่งการตั้งสมมติฐานของขนาดของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดกำลังการผลิต 1,000 เมกกะวัตต์ คำนวณเป็นปริมาณหน่วยผลิตไฟฟ้าต่อปีมีค่าเท่ากับ

Yp = 1,000 x 10-3 x 365 x 24 x 0.8 = 7,008 ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี

ดังนั้นโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติขนาดกำลังการผลิต 1,000 เมกกะวัตต์ คาดว่าจะผลิตไฟฟ้าได้ **7,008 ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี**

3.5 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

สามารถคำนวณได้จากปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี อัตราการใช้ความร้อนจากเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลง อ้างอิงจากสมการ 2-2 ดังนี้

$$QngCM = \frac{\mathbf{Yp \times HR \times 1{,}000{,}000}}{\mathbf{HV}}$$

โดยที่ QngCM คือ ปริมาตรก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ลูกบาศก์เมตรต่อปี)

Yp คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี (กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี)

HR (Heat Rate) คือ ค่าอัตราการใช้ความร้อนจากเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แสดงถึงประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทนั้นๆ (บีทียูต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

HV (Heating Value) คือ ค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลิง (บีทียูต่อลูกบาศก์เมตร)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ค่าอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) เป็นตัวแสดงประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงาน ไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทนั้นๆ โดยอ้างอิงจากข้อมูลทางสถิติของเว็บไซต์ EIA (Independent Statistics & Analysis, U.S. Energy Information Administrator) ซึ่งเป็นหน่วยงานด้านพลังงานของประเทศสหรัฐอเมริกา แสดงดังตารางที่ 3-1

ตารางที่ 1 แสดงค่าเฉลี่ยของอัตราการใช้ความร้อน จากข้อมูลทางสถิติของ EIA [30]

Prime Mover	Year	Natural Gas
Combined Cycle	2007	7,577
	2008	7,642
	2009	7,605
	2010	7,619
	2011	7,603
	2012	7,615
	2013	7,667
	2014	7,658
	2015	7,655
	2016	7,652
	2017	7,649
	ค่าเฉลี่ย	7,631

จากข้อมูลค่าเฉลี่ยของอัตราการใช้ความร้อน โดยใช้ข้อมูลของโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle) และเชื้อเพลงก๊าซธรรมชาติ ข้อมูลเฉลี่ยระหว่างปี 2007 ถึง 2017 ได้ค่าเท่ากับ **7,631 บีทียูต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง**

ค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลิง (Heating Value) อ้างอิงจากข้อมูลทางสถิติของเว็บไซต์ EIA แสดงดังตารางที่ 3-2

ตารางที่ 2 แสดงค่าเฉลี่ยของคุณภาพเชื้อเพลิงที่ใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้า [31]

Coal			Petroleum			Natural Gas	
Period	Average Btu per Pound	Average Sulfur Percent by Weight	Average Ash Percent by Weight	Average Btu per Gallon	Average Sulfur Percent by Weight	Average Ash Percent by Weight	Average Btu per Cubic Foot
2007	10,028	0.96	8.8	144,546	2.10	0.1	1,027
2008	9,947	0.97	9.0	142,205	2.21	0.3	1,027
2009	9,902	1.01	8.9	141,321	2.14	0.2	1,025
2010	9,842	1.16	8.8	140,598	2.14	0.2	1,022
2011	9,762	1.19	8.8	139,795	2.49	0.4	1,021
2012	9,668	1.25	8.8	139,567	3.61	0.5	1,023
2013	9,661	1.29	8.7	139,671	3.54	0.5	1,026
2014	9,710	1.32	8.6	139,713	3.56	0.5	1,029
2015	9,634	1.29	8.6	139,681	3.38	0.5	1,034
2016	9,617	1.34	8.7	138,384	3.69	0.5	1,034
2017	9,544	1.28	8.4	138,324	3.59	0.4	1,034

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากข้อมูลค่าเฉลี่ยของค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลิง โดยใช้ข้อมูลของเชื้อเพลงก๊าซธรรมชาติ ข้อมูลเฉลี่ยระว่างปี 2007 ถึง 2017 ได้ค่าเท่ากับ **1,027 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต** แปลงให้เป็นหน่วยบีทียูต่อลูกบาศก์เมตร (1 ลูกบาศก์ฟุต = 0.0283 ลูกบาศก์เมตร) [25] เท่ากับ

1,027 / 0.0283 = **36,290 บีทียูต่อลูกบาศก์เมตร**

นำมาคำนวณหาปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติได้เท่ากับ

$$QngCM = \frac{\mathbf{7{,}008 \times 7{,}631 \times 1{,}000{,}000}}{\mathbf{36{,}290}} = 1{,}473{,}640{,}466 \text{ ลูกบาศก์เมตรต่อปี}$$

ดังนั้นปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าเท่ากับ **1,473,640,466 ลูกบาศก์เมตรต่อปี**

3.6 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

สามารถคำนวณได้จากการแปลงปริมาณของก๊าซธรรมชาติที่ใช้ผลิตไฟฟ้า เป็นก๊าซธรรมชาติเหลว โดยความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณก๊าซธรรมชาติกับปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว อ้างอิงจากสมการ 2-3 ดังนี้

$$\mathbf{QlngMTPA = \frac{QngCM \times 0.0007692}{1{,}000{,}000}}$$

โดยที่ QlngMTPA คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ล้านตันต่อปี; Million Ton per Annum; MTPA)

QngCM คือ ปริมาตรก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ลูกบาศก์เมตรต่อปี)

นำข้อมูลปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติมาคำนวณเป็นปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวได้เท่ากับ

$$QlngMTPA = \frac{\mathbf{1{,}473{,}640{,}466 \times 0.0007692}}{\mathbf{1{,}000{,}000}} = 1.13 \text{ ล้านตันต่อปี}$$

ดังนั้นปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวเพื่อผลิตไฟฟ้าเท่ากับ **1.13 ล้านตันต่อปี**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.7 ต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

ศึกษาข้อมูลต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติพลังความร้อนร่วม โดยอ้างอิงข้อมูลทุติยภูมิ จากรายงานของ Leigh Fisher สรุปต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้าเป็นสัดส่วนโดยตรงกับกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 21,672 บาทต่อกิโลวัตต์ของกำลังการผลิตติดตั้ง [32] แสดงความสัมพันธ์ได้ดังสมการ 3-1

$$\text{CAPEXpp} = \frac{\mathbf{21{,}672 \times 1{,}000{,}000 \times Cap}}{\mathbf{1{,}000}} \qquad \text{(สมการ 3-1)}$$

โดยที่ CAPEXpp คือ ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติพลังความร้อนร่วม (บาท)

Cap คือ กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (เมกะวัตต์)

นำมาประเมินต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้าขนาดศึกษา 1,000 เมกะวัตต์ มีค่าเท่ากับ

$$\text{CAPEXpp} = \frac{\mathbf{21{,}672 \times 1{,}000{,}000 \times 1{,}000}}{\mathbf{1{,}000}} = 21{,}672{,}000{,}000 \text{ บาท}$$

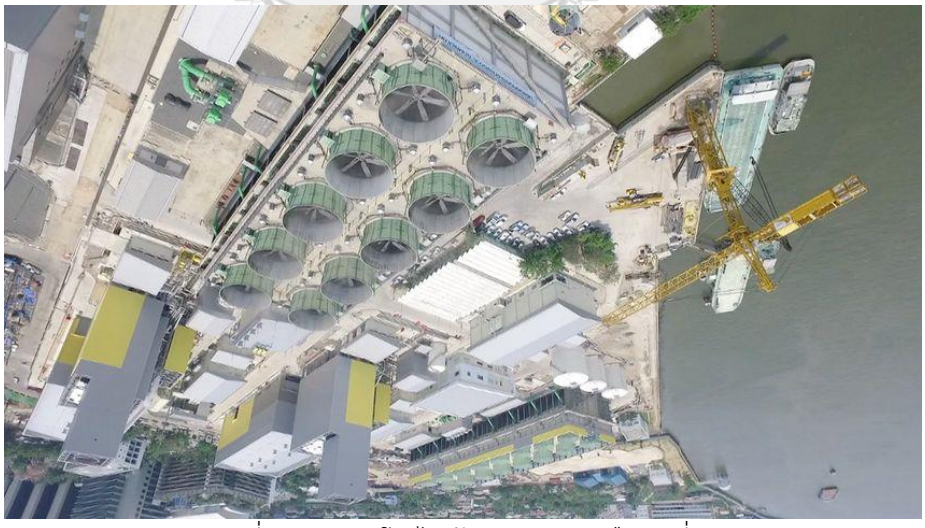
ดังนั้นต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ **21,672 ล้านบาท**

โดยส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโดยทั่วไป แบ่งเป็นส่วนประกอบหลักๆ โดยมีสัดส่วนของต้นทุนการลงทุน อ้างอิงจากโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 แสดงดังตารางที่ 3-3 และรูปที่ 3-3 โดยอุปกรณ์ที่ส่งผลต่อราคามากที่สุดคือ กังหันก๊าซ เครื่องผลิตไอน้ำแรงดันสูง ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 3 แสดงข้อมูลราคาโรงไฟฟ้าความร้อนร่วมแยกตามส่วนประกอบ

ส่วนประกอบโรงไฟฟ้า	**สัดส่วนรายจ่ายลงทุน**
1. สถานีไฟฟ้าและหม้อแปลง (Switchgear & Transformer)	4%
2. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)	5%
3. กังหันก๊าซ (Gas Turbine)	22%
4. กังหันไอน้ำ (Stream Turbine)	10%
5. เครื่องผลิตไอน้ำแรงดันสูง (Heat Recovery Stream Generator; HRSG)	18%
6. หอหล่อเย็น (Cooling water)	9%
7. ระบบบำบัดน้ำ (Water treatment system)	2%
8. ระบบควบคุม (Distribute Control System; DCS)	5%
9. ศูนย์ควบคุมมอเตอร์ (Motor Control Center; MCC)	2%
10. อุปกรณ์ประกอบ (Plant Auxiliary)	9%
11. โครงสร้าง (Structure)	13%
รวม	100%



รูปที่ 3-3 แสดงโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2

(ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย)

ต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ศึกษาจากข้อมูลทุติยภูมิ อ้างอิงรายงานของ Leigh Fisher ได้แบ่งต้นทุนการดำเนินงานออกเป็น 2 ส่วน คือ ต้นทุนการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาแบบคงที่ (Fix Operation and Maintenance Cost; Fix O&M) แบ่งเป็น 2 ส่วนได้แก่ ส่วนที่แปรผันตรงกับกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า เท่ากับ 514,080 บาทต่อเมกะวัตต์ต่อปี และส่วนของค่าประกันโรงไฟฟ้า เท่ากับร้อยละ 0.4 ของต้นทุนการลงทุนต่อปี และต้นทุนการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษาแบบผันแปร (Variable Operation and Maintenance Cost; Variable O&M) เป็นสัดส่วนโดยตรงกับปริมาณการผลิตไฟฟ้า เท่ากับ 60,060 บาทต่อล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง [32] แสดงความสัมพันธ์ได้ดังสมการ 3-2

$$\mathbf{OPEXpp = 60{,}060(Yp) + [514{,}080(Cap) + 0.004(CAPEXpp)]}$$

(สมการ 3-2)

โดยที่ OPEXpp คือ ต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อปี (บาท)

Yp คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี (กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี)

Cap คือ กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (เมกะวัตต์)

CAPEXpp คือ ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติพลังความร้อนร่วม (บาท)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.8 ต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว

ศึกษาหาขนาดของเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว โดยอ้างอิงจากขนาดของเรือแบบทั่วไป (Conventional Type) ที่มีใช้งานเป็นส่วนใหญ่ในปัจจุบัน มีความจุก๊าซธรรมชาติเหลว 135,000 ลูกบาศก์เมตรต่อเที่ยว และประเมินการบริหารจัดการการใช้ท่าเรือประเมินระยะเวลาในการนำเรือเทียบท่าเพื่อขนถ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวจนถึงนำเรือออก ซึ่งต้องมีกระบวนการตรวจสอบความพร้อมและความปลอดภัยของท่าเรือและอุปกรณ์ในการรับ-จ่ายก๊าซต่างๆ การตรวจสอบคุณภาพก๊าซธรรมชาติเหลว และระยะเวลาในการขนถ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว ระยะเวลาในการนำเรือเข้าออก ใช้ระยะเวลาทั้งสิ้นประมาณ 12 วัน นำไปคำนวณว่าใน 1 ปีจะสามารถนำเรือเข้าเทียบท่าเพื่อขนถ่ายก๊าซธรรมชาติได้เท่ากับ 365 / 12 = **30 เที่ยวต่อปี**

ดังนั้นปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่สามารถนำเข้าได้มากที่สุดด้วยเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวชนิดนี้ เท่ากับ 135,000 x 30 = 4,050,000 ลูกบาศก์เมตรต่อปี แปลงเป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติ โดยความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว และปริมาณก๊าซธรรมชาติ แสดงดังสมการ 3-3

$$Qng = 600 \times Qlng \qquad \text{(สมการ 3-3)}$$

โดยที่ Qng คือ ปริมาตรก๊าซธรรมชาติ (ลูกบาศก์เมตร)
Qlng คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว (ลูกบาศก์เมตร)

ดังนั้นปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ได้จากก๊าซธรรมชาติเหลวนำเข้าได้มากที่สุด เท่ากับ

4,050,000 x 600 = **2,430,000,000 ลูกบาศก์เมตรต่อปี**

Chulalongkorn University

ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 1,473,640,466 ลูกบาศก์เมตรต่อปี (อ้างอิงจากการคำนวณในหัวข้อ 3.5) ซึ่งมีปริมาณเพียงพอสำหรับการผลิตไฟฟ้าต่อปี ดังนั้นสรุปได้ว่าเรือขนาดทั่วไป สามารถใช้ขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวได้เพียงพอต่อความต้องการของโรงไฟฟ้า

ขนาดของถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว คำนวณจากปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลว ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวสำรอง ขนาดของเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวต่อเที่ยว และจำนวนเที่ยวที่เรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวจะเทียบท่าได้ต่อปี นำมากำหนดขนาดของถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวเพื่อให้เพียงพอต่อการใช้งาน และมีความคุ้มค่าในการนำเรือเข้ามาเทียบท่าแต่ละครั้ง

ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 1,473,640,466 ลูกบาศก์เมตรต่อปี (อ้างอิงจากการคำนวณในหัวข้อ 3.5) แปลงเป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวโดยสมการ 3-3 ได้เท่ากับ 1,473,640,466 / 600 = **2,456,067 ลูกบาศก์เมตรต่อปี**

จากการบริหารจัดการการใช้ท่าเรือ สามารถนำเรือเข้าเทียบท่าเพื่อขนถ่ายก๊าซธรรมชาติได้เท่ากับ 30 เที่ยวต่อปี อ้างอิงจากเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลวขนาดทั่วไป นำมาคำนวณหาปริมาตรของถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว แสดงดังสมการ 3-4

$$\mathbf{Qstorage = \frac{QlngCM}{MaxTrip} \times (1 + ReserveLNG)} \qquad \text{(สมการ 3-4)}$$

โดยที่ Qstorage คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวกักเก็บต่อ 1 เที่ยวเรือ (ลูกบาศก์เมตร)
QlngCM คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ลูกบาศก์เมตรต่อปี)
MaxTrip คือ จำนวนเที่ยวสูงสุดที่สามารถนำเรือเข้าเทียบท่า (เที่ยวต่อปี)
ReserveLNG คือ ร้อยละของปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ

กำหนดให้มีค่าปริมาณสำรองไว้ที่ร้อยละ 50 จะได้เท่ากับ

2,456,067 / 30 x (1+0.5) = **122,803 ลูกบาศก์เมตรต่อเที่ยว**

นำมาเป็นข้อมูลในการเลือกขนาดถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว โดยเลือกถังขนาด **160,000 ลูกบาศก์เมตร** ซึ่งเป็นถังขนาดที่มีการใช้อยู่ทั่วไปในตลาดสากล และเนื่องจากเหตุผลเรื่องความคุ้มค่าในอนาคต โดยถังควรจะมีขนาดตั้งแต่ 160,000 ลูกบาศก์เมตรเพื่อให้รองรับเรือขนส่งที่มีขนาดใหญ่ขึ้น ซึ่งเรือขนส่งในตลาดสากลมีแนวโน้มจะใช้เรือขนาดที่ใหญ่ขึ้นเพื่อให้ต้นทุนจากการขนส่งต่อปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวลดลง [33]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.8.1 ต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว

ศึกษาและรวบรวมข้อมูลต้นทุนการลงทุน โดยรูปแบบของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวในประเทศไทยได้มีโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวแห่งแรกของประเทศไทยในนาม ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุด (Map Ta Phut LNG Terminal) บริเวณท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 2 จังหวัดระยอง สามารถรับเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว ขนาด 125,000 - 284,000 ลูกบาศก์เมตร โดยโครงการระยะที่ 1 ประกอบไปด้วย ถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวขนาด 160,000 ลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ถัง มีความสามารถแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซ 5 ล้านตันต่อปี หรือเทียบเท่าก๊าซธรรมชาติ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และในโครงการที่ 2 ได้ขยายกำลังการผลิตจาก 5 ล้านตันต่อปีเป็น 10 ล้านตันต่อปี โดยมีรายละเอียดของโครงการแสดงดังรูปที่ 3-4 โครงสร้างของโครงการท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุดระยะที่ 1 แสดงดังรูปที่ 3-5 โครงสร้างของโครงการท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุดระยะที่ 2 แสดงดังรูปที่ 3-6 และรูปที่ 3-7

รายละเอียด	โครงการก่อสร้างฯ ระยะที่ 1	โครงการก่อสร้างฯ ระยะที่ 2	รวม
จำนวนท่าเทียบเรือ	1 ท่า	2 ท่า (สำหรับเรือใหญ่และเรือเล็ก)	3 ท่า
ขนาดเรือที่รองรับ	125,000 – 264,000 m^3 สำหรับท่าที่ 1	125,000 – 266,000 m^3 สำหรับท่าที่ 2 และ 2,500 m^3 สำหรับท่าที่ 3	-
กำลังการผลิตที่ส่งออกทางระบบท่อ	5 MTPA	5 MTPA	10 MTPA
กำลังการผลิตที่ส่งออกทางเรือ	-	8,000 m^3/h สำหรับท่าที่ 1 และ 2 และ 350 m^3/h สำหรับท่าที่ 3	-
ถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว	2 ถัง x 160,000 m3	2 ถัง x 160,000 m3	4 ถัง x 160,000 m3
หน่วยเปลี่ยนสถานะ	1 ชุด	1 ชุด	2 ชุด

รูปที่ 3-4 แสดงรายละเอียดโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือ
และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุด

[34]

รูปที่ 3-5 แสดงโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือ
และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุด ระยะที่ 1
(ที่มา: www.pttlng.com)

รูปที่ 3-6 แสดงโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือ
และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุด ระยะที่ 2
(ที่มา: www.pttlng.com)

รูปที่ 3-7 แสดงโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือ
และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมาบตาพุด ระยะที่ 2
(ที่มา: https://earth.google.com)

โดยอ้างอิงข้อมูลจากราคากลางงานก่อสร้างท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ ของบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด โดยเป็นราคาที่อ้างอิงจากราคาโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายระยะที่ 1 และ 2 นำมาสร้างเป็นแบบจำลองต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติ แบ่งเป็นส่วนประกอบหลักๆ ซึ่งแบ่งเป็นส่วนของต้นทุนการลงทุนคงที่ และต้นทุนการลงทุนผันแปร แสดงดังตารางที่ 3-4

ตารางที่ 4 แสดงแบบจำลองต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว แบ่งตามส่วนประกอบหลัก

ส่วนประกอบท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว	**ราคาต่อหน่วย**
1. ถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Storage Tank)	0.023 ล้านบาทต่อลูกบาศก์เมตร
2. ท่าเทียบเรือ (Berth)	1,338.69 ล้านบาทต่อหน่วย
3. ท่าเรือ (Jetty)	0.8 ล้านบาทต่อความยาวท่าเรือ (เมตร)
4. ชุดเปลี่ยนสถานะก๊าซธรรมชาติเหลว (Regasification Unit)	466.13 ล้านบาทต่อปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว (ล้านตันต่อปี)
5. อุปกรณ์ประกอบ (Auxiliary)	9,818.45 ล้านบาท

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติ สามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังสมการ 3-5

$$\mathbf{CAPEXlt = 0.023(Qtank) + 1{,}338.69(Nberth) + 0.8(Ljetty) + 466.13(Qregas) + 9{,}818.45}$$

(สมการ 3-5)

โดยที่ CAPEXlt คือ ต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (ล้านบาท)

Qtank คือ ปริมาณของถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (ลูกบาศก์เมตร)

Nberth คือ จำนวนของท่าเทียบเรือ

Ljetty คือ ความยาวของท่าเรือที่ยื่นออกไปในทะเล (เมตร)

Qregas คือ กำลังการผลิตของชุดเปลี่ยนสถานะก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซ (ล้านตันต่อปี)

ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติที่มีกำลังการผลิตรองรับการใช้งานของโรงไฟฟ้าขนาดศึกษา มีต้นทุนการลงทุนเท่ากับ **17,833.47 ล้านดอลลาร์สหรัฐ** แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 3-5

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 5 แสดงข้อมูลต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวของโครงการที่ศึกษา

ส่วนประกอบท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว	**จำนวนหน่วย**	**ราคา (ดอลลาร์สหรัฐ)**
1. ถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว	160,000 ลูกบาศก์เมตร	3,716.97
2. ท่าเทียบเรือ	1 ชุด	1,338.69
3. ท่าเรือ	3,000 เมตร	2,400
4. ชุดเปลี่ยนสถานะก๊าซธรรมชาติเหลว	1.2 ล้านตันต่อปี	559.36
5. อุปกรณ์ประกอบ	1 ชุด	9818.45
	รวม	**17,833.47**

3.8.2 ต้นทุนการดำเนินงาน ของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว

ศึกษาและรวบรวมข้อมูลต้นทุนการดำเนินงาน โดยอ้างอิงจากข้อมูลต้นทุนการดำเนินงานจากโครงการสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวของบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด ในการดำเนินงานท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว มาบตาพุด โดยประเมินจากอัตราค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ ซึ่งประกอบด้วยอัตราค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge; Ld) และส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge; Lc) มีอัตราค่าบริการรวมเท่ากับ 19.1265 บาทต่อล้านบีทียู [34]

โดยอัตราค่าบริการโดยทั่วไป ประกอบด้วยส่วนของต้นทุนการลงทุน ต้นทุนการดำเนินงาน และต้นทุนส่วนเพิ่ม (Margin Cost) โดยทำการประมาณต้นทุนการลงทุนจำลองจากโครงการท่าเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติมาบตาพุดระยะที่ 1 และ 2 (อ้างอิงจากรูปที่ 3-4) โดยใช้แบบจำลองที่สร้างไว้สำหรับประเมินต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (อ้างอิงจากตารางที่ 3-4) เฉลี่ยที่อายุโครงการ 30 ปี และกำลังการผลิตที่เต็มกำลังการผลิตทุกปี ประมาณต้นทุนส่วนเพิ่มที่ร้อยละ 20 จะได้ส่วนที่เหลือคือต้นทุนการดำเนินงานโดยรวมทั้งส่วนที่เป็นต้นทุนการดำเนินงานคงที่และต้นทุนการดำเนินงานผันแปร เท่ากับ **12.56 บาทต่อล้านบีทียู** สามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังสมการ 3-6

$$\mathbf{OPEXlt = 12.56 \times QlngMMBTU} \qquad \text{(สมการ 3-6)}$$

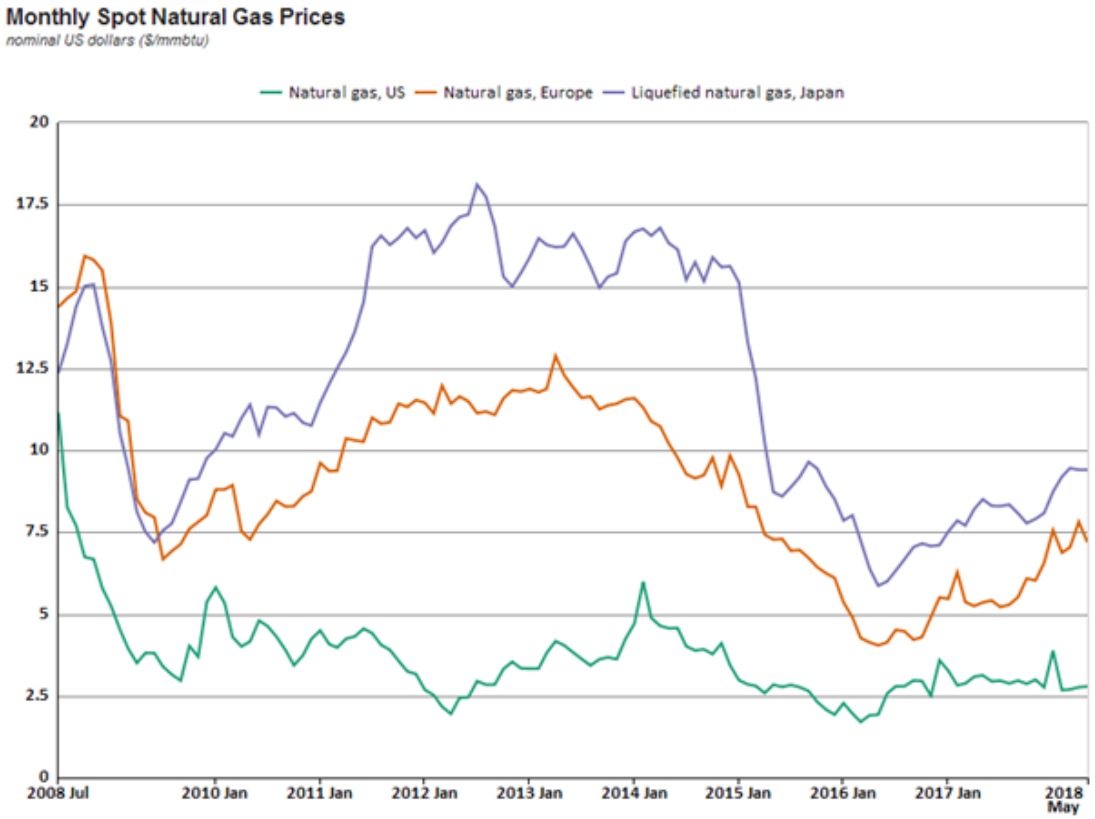
โดยที่ OPEXlt คือ ต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (บาท)

QlngMMBTU คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบีทียูต่อปี)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.9 คาดการณ์ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวในอนาคต

ศึกษาและรวบรวมข้อมูลราคาก๊าซธรรมชาติเหลว นำมาคาดการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวในอนาคตเป็นราคานำเข้าเชื้อเพลิง ซึ่งเป็นส่วนประกอบหนึ่งของต้นทุนการดำเนินงาน โดยนำข้อมูลราคาก๊าซธรรมชาติเหลวเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับซื้อผ่านบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เปรียบเทียบกับราคาก๊าซธรรมชาติเหลวรายเดือนที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น แสดงดังรูปที่ 3-8



รูปที่ 3-8 แสดงราคาก๊าซธรรมชาติเหลวรายเดือนที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น

[36]

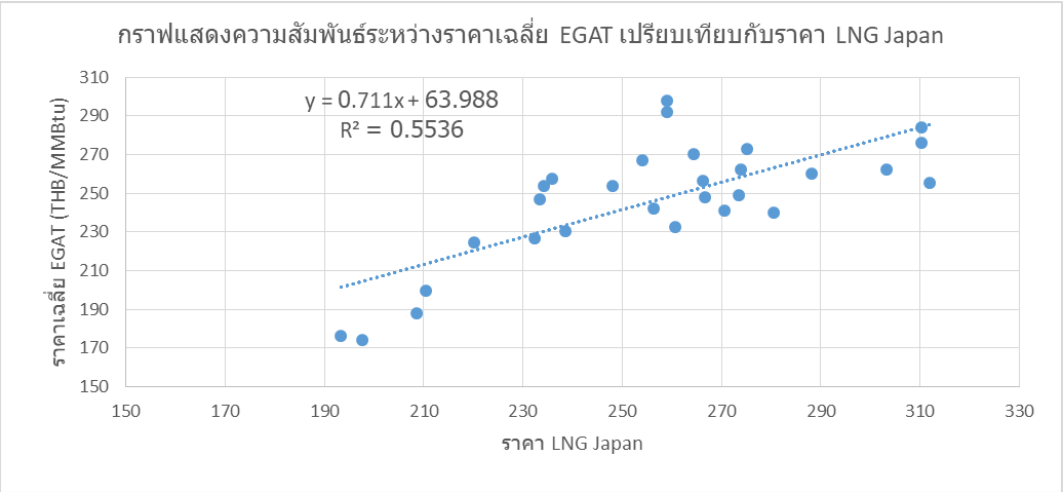
ศึกษาหาความสัมพันธ์ของราคาก๊าซธรรมชาติเหลว ระหว่างราคาเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับซื้อ กับราคาที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น ใช้ข้อมูลตั้งแต่ เดือนมกราคม พ.ศ. 2559 จนถึงเดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2561 โดยการวิเคราะห์สมการถดถอย แสดงดังรูปที่ 3-9 ได้ค่าความสัมพันธ์ (R-Square) เท่ากับ 55.36% และเมื่อนำมาเปรียบเทียบกันพบว่าราคาทั้งสอง มีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน ดังแสดงดังรูปที่ 3-10 สามารถสรุปได้ว่าราคาทั้งสองมีความสัมพันธ์กัน แสดงดังสมการ 3-7

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

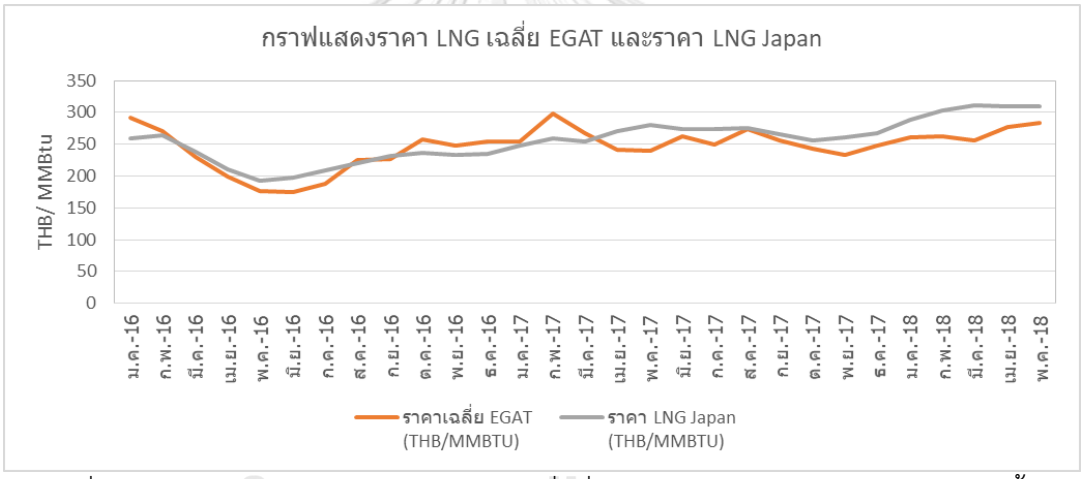
$$\mathbf{Plng = 0.711(PlngJP) + 63.988} \qquad \text{(สมการ 3-7)}$$

โดยที่ Plng คือ ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตนำเข้า (บาทต่อล้านบีทียู)

PlngJP คือ ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น (บาทต่อล้านบีทียู)

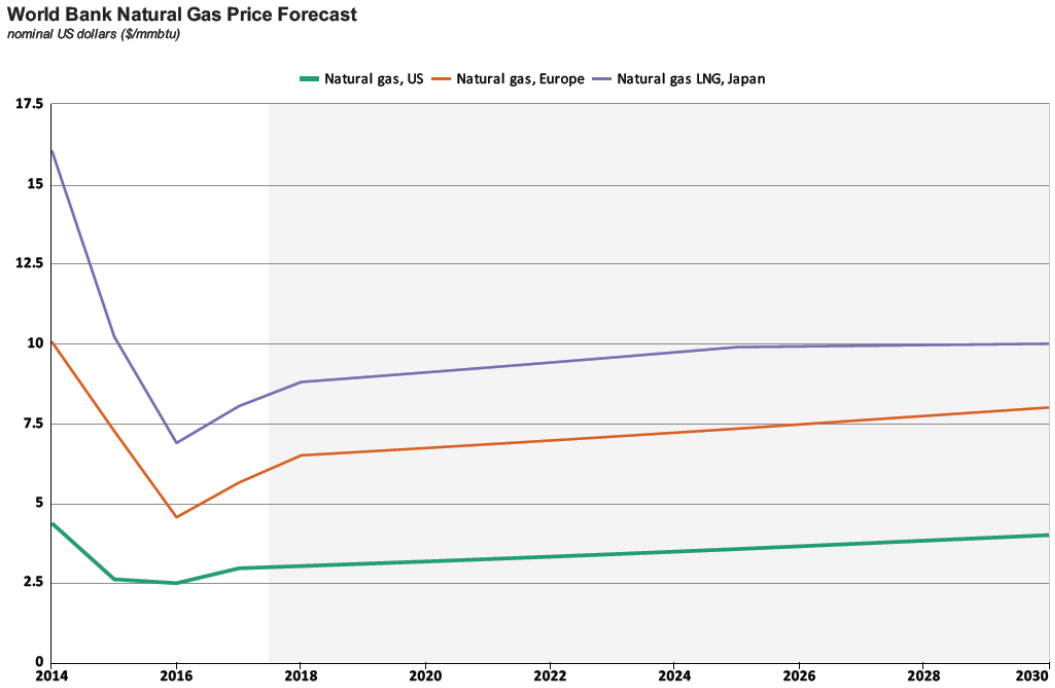


รูปที่ 3-9 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างราคาเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับซื้อกับราคาที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น



รูปที่ 3-10 แสดงแนวโน้มเปรียบเทียบราคาเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับซื้อกับราคาที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น

อ้างอิงจากราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น ได้มีการคาดการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวนำเข้าล่วงหน้าแสดงดังรูปที่ 3-11 ซึ่งสามารถนำมาประเมินราคาก๊าซธรรมชาติที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตนำเข้าได้ตามสมการ 3-7



รูปที่ 3-11 แสดงราคาคาดการณ์ในอนาคตของก๊าซธรรมชาติเหลวที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น [36]

3.10 ต้นทุนการดำเนินงานการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว

ต้นทุนในการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว คือค่าใช้จ่ายในการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจากประเทศผู้ผลิต ซึ่งรวมมาอยู่ในรูปของราคาขายก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณรับซื้อก๊าซธรรมชาติเหลว สามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังสมการ 3-8

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$OPEXlng = Plng \times QlngMMBTU \quad \text{(สมการ 3-8)}$$

โดยที่ OPEXlng คือ ต้นทุนการดำเนินงานการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (บาท)

Plng คือ ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตนำเข้า (บาทต่อล้านบีทียู)

QlngMMBTU คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบีทียูต่อปี)

บทที่ 4

ผลการศึกษา

4.1 แบบจำลองโครงสร้างต้นทุน

ในการสร้างแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว และสิ่งที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำมาวิเคราะห์หาต้นทุนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าซึ่งแสดงดังสมการ 4-1

$$\text{Unit Cost} = \frac{\text{Ytotal}}{\text{YpTotal}} \qquad \text{(สมการ 4-1)}$$

โดยที่ Unit Cost คือ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

Ytotal คือ ต้นทุนโครงการรวม (บาท)

YpTotal คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้ารวมของทั้งโครงการ (กิโลวัตต์ชั่วโมง)

ปัจจัยที่มีผลต่อต้นทุนโครงการรวม ประกอบด้วย ต้นทุนการลงทุน และต้นทุนการดำเนินงาน สามารถแสดงโครงสร้างและความสัมพันธ์ได้ดังสมการ 4-2

$$\text{Ytotal} = f(\text{CAPEXpp, OPEXpp, CAPEXlt, OPEXlt, OPEXlng}) \qquad \text{(สมการ 4-2)}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยที่ Ytotal คือ ต้นทุนโครงการรวม (บาท)

CAPEXpp คือ ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้า (บาท)

OPEXpp คือ ต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า (บาท)

CAPEXlt คือ ต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือ และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (บาท)

OPEXlt คือ ต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือ และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (บาท)

OPEXlng คือ ต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (บาท)

4.1.1 ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้า (CAPEXpp)

ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ **21,672 ล้านบาท** (อ้างอิงจากการศึกษาในข้อ 3.7)

4.1.2 ต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า (OPEXpp)

สามารถประเมินต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าต่อปีได้โดยอ้างอิงจากสมการ 3-2

$$\mathbf{OPEXpp = 60{,}060(Yp) + [514{,}080(Cap) + 0.004(CAPEXpp)]}$$

โดยที่ OPEXpp คือ ต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อปี (บาท)

Yp คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปีเท่ากับ 7,008 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี (อ้างอิงจากการคำนวณในข้อ 3.4)

Cap คือ กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 1,000 เมกะวัตต์

CAPEXpp คือ ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติพลังความร้อนร่วม มีค่าเท่ากับ 21,672 ล้านบาท (อ้างอิงจากการศึกษาในข้อ 3.7)

ดังนั้นต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมต่อปีเท่ากับ

$$yPPO = \frac{[(60{,}060 \times 7{,}800) + (514{,}080 \times 1{,}000) + (0.004 \times 21{,}672{,}000{,}000)]}{\mathbf{1{,}000{,}000}}$$

= 1,021.67 ล้านบาทต่อปี

ดังนั้นรวมต้นทุนการดำเนินงานที่อายุโครงการ 30 ปี จะได้เท่ากับ 1,021.67 x 30 = **30,650.05 ล้านบาท**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

4.1.3 ต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (CAPEXlt)

ต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวมีค่าเท่ากับ **17,833.47 ล้านบาท** (อ้างอิงจากการศึกษาในข้อ 3.8.1)

4.1.4 ต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (OPEXlt)

สามารถประเมินต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวต่อปีมีค่าแปรผันตรงกับปริมาณการผลิตต่อปีโดยอ้างอิงจากสมการ 3-6 (จากการศึกษาในข้อ 3.8.2)

$$\mathbf{OPEXlt = 12.56 \times QlngMMBTU}$$

โดยที่ OPEXlt คือ ต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือ

และสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (บาท)

QlngMMBTU คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบีทียูต่อปี)

โรงไฟฟ้าที่ศึกษามีสมมติฐานการผลิตที่เต็มกำลังการผลิตคงที่ทุกปีไปจนสิ้นสุดอายุโครงการที่ 30 ปี โดยมีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวต่อปีเท่ากับ 1.13 ล้านตันต่อปี (อ้างอิงการคำนวณในข้อ 3.5) แปลงเป็นหน่วยบีทียู โดยก๊าซธรรมชาติเหลว 1 ตัน = 55.38 ล้านบีทียู (MMBTU) แสดงความสัมพันธ์ได้ดังสมการ 4-3 [25]

$$\mathbf{QlngMMBTU = QlngMTPA \times 55.38 \times 1{,}000{,}000} \quad \text{(สมการ 4-3)}$$

โดยที่ QlngMMBTU คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ล้านบีทียูต่อปี)

QlngMTPA คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ล้านตันต่อปี; Million Ton per Annum; MTPA)

จะได้ว่าปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว เท่ากับ

QlngMMBTU = 1.13 x 55.38 x 1,000,000 = **60,507,524 ล้านบีทียูต่อปี**

ต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวต่อปีมีค่าเท่ากับ

$$\text{OPEXlt} = \frac{\mathbf{12.56 \times 60{,}507{,}524}}{\mathbf{1{,}000{,}000}} = 760.10 \text{ ล้านบาทต่อปี}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ดังนั้นรวมต้นทุนการดำเนินงานที่อายุโครงการ 30 ปี จะได้เท่ากับ 760.10 x 30 = **22,802.86 ล้านบาท**

4.1.5 ต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (OPEXlng)

สามารถประเมินต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ โดยปริมาณการนำเข้าอ้างอิงจากปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวนำเข้าเพื่อใช้ในการผลิตต่อปีได้เท่ากับ 60,507,524 ล้านบีทียูต่อปี และราคานำเข้าอ้างอิงจากสมการ 3-7

$$\mathbf{Plng = 0.711(PlngJP) + 63.988}$$

โดยที่ Plng คือ ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตนำเข้า (บาทต่อล้านบีทียู)

PlngJP คือ ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น (บาทต่อล้านบีทียู)

ดังนั้นต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว สามารถคำนวณได้จากปริมาณนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว คูณกับราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตนำเข้า แสดงดังตาราง 4-1 โดยมีผลรวมตลอดอายุโครงการ 30 ปีเท่ากับ **536,256.51 ล้านบาท**

ตารางที่ 6 แสดงการหาต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว
(ข้อมูลตลอดอายุโครงการ แสดงดังตาราง ก-1 และ ก-2 ภาคผนวก ก)

Year (n)	**Unit**	**2018** 0	**2019** 1	**2020** 2		**2047** 29	**2048** 30
QlngMTPA	MTPA		1.13	1.13		1.13	1.13
QlngMMBTU	MMBTU		60,507,524	60,507,524	...	60,507,524	60,507,524
PlngJP	บาท/MMBTU		293.70	300.30		330.00	330.00
Plng	บาท/MMBTU		272.82	277.51		298.63	298.63
OPEXlng	ล้านบาท		16,507.58	16,791.52		18,069.24	18,069.24

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

4.2 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย คำนวณจากผลรวมของต้นทุนทั้งในส่วนต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว ตลอดอายุโครงการที่ 30 ปี อ้างอิงจากสมการ 4-2

$$\mathbf{Ytotal} = f\mathbf{(CAPEXpp, OPEXpp, CAPEXlt, OPEXlt, OPEXlng)}$$

โดยที่ CAPEXpp คือ ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้า (ดอลลาร์สหรัฐ)

OPEXpp คือ ต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า (ดอลลาร์สหรัฐ)

CAPEXlt คือ ต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (ดอลลาร์สหรัฐ)

OPEXlt คือ ต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (ดอลลาร์สหรัฐ)

OPEXlng คือ ต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (ดอลลาร์สหรัฐ)

ดังนั้นต้นทุนโครงการรวมเท่ากับ

Ytotal = 21,672 + 30,650.05 + 17,833.47 + 22,802.86 + 536,256.51

= **629,215 ล้านบาท**

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปีเท่ากับ 7,008 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี (อ้างอิงจากการคำนวณในข้อ 3.4) โดยคิดที่ตลอดอายุโครงการได้เท่ากับ 7,008 x 30 = **210,240 กิโลวัตต์ชั่วโมง**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยคำนวณได้โดยอ้างอิงจากสมการ 4-1 ดังนี้

$$\mathbf{Unit\ Cost} = \frac{\mathbf{Ytotal}}{\mathbf{YpTotal}}$$

โดยที่ Unit Cost คือ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

Ytotal คือ ต้นทุนโครงการรวมเท่ากับ 629,215 ล้านบาท

YpTotal คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งโครงการเท่ากับ 210,240 กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ดังนั้นต้นทุนการผลิตต่อหน่วยเท่ากับ

$$\text{Unit Cost} = \frac{629{,}215}{210{,}240} = \mathbf{2.99\ บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง}$$

4.3 ต้นทุนวงจรชีวิต

ศึกษาต้นทุนวงจรชีวิต โดยใช้หลักการแปลงมูลค่าเงินตามเวลา (Time Value of Money) ใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) เท่ากับร้อยละ 5.69 ซึ่งอ้างอิงจากอัตราผลตอบแทนเงินลงทุน (Return on Invested Capital; ROIC) เป็นผลตอบแทนการลงทุนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและต้นทุนการซื้อไฟฟ้า กำหนดโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) [37] และประเมินอายุโครงการที่ 30 ปี

ต้นทุนการลงทุนนำมาแปลงมูลค่าเงินตามเวลา โดยเปลี่ยนจากค่าเงินในปัจจุบัน เป็นค่าเฉลี่ยแบบสม่ำเสมอตามช่วงเวลา (Capital Recovery Factor; A/P factor) ต้นทุนการดำเนินงานพิจารณาผลรวมของโครงการดำเนินงานถึงตามปีนั้นๆมาคำนวณเป็นค่าเฉลี่ยแบบสม่ำเสมอตามช่วงเวลา จนสิ้นสุดโครงการที่ 30 ปี แสดงได้ดังตารางที่ 4-2

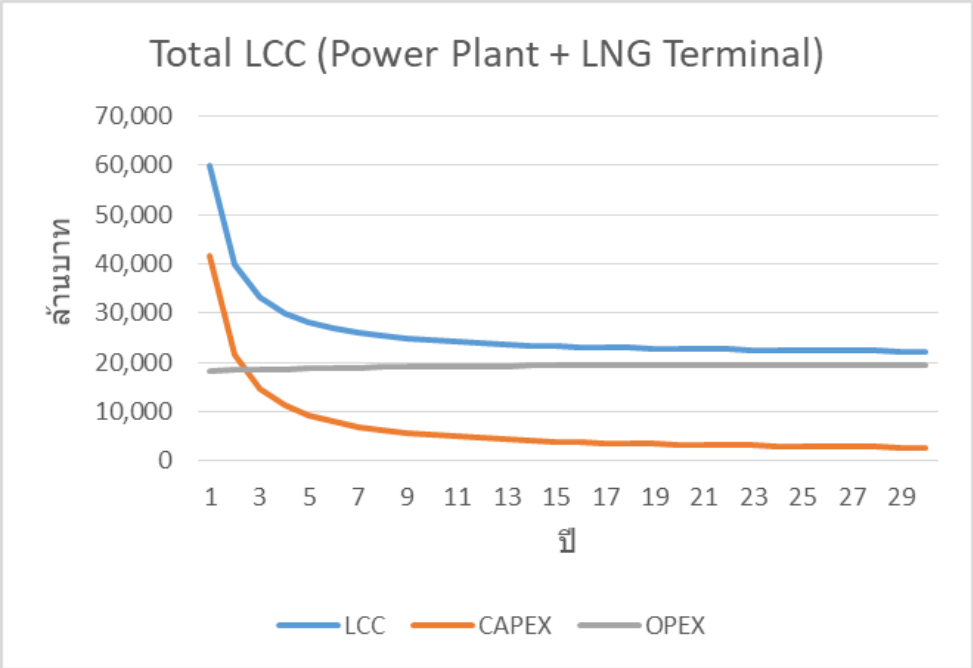
ตารางที่ 7 แสดงการแปลงมูลค่าเงินตามเวลาของต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว
(ข้อมูลตลอดอายุโครงการ แสดงดังตาราง ข-1 และ ข-2 ภาคผนวก ข)

Year	Unit	2018	2019	2020		2047	2048
(n)		0	1	2		29	30
LNG Terminal (LT)							
CAPEXlt	ล้านบาท	17,833					
CAPEXlt (A/P)	ล้านบาท		18,848	9,685		1,270	1,253
OPEXlt	ล้านบาท		760	760		760	760
OPEXlt (A/P)	ล้านบาท		760	760		760	760
Power Plant (PP)					...		
CAPEXpp	ล้านบาท	21,672					
CAPEXpp (A/P)	ล้านบาท		22,905	11,769		1,543	1,523
OPEXpp	ล้านบาท		1,022	1,022		1,022	1,022
OPEXpp (A/P)	ล้านบาท		1,022	1,022		1,022	1,022
Fuel Cost (FC)							
OPEXlng	ล้านบาท		16,508	16,792		18,069	18,069
OPEXlng (A/P)	ล้านบาท		16,508	16,646		17,715	17,719

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ต้นทุนวงจรชีวิตของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว แสดงถึงต้นทุนรวมระหว่างต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานเฉลี่ยต่อปีตามระยะเวลาการดำเนินงาน แสดงดังรูปที่ 4-1 โดยมีค่าลดลงเมื่อระยะเวลาดำเนินงานมากขึ้นจนสิ้นสุดโครงการที่ 30 ปี

ดังนั้น สามารถสรุปได้ว่าโครงการนี้มีอายุทางเศรษฐกิจมากกว่าอายุโครงการที่ 30 ปี โดยหลังจากครบอายุโครงการต้องพิจารณา วิเคราะห์ความคุ้มค่าในการปรับปรุงโรงไฟฟ้า (Renovate) ศึกษาถึงเหตุผลความจำเป็น ว่ายังมีความคุ้มค่าในการดำเนินงานต่อไปหรือไม่



รูปที่ 4-1 แสดงต้นทุนวงจรชีวิตของของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว

4.4 แบบจำลองหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

ขั้นตอนการคำนวณหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้า สามารถนำมาสร้างเป็นแบบจำลองหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว แสดงดังตารางที่ 4-3

ตัวแปรในแบบจำลองที่แสดงในตารางที่ 4-3 สามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่

- ตัวแปรที่ขีดเส้นได้ แสดงถึงข้อมูลในตัวแปรที่ได้มาจากข้อมูลจากแหล่งทุติยภูมิ
- ตัวแปรปกติ แสดงถึงข้อมูลตัวแปรที่ได้มาจากการคำนวณจากสมการ หรือหัวข้อที่แสดงการคำนวณไว้ในการศึกษานี้

ตารางที่ 8 แสดงแบบจำลองต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

หัวข้อ	ตัวแปร	ค่า	หน่วย	อ้างอิง
กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า	Cap	1,000	เมกะวัตต์	[1]
ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี	Yp	7,008	ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี	สมการ 2-1, ข้อ 3.4
▪ Plant Factor	PF	0.8		[23]
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า	QngCM	1,473,640,466	ลูกบาศก์เมตรต่อปี	สมการ 2-2, ข้อ 3.5
▪ ค่าอัตราการใช้ความร้อน	HR	7,631	บีทียูต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง	[30]
▪ ค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลิง	HV	1,027	บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต	[31]
ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า	QlngCM	2,456,067	ลูกบาศก์เมตรต่อปี	สมการ 3-3, ข้อ 3.8
	QlngMTPA	1.13	ล้านตันต่อปี	สมการ 2-3, ข้อ 3.6
	QlngMMBTU	60,507,524	ล้านบีทียูต่อปี	สมการ 4-3, ข้อ 4.1.4
ต้นทุนการลงทุนของโรงไฟฟ้า	CAPEXpp	21,672.00	ล้านบาท	สมการ 3-1, ข้อ 3.7
ต้นทุนรวมการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าที่อายุโครงการ 30 ปี	OPEXpp	30,650.05	ล้านบาท	สมการ 3-2, ข้อ 4.1.2
ต้นทุนการลงทุนของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว	CAPEXlt	17,833.47	ล้านบาท	สมการ 3-5, ข้อ 3.8.1
▪ ปริมาณกักเก็บของถังเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว	QTank	160,000	ลูกบาศก์เมตร	ข้อ 3.8.1
• ปริมาณกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวต่อเที่ยวเรือ	Qstrorage	122,803	ลูกบาศก์เมตร	สมการ 3-4, ข้อ 3.8
➢ จำนวนเที่ยวสูงสุดที่	MaxTrip	30	เที่ยว/ปี	ข้อ 3.8

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สามารถนำเรือเข้าเทียบท่า				
➢ ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติเหลว	ReserveLNG	50	%	ข้อ 3.8
▪ จำนวนของท่าเทียบเรือ	Nberth	1	หน่วย	ข้อ 3.8.1
▪ ความยาวของท่าเรือที่ยื่นออกไปในทะเล	Ljetty	3,000	เมตร	ข้อ 3.8.1
▪ กำลังการผลิตของชุดเปลี่ยนสถานะก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซ	Qregas	1.2	ล้านตันต่อปี	ข้อ 3.8.1
ต้นทุนรวมการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวที่อายุโครงการ 30 ปี	OPEXlt	22,802.86	ล้านบาท	สมการ 3-6, ข้อ 4.1.4
ต้นทุนรวมการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวที่อายุโครงการ 30 ปี	OPEXlng	536,256.51	ล้านบาท	สมการ 3-8, ข้อ 4.1.5
▪ ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตนำเข้า	Plng	-	บาทต่อล้านบีทียู	สมการ 3.7, ตาราง 4-1
➢ ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่นำเข้าโดยประเทศญี่ปุ่น	PlngJP	-	บาทต่อล้านบีทียู	[36]
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย	Unit Cost	2.99	บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง	สมการ 4-1, ข้อ 4.2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 5

สรุปผลการศึกษา ข้อจำกัดและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการศึกษา

งานศึกษานี้ได้วิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว โดยแบ่งเป็นส่วนประกอบหลักๆ ได้แก่ ต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า ต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานของท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว ต้นทุนการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว และสร้างเป็นแบบจำลองโครงสร้างต้นทุน โดยใช้ข้อมูลเชิงทุติยภูมิมาทำการประเมินราคาต้นทุน และสร้างสมมติฐานของการดำเนินงานของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว เพื่อคาดการณ์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย ซึ่งจากผลการประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยได้เท่ากับ 2.95 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

โดยปัจจัยที่คาดว่าจะส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของโครงการที่โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว ได้แก่ กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (เมกะวัตต์) ค่าอัตราการใช้ความร้อนจากเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (บีทียูต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง) ค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลิง (บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต) และการเปลี่ยนแปลงของราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู) นำมาวิเคราะห์ความอ่อนไหวได้ผลแสดงดังตารางที่ 5-1 และตารางที่ 5-2

ตารางที่ 9 แสดงปัจจัยของกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าและค่าอัตราการใช้ความร้อนจากเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ที่ส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)							
Heat Rate	**กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (เมกะวัตต์)**						
(BTU/kWh)	**700**	**1,000**	**1,300**	**1,600**	**1,900**	**2,200**	**2,500**
7,331	2.870	2.847	2.835	2.838	2.834	2.829	2.824
7,431	2.905	2.882	2.869	2.873	2.869	2.863	2.859
7,531	2.939	2.917	2.904	2.907	2.904	2.898	2.894
7,631	2.974	2.951	2.939	2.942	2.938	2.933	2.929
7,731	3.009	2.986	2.987	2.977	2.973	2.968	2.963
7,831	3.044	3.021	3.022	3.012	3.008	3.002	2.998
7,931	3.079	3.055	3.057	3.050	3.043	3.037	3.033

ตารางที่ 10 แสดงปัจจัยของค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลิง และการเปลี่ยนแปลงของราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว ที่ส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)							
การเปลี่ยนแปลงราคา LNG (USD/MMBTU)	**Heating Value (BTU/Cubic Foot)**						
	967	**987**	**1,007**	**1,027**	**1,047**	**1,067**	**1,087**
Decrease 1.5	2.661	2.613	2.567	2.523	2.481	2.440	2.401
Decrease 1.0	2.813	2.762	2.713	2.666	2.621	2.577	2.535
Decrease 0.5	2.964	2.910	2.858	2.808	2.760	2.714	2.670
Not Change	3.115	3.058	3.003	2.951	2.900	2.851	2.804
Increase 0.5	3.266	3.206	3.148	3.093	3.040	2.988	2.939
Increase 1.0	3.418	3.354	3.294	3.235	3.179	3.125	3.073
Increase 1.5	3.569	3.503	3.439	3.378	3.319	3.262	3.208

วิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยพบว่า

การเปลี่ยนแปลงของกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงเท่ากับร้อยละ 0.003

การเปลี่ยนแปลงของค่าอัตราการใช้ความร้อนจากเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเพิ่มขึ้นเท่ากับร้อยละ 0.035

การเปลี่ยนแปลงของค่าความร้อนที่เกิดขึ้นต่อปริมาณเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงเท่ากับร้อยละ 0.259

การเปลี่ยนแปลงของราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเพิ่มขึ้นเท่ากับร้อยละ 28.49

ซึ่งปัจจัยการเปลี่ยนแปลงของราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้ามากที่สุดซึ่งถ้ามีการดำเนินโครงการ ควรจะต้องมีมาตรการป้องกันการเปลี่ยนแปลงของราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว โดยอาจจะเป็นสัญญาราคาก๊าซธรรมชาติระยะยาว หรือมีการปกป้องความเสี่ยงของการผันผวนของราคา (Hedging) โดยวิธีอื่นๆ เช่น รูปแบบตราสารอนุพันธ์ ในการซื้อสิทธิในการถือครองสำหรับการซื้อหรือการขาย (Option)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.2 ข้อจำกัดและข้อเสนอแนะ

ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษานี้ใช้ข้อมูลเชิงทุติยภูมิในการประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยจากแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว อาจทำให้มีความคลาดเคลื่อนของผลลัพธ์ที่ได้ ถ้าสามารถใช้ข้อมูลที่ถูกต้องมาใส่ในแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนโครงการนี้ จะทำให้ผลลัพธ์มีความถูกต้อง แม่นยำมากขึ้น

เนื่องจากข้อมูลค่าคาดการณ์ราคาการนำเข้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว ในการศึกษาครั้งนี้ใช้ข้อมูลเชิงทุติยภูมิ ซึ่งปัจจัยการเปลี่ยนแปลงของราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยมากที่สุด ทำให้ข้อมูลต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยที่ประเมินได้อาจมีความแตกต่างจากค่าคาดการณ์ได้

ข้อมูลอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา ในการศึกษาครั้งนี้ไม่ได้ทำการศึกษาผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ซึ่งอาจทำให้ต้นทุนรวมปรับเปลี่ยนได้

งานศึกษานี้นำเสนอแบบจำลองโครงสร้างต้นทุนในรูปแบบจากบนลงล่าง (Top-Down Management) ซึ่งยังขาดในส่วนรูปแบบของ Bottom up ซึ่งเป็นการกำหนดจากต้นทุนต่อหน่วยเพื่อนำไปสู่ระดับนโยบาย เพื่อหาต้นทุนการลงทุน และต้นทุนการดำเนินงานที่เหมาะสม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บรรณานุกรม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2558). **แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579**.

[2] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2558). **แผนที่ระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้าแบบหมายเลข EPS 2002**.

[3] กระทรวงพลังงาน. (2558). **แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558-2579**.

[4] ฝ่ายสื่อสารองค์กร บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน). (2559). **LNG ก๊าซนี้มีที่มา**. หน้าที่ 1-26.

[5] ConocoPhillips. **Optimized Cascade Process**. สืบค้นเมื่อ 19 ต.ค. 61, จาก http://lnglicensing.conocophillips.com/what-we-do/lng-technology/optimized-cascade-process/

[6] ลาวัณย์ ตันหยงมาศกุล. (2015). ครอบครัว PTTLNG. LNG LONG LOVE LIFE. หน้าที่ 8-9.

[7] Marinelog. (2017). **Tokyo Gas orders 177,000 cu.m Moss type LNG tanker**. สืบค้นเมื่อ 14 ก.ย. 61, จาก https://www.marinelog.com/docs/NEWSMMVII/2007nov00120.html

[8] Oman LNG. **Transporting LNG**. สืบค้นเมื่อ 14 ก.ย. 61, จาก http://omanlng.com/en/OmanLNGValueChain/Pages/TransportingLNG.aspx

[9] QATARGAS. **QATARGAS' Chartered fleet**. สืบค้นเมื่อ 2 ก.ย. 61, จาก http://www.qatargas.com/english/operations/qatargas-chartered-fleet

[10] Van Leeuwen. **Dunkerque LNG terminal**. สืบค้นเมื่อ 1 ก.ย. 61, จาก https://www.vanleeuwen.com/en/showcases/dunkerque-lng-terminal

[11] Jens Norrgard. (2108). **LNG terminals – land based vs. floating storage and regasification technology**. สืบค้นเมื่อ 12 ก.ย. 61, จาก https://www.wartsila.com/twentyfour7/in-detail/lng-terminals-land-based-vs-floating-storage-and-regasification-technology

[12] Wartsila. (2018). **Small and medium scale LNG terminals**. หน้าที่ 1-15.

[13] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. **หลักการเกี่ยวกับไฟฟ้า**. สืบค้นเมื่อ 10 ก.ย. 61, จาก http://www.ned.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=140&Itemid=203

[14] Balance Energy. (2014). **ระบบการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย**. สืบค้นเมื่อ 10 ก.ย. 61, จาก http://www.balanceenergythai.com/ระบบการผลิตไฟฟ้า/

[15] Hiram Henriquez. (2015). **Combined-Cycle Technology**. สืบค้นเมื่อ 10 ก.ย. 61, จากhttp://visualoop.com/infographics/combined-cycle-technology

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[16] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. **โรงไฟฟ้าจะนะ**. สืบค้นเมื่อ 12 ก.ย. 61, จาก http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=2587&Itemid=117

[17] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. **โรงไฟฟ้าพระนครใต้.** สืบค้นเมื่อ 12 ก.ย. 61, จาก http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=2541&Itemid=117

[18] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. **โรงไฟฟ้าบางปะกง**. สืบค้นเมื่อ 12 ก.ย. 61, จาก http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=2495&Itemid=117

[19] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. **โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ**. สืบค้นเมื่อ 12 ก.ย. 61, จาก http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=2516&Itemid=117

[20] Jennifer Jackson. (2018). **Benefits of Single-Shaft Combined Cycle Plants**. สืบค้นเมื่อ 12 ก.ย. 61, จาก https://www.powermag.com/benefits-of-single-shaft-combined-cycle-power-plants/

[21] EIA. (2016). **Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants**.

[22] สุดลพ รัตนเกื้อกังวาน. (2559). **การศึกษาเปรียบเทียบถ่านโค้กเพื่อผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย**. (ปริญญาวิศกรรมศาสตรมหาบัณฑิต). จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. ประเทศไทย.

[23] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. **โรงไฟฟ้ายิ่งประสิทธิภาพสูง ยิ่งช่วยลดโลกร้อน**. สืบค้นเมื่อ 5 ก.ย. 61, จาก http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=359:article-effective-generator-saving-world&catid=38

[24] EIA. (2018). **How much coal, natural gas, or petroleum is use to generate a kilowatthour of electricity?**. สืบค้นเมื่อ 10 ก.ย. 61, จาก https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=667&t=3

[25] International Gas Union (IGU). (2012). **Natural Gas Conversion Guide**.

[26] Investopedia. **Time Value of Money – TVM**. สืบค้นเมื่อ 20 ก.ย. 61, จาก https://www.investopedia.com/terms/t/timevalueofmoney.asp

[27] ภูวนัย แสงกาศนีย์. (2554). **การศึกษาความสำเร็จในการจัดตั้งสถานีรับก๊าซธรรมชาติเหลว**. (ปริญญาวิศกรรมศาสตรมหาบัณฑิต). จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. ประเทศไทย.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[28] สุกัญญา ศิริพันธ์. (2558) **ผลกระทบจากการใช้ก๊าซธรรมชาติเหลวที่มีต่อราคาไฟฟ้าของประเทศไทย**. (ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต). จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. ประเทศไทย.

[29] กิตติญา กฤติยรังสิต. (2554). **การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ**. (ปริญญาวิศกรรมศาสตรมหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี. ประเทศไทย.

[30] EIA (2018). **Average Tested Heat Rates by Prime Mover and Energy Source**, 2007 – 2016. สืบค้นเมื่อ 10 ก.ย. 61, จาก https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_08_02.html

[31] EIA (2018). **Average Quality of Fossil Fuel Receipts for the Electric Power Industry**, 2006 through 2016. สืบค้นเมื่อ 10 ก.ย. 61, จาก https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_07_03.html

[32] Leigh Fisher. (2016). **Electricity Generation Costs and Hurdle Rates**.

[33] ARUP. (2017). **Gas and LNG Storage-The Future of Modular LNG Tanks**. สืบค้นเมื่อ 12 ก.ย. 61, จาก https://www.arup.com

[34] PTTLNG. (2016). **ข้อมูลการดำเนินงาน และความก้าวหน้าการดำเนินงาน**. สืบค้นเมื่อ 16 ก.ย. 61, จาก http://www.pttlng.com/f_content.aspx?str=YOzavQnNorvEfGKlbVrB%2bg%3d%3d

[35] PTTLNG. (2018). **อัตราค่าบริการ.** สืบค้นเมื่อ 16 ก.ย. 61, จาก http://www.pttlng.com/index.aspx?str=FXK6v4Ce6nIRfxlPGGdpAw%3d%3d#service

[36] Misha Gusev. (2018). **Natural Gas Prices Forecast: Long Term 2018 to 2030/ Data and Charts**. สืบค้นเมื่อ 1 ก.ย. 61, จาก http://morocco.opendataforafrica.org/ncszerf/natural-gas-prices-forecast-long-term-2018-to-2030-data-and-charts?lang=en

[37] RYT9. (2560). **ทริสเรทติ้งจัดอันดับเครดิตองค์กร กฟผ. ที่ AAA ด้วยแนวโน้ม Stable/ หุ้นและการเงิน.** สืบค้นเมื่อ 20 ก.ย. 61, จาก https://www.ryt9.com/s/trsn/2672509

[38] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2015). **ต้นทุนภายนอกของโรงไฟฟ้าถ่านหิน.** สืบค้นเมื่อ 20 ก.ย. 61, จาก https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=980:egatnews-20150612-01&catid=49&Itemid=251

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายเศฏฐศิษฎ์ มุสิพรม
วัน เดือน ปี เกิด	2 กรกฎาคม 2525
สถานที่เกิด	กรุงเทพฯ
วุฒิการศึกษา	มหาวิทยาลัยจุฬาลงกรณ์
ที่อยู่ปัจจุบัน	
ผลงานตีพิมพ์	การประชุมวิชาการนำเสนอผลงานวิจัยระดับบัณฑิตศึกษาแห่งชาติ ครั้งที่ 47

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY