การศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

โดย

ภูริภัทร ชาดิษฐ์

การค้นคว้าอิสระนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต สาขาวิชานวัตกรรมทางธุรกิจ
โครงการหลักสูตรปริญญาโทออนไลน์
มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
ปีการศึกษา 2568

Ref. code: 25686733145244RKH

COST-BENEFIT ANALYSIS OF INSTALLING A FUEL CELL SYSTEM FOR ONSHORE COMPRESSOR STATION OF PTT PUBLIC COMPANY LIMITED

BY

PURIPAT CHADIT

‘

AN INDEPENDENT STUDY SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT OF THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF MASTER OF BUSINESS ADMINISTRATION PROGRAM IN BUSINESS INNOVATION TUXSA ONLINE MASTER’S DEGREE PROGRAM THAMMASAT UNIVERSITY ACADEMIC YEAR 2025

Ref. code: 25686733145244RKH

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
โครงการหลักสูตรปริญญาโทออนไลน์
การค้นคว้าอิสระ

ของ

ภูริภัทร ชาดิษฐ์

เรื่อง

การศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ได้รับการตรวจสอบและอนุมัติ ให้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต สาขานวัตกรรมทางธุรกิจ

เมื่อ วันที่ 26 ธันวาคม พ.ศ. 2568

ประธานกรรมการสอบค้นคว้าอิสระ _____
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มณเฑียร สติมานนท์)

กรรมการและอาจารย์ที่ปรึกษาค้นคว้าอิสระ _____
(รองศาสตราจารย์ ดร.ภูรี สิรสุนทร)

ประธานคณะกรรมการบริหารการศึกษาแบบออนไลน์ _____
(รองศาสตราจารย์ ดร.ดำรงค์ อดุลยฤทธิกุล)

หัวข้อการค้นคว้าอิสระ	การศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
ชื่อผู้เขียน	ภูริภัทร ชาดิษฐ์
ชื่อปริญญา	บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต (นวัตกรรมทางธุรกิจ)
สาขาวิชา/คณะ/มหาวิทยาลัย	โครงการหลักสูตรปริญญาโทอนไลน์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษาการค้นคว้าอิสระ	รองศาสตราจารย์ ดร.ภูรี สิรสุนทร
ปีการศึกษา	2568

บทคัดย่อ

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า ทดแทนการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากภายนอกสำหรับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นโครงสร้างพื้นฐานที่มีความสำคัญต่อความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ สำหรับการศึกษานี้เลือกใช้ระบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็ง (Solid Oxide Fuel Cell: SOFC) เนื่องจากมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าสูง สามารถใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเหมาะสมกับการผลิตไฟฟ้าในระดับอุตสาหกรรม

ระเบียบวิธีวิจัยใช้การวิเคราะห์ความคุ้มค่าโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์ โดยพิจารณาต้นทุนและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการ ประกอบด้วยต้นทุนการลงทุนเริ่มต้น ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา ตลอดจนผลประโยชน์ทางตรงและผลประโยชน์ทางอ้อม สำหรับการประเมินความคุ้มค่าใช้ตัวชี้วัด ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (Net Present Value หรือ NPV) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return หรือ IRR) ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit–Cost Ratio หรือ B/C Ratio) นอกจากนี้ยังมีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวและการวิเคราะห์จุดคุ้มทุน เพื่อประเมินความเสี่ยงของโครงการภายใต้การเปลี่ยนแปลงของปัจจัย เช่น ราคาก๊าซธรรมชาติ ราคาค่าไฟฟ้า ต้นทุนเทคโนโลยี และประสิทธิภาพของระบบเซลล์เชื้อเพลิง

ผลการศึกษาพบว่า ภายใต้กรณีฐาน ผลการวิเคราะห์ภายใต้กรณีฐาน พบว่าโครงการยังไม่สามารถสร้างความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ได้ สะท้อนให้เห็นว่าโครงสร้างต้นทุนของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะต้นทุนการลงทุนเริ่มต้นและต้นทุนเชื้อเพลิง ยังคงเป็นข้อจำกัดสำคัญ

Ref. code: 25686733145244RKH

ต่อความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เมื่อเปรียบเทียบกับการซื้อไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายในบริบทของประเทศไทย ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวชี้ให้เห็นว่าโครงการมีความอ่อนไหวสูงต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติและราคาค่าไฟฟ้า โดยในกรณีที่ราคาก๊าซธรรมชาติลดลง หรือราคาค่าไฟฟ้ามีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นในระยะยาว โครงการสามารถเปลี่ยนสถานะจากไม่คุ้มค่าเป็นคุ้มค่าได้ นอกจากนี้ การกำหนดอายุโครงการและโครงสร้างต้นทุนที่เหมาะสมยังมีบทบาทสำคัญต่อการเข้าสู่จุดคุ้มทุนของโครงการ

การศึกษานี้ให้ข้อค้นพบที่สามารถใช้เป็นข้อมูลประอบการตัดสินใจเชิงกลยุทธ์สำหรับการลงทุนในเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงในภาคโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน และสามารถใช้เป็นแนวทางในการขยายผลการประยุกต์ใช้พลังงานสะอาดในองค์กรขนาดใหญ่ เพื่อสนับสนุนความมั่นคงทางพลังงานควบคู่กับการพัฒนาที่ยั่งยืนของประเทศ

คำสำคัญ: ระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า, ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์, การผลิตไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม

Ref. code: 25686733145244RKH

Independent Study Title	COST-BENEFIT ANALYSIS OF INSTALLING A FUEL CELL SYSTEM FOR ONSHORE COMPRESSOR STATION OF PTT PUBLIC COMPANY LIMITED
Author	Puripat Chadit
Degree	Master of Business Administration (Business Innovation)
Major Field/Faculty/University	TUXSA Online Master's Degree Program Thammasat University
Independent Study Advisor	Associate Professor Puree Sirasoontorn, Ph.D.
Academic Year	2025

ABSTRACT

This study aims to evaluate the economic feasibility of installing a fuel cell–based power generation system to replace electricity purchased from external sources for the gas compression stations of PTT Public Company Limited. In this study, a solid oxide fuel cell (SOFC) system is selected due to its high electrical efficiency, ability to utilize natural gas as fuel, and suitability for industrial-scale power generation.

The economic research methodology is based on a economic, cost-benefit analysis framework, considering economic costs and benefits over the project lifetime. The feasibility analysis includes initial capital investment, operation and maintenance costs, as well as both direct and indirect benefits. Economic feasibility is evaluated using standard financial indicators, namely net present value (NPV), internal rate of return (IRR), payback period, and benefit–cost ratio (B/C Ratio). In addition, sensitivity analysis and break-even analysis are conducted to assess project risks under variations in key parameters, including natural gas prices, electricity tariffs, technology costs, and fuel cell system efficiency.

The results of the study indicate that, under the base-case scenario, the project is not economically feasible. This finding reflects that the cost structure of the fuel cell power generation system, particularly the high initial capital investment and

Ref. code: 25686733145244RKH

fuel costs, remains a key constraint on its economic feasibility when compared with purchasing electricity from the grid. However, the sensitivity analysis reveals that the project is highly sensitive to changes in natural gas prices and electricity tariffs. In scenarios where natural gas prices decrease or electricity prices exhibit an upward trend in the long term, the project can shift from being economically unviable to economically viable. In addition, the appropriate determination of project lifetime and cost structure plays a significant role in enabling the project to reach its break-even point.

This study provides insights to support strategic investment decision-making regarding fuel cell technologies in energy infrastructure and offers guidance for scaling up the adoption of clean energy technologies in large organizations, thereby enhancing energy security alongside sustainable national development.

Keywords: Solid Oxide Fuel Cell, Economic Feasibility, Industrial Power Generation

Ref. code: 25686733145244RKH

กิตติกรรมประกาศ

การศึกษาวิจัยฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยความกรุณาและความช่วยเหลือจากหลายฝ่าย ผู้วิจัยขอขอบพระคุณอย่างสูงต่อ รองศาสตราจารย์ ดร.ภูรี สิรสุนทร อาจารย์ที่ปรึกษาการศึกษาค้นคว้าอิสระ ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำ ข้อเสนอแนะ และตรวจแก้ไขงานวิจัยอย่างใกล้ชิดด้วยความเอาใจใส่และความเชี่ยวชาญทางวิชาการ โดยเฉพาะด้านเศรษฐศาสตร์พลังงาน ซึ่งเป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการพัฒนาคุณภาพของงานวิจัยฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มณเฑียร สติมานนท์ ประธานกรรมการสอบการศึกษาค้นคว้าอิสระ ที่ได้กรุณาสละเวลาให้ข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะอันมีคุณค่า ซึ่งช่วยให้งานวิจัยมีความถูกต้อง ครบถ้วน และสอดคล้องกับหลักวิชาการมากยิ่งขึ้น

ผู้วิจัยขอขอบคุณบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ที่ได้ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูล คำปรึกษา และรายละเอียดที่จำเป็นสำหรับการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิง ซึ่งเป็นส่วนสำคัญที่ทำให้การศึกษานี้สามารถดำเนินการได้อย่างสมบูรณ์

นอกจากนี้ ผู้วิจัยขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ของ TUXSA และผู้ที่เกี่ยวข้องทุกท่าน ที่ให้ความช่วยเหลือและอำนวยความสะดวกด้านต่างๆ ตลอดระยะเวลาการศึกษา

สุดท้ายนี้ผู้วิจัยขอขอบคุณครอบครัว เพื่อน และผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องทุกท่าน ที่ได้ให้กำลังใจ ความช่วยเหลือ และการสนับสนุนทั้งด้านเวลาและกำลังใจตลอดระยะเวลาการจัดทำงานวิจัยฉบับนี้ จนสามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่างานวิจัยฉบับนี้จะเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาองค์ความรู้ด้านเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงและการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพลังงาน และสามารถนำไปใช้เป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจเชิงนโยบายหรือเชิงกลยุทธ์สำหรับหน่วยงานด้านพลังงานและองค์กรที่เกี่ยวข้องในอนาคต

ภูริภัทร ชาดิษฐ์

Ref. code: 25686733145244RKH

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	(1)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	(3)
กิตติกรรมประกาศ	(5)
สารบัญตาราง	(11)
สารบัญภาพ	(13)
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์การศึกษา	4
1.3 ขอบเขตการศึกษา	4
1.4 ประโยชน์ที่ได้รับ	5
บทที่ 2 วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	6
2.1 ทฤษฎีและวิธีการประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์	6
2.1.1 การวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยชน์ (Cost-Benefit Analysis: CBA)	6
2.1.2 การวิเคราะห์ต้นทุนต่ำสุด (Cost Minimization Analysis: CMA)	6
2.1.3 การวิเคราะห์ประสิทธิผลของต้นทุน (Cost Effectiveness Analysis: CEA)	7
2.1.4 การวิเคราะห์ต้นทุน-อรรถประโยชน์ (Cost-Utility Analysis: CUA)	7
2.2 แนวคิดและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์	8
2.2.1 ต้นทุนของเงินทุน (Cost of capital)	8

Ref. code: 25686733145244RKH

2.2.2 แนวคิดทางด้านต้นทุน (Cost) 8
2.2.3 แนวคิดทางด้านผลประโยชน์ 9
2.2.4 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการประเมินโครงการ 10
2.2.4.1 อัตราคิดลด (Discount Rate) 10
2.2.4.2 ต้นทุนวงจรอายุ (Life Cycle Costing: LCC) 10
2.2.4.3 มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (Net Present Value: NPV) 11
2.2.4.4 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal rate of return: IRR) 12
2.2.4.5 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) 13
2.2.4.6 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C Ratio) 14
2.2.4.7 ต้นทุนทางการเงินถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) 14
2.2.4.8 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break-Even Analysis) 15
2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 16
2.3.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการจากต่างประเทศ 16
2.3.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการในประเทศไทย 18
2.4 ความแตกต่างของการศึกษาครั้งนี้กับงานวิจัยในอดีต 30
2.5 การพิจารณาเลือกวิธีการวิเคราะห์ที่เหมาะสมกับงานวิจัย 30

บทที่ 3 ระเบียบวิธีการศึกษา 32

3.1 กรอบแนวคิดในการศึกษา 32
3.1.1 ศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) 34
3.1.2 การระบุต้นทุนในการลงทุนตลอดโครงการทั้งทางตรงและทางอ้อม 34
3.1.3 การระบุผลประโยชน์ของการลงทุนตลอดโครงการทั้งทางตรงและทางอ้อม 34

Ref. code: 25686733145244RKH

3.1.4 การเลือกใช้ตัวแทนการประมาณค่าต้นทุนและผลประโยชน์ และแหล่งข้อมูล 34
3.1.5 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าจองโครงการ และเกณฑ์ในการตัดสินใจ NPV, IRR, Payback Peroid, B/C Ratio 34
3.1.6 วิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) 35
3.1.7 สรุปผลการศึกษา 35
3.2 รายละเอียดของโครงการ 35
3.2.1 ขั้นตอนการดำเนินโครงการ 36
3.2.1.1 ระยะที่ 1 ช่วงการก่อสร้างโครงการ 36
3.2.1.2 ระยะที่ 2 ช่วงการทดสอบการเดินระบบ (Commissioning) 37
3.2.1.3 ระยะที่ 3 ช่วงการดำเนินงานและการบำรุงรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า 39
3.2.2 ข้อกำหนดและคุณลักษณะของโครงการ 39
3.2.2.1 ข้อกำหนดด้านพื้นที่ 39
3.2.2.2 ข้อกำหนดด้านความต้องการไฟฟ้าของสถานีชายฝั่ง 40
3.2.2.3 ข้อกำหนดด้านอายุโครงการ 40
3.2.2.4 ข้อกำหนดด้านสัญญาการซื้อไฟฟ้า 40
3.2.2.5 คุณลักษณะของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC 41
3.3 ข้อสมมติในการศึกษา 43
3.3.1 ข้อสมมติด้านสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า 44
3.3.2 ข้อสมมติด้านราคาก๊าซธรรมชาติ 44
3.3.3 ข้อสมมติด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า 44
3.3.4 ข้อสมมติด้านต้นทุนการบำรุงรักษา 44
3.3.5 ข้อสมมติด้านอัตราคิดลด 44
3.3.6 ข้อสมมติฐานด้านอายุโครงการ 46
3.4 ต้นทุนของโครงการ 46
3.4.1 ตัวแทนในการประมาณค่าต้นทุน 47
3.4.1.1 ตัวแทนการประมาณค่าต้นทุนเริ่มต้นทางตรง 47
3.4.1.2 ตัวแทนการประมาณค่าต้นทุนเริ่มต้นทางอ้อม 48
3.4.1.3 ตัวแทนการประมาณค่าต้นทุนในการดำเนินงานทางตรง 48
3.4.1.4 ตัวแทนการประมาณค่าต้นทุนในการดำเนินงานทางอ้อม 48

Ref. code: 25686733145244RKH

3.4.2 แหล่งข้อมูลสำหรับการประมาณค่าต้นทุน 49
3.4.2.1 แหล่งข้อมูลปฐมภูมิ 49
3.4.2.2 แหล่งข้อมูลทุติยภูมิ 51
3.5 ผลประโยชน์ของโครงการ 51
3.5.1 ตัวแทนในการประมาณค่าผลประโยชน์ 52
3.5.1.1 ตัวแทนในการประมาณค่าผลประโยชน์ทางตรง 52
3.5.1.2 ตัวแทนในการประมาณค่าผลประโยชน์ทางอ้อม 53
3.5.2 แหล่งข้อมูลสำหรับการประมาณค่าผลประโยชน์ 53
3.5.2.1 แหล่งข้อมูลปฐมภูมิ 53
3.5.2.2 แหล่งข้อมูลทุติยภูมิ 54
3.6 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ และเกณฑ์เพื่อการตัดสินใจ 54
3.6.1 มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (Net Present Value: NPV) 54
3.6.2 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal rate of return: IRR) 55
3.6.3 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) 56
3.6.4 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C Ratio) 56
3.7 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว 57
3.8 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break-Even Analysis) 59

บทที่ 4 ผลการศึกษา 60

4.1 ผลการประมาณการมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ตลอดช่วงอายุโครงการ 60
4.1.1 ผลการประมาณการมูลค่าต้นทุนทางตรงและทางอ้อม 60
4.1.2 ผลการประมาณการมูลค่าผลประโยชน์ทั้งทางตรงและทางอ้อม 61
4.2 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ 61
4.3 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว 63
4.3.1 การปรับราคาก๊าซธรรมชาติ 63
4.3.2 การปรับอัตราค่าไฟฟ้า 65
4.3.3 การปรับต้นทุนของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า 68
4.3.4 การปรับราคาขาย Carbon Credit ในตลาดก๊าซเรือนกระจก 70
4.3.5 การปรับประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าที่ได้จากระบบเซลล์เชื้อเพลิง ผลิตไฟฟ้าประเภท SOFC 73

Ref. code: 25686733145244RKH

4.3.6 การปรับระยะเวลาการใช้งานหรืออายุของโครงการ 76
4.4 ผลการวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break Even Analysis) 79
4.4.1 การลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติ 79
4.4.2 การปรับเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า 80
4.4.3 กรณีที่อายุโครงการลดลง 81
4.5 สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ 82

บทที่ 5 สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ 85

5.1 สรุปผลการศึกษา 85
5.2 ข้อเสนอแนะสำหรับโครงการ 86
5.2.1 การพิจารณาช่วงเวลาที่เหมาะสมในการลงทุน 86
5.2.2 การติดตามนโยบายภาครัฐ กลไกราคาค่าไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และคาร์บอนเครดิต 87
5.2.3 การพัฒนาในรูปแบบผสมผสาน (Hybrid System) 87
5.3 ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาในอนาคต 87
5.3.1 แนวทางการวิจัยเพิ่มเติมภายใต้ข้อจำกัดด้านพื้นที่ 87
5.3.2 การวิเคราะห์เชิงสถานการณ์ (Scenario Analysis) 87
5.3.3 การวิเคราะห์ผลของขนาดโครงการและ (Economy of Scale) 88

รายการอ้างอิง 89

ภาคผนวก
ภาคผนวก ก การดำเนินงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ 92
ภาคผนวก ข สถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง 97
ภาคผนวก ค หลักการพื้นฐานของเซลล์เชื้อเพลิง 98

Ref. code: 25686733145244RKH

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	บทสรุปประเด็นที่สำคัญของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการ	23
2.2	ผลการพิจารณาความเหมาะสมของวิธีการวิเคราะห์กับงานวิจัย	30
3.1	ขั้นตอนการศึกษาและวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)	40
3.2	คุณลักษณะด้านการผลิตไฟฟ้า	41
3.3	ประเภทของเชื้อเพลิงคุณลักษณะด้านเชื้อเพลิง	41
3.4	ประสิทธิภาพของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC	42
3.5	การปล่อยมลพิษของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC	42
3.6	คุณลักษณะทางกายภาพของของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC	43
3.7	ต้นทุนในการลงทุนเริ่มต้นและต้นทุนในการดำเนินการ	46
3.8	รายการข้อมูลและแหล่งข้อมูลปฐมภูมิสำหรับประเมินค่าต้นทุน	49
3.9	รายการข้อมูลและแหล่งข้อมูลทุติยภูมิสำหรับประเมินค่าต้นทุน	51
3.10	รายการผลประโยชน์ทางตรงและผลประโยชน์ทางอ้อม	52
3.11	รายการข้อมูลและแหล่งข้อมูลปฐมภูมิสำหรับประเมินค่าผลประโยชน์	53
3.12	รายการข้อมูลและแหล่งข้อมูลทุติยภูมิสำหรับประเมินค่าผลประโยชน์	54
3.13	การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยการนำเข้าด้านต่างๆ	57
4.1	การวิเคราะห์ทางการเงินตามหลักเกณฑ์ของการประเมินโครงการ	62
4.2	เปรียบเทียบผลกรณีราคาก๊าซธรรมชาติลดลง 50% กับกรณีฐาน	64
4.3	เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีราคาค่าไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้น	67
4.4	เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิดลดลง 50%	69
4.5	เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีการปรับตัวของราคาขาย Carbon Credit เป็นเพิ่มขึ้น 20% กับกรณีฐาน	72
4.6	เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีที่ประสิทธิภาพ SOFC เพิ่มขึ้น 10% กับกรณีฐาน	74

Ref. code: 25686733145244RKH

4.7	เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีที่ประสิทธิภาพ SOFC ลดลง 6% กับกรณีฐาน	75
4.8	เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีที่อายุโครงการเพิ่มขึ้น 5 ปีกับกรณีฐาน	76
4.9	เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีที่อายุโครงการลดลง 5 ปีกับกรณีฐาน	78
4.10	ผลการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโครงการกรณีที่ราคาก๊าซธรรมชาติลดลง 50%	80
4.11	ผลการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโครงการกรณีที่มีการปรับเพิ่มราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 3% ต่อปี	80
4.12	ผลการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโครงการกรณีที่อายุโครงการลดลง 5 ปี	81
4.13	สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าทุกให้ให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งทุกกรณี	83

Ref. code: 25686733145244RKH

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1.1	แสดงบริเวณพื้นที่สำหรับการศึกษาความคุ้มค่าสำหรับการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง แสดงอยู่ในเส้นประสีแดง	4
3.1	ขั้นตอนการศึกษาและวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)	84

Ref. code: 25686733145244RKH

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในสถานการณ์ปัจจุบันที่โลกกำลังเผชิญกับปัญหาหลายด้าน เช่น การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ การขาดแคลนทรัพยากรพลังงานฟอสซิล และการเสื่อมสภาพของสิ่งแวดล้อม พลังงานทางเลือกจึงกลายเป็นสิ่งจำเป็นในการสร้างความยั่งยืนทั้งในด้านสิ่งแวดล้อมและเศรษฐกิจ การพัฒนาพลังงานทดแทนที่สะอาดและยั่งยืนเป็นทางเลือกที่สำคัญในการลดการพึ่งพาพลังงานฟอสซิล เช่น น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ซึ่งทำให้เกิดมลพิษและปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ส่งผลกระทบต่อภาวะโลกร้อนและความมั่นคงทางสิ่งแวดล้อม

พลังงานทางเลือกที่ได้รับความสนใจในปัจจุบัน ประกอบไปด้วย พลังงานแสงอาทิตย์, พลังงานลม, พลังงานชีวมวล, และพลังงานจากเซลล์เชื้อเพลิง โดยเฉพาะเซลล์เชื้อเพลิงที่มีความสำคัญในแง่ของการผลิตพลังงานที่สะอาดและมีประสิทธิภาพสูง โดยไม่ทำให้เกิดมลพิษจากการเผาไหม้หรือการปล่อยก๊าซที่เป็นอันตรายต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อม รวมถึงลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เป็นสาเหตุของปัญหาภาวะโลกร้อน

เทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) เป็นหนึ่งในเทคโนโลยีที่มีศักยภาพในการเปลี่ยนแปลงวิธีการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปัจจุบัน โดยที่เซลล์เชื้อเพลิงเป็นอุปกรณ์ ที่สามารถแปลงพลังงานเคมีไปเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง โดยใช้สารตั้งต้นที่มาจากพลังงานต้น กำเนิด เช่น ก๊าซไฮโดรเจน หรือก๊าซธรรมชาติต่างๆ ซึ่งเซลล์เชื้อเพลิงทำงานโดยใช้กระบวนการปฏิกิริยาเคมีระหว่างไฮโดรเจนและออกซิเจนเพื่อผลิตไฟฟ้าซึ่งแตกต่างจากเครื่องจักรที่ใช้การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานโดยไม่ทำให้เกิดมลพิษจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์หรือฝุ่นละอองที่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม เซลล์เชื้อเพลิงประกอบด้วยส่วนประกอบหลักสามส่วน ได้แก่ อิเล็กโทรไลต์ (Electrolyte), แอโนด (Anode) และ แคโทด (Cathode) ซึ่งอิเล็กโทรไลต์ทำหน้าที่เป็นตัวกลางในการส่งผ่านไอออน (Ions) ระหว่างแอโนดและแคโทด โดยที่แอโนดจะปล่อยอิเล็กตรอนออกจากไฮโดรเจนที่มีอยู่ ในขณะที่แคโทดจะรับอิเล็กตรอนจากอิเล็กโทรไลต์เพื่อทำปฏิกิริยากับออกซิเจนในอากาศ ผลลัพธ์จากกระบวนการนี้คือการผลิตพลังงานไฟฟ้าและน้ำ ซึ่งเป็นผลพลอยได้ที่ปลอดภัยและสะอาด

Ref. code: 25686733145244RKH

การใช้เซลล์เชื้อเพลิงในปัจจุบันมีการนำไปใช้ในหลายสาขา เช่น ยานยนต์ไฟฟ้าที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน (Hydrogen Fuel Cell Vehicles หรือ FCVs) ซึ่งมีข้อดีคือการเติมพลังงานได้เร็วและระยะทางที่สามารถขับได้ยาวนาน การใช้เซลล์เชื้อเพลิงในยานยนต์ไม่เพียงแต่ลดการปล่อยมลพิษจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล แต่ยังช่วยส่งเสริมการพัฒนาพลังงานที่สะอาดและยั่งยืน

นอกจากการใช้ในยานยนต์ไฟฟ้าแล้ว เซลล์เชื้อเพลิงยังสามารถนำไปใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในอุตสาหกรรม และการจัดหาพลังงานในสถานที่ที่ไม่มีการเข้าถึงแหล่งพลังงานไฟฟ้า เช่น ชุมชนในพื้นที่ห่างไกล หรือในพื้นที่ที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ อันเนื่องมาจากปัญหาทางด้านมลภาวะทางด้านเสียงและกลิ่นที่อาจจะกระทบกับชุมชนรอบข้างได้ หรือในสถานการณ์ฉุกเฉินที่ต้องการแหล่งพลังงานสำรอง เซลล์เชื้อเพลิงสามารถให้พลังงานได้อย่างมั่นคงและปลอดภัย

ประโยชน์ของเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงคือการลดการพึ่งพาพลังงานฟอสซิลและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งมีผลดีต่อการลดปัญหาภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ อีกทั้งยังเป็นการส่งเสริมความมั่นคงทางพลังงานของประเทศโดยการใช้แหล่งพลังงานที่สามารถผลิตได้ภายในประเทศ เช่น การผลิตไฮโดรเจนจากแหล่งน้ำ ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่หมดไปตามธรรมชาติ

ในด้านการพัฒนาเทคโนโลยี เซลล์เชื้อเพลิงมีความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น และต้นทุนต่ำลงอย่างต่อเนื่อง การวิจัยและพัฒนาในด้านวัสดุที่ใช้ในเซลล์เชื้อเพลิง เช่น การใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีประสิทธิภาพสูง และการลดการใช้ทองคำและโลหะหายากในกระบวนการผลิตจะช่วยให้เทคโนโลยีนี้สามารถนำไปใช้ในเชิงพาณิชย์ได้ในวงกว้างและทำให้มันมีความสามารถในการแข่งขันในตลาดพลังงาน ดังนั้นเซลล์เชื้อเพลิงจึงเป็นเทคโนโลยีที่สำคัญในภาวะปัจจุบัน ที่สามารถช่วยเปลี่ยนแปลงภาคพลังงานจากการพึ่งพาพลังงานฟอสซิลไปสู่การใช้พลังงานที่สะอาดและยั่งยืน ซึ่งมีศักยภาพในการลดผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและช่วยส่งเสริมความมั่นคงทางพลังงานในระดับโลก

สำหรับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรธรรมชาติ โดยมีนโยบายส่งเสริมด้าน Net Zero Emission ร่วมกับทางภาครัฐ จึงได้ทำการศึกษาเกี่ยวกับความเป็นไปได้ในการเลือกใช้พลังงานทางเลือกต่างๆ เพื่อใช้ร่วมกับการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อส่งก๊าซ

สายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มาหชน) มีหน้าที่หลักในการส่งก๊าซธรรมชาติเข้าสู่ภาคการผลิตต่างๆ เช่น การผลิตไฟฟ้า การผลิตในโรงงานอุตสาหกรรม รวมถึงสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นฟันเฟืองสำคัญของการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ โดยโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติจะประกอบไปด้วยระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก และระบบท่อ

Ref. code: 25686733145244RKH

ส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล มีความยาวรวม 4,255 กิโลเมตร[1] มีสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งซึ่งตั้งอยู่ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุต ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง ซึ่งเป็นสถานีต้นทางของการจ่ายก๊าซธรรมชาติของฝั่งตะวันออก โดยสถานีชายฝั่งจะดำเนินการรับก๊าซจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ซึ่งโรงแยกก๊าซธรรมชาติ มีหน้าที่ในการแยกสารประกอบไฮโดคาร์บอนชนิดต่างๆ ออกจากก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นการเพิ่มมูลค่าให้กับก๊าซธรรมชาติที่ได้จากอ่าวไทย ให้เกิดประโยชน์สูงสุด และส่งก๊าซธรรมชาติที่ได้หลังจากกระบวนการแยกก๊าซซึ่งเป็นก๊าซมีเทนเป็นหลัก เข้าสู่สถานีชายฝั่งเพื่อทำการเพิ่มความดันให้กับก๊าซธรรมชาติ ให้มีความดันเพียงพอที่จะผสมกับก๊าซ Liquefied Natural Gas (LNG) เพื่อปรับปรุงคุณภาพของก๊าซให้มีความเหมาะสม ก่อนที่จะส่งเข้าโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ท่อประธานเส้นที่ 4 และ 5 ไปให้กับลูกค้าในภาคส่วนต่างๆ ทั้งโรงไฟฟ้า โรงงานอุตสาหกรรม และสถานีบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ จะเห็นได้ว่าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติและสถานีชายฝั่งมีความสำคัญอย่างมากต่อระบบเศรษฐกิจและความมั่นคงของประเทศ เนื่องจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน

นอกจากนี้สถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง ยังสามารถส่งก๊าซ LNG ย้อนกลับไปให้ทางโรงแยกก๊าซธรรมชาติได้อีกด้วย เพื่อทำการปรับปรุงคุณภาพของก๊าซก่อนส่งเข้าโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และส่งไปยังลูกค้าภาคส่วนต่างๆ ผ่านโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ[2]

จะเห็นได้ว่าสถานีชายฝั่งเป็นสถานีหลักของโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออก โดยใช้พลังงานไฟฟ้าในปริมาณที่มาก อยู่ที่ 24-30 MW ซึ่งเป็นสถานีที่ใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุดของโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรามชาติ งานศึกษานี้จึงต้องการทดลองการใช้ระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าทดแทนการซื้อไฟฟฟ้าจากภายนอก โดยวิเคราะห์และเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ในการดำเนินโครงการ

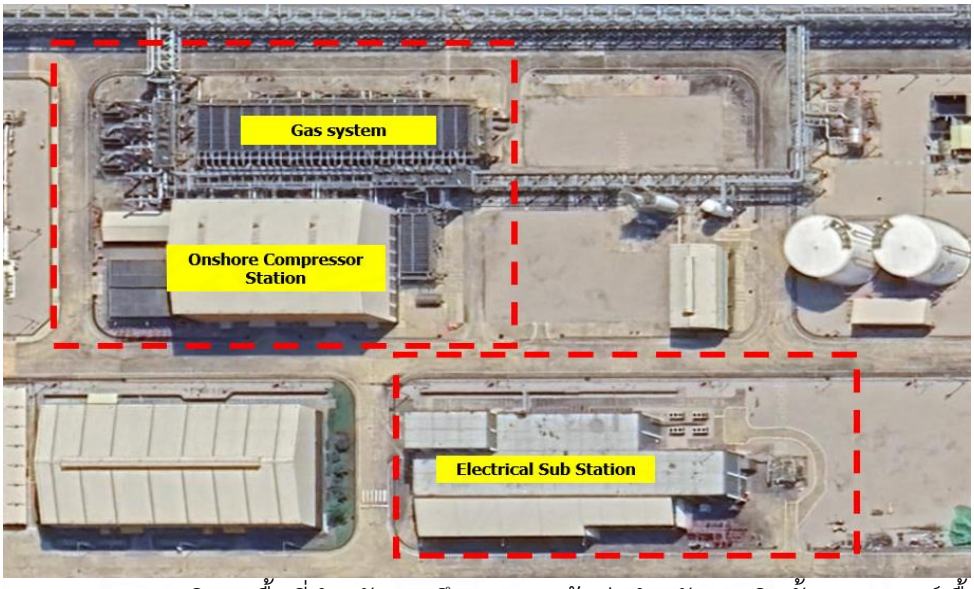
[1] สามารถดูรายละเอียดอยู่ในภาคผนวกข้อที่ 1

[2] รายะเอียดเพิ่มเติมดังภาคผนวกในข้อที่ 2 สถานีเพิ่มความดันก๊าซ

Ref. code: 25686733145244RKH

ภาพที่ 1.1

แสดงบริเวณพื้นที่สำหรับการศึกษาความคุ้มค่าสำหรับการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง แสดงอยู่ในเส้นประสีแดง



หมายเหตุ. ภาพแสดงบริเวณพื้นที่สำหรับการศึกษาความคุ้มค่าสำหรับการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง แสดงอยู่ในเส้นประสีแดง. ดัดแปลงจาก Google Earth (© Google, 2026). โดยผู้จัดทำ.

1.2 วัตถุประสงค์การศึกษา

เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าเพื่อทดแทนการซื้อไฟฟ้าในสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง

1.3 ขอบเขตการศึกษา

งานวิจัยนี้จะวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองโดยเปรียบเทียบกับการซื้อไฟฟ้าจากภายนอกให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง ซึ่งเป็นสถานีก๊าซหลักของสายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

Ref. code: 25686733145244RKH

ตั้งอยู่ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุต ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง โดยระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าที่จะศึกษานี้เป็นชนิดเซลล์เชื้อเพลิงประเภท[3] ซึ่งเป็นระบบที่เหมาะสมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าปริมาณมาก มีประสิทธิภาพสูง มีอายุการใช้งานยาวนาน และสามารถใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

1.4 ประโยชน์ที่ได้รับ

1. ทราบถึงความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า เพื่อทดแทนการซื้อไฟฟ้าให้แก่สถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง ในด้านการเงินผ่านการศึกษาต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์

2. ทราบถึงปริมาณการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก เนื่องจากเซลล์เชื้อเพลิงมีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าโดยไม่ปล่อยมลพิษหรือปล่อยมลพิษในระดับที่ต่ำมาก

3. ตัวชี้วัดในการตัดสินใจ ลงทุนติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า เพื่อทดแทนการซื้อไฟฟ้าใช้เพื่องานในสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งให้กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

[3] การพิจารณาจากการเปรียบเทียบ ข้อดี ข้อเสีย และประสิทธิภาพของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบัน เพื่อใช้สำหรับการพิจารณาความเหมาะสมเลือกชนิด Fuel Cell และกำหนดขอบเขตการศึกษา รายละเอียดอยู่ใน ตารางที่ ก.1 เปรียบเทียบเซลล์เชื้อเพลิงแต่ละชนิด เพื่อใช้สำหรับการพิจารณาความเหมาะสมเลือกชนิด Fuel Cell ภาคผนวก

Ref. code: 25686733145244RKH

บทที่ 2
วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 ทฤษฎีและวิธีการประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์

การประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์เป็นกระบวนการที่ใช้ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการโดยพิจารณาทั้งต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นอย่างเป็นระบบ ครอบคลุมทั้งด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม (เยาวเรศ ทับพันธุ์, 2561)

โดยมีสาระสำคัญที่เกี่ยวข้องกับแนวคิด ทฤษฎี ขั้นตอน และวิธีการประเมินโครงการดังนี้

2.1.1 การวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยชน์ (Cost-Benefit Analysis: CBA)

CBA เป็นกระบวนการวิเคราะห์โครงการโดยใช้การเปรียบเทียบต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นกับผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากโครงการหรือการตัดสินใจใดๆ โดยการคำนวณให้อยู่ในหน่วยเงินเดียวกัน เพื่อการเปรียบเทียบและประเมินความคุ้มค่าของโครงการนั้นๆ ซึ่งวิธีนี้เหมาะสำหรับโครงการที่มีผลลัพธ์หลากหลายด้าน หรือโครงการที่ต้องการเปรียบเทียบระหว่างทางเลือกที่มีลักษณะใกล้เคียงกันแต่แตกต่างกันทั้งในด้านปริมาณ คุณภาพ หรือผลกระทบข้างเคียงต่างๆ โดยการแปลงต้นทุนและผลประโยชน์ให้อยู่ในรูปแบบหน่วยเงิน ซึ่งช่วยให้การวิเคราะห์เป็นไปอย่างชัดเจนและเป็นระบบ

ข้อดีของการวิเคราะห์ CBA คือช่วยให้ผู้ประเมินทราบว่าการดำเนินโครงการจะต้องใช้ทรัพยากรมูลค่าเท่าใด และจะสร้างผลประโยชน์ในรูปมูลค่าเงินเท่าใด ทำให้สามารถประเมินได้ว่าโครงการนั้นคุ้มค่าต่อการลงทุนหรือไม่ นอกจากนี้ CBA ยังเป็นเครื่องมือที่ให้ข้อมูลครบถ้วนสำหรับการตัดสินใจและสามารถใช้เปรียบเทียบทางเลือกต่างๆ ได้อย่างกว้างขวาง อีกทั้งยังช่วยลดความเสี่ยงและเพิ่มประสิทธิภาพในการจัดสรรทรัพยากรของสังคม แต่ยังคงมีข้อจำกัด คือการแปลงต้นทุนและผลประโยชน์ทั้งหมดให้อยู่ในรูปตัวเงินอาจเป็นเรื่องยุ่งยากและซับซ้อนในทางปฏิบัติ

2.1.2 การวิเคราะห์ต้นทุนต่ำสุด (Cost Minimization Analysis: CMA)

CMA เป็นการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้เปรียบเทียบต้นทุนของทางเลือกหลายๆ ทางในกรณีที่ผลลัพธ์หรือทางเลือกเหล่านั้นเท่าเทียมกันทุกประการ (identical outcome) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเลือกทางเลือกที่มีต้นทุนต่ำที่สุด เพราะหากผลลัพธ์เหมือนกัน ทางเลือกที่ใช้

Ref. code: 25686733145244RKH

ต้นทุนน้อยกว่าจะถือว่าคุ้มค่าที่สุด ข้อดีของ CMA คือ ไม่ต้องประเมินผลลัพธ์ด้านประโยชน์ เนื่องจากถือว่าทางเลือกทุกทางให้ผลลัพธ์เหมือนกัน จึงเปรียบเทียบเฉพาะต้นทุน ทำให้การวิเคราะห์ง่ายขึ้น แต่ข้อจำกัด คือ เหมาะกับกรณีที่ผลลัพธ์เท่าเทียมกัน เกิดผลประโยชน์เหมือนกันและเท่ากันทุกประการ ซึ่งต้องมีหลักฐานหรือการยอมรับทางวิชาการรองรับว่าผลลัพธ์ของแต่ละทางเลือกนั้นเท่าเทียมกันทุกประการ

2.1.3 การวิเคราะห์ประสิทธิผลของต้นทุน (Cost Effectiveness Analysis: CEA)

CEA เป็นการวิเคราะห์ที่วัดและประเมินมูลค่าต้นทุนออกมาเป็นตัวเงินและวัดผลออกมาในรูปแบบของประสิทธิผลที่เกิดขึ้น โดยไม่เปลี่ยนประสิทธิผลเป็นมูลค่าทางการเงิน ซึ่งข้อดีของการวิเคราะห์ประสิทธิผลของต้นทุน คือ สามารถวิเคราะห์โครงการที่มีผลตอบแทนแตกต่างกัน ไม่จำเป็นต้องมีผลลัพธ์เดียวกันทุกประการ เพียงแต่มีเป้าหมายร่วมกัน ทำให้เหมาะกับการตัดสินใจเลือกทางเลือกที่คุ้มค่าในสถานการณ์ที่ทรัพยากรมีจำกัด ข้อจำกัดในการวิเคราะห์แบบ CEA คือ ผลลัพธ์หรือเป้าหมายของโครงการต้องมีเป้าหมายเหมือนกันเท่านั้น

2.1.4 การวิเคราะห์ต้นทุน-อรรถประโยชน์ (Cost-Utility Analysis: CUA)

CUA เป็นการวิเคราะห์ที่มีหลักการคล้ายกับ CBA แต่แทนที่จะวัดผลประโยชน์เป็นมูลค่าทางการเงิน จะใช้หน่วยวัดของอรรถประโยชน์หรือความพึงพอใจแทน โดยวิธีการวิเคราะห์รูปแบบนี้มักจะถูกใช้ในการประเมินโครงการด้านสาธารณสุข ซึ่งสามารถสะท้อนถึงคุณภาพชีวิตและการเปลี่ยนแปลงในระดับสุขภาพของผู้ป่วยหรือสังคมโดยรวม

การวิเคราะห์ด้วยวิธีนี้ทำให้สามารถรวมคุณภาพชีวิต (Quality of Life) เข้าไว้ในการประเมินผลได้อย่างครบถ้วน ผลลัพธ์มักแสดงในรูปของต้นทุนต่อหนึ่งวันหรือหนึ่งปีที่มีสุขภาพสมบูรณ์ เช่น ปีสุขภาวะที่ปรับคุณภาพ ซึ่งเป็นหน่วยวัดที่ได้รับความนิยมและยอมรับในวงการสาธารณสุข เนื่องจากช่วยให้การประเมินโครงการหรือการรักษาต่างๆ มีความครอบคลุมทั้งด้านปริมาณและคุณภาพของชีวิต

ข้อดีของการวิเคราะห์ต้นทุน-อรรถประโยชน์คือ สามารถเปรียบเทียบโครงการหรือวิธีการรักษาที่มีผลลัพธ์ทางสุขภาพและคุณภาพชีวิตแตกต่างกันได้อย่างชัดเจนและเป็นระบบ ทำให้เหมาะสมสำหรับการจัดสรรทรัพยากรในระบบสุขภาพที่มีข้อจำกัดด้านงบประมาณ ข้อจำกัดของวิธีนี้อยู่ที่ความยากในการแปลงผลลัพธ์ของโครงการให้อยู่ในหน่วยวัดเชิงคุณภาพ เช่น ค่าอรรถประโยชน์ ซึ่งจำเป็นต้องมีการพัฒนาและปรับปรุงวิธีการประเมินอย่างต่อเนื่องเพื่อให้ผลลัพธ์มีความน่าเชื่อถือและเข้าใจง่ายสำหรับผู้ใช้งาน

Ref. code: 25686733145244RKH

2.2 แนวคิดและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์

2.2.1 ต้นทุนของเงินทุน (Cost of capital)

ต้นทุนของเงินทุน (Cost of Capital) คือ ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการจัดหาแหล่งเงินทุนมาใช้ในธุรกิจ ไม่ว่าจะเป็นเงินทุนระยะสั้นหรือระยะยาว (กฤษฎี พิชิตถกล, 2557)

โดยสามารถแบ่งออกได้เป็นหลายประเภทตามแหล่งที่มาของเงินทุน ดังนี้

1) เงินทุนจากการกู้ยืมหรือหุ้นกู้ เป็นเงินทุนที่มาจากการยืมเงิน เช่น จากธนาคาร หรือผู้ออกหุ้นกู้ ซึ่งมีต้นทุนในรูปของ ดอกเบี้ย ที่ผู้กู้ต้องจ่ายให้แก่เจ้าหนี้เป็นประจำ

2) เงินทุนจากหุ้นบุริมสิทธิและส่วนของเจ้าของ ได้แก่เงินทุนจากผู้ถือหุ้นที่ลงทุนในกิจการ ทั้งในรูปของหุ้นบุริมสิทธิหรือหุ้นสามัญ ซึ่งมีต้นทุนในรูปของ เงินปันผล ที่บริษัทต้องจ่ายตอบแทนให้กับผู้ถือหุ้น

2.2.2 แนวคิดทางด้านต้นทุน (Cost)

สำหรับแนวคิดทางด้านต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ ได้กล่าวถึง ต้นทุนค่าเสียโอกาส ต้นทุนทางบัญชีและต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ ต้นทุนทางตรงและต้นทุนทางอ้อม และต้นทุนทางสังคมและต้นทุนผลกระทบภายนอก อ้างอิงจากหนังสือเศรษฐศาสตร์จุลภาค (สุพัฒน์ อุ้ยไพบูลย์สวัสดิ์, 2533) โดยได้กล่าวถึง แนวคิดทางด้านต้นทุนไว้ดังนี้

1) ต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost)

ด้วยเหตุที่ปัญหาพื้นฐานทางเศรษฐกิจมีสาเหตุมาจากทรัพยากรมีจำกัด แต่ความต้องการของมนุษย์มีไม่จำกัด ดังนั้นการที่จะนำทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดไปผลิตสินค้าหรือบริการชนิดหนึ่ง ย่อมหมายถึง จำนวนสินค้าหรือบริการชนิดอื่นที่ใช้ทรัพยากรจำนวนเดียวกันหายไปจากสังคม เช่น การที่ผู้ผลิตใช้ทรัพยากรจำนวนหนึ่งผลิตสินค้า A หมายถึงสินค้า B, C หรือ D ที่ผลิตโดยใช้ทรัพยากรจำนวนเดียวกันหายไปจากสังคม การตัดสินใจเลือกใช้ทรัพยากรในทางใดทางหนึ่งจึงทำให้เกิดต้นทุนในการเลือกเกิดขึ้น ต้นทุนดังกล่าวนี้เราเรียกว่า ต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) ดังนั้นต้นทุนค่าเสียโอกาส จึงหมายถึง มูลค่าสูงสุดของผลประโยชน์ที่ควรจะได้รับ แต่ไม่ได้รับเนื่องจากนำทรัพยากรไปใช้ในทางเลือกอื่นแล้ว

2) ต้นทุนทางบัญชีและต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ (Accounting Cost and Economic Cost)

(ก) ต้นทุนทางบัญชี (Accounting Cost)

ต้นทุนทางบัญชี หมายถึง ค่าใช้จ่ายต่างๆที่เกิดขึ้นในการผลิตสินค้าหรือบริการที่ผู้ผลิตได้จ่ายออกไปจริงๆ เช่น ค่าวัตถุดิบ ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า เป็นต้น โดย ค่าใช้จ่ายดังกล่าวผู้ผลิตสามารถบันทึกลงในบัญชีรายจ่ายของธุรกิจซึ่งเป็นต้นทุนที่มองเห็นได้ (Explicit Cost)

Ref. code: 25686733145244RKH

(ข) ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Cost)

ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Cost) หมายถึง ผลรวมของค่าใช้จ่ายในการผลิตสินค้าหรือบริการที่จ่ายออกไปจริงๆ หรือต้นทุนชัดแจ้ง (Explicit Cost) กับค่าใช้จ่ายที่ไม่ได้จ่ายออกไปจริงๆ หรือต้นทุนแอบแฝง (Implicit Cost) ต้นทุนที่แอบแผง เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการที่ผู้ผลิตนำปัจจัยการผลิต ของตนเองมาใช้ในการผลิตสินค้าหรือบริการ ดังนั้นจึงต้องมีการประเมินค่าใช้จ่ายเหล่านี้ออกมาเป็นตัวเงินในรูปของต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost)

ดังนั้น ต้นทุนทางบัญชี = ต้นทุนชัดแจ้ง

ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ = ต้นทุนชัดแจ้ง + ต้นทุนแอบแฝง เมื่อเปรียบเทียบต้นทุนทางบัญชีและต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์แล้ว จะพบว่า ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์มีค่าสูงกว่าต้นทุนทางบัญชี ดังนั้นกำไรทางเศรษฐศาสตร์จึงต่ำกว่ากำไรทางบัญชี

3) ต้นทุนทางตรงและต้นทุนทางอ้อม (Direct Cost and Indirect Cost)

(ก) ต้นทุนทางตรง (Direct Cost) หมายถึง ค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกิดจากการผลิตสินค้าหรือบริการโดยตรงเช่น ค่าวัตถุดิบ ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า เป็นต้น

(ข) ต้นทุนทางอ้อม (Indirect Cost) หมายถึง ค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่มิได้เกิดขึ้นจาก การผลิตสินค้าหรือบริการโดยตรง เช่น ค่าโสหุ้ยหรือค่าวิ่งเต้นต่างๆ

4) ต้นทุนทางสังคมและต้นทุนผลกระทบภายนอก

ต้นทุนทางสังคมและผลกระทบภายนอก (Externalities Cost) หมายถึงต้นทุนที่เกิดจากกิจกรรมทางเศรษฐกิจของบุคคลหรือองค์กรหนึ่ง แต่ผลกระทบกลับตกอยู่กับบุคคลอื่นที่ไม่ได้มีส่วนเกี่ยวข้องโดยตรง และต้นทุนนี้ไม่ได้สะท้อนอยู่ในราคาของสินค้าและบริการ เช่น โรงงานปล่อยมลพิษทางอากาศขณะผลิตสินค้า ซึ่งส่งผลเสียต่อสุขภาพของชุมชนใกล้เคียง แม้โรงงานจะไม่ได้รับผลกระทบโดยตรง ต้นทุนภายนอกถือเป็นปัจจัยสำคัญที่ก่อให้เกิดความล้มเหลวของตลาด เพราะทำให้ราคาสินค้าไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงต่อสังคมโดยรวม (ทิพย์วิมล สุขเกษตร, 2565)

2.2.3 แนวคิดทางด้านผลประโยชน์

แนวคิดทางด้านผลประโยชน์ (เยาวเรศ ทับพันธุ์, 2561) ในหนังสือการประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์ไว้อย่างน่าสนใจ ได้กล่าวถึง ดังนี้

1) ผลประโยชน์ทางตรง (Direct Benefits) หมายถึง ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นโดยตรงจากการดำเนินโครงการหรือการลงทุน เช่น รายได้จากการขายสินค้าและบริการ การลดต้นทุนการผลิต หรือการเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงาน

Ref. code: 25686733145244RKH

2) ผลประโยชน์ทางอ้อม (Indirect Benefits) หมายถึง ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นโดยอ้อมจากการดำเนินโครงการหรือการลงทุน เช่น การสร้างงานในชุมชน การเพิ่มมูลค่าทรัพย์สินในพื้นที่ใกล้เคียง หรือการพัฒนาคุณภาพชีวิตของประชาชน

2.2.4 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับการประเมินโครงการ

การประเมินต้นทุน ค่าใช้จ่ายต่างๆ รวมไปถึงผลประโยชน์ ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ เพื่อให้ทราบว่าโครงการนี้มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (เฉลิมรัช บัวหล้า, 2560) ซึ่งจะมีการพิจารณาดังนี้

2.2.4.1 อัตราคิดลด (Discount Rate)

อัตราคิดลด คือ อัตราที่ใช้ในการแปลงมูลค่าเงินในอนาคตให้เป็นมูลค่าในปัจจุบัน เนื่องจาก มูลค่าเงินในอนาคตมีความไม่แน่นอน และมีเรื่องของเวลามาเกี่ยวข้อง ซึ่งอัตราการคิดลด มีผลอย่างมากต่อการประเมินความคุ้มค่า โดยเฉพาะในการวิเคราะห์ทางการเงิน ซึ่งเป็นเครื่องมือหลักในการประเมินโครงการต่าง ในการหาอัตราคิดลด สามารถใช้แบบจำลองการกำหนดราคาของสินทรัพย์ (Capital Asset Pricing Model: CAPM) ซึ่งสามารถหาค่าได้โดยสมการที่ 2.1 และสมการที่ 2.2

$$E(Ri) = \text{Risk free rate} + \text{Risk premium} \quad (2.1)$$

$$E(Ri) = Rf + \beta i(E(Rm - Rf) \quad (2.2)$$

โดยที่ E(Ri) คือ อัตราผลตอบแทนที่เหมาะสมของหลักทรัพย์

i คือ ต้นทุนค่าเสียโอกาสหรืออัตราคิดลด

Rf คือ อัตราผลตอบแทนที่ปราศจากความเสี่ยง

E(Rm) คือ อัตราผลตอบแทนที่คาดหวังจากตลาดหลักทรัพย์

β คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงของราคาหุ้นเทียบกับอัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนี

2.2.4.2 ต้นทุนวงจรอายุ (Life Cycle Costing: LCC)

การวิเคราะห์ต้นทุนวงจรอายุของโครงการเป็นวิธีที่ใช้พิจารณาความคุ้มค่าของโครงการในระยะยาว โดยจะวิเคราะห์จากต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นตลอดช่วงอายุของโครงการ เช่น ค่าดำเนินงาน ค่ารื้อถอนหรือยกเลิกการใช้งานในอนาคต โดยมีรายละเอียดดังสมการที่ 2.3-2.5

Life Cycle Costing = Capital expenditure + Operation expenditure (2.3)

Capital expenditure = Equipment cost + Installation cost + Project management cost (2.4)

Ref. code: 25686733145244RKH

Operation expenditure = Maintenance cost + Energy cost + Disposal costs (2.5)

โดยที่สมการที่ 2.3 แสดงถึงต้นทุนตลอดอายุการใช้งานของโครงการนั้น จะแบ่งเป็นค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Capital expenditure) และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (Operation expenditure)

สมการที่ 2.4 แสดงถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Capital expenditure) ประกอบด้วย ต้นทุนค่าเครื่องจักรอุปกรณ์ (Equipment cost) ต้นทุนในการติดตั้ง (Installation cost) และต้นทุนในการบริการโครงการ (Project management cost)

สมการที่ 2.5 แสดงถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (Operation expenditure) เมื่อเริ่มดำเนินการโครงการประกอบด้วยต้นทุนค่าบำรุงรักษา (Maintenance cost) ต้นทุนค่าไฟฟ้า (Electricity cost)

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานแต่ละปีจะนำมาคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ แสดงใน สมการที่ 2.6

$$PV_0 = \sum_{j=1}^{n} \frac{FV_j}{(1+r)^j} \qquad (2.6)$$

โดยที่ PV_0 คือ มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการดาเนินการ

FV_j คือ มูลค่าของค่าใช้จ่ายในการดาเนินการในปีที่ j

r คือ อัตราคิดลด (Discount Rate

2.2.4.3 มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (Net Present Value: NPV)

มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (Net Present Value: NPV) คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ เป็นเครื่องมือทางการเงินที่ใช้ในการประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการ โดยการคำนวณค่าของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุโครงการที่จะได้รับในอนาคตทั้งหมดและหักลบด้วยการลงทุนเริ่มแรก ณ อัตราผลตอบแทนที่จ้องกร หรือต้นทุนของเงินทุนของโครงการ ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ จำเป็นต้องกำหนดอัตราคิดลด (Discount Rate) เพื่อคิดลดกระแสเงินในอนาคตให้เป็นมูลค่าเทียบเท่ากับปัจจุบัน

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

Ref. code: 25686733145244RKH

โดยที่ $\boldsymbol{B_t}$ คือ ผลประโยชน์ของโครงการในปีที่ t

$\boldsymbol{C_t}$ คือ ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

$\boldsymbol{r}$ คือ อัตราคิดลด (Discount rate)

$\boldsymbol{n}$ คือ อายุโครงการ

t คือ ปีของโครงการ

หาก NPV มีค่ามากกว่าศูนย์ หมายความว่าโครงการหรือการลงทุนจะทำให้เกิดมูลค่าเพิ่มขึ้น คุ้มค่าต่อการลงทุน หรือแสดงให้เห็นว่าอัตราผลตอบแทนโครงการนั้นสูงกว่าอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ

หาก NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ หมายความว่าการลงทุนมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นศูนย์ แปลว่า ไม่มีการสร้างมูลค่าเพิ่ม หรือกำไรสุทธิจากการลงทุนในโครงการนั้น หรืออัตราผลตอบแทนของโรงการนั้นเท่ากับอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ

หาก NPV มีค่าน้อยกว่าศูนย์ หมายความว่าโครงการไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจากจะไม่สามารถสร้างผลตอบแทนที่มากกว่าค่าใช้จ่ายเริ่มต้นได้ หรืออัตราผลตอบแทนของโครงการต่ำกว่าอัตราผลตอบแทบที่ต้องการ

2.2.4.4 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal rate of return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal rate of return: IRR) หมายถึง อัตราผลตอบแทนภายใน คิดเป็น % ต่อปีที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของกระแสเงินสดจากการลงทุนมีค่าเท่ากับศูนย์ กล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือ IRR คือ อัตราผลตอบแทนที่คาดหวังว่าจะได้รับจากการลงทุนนั้นๆ ซึ่งความสำคัญของ IRR ก็คือการเป็นเครื่องมือทางการเงินที่ใช้วัดความคุ้มค่าของการลงทุนหรือโครงการ โดยคำนวณจากกระแสเงินสดทั้งขาเข้าและขาออกตลอดอายุของการลงทุน

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

โดยที่ $\boldsymbol{B_t}$ คือ ผลประโยชน์ของโรงการในปีที่ t

$\boldsymbol{IRR}$ คือ อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ

$\boldsymbol{C_t}$ คือ ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

$\boldsymbol{n}$ คือ อายุโครงการ

t คือ ปีของโครงการ

Ref. code: 25686733145244RKH

IRR บ่งบอกถึง อัตราผลตอบแทนเฉลี่ย ที่คาดว่าจะได้รับจากโครงการนั้นๆ และใช้ในการตัดสินใจว่าโครงการนั้นคุ้มค่าหรือไม่ คำแนะนำทั่วไปคือ หาก IRR สูงกว่าอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (หรืออัตราดอกเบี้ยที่ใช้ในการคำนวณ NPV) โครงการนั้นถือว่ามีความคุ้มค่า

IRR > ต้นทุนของเงินทุน หมายความว่า ควรลงทุน เนื่องจากโครงการนี้ให้อัตราผลตอบแทนมากกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด ซึ่งหมายความว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนและสามารถสร้างผลตอบแทนที่มากกว่าต้นทุนในการจัดหาเงินทุน

IRR < ต้นทุนของเงินทุน หมายความว่า ไม่ควรลงทุน เนื่องจากโครงการให้อัตราผลตอบแทนน้อยกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด ซึ่งหมายความว่าโครงการไม่สามารถสร้างผลตอบแทนที่มากกว่าต้นทุนในการจัดหาเงินทุน จึงไม่คุ้มค่าในการลงทุน

IRR = ต้นทุนของเงินทุน หมายความว่า โครงการสามารถสร้างผลตอบแทนที่เท่ากับต้นทุนในการจัดหาเงินทุน แต่ไม่ได้สร้างกำไรเพิ่มเติม ดังนั้นการตัดสินใจจึงขึ้นอยู่กับปัจจัยอื่นๆ เช่น ความเสี่ยง, โอกาสในอนาคต, หรือเป้าหมายการลงทุน

2.2.4.5 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) คือ เครื่องมือที่ใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการลงทุน โดยมุ่งเน้นไปที่ระยะเวลาที่ใช้ในการคืนทุนจากการลงทุนเริ่มต้น ในการคำนวณจะใช้ผลตอบแทนสุทธิที่ได้รับจากโครงการจนกว่าจะมีมูลค่าเท่ากับจำนวนเงินที่ลงทุนไปในตอนแรก หรือหมายถึงระยะเวลาในการที่เงินลงทุนเริ่มต้นได้รับคืนจากผลตอบแทนของโครงการจนกว่าที่จะคุ้มค่ากับค่าใช้ใช้จ่ายในการลงทุน ซึ่งสามารถเขียนเป็นสูตรการคำนวณได้ดังนี้

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน } (\boldsymbol{Payback\ Period}) = \frac{\text{ค่าใช้จ่ายในการลงทุน}}{\text{ผลตอบแทนเฉลี่ยสุทธิต่อปี}}$$

Payback Period > อายุโครงการ หมายความว่า ระยะเวลาคืนทุนของโครงการนั้นยาวกว่าอายุของโครงการ ซึ่งหมายความว่าเงินทุนจะไม่ได้รับคืนภายในระยะเวลาที่โครงการดำเนินอยู่ แสดงให้เห็นว่าโครงการไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจากไม่สามารถคืนเงินทุนได้ภายในระยะเวลาที่กำหนด

Payback Period < อายุโครงการ หมายความว่า ระยะเวลาคืนทุนของโครงการนั้นสั้นกว่าอายุของโครงการ ซึ่งหมายความว่าเงินทุนจะถูกคืนภายในระยะเวลาที่โครงการดำเนินอยู่ แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน

Ref. code: 25686733145244RKH

2.2.4.6 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C Ratio)

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ รวมกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม ซึ่งมีสูตรที่ใช้คำนวณ ดังนี้

$$\boldsymbol{BCR = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t(1+r)^{-t}}{C_t(1+r)^{-t}}}$$

โดยที่ $\boldsymbol{B_t}$ คือ ผลประโยชน์ของโครงการในปีที่ t

$\boldsymbol{C_t}$ คือ ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

$\boldsymbol{r}$ คือ อัตราคิดลด

$\boldsymbol{n}$ คือ อายุโครงการ

t คือ ปีของโครงการ

หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจลงทุนคือหาก B/C Ratio มีค่า มากกว่าหรือเท่ากับหนึ่งแสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน แต่หาก B/C Ratio มีค่าน้อยกว่าหนึ่งแสงดว่าโครงการนี้ ไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน

2.2.4.7 ต้นทุนทางการเงินถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC)

ในการดำเนินธุรกิจ กิจการมักจัดหาแหล่งเงินทุนเพื่อใช้ในการลงทุนจากหลายช่องทาง โดยโครงสร้างเงินทุนของแต่ละกิจการอาจแตกต่างกันตามนโยบายที่กำหนดไว้ แหล่งเงินทุนหลักที่พบโดยทั่วไปมี 3 ประเภท ได้แก่ หนี้สินหรือหุ้นกู้, หุ้นบุริมสิทธิ์ และเงินทุนจากส่วนของเจ้าของ ซึ่งแต่ละแหล่งทุนย่อมมีต้นทุนที่แตกต่างกัน เพื่อให้สามารถประเมินต้นทุนทางการเงินโดยรวมได้อย่างเหมาะสม จึงจำเป็นต้องใช้วิธีการคำนวณต้นทุนแบบถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักตามสัดส่วนของแต่ละแหล่งทุนในโครงสร้างเงินทุนของกิจการ

ในการศึกษาครั้งนี้ จะพิจารณาเฉพาะเงินทุนจาก 2 แหล่ง ได้แก่

1. ต้นทุนของหนี้สิน (Cost of Debt)
2. ต้นทุนของส่วนของเจ้าของ (Cost of Equity)

การคำนวณหา WACC สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\boldsymbol{WACC} = (\boldsymbol{W_e} \times \boldsymbol{K_e}) + (\boldsymbol{W_d} \times (\boldsymbol{K_d} \times (1 - \text{Tax}))$$

Ref. code: 25686733145244RKH

โดยที่ $\boldsymbol{W_e}$ = สัดส่วนของส่วนของผู้ถือหุ้น (*Equity Weight)*

$\mathbf{K_e}$ = ต้นทุนของส่วนของผู้ถือหุ้น (*Cost of Equity)*

$\mathbf{W_d}$ = สัดส่วนของหนี้สิน (*Debt Weight)*

$\boldsymbol{K_d}$ = ต้นทุนของหนี้สิน (*Cost of Debt)*

Tax = อัตราภาษี (*Tax Rate)*

ซึ่ง WACC จะนำไปใช้เป็นอัตราการคิดลดในการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการ และยังใช้เป็นเกณฑ์อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำของโครงการ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ

Hurdle Rate คือ อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่โครงการลงทุนต้องทำได้เพื่อให้ผ่านเกณฑ์การอนุมัติ โดยใช้เป็น Discount Rate ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และตัดสินใจลงทุน

$$\boldsymbol{Hurdle\ Rate = WACC + Risk\ Premium}$$

โดยที่ WACC = ต้นทุนทางการเงินถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก

Risk Premium = ส่วนเพิ่มเพื่อชดเชยความเสี่ยงเฉพาะโครงการ เช่น

- Country Risk (ลงทุนต่างประเทศ)
- Regulatory Risk (นโยบายรัฐ)
- Technology Risk (เทคโนโลยีใหม่)
- Disruption Risk (การเปลี่ยนแปลงตลาด)

2.2.4.8 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break-Even Analysis)

การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนเป็นเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์และการเงินที่ใช้ในการประเมินระดับของผลผลิต รายได้ หรือปัจจัยสำคัญของโครงการ ณ จุดที่รายได้รวม (Total Revenue) มีค่าเท่ากับต้นทุนรวม (Total Cost) ส่งผลให้กำไรสุทธิของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ กล่าวคือ เป็นจุดที่โครงการไม่ได้กำไรหรือขาดทุน ซึ่งถือเป็นเกณฑ์พื้นฐานในการประเมินความเสี่ยงและความสามารถในการดำเนินโครงการ ซึ่งจุดคุ้มทุนเกิดขึ้นเมื่อ

รายรับรวม = ต้นทุนรวม

โดยที่ต้นทุนรวมสามารถแบ่งออกเป็นต้นทุนคงที่ (Fixed Cost) ซึ่งไม่เปลี่ยนแปลงตามระดับการผลิต และต้นทุนผันแปร (Variable Cost) ซึ่งเปลี่ยนแปลงตามปริมาณผลผลิต ขณะที่รายได้รวมขึ้นอยู่กับปริมาณผลผลิตและราคาขายต่อหน่วย ดังนั้น การวิเคราะห์

Ref. code: 25686733145244RKH

จุดคุ้มทุนจึงช่วยระบุระดับของผลผลิตหรือรายได้ขั้นต่ำที่โครงการต้องบรรลุเพื่อให้สามารถครอบคลุมต้นทุนทั้งหมดได้

สำหรับการประเมินโครงการลงทุน การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนมีบทบาทสำคัญในการทำความเข้าใจโครงสร้างความเสี่ยงของโครงการ โดยเฉพาะโครงการที่มีต้นทุนการลงทุนเริ่มต้นสูงและมีอายุการดำเนินงานยาว เช่น โครงการผลิตไฟฟ้า โครงสร้างพื้นฐาน หรือโครงการพลังงาน ซึ่งมักต้องเผชิญกับความไม่แน่นอนของต้นทุนและรายได้ในระยะยาว การทราบตำแหน่งของจุดคุ้มทุนช่วยให้ผู้ตัดสินใจสามารถประเมินได้ว่าโครงการมีระยะปลอดภัย (Margin of Safety) มากน้อยเพียงใด เมื่อเทียบกับระดับการดำเนินงานหรือสมมติฐานที่ตั้งไว้

นอกจากนี้ การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนยังสามารถขยายไปสู่การพิจารณาในเชิงของมูลค่าเงินตามเวลา เข้ามาประยุกต์ใช้ผ่านการวิเคราะห์กระแสเงินสดแบบคิดลด (Discounted Cash Flow) ในกรณีดังกล่าว จุดคุ้มทุนจะไม่ได้พิจารณาเพียงความเท่ากันของรายได้และต้นทุนในเชิงบัญชีเท่านั้น แต่จะพิจารณาจุดที่มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสะสมเท่ากับศูนย์ ซึ่งสอดคล้องกับแนวคิดของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ และระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด

2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.3.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการจากต่างประเทศ

งานวิจัยของ Dibyendu Roy et al. (2024) เป็นงานวิจัยที่ศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคโนโลยีและเศรษฐศาสตร์ของระบบเซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์แข็ง สำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนในภาคที่อยู่อาศัยของสหราชอาณาจักร โดยมีเป้าหมายหลักเพื่อสนับสนุนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดภายในประเทศสหราชอาณาจักร งานวิจัยนี้ใช้วิธีการจำลองทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ (techno-economic modelling) โดยได้จำลองสถานการณ์การใช้งาน SOFC ทั้งในระดับบ้านเดี่ยวติดตั้งระบบ SOFC ขนาดเล็กและระบบรวมศูนย์ที่มีหลายครัวเรือนหรือรวมกันเป็นชุมชน พร้อมเปรียบเทียบประสิทธิภาพการใช้พลังงานและต้นทุนกับเทคโนโลยีอื่น เช่น หม้อไอน้ำก๊าซและ Heat pump นอกจากนี้ ยังประเมินผลกระทบจากแหล่งเชื้อเพลิงต่างๆ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ไบโอมีเทน และไฮโดรเจน ตลอดจนการผสานการทำงานร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงาน พบว่า SOFC มีศักยภาพในการลดการปล่อย CO_2 ได้มากถึง 90-100% โดยเฉพาะเมื่อใช้เชื้อเพลิงที่ปล่อยคาร์บอนต่ำ เช่น ไบโอมีเทนหรือไฮโดรเจน แต่ระบบยังมีต้นทุนเริ่มต้นสูง โดยเฉพาะในรูปแบบบ้านเดี่ยว ทำให้ในปัจจุบันยังไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ แต่มีแนวโน้มดีในอนาคตหากราคาของเทคโนโลยีลดลงและได้รับการสนับสนุนจาก

Ref. code: 25686733145244RKH

นโยบายภาครัฐ งานวิจัยนี้จึงมีความสำคัญในเชิงนโยบายพลังงาน การวางแผนโครงสร้างพื้นฐาน และการเปลี่ยนผ่านสู่ระบบพลังงานสะอาดในระดับประเทศอย่างยั่งยืน

งานวิจัยของ Chen and Ni (2014) เป็นงานวิจัยที่ศึกษาและวิเคราะห์เกี่ยวกับความเป็นไปได้เชิงเศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงออกไซด์ของแข็ง (SOFC) เพื่อผลิตพลังงานในรูปแบบร่วม Cogeneration (ไฟฟ้า + ความร้อน) และแบบ Trigeneration (ไฟฟ้า + ความร้อน + ความเย็น) สำหรับโรงแรมในเขตเมืองที่มีความต้องการพลังงานสูงอย่างฮ่องกง โดยใช้ข้อมูลจริงจากรูปแบบการใช้พลังงานของโรงแรมในท้องถิ่นทั้งขนาดกลางและขนาดใหญ่ (100 kWe และ 250 kWe) การศึกษานี้จำลองระบบโดยใช้โมเดลเศรษฐศาสตร์พลังงานที่คำนวณต้นทุนการลงทุนเริ่มต้น (CAPEX), ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) ตลอดจนผลประโยชน์ที่ได้รับในแง่ของการประหยัดพลังงานและการลดการปล่อยคาร์บอน โดยวัดผลด้วยตัวชี้วัดทางการเงิน ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV), อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ผลการวิจัยพบว่า ระบบ SOFC Trigeneration โดยเฉพาะขนาด 250 kWe ช่วยลดต้นทุนพลังงานได้มากกว่า 25% และลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ได้มากกว่า 30% เมื่อเทียบกับระบบพลังงานดั้งเดิม ขณะเดียวกัน ระบบขนาดเล็ก (100 kWe) ยังไม่คุ้มค่านักในเชิงการลงทุน หากไม่มีการสนับสนุนจากภาครัฐหรือการลดราคาก๊าซธรรมชาติ งานวิจัยจึงเสนอว่า SOFC Trigeneration เป็นทางเลือกที่มีศักยภาพสูงสำหรับการพัฒนาโรงแรมให้เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและมีประสิทธิภาพพลังงาน โดยเฉพาะในเมืองใหญ่ที่มีความต้องการพลังงานต่อเนื่องทั้งวัน และควรได้รับการส่งเสริมจากนโยบายพลังงานภาครัฐ

งานวิจัยของ Yantao Yang et al. (2024) มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำระบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แบบแข็ง ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ มาใช้งานในรูปแบบต่างๆ ทั้งระบบผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว และระบบร่วมผลิตไฟฟ้าและความร้อน โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนพลังงานตลอดอายุการใช้งาน (Levelized Cost of Electricity) และวิเคราะห์ต้นทุนรวมตลอดอายุการใช้งานของระบบ (Life Cycle Cost Analysis) ควบคู่กับการเปรียบเทียบกับต้นทุนพลังงานจากแหล่งผลิตทั่วไป ผลการศึกษาพบว่า ระบบ SOFC แบบผลิตไฟฟ้าอย่างเดียวมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าสูงเกินไปเมื่อเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าแบบเดิม ทำให้ ยังไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ แต่หากใช้งานในรูปแบบ CHP โดยสามารถใช้พลังงานความร้อนร่วมที่เกิดขึ้นได้อย่างมีประสิทธิภาพในอาคารที่มีโหลดความร้อนสูง เช่น โรงแรมหรือโรงงาน ระบบจะมีประสิทธิภาพรวมสูงกว่า 80% และมีแนวโน้ม คุ้มทุนมากขึ้น โดยเฉพาะเมื่อรวมกับแรงจูงใจทางนโยบาย เช่น เงินอุดหนุนภาครัฐ หรือการลดหย่อนภาษี ซึ่งช่วยลดระยะเวลาคืนทุนและเพิ่มความสามารถในการแข่งขันของเทคโนโลยี SOFC ในตลาดพลังงาน

Ref. code: 25686733145244RKH

2.3.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการในประเทศไทย

ธัญญลักษณ์ เกตุโสภา (2566) ได้ศึกษาถึงความเป็นไปได้ของโรงการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานในพื้นที่ขาดแคลนไฟฟ้า กรณีศึกษาจังหวัดเชียงราย ศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานในพื้นที่ขาดแคลนไฟฟ้า โดยพิจารณาจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเพิ่มจากโณงไฟฟ้าพลังน้ำของชุมชนที่มีอยู่เดิม โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเทคนิค เศรษฐกิจ และสังคมของการใช้พลังงานทดแทนร่วมกัน แบ่งการติดตั้งเป็น 3 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบพลังงานน้ำเครื่องยนต์ดีเซล รูปแบบระบบพลังงานน้ำและแสงอาทิตย์ สำรองด้วยแบตเตอรี่ รูปแบบพลังงานน้ำและแสงอาทิตย์ สำรองด้วยแบตเตอรี่และเครื่องยนต์ดีเซล โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ ต้นทุน-ผลประโยขน์ โดยใช้ดัชนีการชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนทางการเงิน อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน นอกจากนั้นยังพิจารณาผลประโยชน์ที่ได้จากการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของระบบผลิตไฟฟ้า ผลการศึกษาพบว่าระบบพลังงานน้ำและแสงอาทิตย์สำรองด้วยแบตเตอรี่เป็นรูปแบบที่คุ้มค่าการลงทุนที่สุด โดยมีอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนสูงสุดที่ 1.15 และต้นทุนพลังงานต่ำสุดที่ 15.53 บาทต่อหน่วย พร้อมทั้งช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ปีละ 26,020 กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี ซึ่งสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้อย่างมีนัยสำคัญ ทำให้เป็นทางเลือกที่เหมาะสมในการพัฒนาระบบไฟฟ้าในพื้นที่ขาดแคลนไฟฟ้า

วสุพร ติ๋วงาม (2558) ได้ศึกษาการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรีสำหรับบ้านที่อยู่อาศัย งานวิจัยนี้ศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการติดตั้งโซลาร์รูฟสำหรับบ้านพักอาศัย โดยมีเป้าหมายหลักสองข้อ คือ เพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งโซลาร์รูฟในบ้านเรือน และประเมินมูลค่าความเต็มใจจ่ายของภาคครัวเรือนเพื่อลดภาวะโลกร้อน รวมถึงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อความเต็มใจจ่าย ซึ่งงานวิจัยนี้ใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยขน์ ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และงานวิจัยใช้แบบสอบถามสัมภาษณ์ครัวเรือนในจังหวัดนครปฐม 210 ตัวอย่าง โดยใช้วิธีสมมติเหตุการณ์ให้ประเมินค่า (Contingent Valuation Method: CVM) และวิเคราะห์ข้อมูลด้วยแบบจำลองโทบิต (Tobit Model) สำหรับวิเคราะห์หามูลค่าความเต็มใจจ่ายและปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อความเต็มใจจ่าย ผลการศึกษาพบว่า ไม่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุน NPV ติดลบ อัตราผลตอบแทนต่ำกว่าอัตราคิดลด แต่หากต้นทุนติดตั้งลดลง ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น หรือค่าไฟฟ้าสูงขึ้นในอนาคต โครงการนี้จะมีความคุ้มค่ามากขึ้นและเหมาะสมต่อการลงทุนในระยะยาว

นฤนาท พลับประสิทธิ (2560) ได้ศึกษาถึงการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนดาต้าเซ็นเตอร์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ต้นทุนตลอดวงจรชีวิตของโครงการและผลประโยชน์ที่ผู้ลงทุนจะได้รับ ทั้งในกรณีที่สร้างดาต้าเซ็นเตอร์เพื่อใช้งานเอง (โดยธนาคารพาณิชย์

Ref. code: 25686733145244RKH

บริษัทค้าหลักทรัพย์ และบริษัทประกันภัยในภาคการเงิน) และกรณีที่สร้างเพื่อให้เช่า โดยใช้แบบจำลองอ้างอิงจากมาตรฐานดาต้าเซ็นเตอร์ของวิศวกรรมสถาน (วสท. 022012-59) ร่วมกับข้อมูลจากการสัมภาษณ์ผู้มีอำนาจตัดสินใจในการลงทุนรวม 13 ราย (ภาคการเงิน 10 ราย และผู้ให้เช่า 3 ราย) ผลการศึกษาพบว่า โครงสร้างต้นทุนตลอดอายุโครงการแบ่งเป็นต้นทุนเริ่มต้นประมาณ 20% และต้นทุนดำเนินงานระยะยาว 80% โดยในกรณีสร้างเพื่อใช้งานเองจะได้ผลประโยชน์ในรูปของการลดต้นทุนค่าเสียโอกาส เช่น การลดความเสี่ยงจากระบบล่มหรือข้อมูลสูญหาย ขณะที่กรณีสร้างเพื่อให้เช่าจะมีรายได้จากค่าเช่าพื้นที่เป็นผลตอบแทนหลัก การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ใช้ดัชนีชี้วัด 4 ดัชนี ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C ratio) และระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (Discounted Payback Period) พบว่าการลงทุนส่วนใหญ่มีความคุ้มค่าของโครงการ ยกเว้นกรณีของบริษัทค้าหลักทรัพย์ที่ไม่คุ้มค่าเนื่องจากความผันผวนของอัตราการเติบโตทางธุรกิจและต้นทุนการดำเนินงานที่สูงเกินไป เมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวและจำลองสถานการณ์ด้วยเทคนิคมอนติคาร์โล พบว่า โครงการทั้งหมดมีความเป็นไปได้ที่จะคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในระดับสูง โดยเฉพาะโครงการของธนาคารพาณิชย์และบริษัทประกันภัยที่มีโอกาสคุ้มค่าของโครงการ 100% ส่วนโครงการของบริษัทค้าหลักทรัพย์มีโอกาสคุ้มค่าเพียง 62% เท่านั้น

เฉลิมรัช บัวหล้า (2560) ได้ศึกษาถึงการประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนระบบกักเก็บพลังงานโดยแบตเตอรี่ โดยการศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนในระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยเลือกโรงพยาบาลเอกชน 3 แห่ง ในประเทศไทยเป็นกรณีศึกษา เนื่องจากโรงพยาบาลเป็นกิจการที่ใช้ไฟฟ้าต่อเนื่องตลอด 24 ชั่วโมง จึงเหมาะแก่การศึกษาผลกระทบและศักยภาพของระบบ โดยในการช่วยลดต้นทุนพลังงาน การศึกษานี้ใช้ข้อมูลโหลดโปรไฟล์จากการไฟฟ้านครหลวง มาสร้างแบบจำลองการใช้ไฟฟ้า และคำนวณความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จากดัชนีชี้วัด ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR), อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) และระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (DPP) ซึ่งผลการศึกษาพบว่าโครงสร้างต้นทุนของระบบแบ่งเป็นต้นทุนเริ่มต้นและต้นทุนดำเนินงานอย่างละ 50% โดยโรงพยาบาล A มีแนวโน้มความคุ้มค่าสูงสุด เนื่องจากมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak สูงกว่า Off-peak ถึง 22.65% ขณะที่โรงพยาบาล B และ C มีสัดส่วนเพียง 9.52% และ 5.34% ตามลำดับ ทั้งนี้จากผลการศึกษาพบว่าระบบยังไม่คุ้มค่าในสถานการณ์ปัจจุบัน เพราะราคาของยังค่อนข้างสูง และความแตกต่างของค่าไฟฟ้าในช่วงเวลา TOU ยังไม่มากพอ การจำลองสถานการณ์ด้วยเทคนิคมอนติคาร์โลใน 4 กรณีหลัก ยังไม่พบสถานการณ์ใดที่มีโอกาสให้ NPV เป็นบวก 100% โดยเฉพาะกรณีไม่มีไฟดับ แต่หากมีการปรับเปลี่ยนช่วงเวลาของ TOU และบูรณาการมาตรการ Demand Response ประเภท Critical Peak Pricing เข้ามา จะสามารถเพิ่มความคุ้มค่าได้อย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะในโรงพยาบาล A ที่มีโอกาสที่โครงการจะให้ NPV เป็นบวก

Ref. code: 25686733145244RKH

ถึง 95.68% นอกจากนี้ การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าให้เหมาะสมกับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในกลุ่มผู้ใช้รายใหญ่ และการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ จะช่วยลดความต้องการพลังงานไฟฟ้าในช่วงพีคระดับประเทศ เสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และเปิดโอกาสให้ภาคเอกชนมีส่วนร่วมในการบริหารจัดการพลังงานอย่างยั่งยืนในอนาคต

จารวีฆะ ปัญญา (2565) ได้ศึกษาถึงความคุ้มค่าทางการเงินในการเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา สำหรับภาคประชาชน เป็นการศึกษาซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา สำหรับภาคประชาชน โดยมุ่งเน้นไปที่บ้านพักอาศัยในพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย การวิเคราะห์ใช้วิธีเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์เชิงการเงิน โดยอิงจากสมมติฐานด้านต้นทุนการติดตั้ง ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน อายุการใช้งานของระบบ รวมถึงอัตราการผลิตไฟฟ้าต่อปี นอกจากนี้ยังมีการพิจารณาตัวแปรด้านนโยบาย เช่น อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากการใช้เองที่ 2.20 บาทต่อหน่วย และการเปลี่ยนแปลงของค่า Ft ซึ่งอาจส่งผลต่อผลตอบแทนการลงทุน ทั้งนี้ผลการวิเคราะห์ในกรณีฐาน (Base Case) ชี้ให้เห็นว่าการติดตั้งในขนาด 3 kWp, 5 kWp และ 10 kWp ยังไม่มีความคุ้มค่าจากการประเมินโครงการ และจากผลการศึกษา พบว่าความคุ้มค่ายังขึ้นอยู่กับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของแต่ละบ้าน หากมีการใช้งานไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวันที่เหมาะสมกับช่วงที่ระบบสามารถผลิตไฟได้สูง จะช่วยเพิ่มการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเองแทนการซื้อจากการไฟฟ้า ซึ่งให้ผลประหยัดมากกว่าการขายคืน นอกจากนี้การวิเคราะห์ความอ่อนไหวยังแสดงให้เห็นว่า หากมีการสนับสนุนด้านนโยบายเพิ่มเติม เช่น การปรับเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้า หรือการลดต้นทุนการติดตั้ง อาจช่วยให้โครงการมีความคุ้มค่ามากขึ้น และส่งเสริมให้ประชาชนมีส่วนร่วมในการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานสะอาดมากยิ่งขึ้น

ณัฐฐา ปัญจวรณ์ (2560) ได้ศึกษาถึงความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้พลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) ตั้งอยู่ที่อำเภอพุนพิน จังหวัดสุราษฎร์ธานี ขนาดกำลังผลิต 10.10 เมกะวัตต์ ตลอดอายุโครงการ 20 ปี ภายใต้รูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) โดยใช้ชีวมวลในพื้นที่เป็นเชื้อเพลิงหลัก การศึกษานี้ใช้ทั้งการวิเคราะห์เชิงพรรณนา เช่น การสำรวจนโยบายพลังงาน เทคโนโลยีการผลิต และศักยภาพในพื้นที่ รวมถึงการวิเคราะห์เชิงปริมาณผ่านเกณฑ์ทางเศรษฐศาสตร์และการเงิน ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR), อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio), ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการในกรณีที่ต้นทุนเปลี่ยนแปลง ผลการศึกษาพบว่าโครงการมีความคุ้มค่าทางการเงิน โดยมี NPV เท่ากับ 518 ล้านบาท IRR เท่ากับ 9.11% สูงกว่าอัตราคิดลดที่แท้จริงซึ่งเท่ากับ 4.115% B/C Ratio เท่ากับ 1.18 และมีระยะเวลาคืนทุน 8 ปี 10 เดือน ทั้งนี้ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของพลังงานชีวมวล พลังงานแสงอาทิตย์ และ

Ref. code: 25686733145244RKH

การผสมผสานร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานอยู่ที่ 2.99, 3.04 และ 3.14 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ตามลำดับ ซึ่งต่ำกว่าราคาขายไฟฟ้าปัจจุบัน ส่งผลให้โครงการสามารถดำเนินการได้อย่างคุ้มค่า และยังช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ปีละกว่า 41,574 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า และสร้างรายได้จากคาร์บอนเครดิตประมาณ 312,817 บาทต่อปี หากราคาชีวมวลเพิ่มขึ้นถึง 1,200 บาทต่อตัน หรือหาก FiT ลดลงถึง 50% โครงการจะไม่สามารถดำเนินการได้อย่างคุ้มค่า จึงเสนอให้ภาครัฐสนับสนุนการลงทุนในโครงการลักษณะนี้เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในด้านนโยบายและการรับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสม สำหรับข้อเสนอแนะในการศึกษาต่อไป ควรมีการศึกษาขยายพื้นที่ไปยังภูมิภาคอื่นๆ ที่มีศักยภาพพลังงานแตกต่างกัน รวมถึงการวิเคราะห์การผสมผสานพลังงานรูปแบบอื่น เช่น พลังงานลมหรือพลังน้ำขนาดเล็ก การเปรียบเทียบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานแบบต่าง ๆ การวิเคราะห์ผลกระทบทางสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างลึกซึ้ง รวมถึงศึกษาความเป็นไปได้ของการดำเนินโครงการในรูปแบบการลงทุนร่วมระหว่างรัฐและเอกชน (PPP) เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นและสร้างความมั่นคงให้แก่ระบบพลังงานในอนาคตอย่างยั่งยืน

ณัฏ เจริญชัยชนะ (2560) ได้ศึกษาถึงทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะมูลฝอย ในเขตพื้นที่จังหวัดมุกดาหาร งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนโรงไฟฟ้าขนาด 9.9 เมกะวัตต์ที่ใช้ขยะมูลฝอยเป็นเชื้อเพลิงในจังหวัดมุกดาหาร โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ผลตอบแทนและความอ่อนไหวของโครงการในแง่ต้นทุนและผลประโยชน์ที่อาจเปลี่ยนแปลงได้ การศึกษานี้ใช้ข้อมูลทุติยภูมิจากหน่วยงานรัฐและเอกชน วิเคราะห์ด้วยวิธีเชิงพรรณนาและเชิงปริมาณ โดยใช้ตัวชี้วัดหลักคือ NPV, IRR และ B/C Ratio ทั้งในมุมมองทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ ผลการศึกษาพบว่า ในกรณีฐาน โครงการมีความคุ้มค่าทางการเงิน (NPV = 352.96 ล้านบาท, IRR = 8.27%, B/C = 1.11) และทางเศรษฐศาสตร์ (NPV = 1,751 ล้านบาท, IRR = 55.77%, B/C = 1.54) แต่หากปริมาณขยะที่เข้าสู่ระบบลดลงหรือราคารับซื้อไฟฟ้าลดลงมาก ผลตอบแทนทางการเงินจะลดลงจนไม่คุ้มค่า (NPV ติดลบ, IRR ต่ำกว่าอัตราคิดลด, B/C < 1) ขณะที่ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ยังคงคุ้มค่าในทุกกรณี นอกจากนี้ โครงการยังช่วยลดปัญหาขยะล้นเมือง ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และประหยัดต้นทุนการกำจัดขยะด้วยวิธีฝังกลบแบบเดิม อีกทั้งยังสอดคล้องกับนโยบายรัฐในการส่งเสริมพลังงานทดแทนและการมีส่วนร่วมของเอกชนในกิจการพลังงาน ข้อเสนอแนะสำคัญคือควรมีการวางแผนจัดหาขยะให้เพียงพอ เปิดรับฟังความคิดเห็นของชุมชน และในการศึกษาครั้งต่อไปควรพิจารณาต้นทุนผลกระทบภายนอกด้านอื่นๆ เช่น สุขภาพและสิ่งแวดล้อม เพื่อให้การตัดสินใจลงทุนมีความรอบด้านและยั่งยืน ทั้งนี้ โครงการนี้ถือเป็นทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับการจัดการขยะและผลิตพลังงานทดแทนในพื้นที่ที่มีปัญหาขยะสะสมและความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แต่ต้องบริหารความเสี่ยงด้านปริมาณขยะและราคาขายไฟฟ้าอย่างรอบคอบ รวมถึง

Ref. code: 25686733145244RKH

สร้างการยอมรับจากชุมชนเพื่อความสำเร็จในระยะยาว และควรมีการติดตามประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมอย่างต่อเนื่องเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อพื้นที่และประชาชนในจังหวัดมุกดาหาร

ชุติมา คุณามาศปกรณ์ (2561) ได้ศึกษาถึงความเป็นไปได้ของระบบไฟฟ้าสำรองจากพลังงานเซลล์เชื้อเพลิง งานศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้าสำรองจากเซลล์เชื้อเพลิงชนิด High Temperature Polymer Electrolyte Membrane (HT-PEM) ซึ่งใช้เมทานอลผสมน้ำเป็นเชื้อเพลิง เพื่อนำมาใช้ทดแทนระบบสำรองแบบเดิมที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซลในสถานีฐานส่งสัญญาณโทรศัพท์ (Base Transceiver Station: BTS) ขนาด 4 กิโลวัตต์ โดยในระบบพลังงานหลักใช้พลังงานแสงอาทิตย์ (PV) ร่วมกับแบตเตอรี่ และมีการออกแบบระบบไฟฟ้าสำรองเพื่อใช้งานกรณีแสงอาทิตย์ไม่เพียงพอ การศึกษานี้วิเคราะห์ต้นทุนการลงทุน ค่าดำเนินงาน การบำรุงรักษา และรายได้จากค่าบริการ โดยใช้เกณฑ์การประเมินโครงการทางการเงิน เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุน (B/C Ratio) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) รวมถึงวิเคราะห์ผลตอบแทนเชิงเศรษฐศาสตร์จากการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและขายคาร์บอนเครดิต ผลการศึกษาพบว่าระบบเดิมแบบดีเซลมี NPV เท่ากับ 1,539,644.28 บาท B/C Ratio เท่ากับ 1.37 IRR เท่ากับ 13.43% และระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 4 เดือน ขณะที่ระบบเซลล์เชื้อเพลิงให้ NPV เท่ากับ 162,192.44 บาท B/C Ratio เท่ากับ 1.03 IRR เท่ากับ 4.77% และคืนทุนใน 7 ปี 10 เดือน แม้ว่ายังอยู่เหนืออัตราคิดลดที่ 4.084% เล็กน้อย แต่ให้ผลตอบแทนที่ต่ำกว่ามาก การวิเคราะห์ความอ่อนไหวพบว่า หากต้นทุนเมทานอลเพิ่มเป็น 55 บาทต่อลิตร หรือมีการลดลงของอัตราการใช้บริการเหลือเพียง 30% ของศักยภาพ ระบบเซลล์เชื้อเพลิงจะไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน นอกจากนี้ระบบเซลล์เชื้อเพลิงยังสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ประมาณ 5.90377 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี คิดเป็นรายได้จากคาร์บอนเครดิตเพียง 59.13 บาทต่อปี ซึ่งไม่ส่งผลต่อมูลค่ารวมของโครงการอย่างมีนัยสำคัญ แต่ช่วยลดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมทั้งด้านเสียงและมลพิษทางอากาศ โดยสรุป แม้ระบบเซลล์เชื้อเพลิงจะมีข้อดีด้านสิ่งแวดล้อมและความเงียบขณะทำงาน แต่ยังไม่สามารถแข่งขันด้านต้นทุนได้ จึงเสนอแนะว่าหากต้องการให้เกิดการลงทุนจริงในอนาคต ควรมีการสนับสนุนจากภาครัฐหรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น การอุดหนุนด้านเทคโนโลยีหรือลดต้นทุนเชื้อเพลิง เพื่อให้สามารถนำไปใช้ในพื้นที่ห่างไกลที่ยังไม่มีไฟฟ้าเข้าถึงได้อย่างคุ้มค่าและยั่งยืน

จากการศึกษางานวิจัยด้านการประเมินโครงการของทั้งในประเทศไทยและของต่างประเทศ สามารถสรุปประเด็นสำคัญ วัตถุประสงค์ วิธีการศึกษา และข้อค้นพบในการศึกษาดังตารางที่ 2.1

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 2.1

บทสรุปประเด็นที่สำคัญของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการ

ชื่อผู้แต่ง	วัตถุประสงค์	วิธีการศึกษา	ข้อค้นพบในการศึกษา
Dibyendu Roy, Samiran Samanta, Sumit Roy, Andrew Smallbone and Anthony Paul Roskilly February (2024)	- ศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคโนโลยีและเศรษฐศาสตร์ของระบบเซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์แข็ง (SOFC) สำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนในภาคที่อยู่อาศัยของสหราชอาณาจักร	งานวิจัยใช้การ จำลองแบบจำลองทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ (techno-economic modelling) โดยจำลองระบบ SOFC ขนาดเล็ก (Micro-CHP) และระบบรวมศูนย์ (Community SOFC) และประเมินปัจจัยต่างๆ ได้แก่ ต้นทุนเงินลงทุน, ต้นทุนการดำเนินงาน, ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	ผลการศึกษาปัจจุบันยังไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ แต่มีแนวโน้มดีในอนาคตหากราคาของเทคโนโลยีลดลงและได้รับการสนับสนุนจากนโยบายภาครัฐ
Julia Mengpei Chen, Meng Ni (2014)	ศึกษาและวิเคราะห์เกี่ยวกับความเป็นไปได้เชิงเศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อมของการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงออกไซด์ของแข็ง (SOFC) เพื่อผลิตพลังงานในรูปแบบร่วม Cogeneration(ไฟฟ้า+ความร้อน) และแบบ Trigeneration (ไฟฟ้า + ความร้อน + ความเย็น) สำหรับโรงแรมในเขตเมืองที่มีความต้องการพลังงานสูงอย่างฮ่องกง	งานวิจัยนี้ใช้วิธีการประเมินโดยการวิเคราะห์ทางการเงินผ่านตัวชี้วัด NPV, IRR, Payback Period ซึ่งมีความคล้ายกับการประเมินแบบ Cost-benefit Analysis แตกต่างกันที่การประเมินแบบ Cost-benefit Analysis เต็มรูปแบบต้องรวมประโยชน์ทางสังคม เช่น คุณภาพอากาศ สุขภาพ ฯลฯ เข้าไปในการประเมินด้วย	ผลการประเมิน พบว่ามีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับโรงแรมขนาดใหญ่ที่มีการใช้พลังงานอย่างต่อเนื่องและโดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อรวมระบบทำความเย็นแบบ Absorption Chiller และยังไม่คุ้ม สำหรับโรงแรมขนาดเล็ก หากไม่มีนโยบายสนับสนุนด้านการเงินหรือสิ่งแวดล้อม

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 2.1

บทสรุปประเด็นที่สำคัญของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการ (ต่อ)

ชื่อผู้แต่ง	วัตถุประสงค์	วิธีการศึกษา	ข้อค้นพบในการศึกษา
Yantao Yang, Yilin Shen, Tanglei Sun, Peng Liu 1,2 and Tingzhou Lei, June (2024)	เพื่อประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำระบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แบบแข็ง (SOFC) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ มาใช้งานในรูปแบบต่างๆ ทั้งระบบผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว (power-only) และระบบร่วมผลิตไฟฟ้าและความร้อน (CHP)	โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนพลังงานตลอดอายุการใช้งาน (Levelized Cost of Electricity) และวิเคราะห์ต้นทุนรวมตลอดอายุการใช้งานของระบบ (Life Cycle Cost Analysis)	1.จากผลการศึกษาพบว่ายังไม่คุ้มค่าในเชิงพาณิชย์ทั่วไป เว้นแต่จะมีนโยบายสนับสนุน เช่น เงินอุดหนุน การให้เครดิตภาษี หรือราคาพลังงานที่เหมาะสม 2.ระบบ SOFC แบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับความร้อน (CHP) มีศักยภาพสูงในการลดต้นทุนพลังงานโดยรวมและเพิ่มประสิทธิภาพมากกว่า 80% และสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอน-ไดออกไซด์ได้อย่างมีนัยสำคัญ
ธัญญลักษณ์ เกตุโสภา (2023	เพื่อประเมินความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานในพื้นที่ขาดแคลนไฟฟ้า โดยเน้นวิเคราะห์ด้านเทคนิค เศรษฐกิจ และสิ่งแวดล้อมของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผสมผสานพลังงานน้ำ แสงอาทิตย์ และแบตเตอรี่สำรองในรูปแบบต่างๆ	- ใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), อัตราผลตอบแทนทางการเงิน (IRR), อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และต้นทุนพลังงานไฟฟ้าพลังงาน	- ผลการศึกษาพบว่า ระบบพลังงานน้ำและแสงอาทิตย์สำรองด้วยแบตเตอรี่เป็นรูปแบบที่คุ้มค่าการลงทุนที่สุด โดยมีอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนสูงสุดที่ 1.15 และต้นทุนพลังงานต่ำสุดที่ 15.53 บาทต่อหน่วยพร้อมทั้งช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ปีละ

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 2.1

บทสรุปประเด็นที่สำคัญของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการ (ต่อ)

ชื่อผู้แต่ง	วัตถุประสงค์	วิธีการศึกษา	ข้อค้นพบในการศึกษา
			26,020 กิโลกรัม CO_2eq ต่อปี ซึ่งแสดงถึงความคุ้มค่าและความยั่งยืนของโครงการในระยะยาว
วสุพร ติ๋วงาม (2558)	เพื่อประเมินความคุ้มค่าทางเศรษศาสตร์ของโครงการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรีและประเมินมูลค่าความเต็มใจจ่ายเพื่อช่วยลดภาวะโลกร้อน	- ใช้วิธีการศึกษาแบบวิเคราะห์ต้นทุน -ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ (Cost-Benefit Analysis) ในการวิเคราะห์ความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ - ใช้วิธีสมมติเหตุการณ์ให้ประเมินค่า (Contingent Valuation Method: CVM) และวิเคราะห์ข้อมูลด้วยแบบจำลองโทบิต (Tobit Mode) สำหรับวิเคราะห์หามูลค่าความเต็มใจจ่ายและปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อความเต็มใจจ่าย	- ผลการศึกษาพบว่าในด้านการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการพบว่า ไม่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุน NPV ติดลบ อัตราผลตอบแทนต่ำกว่าอัตราคิดลด แต่หากต้นทุนติดตั้งลดลงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น หรือค่าไฟฟ้าสูงขึ้นในอนาคตโครงการนี้จะมีความคุ้มค่ามากขึ้นและเหมาะสมต่อการลงทุนในระยะยาว - ผลลการศึกษาด้านปัจจัยที่มีอิทธิผลต่อความเต็มใจจ่ายของกลุ่มตัวอย่าง พบว่า

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 2.1

บทสรุปประเด็นที่สำคัญของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการ (ต่อ)

ชื่อผู้แต่ง	วัตถุประสงค์	วิธีการศึกษา	ข้อค้นพบในการศึกษา
			ค่าเฉลี่ยความเต็มใจจ่ายเพื่อช่วยลดภาวะโลกร้อนอยู่ที่ 720.24 บาทต่อปีต่อครัวเรือน และปัจจัยที่มีผลต่อความเต็มใจจ่ายอย่างมีนัยสำคัญ ได้แก่ ราคาเสนอเริ่มต้น อาชีพ และค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน
นฤนาท พลับประสิทธิ (2560)	ของการลงทุนสร้างดาต้าเซนเตอร์เอาไว้ใช้เองของกลุ่มอุตสาหกรรมการเงินโดยแบ่งเป็น 3 ธุรกิจ ได้แก่ ธุรกิจธนาคารพาณิชย์ ธุรกิจหลักทรัพย์ ธุรกิจประกันภัย และศึกษาความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ สำหรับการลงทุนสร้างอาคารดาต้าเซนเตอร์แบบสร้างให้เช่าของผู้ที่ดำเนินธุรกิจให้เช่าพื้นที่ดาต้าเซนเตอร์เพื่อศึกษาความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์	ใช้วิธีการประเมินแบบ Cost-Benefit Analysis หรือการประเมินต้นทุน - ผลประโยชน์ของโครงการ โดยประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ตลอดอายุการใช้งานของอาคารดาต้าเซนเตอร์	การลงทุนสร้างดาต้าเซ็นเตอร์ใช้เองของธุรกิจธนาคารพาณิชย์และ ธุรกิจประกันภัยมีตลอดจนการลงทุนสร้างดาต้าเซ็นเตอร์ให้เช่าของผู้ที่ดำเนินธุรกิจให้เช่าพื้นที่ดาต้าเซ็นเตอร์ตามมาตรฐานประเภท 3 และ 4 ล้วนแต่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์หากแต่แต่จะมีเพียงการลงทุนสร้างดาต้าเซ็นเตอร์ใช้เองของธุรกิจบริษัทค้าหลักทรัพย์เท่านั้นที่มีโอกาสที่จะไม่มีความ

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 2.1

บทสรุปประเด็นที่สำคัญของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการ (ต่อ)

ชื่อผู้แต่ง	วัตถุประสงค์	วิธีการศึกษา	ข้อค้นพบในการศึกษา
			คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์สูงถึง 38% อันเนื่องมาจากเหตุผลทางด้านความผันผวนทางธุรกิจที่อ้างอิงกับสภาวะตลาดหลักทรัพย์
เฉลิมรัช บัวหล้า (2560)	เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษศาสตร์ในการลงทุนระบบกักเก็บพลังงานโดยแบตเตอรี่สำหรับกลุ่มตัวอย่างโรงพยาบาลเอกชนจำนวน 3 แห่ง	ใช้วิธีการประเมินแบบ Cost-Benefit Analysis หรือการประเมินต้นทุน - ผลประโยชน์ของโครงการ โดยประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ตลอดอายุการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานโดยแบตเตอรี่	จากผลการศึกษาพบว่าระบบยังไม่คุ้มค่าในสถานการณ์ปัจจุบัน เพราะราคาของยังค่อนข้างสูง และความแตกต่างของค่าไฟฟ้าในช่วงเวลา TOU ยังไม่มากพอ
จารวีฆะ ปัญญา (2565)	เพื่อศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาและเพื่อทดสอบผลของการปรับเปลี่ยนค่าอัตรารับซื้อ	ใช้วิธีการประเมินโดยหลักการ Cost-Benefit Analysis	kWp และยังพบว่าพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าส่งผลต่อความคุ้มค่าในการติดตั้งที่มีขนาดของเซลล์เชื้อเพลิงที่แตกต่างกัน ซึ่งการเลือกขนาดให้เหมาะสมกับผลการศึกษาพบว่า ไม่มีความคุ้มค่า ทั้งที่เป็น 3kWp, 5ประโยชน์จากการประหยัดการใช้ไฟฟ้าตามราคาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 2.1

บทสรุปประเด็นที่สำคัญของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการ (ต่อ)

ชื่อผู้แต่ง	วัตถุประสงค์	วิธีการศึกษา	ข้อค้นพบในการศึกษา
ณัฐฐา ปัญจวรณ์ (2560)	เพื่อศึกษาผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ SPP Hybrid Firm และวิเคราะห์ความอ่อนไหวเมื่อต้นทุนหรือรายได้เปลี่ยนแปลง รวมถึงประเมินมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์จากผลกระทบภายนอก และวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย	ใช้วิธีการประเมินโดยหลักการ Cost-Benefit Analysis และการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (LCOE)	- โครงการคุ้มค่าทางการเงิน (NPV = 518 ล้านบาท., IRR= 9.11%, B/C = 1.18, คืนทุนใน 8 ปี 10 เดือน) - ลด CO_2 ได้ 41,574 ตัน/ปี, สร้างรายได้จากคาร์บอนเครดิต 312,817 บาท/ปี
ณัฏ เจริญชัยชนะ (2560)	-เพื่อวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะมูลฝอยในเขตพื้นที่จังหวัดมุกดาหาร - เพื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในต้นทุนและผลประโยชน์ของการลงทุนผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะมูลฝอยในเขตพื้นที่จังหวัดมุกดาหาร	งานวิจัยนี้ใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost & Benefit Analysis) โดยใช้ตัวชี้วัดหลัก ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV), อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) และอัตราส่วนผลตอบแทนต่อทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C Ratio) ในการประเมินความคุ้มค่าทั้งทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ	โครงการมีความคุ้มค่าทางการเงิน (NPV = 352.96 ล้านบาท, IRR = 8.27%, B/C = 1.11) และทางเศรษฐศาสตร์ (NPV = 1,751 ล้านบาท , IRR = 55.77%, B/C = 1.54) ในกรณีฐาน หากปริมาณขยะที่เข้าสู่ระบบลดลงหรือราคารับซื้อไฟฟ้าลดลงมาก ผลตอบแทนทางการเงินจะลดลงจนไม่คุ้มค่า (NPV ติดลบ, IRR ต่ำกว่าอัตราคิดลด, B/C < 1)

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 2.1

บทสรุปประเด็นที่สำคัญของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าโครงการ (ต่อ)

ชื่อผู้แต่ง	วัตถุประสงค์	วิธีการศึกษา	ข้อค้นพบในการศึกษา
ชุติมา คุณามาศปกรณ์ (2561)	เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน ของระบบไฟฟ้าสำรองจากเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) ชนิด HT-PEM โดยใช้เมทานอล เป็นพลังงานสำรองแทนเครื่องยนต์ดีเซล เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ของระบบดังกล่าว โดยประเมินต้นทุน-ผลประโยชน์ และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในบริบทของธุรกิจโทรคมนาคมในประเทศไทย	งานวิจัยนี้ได้ใช้การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost-Benefit Analysis: CBA) โดยใช้ตัวชี้วัดหลัก ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV), อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) และอัตราส่วนผลตอบแทนต่อทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C Ratio) และ Payback Period ให้กับระบบพลังงานสำรองทั้งสองรูปแบบ คือ 1. ระบบเดิม: เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องยนต์ดีเซล 2. ระบบใหม่: เซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) ชนิด HT-PEM ใช้เมทานอลเป็นเชื้อเพลิง	จากการศึกษาพบว่า ระบบไฟฟ้าสำรองจากเซลล์เชื้อเพลิง ยังไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อเทียบกับระบบเดิมที่ใช้ เครื่องยนต์ดีเซล ในแง่ของผลตอบแทนทางการเงิน โดยระบบดีเซลให้ผลตอบแทนสูงกว่าอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งในด้านมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และมีระยะเวลาคืนทุนสั้นกว่า แม้ว่าระบบเซลล์เชื้อเพลิงจะมีข้อได้เปรียบด้านสิ่งแวดล้อม เช่น การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและลดมลพิษทางเสียง แต่รายได้จากคาร์บอนเครดิตยังมีมูลค่าต่ำมาก ไม่เพียงพอที่จะชดเชยต้นทุนสูง หากไม่มีการสนับสนุนจากภาครัฐ เช่น เงินอุดหนุนหรือลดต้นทุนเทคโนโลยี โครงการเซลล์เชื้อเพลิงจะไม่คุ้มทุนในระยะยาว ดังนั้นในสถานการณ์ปัจจุบัน ยังไม่ควรลงทุนในระบบเซลล์เชื้อเพลิงโดยลำพัง เว้นแต่มีแรงสนับสนุนเพิ่มเติมจากภายนอก

Ref. code: 25686733145244RKH

2.4 ความแตกต่างของการศึกษาครั้งนี้กับงานวิจัยในอดีต

การศึกษาครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินความคุ้มค่าของโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าในสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยเนื้อหาการศึกษาครอบคลุมการวิเคราะห์ความเหมาะสมของเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงประเภทต่างๆ การประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการตลอดอายุการใช้งาน รวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อปัจจัยที่อาจส่งผลต่อผลตอบแทนของโครงการ ทั้งในส่วนของต้นทุนทางตรง ต้นทุนทางอ้อม ผลประโยชน์ทางตรง และผลประโยชน์ทางอ้อม

นอกจากนี้ การศึกษายังพิจารณาผลกระทบภายนอกของโครงการ เช่น การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมอื่นๆ เพื่อรองรับความไม่แน่นอนที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต จึงได้มีการจัดทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) เพื่อประเมินผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงปัจจัยสำคัญต่อความคุ้มค่าของโครงการ ซึ่งผลลัพธ์จะช่วยสนับสนุนการวางแผน การตัดสินใจ และการบริหารความเสี่ยงของโครงการอย่างมีประสิทธิภาพ

2.5 การพิจารณาเลือกวิธีการวิเคราะห์ที่เหมาะสมกับงานวิจัย

จากการศึกษาวิธีการประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์ทั้ง 4 วิธี โดยพิจารณาทั้งข้อดีและข้อจำกัดของแต่ละรูปแบบวิธีการประเมินโดยได้ข้อสรุปดังแสดงในตารางที่ 2.2 ด้วยลักษณะโครงการลงทุนของงานวิจัยฉบับนี้มุ่งศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งมีวัตถุประสงค์คือการลดการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากหน่วยงานภายนอก และการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยนำพลังงานทางเลือกหรือพลังงานสะอาดมาปรับใช้กับประบวนการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ

ตารางที่ 2.2

ผลการพิจารณาความเหมาะสมของวิธีการวิเคราะห์กับงานวิจัย

วิธีการวิเคราะห์	ความเหมาะสมกับการศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
1. การวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยชน์ (Cost-Benefit Analysis: CBA)	เป็นวิธีที่เหมาะสมที่สุด เนื่องจากสามารถวิเคราะห์ทั้งต้นทุนและผลประโยชน์ออกมาเป็นมูลค่าเงินได้ ทำให้ประเมินความคุ้มค่าได้อย่างชัดเจนทั้งทางตรงและทางอ้อม สามารถพิจารณาความคุ้มค่าของการลงทุนได้อย่างสมบูรณ์ โดยพิจารณาผลประโยชน์ที่ได้เทียบกับการลงทุนตลอดอายุโครงการ

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 2.2

ผลการพิจารณาความเหมาะสมของวิธีการวิเคราะห์กับงานวิจัย (ต่อ)

วิธีการวิเคราะห์	ความเหมาะสมกับการศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
2. การวิเคราะห์ต้นทุนต่ำสุด (Cost Minimization Analysis: CMA)	จากการประเมินของผู้วิจัย พบว่าการวิเคราะห์ต้นทุนต่ำสุดยังไม่เหมาะสมการงานวิจัยนี้ เพราะต้องใช้ในกรณีที่ผลลัพธ์ของทางเลือกทุกอย่างเหมือนกันทุกประการ เนื่องจากการประเมินความคุ้มค่าสำหรับการติดตั้งระบบ Fuel Cell สำหรับผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ถึงแม้จะมีเป้าหมายหลักในการลดการใช้ไฟฟ้าจากหน่วยงานภายนอก และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่หากเปรียบเทียบกับการซื้อไฟฟ้าจากภายนอกแล้วอาจจะไม่คุ้มค่าต่อการลงทุนและเห็นควรให้ซื้อไฟฟ้าจากภายนอก ซึ่งทั้ง 2 ตัวเลือกนี้ให้ผลลัพธ์ที่ไม่เหมือนกัน จึงไม่สามารถใช้วิธีนี้ในการวิเคราะห์ได้
3. การวิเคราะห์ประสิทธิผลของต้นทุน (Cost Effectiveness Analysis: CEA)	จากการประเมินของผู้วิจัย พบว่างานวิจัยนี้ไม่เหมาะสมกับวิธีการวิเคราะห์ประสิทธิผลของต้นทุน เนื่องจากการศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จึงต้องการผลลัพธ์ที่สามารถชี้วัดเป็นมูลค่าทางการเงิน สำหรับการประเมินประสิทธิผลชองต้นทุน จะได้ผลลัพธ์เป็นประสิทธิผลของต้นทุน ซึ่งไม่เหมาะสดกับการประเมินความคุ้มค่าของโครงการในงานศึกษานี้
4. การวิเคราะห์ต้นทุน-อรรถประโยชน์ (Cost–Utility Analysis: CUA)	จากการประเมินของผู้วิจัย พบว่างานวิจัยนี้ไม่เหมาะสมกับวิธีการวิเคราะห์ต้นทุน-อรรถประโยชน์ เนื่องจาก งานวิจัยฉบับนี้เป็นการวิเคราะห์ ความคุ้มค่าของโครงการ ซึ่งไม่ได้ประเมินผลประโยชน์ด้านความพึงพอใจหรืออรรถประโยชน์

Ref. code: 25686733145244RKH

บทที่ 3
ระเบียบวิธีการศึกษา

ระเบียบวิธีวิจัย ประกอบไปด้วย กรอบแนวคิดในการศึกษา การประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ การพิจารณาตัวแทนในการประมาณค่าต้นทุนและผลประโยชน์ และแหล่งข้อมูล ตลอดจนถึงการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ และการวิเคราะห์ความอ่อนไหว

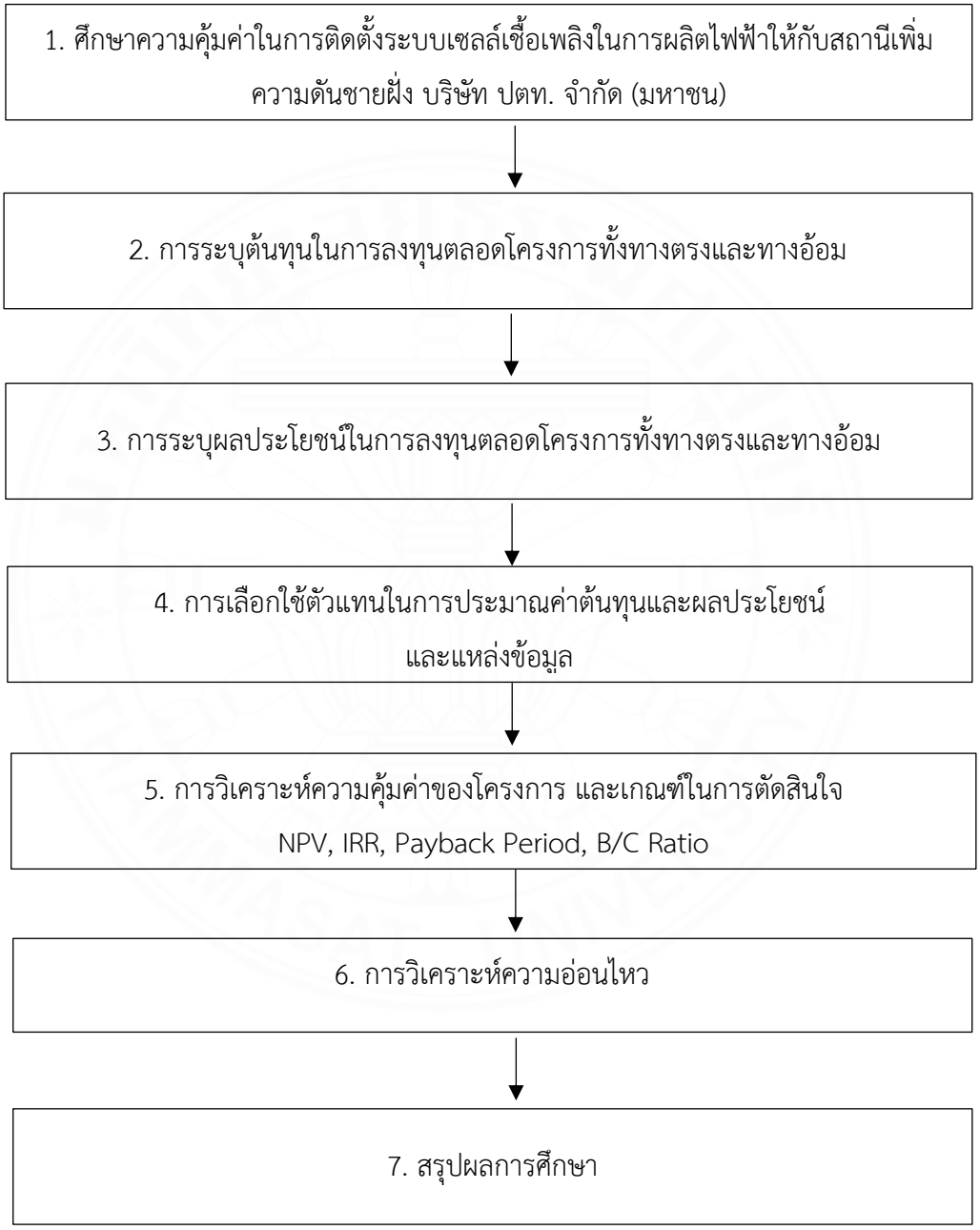
3.1 กรอบแนวคิดในการศึกษา

งานวิจัยฉบับนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยใช้แนวคิดการประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์ด้วยวิธีวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ (Cost-Benefit Analysis: CBA) โดยมีขั้นตอนในการวิเคราะห์ทั้งหมด 7 ขั้นตอน ดังแสดงในรูปที่ 3.1

Ref. code: 25686733145244RKH

ภาพที่ 3.1

ขั้นตอนการศึกษาและวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)



Ref. code: 25686733145244RKH

3.1.1 ศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยเริ่มจากการศึกษารายละเอียดและคุณลักษณะของโครงการ รวมถึงข้อกำหนดและเงื่อนไขที่เกี่ยวข้อง เพื่อใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานในการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ

3.1.2 การระบุต้นทุนในการลงทุนตลอดโครงการทั้งทางตรงและทางอ้อม

การศึกษาความคุ้มค่าการของโครงการจำเป็นเป็นต้องระบุต้นทุนให้ครบถ้วน ต้นทุนทางตรง (Direct cost) และต้นทุนทางอ้อม (Indirect cost) ต้นทุนทางตรง เช่น ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและอุปกรณ์ ค่าเชื้อเพลิง และต้นทุนทางอ้อม เช่น ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการขออนุญาตต่างๆ ซึ่งข้อมูลเป็นข้อมูลตลอดช่วงอายุของโครงการ สำหรับปี พ.ศ. 2569 ถึงปี พ.ศ. 2594 เป็นระยะเวลา 25 ปี

3.1.3 การระบุผลประโยชน์ของการลงทุนตลอดโครงการทั้งทางตรงและทางอ้อม

ในทำนองเดียวกับต้นทุนผลประโยชน์ของโครงการก็ต้องคำนึงทั้งผลประโยชน์ทางตรง (Direct benefit) และผลประโยชน์ทางอ้อม (Indirect benefit) ด้วยเช่นเดียวกัน ตัวอย่างผลประโยชน์ทางตรงเช่น มูลค่าเงินที่สามารถลดได้จากการซื้อไฟฟ้าภายนอก ตัวอย่างผลประโยชน์ทางอ้อม คือ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่สามารถลดได้จากการดำเนินโครงการนี้ โดยต้องคำนึงถึงต้นทุนค่าเสียโอกาสของทรัพยากรแต่ละชนิดที่เอาไปใช้ในโครงการด้วย ซึ่งข้อมูลเป็นข้อมูลตลอดช่วงอายุของโครงการ สำหรับปี พ.ศ. 2569 ถึงปี พ.ศ. 2594 เป็นระยะเวลา 25 ปี ทั้งต้นทุนและผลประโยชน์

3.1.4 การเลือกใช้ตัวแทนการประมาณค่าต้นทุนและผลประโยชน์ และแหล่งข้อมูล

ในการดำเนินการศึกษา จำเป็นต้องพิจารณาแหล่งข้อมูลทั้งในรูปแบบของข้อมูลปฐมภูมิและข้อมูลทุติยภูมิ เพื่อใช้ในการประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการอย่างครบถ้วน โดยต้องอ้างอิงข้อมูลจากแหล่งที่มาที่น่าเชื่อถือและชัดเจน พร้อมทั้งเลือกใช้ proxy ที่เหมาะสมสำหรับการประมาณค่าต่างๆ ซึ่งจะช่วยให้การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทั้งด้านต้นทุนและผลประโยชน์มีความถูกต้องและสะท้อนความเป็นจริงของโครงการได้อย่างมีประสิทธิภาพ

3.1.5 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าจองโครงการ และเกณฑ์ในการตัดสินใจ NPV, IRR, Payback Peroid, B/C Ratio

การเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการสำหรับงานวิจัยนี้จะใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) เป็นปัจจัยสำคัญในการปรับค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นในแต่ละปีให้อยู่ในรูปของมูลค่าปัจจุบัน (Present Value) เพื่อสะท้อนถึงมูลค่าของเงินตามเวลาและความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับโครงการ

Ref. code: 25686733145244RKH

วิธีการหลักที่ใช้คือ การคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value หรือ NPV) ซึ่งช่วยประเมินความคุ้มค่าของโครงการในระยะยาวอย่างเป็นระบบ นอกจากนี้ ยังใช้ตัวชี้วัดทางการเงินอื่นๆ ได้แก่ อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return หรือ IRR), ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period หรือ PP) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio หรือ B/C Ratio) เพื่อใช้ในการประเมินโครงการได้อย่างๆ อย่างรอบด้าน

โดยการชี้วัดเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ของการลงทุนและเกณฑ์เพื่อการตัดสินใจดังนี้

- Net Present Value (NPV) ต้องมีค่ามากกว่า 0
- Internal Rate of Return (IRR) ต้องมีค่ามากกว่า ต้นทุนของเงินทุน
- Payback Period (PV) ต้องมีค่าน้อยกว่าอายุของโครงการ หรือ 25 ปี
- B/C Ratio ต้องมีค่ามากกว่า 1

3.1.6 วิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลการวิเคราะห์ คือกระบวนการทดสอบและประเมินผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของสมมติฐานหรือ ค่าปัจจัยต่างๆ ที่ใช้ในการประมาณต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ เพื่อดูว่าเมื่อปัจจัยเหล่านี้เปลี่ยนแปลงไป ผลลัพธ์ของการวิเคราะห์ เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) จะยังคงเป็นบวกหรือคุ้มค่าหรือไม่ การวิเคราะห์นี้ช่วยให้เข้าใจถึงความเสี่ยงและความไม่แน่นอนของโครงการ และช่วยในการตัดสินใจลงทุนอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

3.1.7 สรุปผลการศึกษา

ผู้วิจัยจะต้องสรุปข้อสมมติฐานต่างๆ และผลที่ได้จากการวิเคราะห์ให้ชัดเจนตามสมติฐาน นั้นๆ และชี้ให้เห็นถึงผลลัพธ์ท่าจเปลี่ยนไป เมื่อสมมติฐานมีการเปลี่ยนแปลง และต้องระบุว่ามีต้นทุนหรือผลประโยชน์อื่นใดที่ไม่ได้รวมในการวิเคราะห์ หรือมีข้อจำกัดใดในการประเมิน ทั้งนี้เพื่อให้การสรุปผลได้ข้อมูลการวิเคราะห์ที่ครบถ้วนสมบูรณ์เพียงพอต่อการประกอบการตัดสินใจ

3.2 รายละเอียดของโครงการ

สำหรับโครงการศึกษาความคุ้มค่าการให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง โครงการดังกล่าวสามารถแบ่งรายละเอียดออกเป็น 2 ส่วนหลัก ได้แก่ ขั้นตอนการดำเนินโครงการ และข้อกำหนดและคุณลักษณะของโครงการ ทั้งนี้ มีรายละเอียดในแต่ละส่วนดังต่อไปนี้

Ref. code: 25686733145244RKH

3.2.1 ขั้นตอนการดำเนินโครงการ

สำหรับขั้นตอนการดำเนินโครงการจะแบ่งเป็น 3 ระยะ ตามกรอบเวลาการดำเนินงานของโตรงการ ได้แก่ ระยะที่ 1 ช่วงการก่อสร้างโครงการ ระยะที่ 2 ช่วงการทดสอบการเดินระบบ (Commissioning) และ ระยะที่ 3 ช่วงการดำเนินงานและการบำรุงรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า

3.2.1.1 ระยะที่ 1 ช่วงการก่อสร้างโครงการ

ในช่วงเริ่มต้นของโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า จะมีการดำเนินงานด้านกายภาพเพื่อเตรียมพื้นที่และติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยสามารถแบ่งเป็นลำดับขั้นตอนดังนี้

1. การเตรียมพื้นที่

ขั้นตอนแรกจะเป็นการปรับปรุงสภาพพื้นที่บริเวณที่ตั้งโครงการเพื่อให้มีความเหมาะสมและพร้อมสำหรับการก่อสร้างและติดตั้งระบบ โดยเริ่มจากการปรับระดับพื้นที่ การบดอัดหน้าดิน การระบายน้ำ และการสร้างทางเข้าออกให้สามารถรองรับการเคลื่อนย้ายเครื่องจักรและอุปกรณ์ขนาดใหญ่ในช่วงการก่อสร้างได้อย่างปลอดภัย นอกจากนี้ ยังต้องมีการติดตั้งระบบรั้วกั้นพื้นที่โครงการ การวางผังแนวท่อ แนวสายไฟฟ้า และจุดเชื่อมต่อสาธารณูปโภคเบื้องต้น เช่น น้ำประปาและไฟฟ้าชั่วคราวสำหรับใช้ในระหว่างก่อสร้าง

2. การก่อสร้างฐานราก

เมื่อพื้นที่พร้อมแล้ว ขั้นตอนถัดไปคือการก่อสร้างฐานรากสำหรับรองรับอุปกรณ์ของระบบเซลล์เชื้อเพลิงทั้งหมด ซึ่งมีน้ำหนักมากและต้องการความมั่นคงสูง ฐานรากจะถูกออกแบบให้มีความสามารถในการรับน้ำหนักแบบกระจายและทนต่อแรงสั่นสะเทือนที่อาจเกิดขึ้นในระหว่างการทำงาน ประเภทของฐานรากจะขึ้นอยู่กับสภาพชั้นดินและลักษณะอุปกรณ์ที่ติดตั้ง โดยอาจเป็นฐานรากตื้น หรือฐานรากลึก เช่น เสาเข็มคอนกรีตอัดแรง หรือเสาเข็มเจาะในขั้นตอนนี้จะรวมถึงการวางโครงเหล็ก เทคอนกรีต การติดตั้งแผ่นรองรับ และจุดยึดสำหรับอุปกรณ์ต่างๆ

3. การขนย้ายและติดตั้งเครื่องจักร

หลังจากฐานรากเสร็จสมบูรณ์แล้ว จะเข้าสู่กระบวนการขนย้ายและติดตั้งอุปกรณ์หลักของระบบเซลล์เชื้อเพลิง อุปกรณ์เหล่านี้ ประกอบด้วย

- เซลล์เชื้อเพลิงหลัก (Fuel Cell Stack Unit)
- Power Conditioning System (PCS) สำหรับแปลงกระแสไฟฟ้า
- Cooling System ระบบระบายความร้อนของเซลล์
- Control Panel และระบบควบคุมอัตโนมัติ
- Auxiliary Systems เช่น ปั๊ม วาล์ว ระบบกรองก๊าซ เป็นต้น

Ref. code: 25686733145244RKH

ขั้นตอนนี้ต้องอาศัยเครื่องมือยกขนาดใหญ่ เช่น รถเครน หรือรถยกแบบ Forklift ขนาดพิเศษ รวมถึงผู้เชี่ยวชาญเฉพาะทางในการติดตั้ง เพื่อให้แน่ใจว่าอุปกรณ์ทั้งหมดอยู่ในตำแหน่งที่ถูกต้องและพร้อมสำหรับการเดินระบบในลำดับถัดไป

4. การติดตั้งระบบท่อและสถานีควบคุมก๊าซ (Fuel Supply & Gas Regulating Station Installation)

เนื่องจากระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าในโครงการนี้เลือกใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก จึงต้องมีการติดตั้งระบบท่อส่งเชื้อเพลิงภายในพื้นที่โครงการ พร้อมกับสถานีควบคุมแรงดันและวัดปริมาณก๊าซ

สถานีนี้มีหน้าที่หลักสองประการ คือ ลดแรงดันก๊าซธรรมชาติ จากแรงดันของระบบท่อส่งหลักให้เหลือแรงดันที่เหมาะสมกับการใช้งานในเซลล์เชื้อเพลิง รวมถึงวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติ ที่ไหลเข้าสู่ระบบ เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการบริหารจัดการพลังงานและการคำนวณต้นทุนเชื้อเพลิง

ระบบท่อจะต้องมีการออกแบบให้สามารถทนแรงดันได้อย่างปลอดภัย มีระบบป้องกันการรั่วไหล และสามารถหยุดจ่ายก๊าซได้ทันทีในกรณีฉุกเฉิน โดยจะมีการติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับการรั่วไหล (Gas Leak Detector) และระบบปิดวาล์วอัตโนมัติ (Emergency Shut-Off Valve)

5. การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (Electrical Integration)

เมื่อระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าสามารถจ่ายไฟได้แล้ว จะต้องมีการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าดังกล่าวเข้าสู่ระบบไฟฟ้าภายในสถานี โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สำหรับการขับเคลื่อนเครื่องอัดก๊าซ (Gas Compressor)

เครื่องอัดก๊าซ มีหน้าที่เพิ่มแรงดันของก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอสำหรับการส่งผ่านท่อส่งก๊าซไปยังลูกค้าปลายทาง ซึ่งถือเป็นกระบวนการสำคัญในการดำเนินงานของสถานีในเครือข่ายระบบท่อส่งก๊าซ

ในขั้นตอนนี้จะรวมถึง

- การติดตั้งตู้ควบคุมไฟฟ้า (Switchgear)
- การเดินสายไฟฟ้ากำลังและสายควบคุม
- การติดตั้งระบบสำรองไฟฟ้า (กรณีที่ต้องการ)
- การทดสอบระบบไฟฟ้าและการเดินเครื่องครั้งแรก (Commissioning)

โดยขั้นตอนในการดำเนินงานช่วงการก่อสร้างโครงการทั้งหมดใช้เวลาประมาณ 300 วัน

3.2.1.2 ระยะที่ 2 ช่วงการทดสอบการเดินระบบ (Commissioning)

ก) การทดสอบระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า (Fuel Cell Power System Start-Up Test)

Ref. code: 25686733145244RKH

- เริ่มต้นจากการตรวจสอบความสมบูรณ์ของระบบโดยรวม ทั้งระบบเชื้อเพลิง ระบบควบคุม ระบบระบายความร้อน และระบบจ่ายไฟฟ้า

- ดำเนินการเดินเครื่องระบบเซลล์เชื้อเพลิงครั้งแรก (Initial Start-Up) โดยมีทีมงานจากผู้ผลิต หรือผู้เชี่ยวชาญเป็นผู้ควบคุม

- ตรวจสอบพารามิเตอร์การทำงาน เช่น อุณหภูมิ ความดัน การจ่ายก๊าซ และกำลังไฟฟ้า ว่าอยู่ในช่วงที่ออกแบบไว้หรือไม่

- ทดสอบระบบนิรภัย (Safety System) และการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน เช่น การตัดจ่ายก๊าซอัตโนมัติกรณีแรงดันผิดปกติ หรือการดับไฟฉุกเฉิน

ข) การจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสถานีเพิ่มความดัน

- เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าเริ่มจ่ายกระแสไฟฟ้าได้อย่างเสถียร จะดำเนินการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง เพื่อจ่ายพลังงานให้กับ เครื่องอัดก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นหัวใจสำคัญในการเพิ่มแรงดันก๊าซธรรมชาติสำหรับส่งผ่านท่อไปยังลูกค้าปลายทาง

- ทดสอบโหลดไฟฟ้าจริงในช่วงเวลาต่างๆ เพื่อประเมินความสามารถของระบบเซลล์เชื้อเพลิงในการรองรับภาระงานที่เปลี่ยนแปลง

- ตรวจสอบการทำงานร่วมกันระหว่างระบบผลิตไฟฟ้ากับระบบควบคุมของสถานี เพื่อให้แน่ใจว่าเครื่องอัดก๊าซสามารถทำงานต่อเนื่องได้โดยไม่มีผลกระทบจากความไม่เสถียรของแหล่งจ่ายไฟ

ค) การทดสอบระบบโดยรวม (Integrated System Testing)

- ทดสอบการทำงานของระบบทั้งหมดร่วมกัน ตั้งแต่การจ่ายก๊าซเชื้อเพลิงเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้า และการใช้ไฟฟ้าโดยเครื่องอัดก๊าซ (End-to-End Test)

- เก็บข้อมูลการทำงานในสภาวะจริง และวิเคราะห์ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า, อัตราการใช้ก๊าซ และความเสถียรของระบบ

- ปรับค่าต่างๆ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ และแก้ไขปัญหาที่อาจเกิดขึ้นระหว่างการเดินระบบจริง

ง.) ระยะเวลาในการทดสอบการเดินระบบ (Commissioning)

- ระยะเวลาในการทดสอบการเดินระบบทั้งหมด รวมถึงการทดสอบระบบย่อย การทดสอบระบบรวม และการปรับจูนระบบให้ทำงานเต็มประสิทธิภาพ จะใช้เวลารวมทั้งสิ้น ประมาณ 60 วัน ซึ่งในช่วงเวลาดังกล่าวจะมีการบันทึกผลการทดสอบและจัดทำรายงานอย่างละเอียดเพื่อประกอบการตรวจรับงาน และเพื่อเป็นข้อมูลอ้างอิงสำหรับการดำเนินงานในระยะยาว

Ref. code: 25686733145244RKH

3.2.1.3 ระยะที่ 3 ช่วงการดำเนินงานและการบำรุงรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า

หลังจากผ่านช่วงการทดสอบการเดินระบบ เป็นที่เรียบร้อยแล้ว โครงการจะเข้าสู่ระยะ การดำเนินงานและบำรุงรักษา ซึ่งถือเป็นระยะยาวของโครงการ โดยมีเป้าหมายเพื่อให้ระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง มีเสถียรภาพ และมีประสิทธิภาพสูงสุดตลอดอายุการใช้งานของระบบ

ก) การเดินระบบ (Operation)

การเดินระบบในระยะนี้จะดำเนินการโดยทีมงานผู้ปฏิบัติการที่ผ่านการอบรมจากผู้ผลิต หรือบริษัทผู้ติดตั้ง โดยจะมีการควบคุมการผลิตไฟฟ้าอย่างใกล้ชิด ทั้งในด้านของการจ่ายเชื้อเพลิง การควบคุมอุณหภูมิ การจ่ายไฟฟ้าออก และระบบระบายความร้อน เพื่อให้แน่ใจว่าระบบสามารถ จ่ายไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งได้อย่างต่อเนื่องและเสถียร ประสิทธิภาพของระบบยังคงอยู่ในเกณฑ์ที่ออกแบบไว้ไม่เกิดปัญหาที่อาจส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยหรือความเชื่อถือได้ของระบบ ในช่วงแรกของการดำเนินงาน จะมีการ เก็บข้อมูลเชิงปฏิบัติการอย่างละเอียดเพื่อนำไปวิเคราะห์ประสิทธิภาพและแนวโน้มการเสื่อมสภาพของระบบ เพื่อวางแผนซ่อมบำรุงล่วงหน้าได้อย่างแม่นยำ

ข) การบำรุงรักษา (Maintenance)

การบำรุงรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าจะดำเนินการภายใต้แนวทางของคู่มือการบำรุงรักษาที่จัดทำโดยผู้ผลิตอุปกรณ์ ซึ่งจะต้องดำเนินการวางแผนและปฏิบัติงานในการตรวจสอบ บำรุงรักษาตามรอบรายเดือน รายปี สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและคู่มือของผู้ผลิต

ค) ระยะเวลาดำเนินการ

การดำเนินงานและบำรุงรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าจะดำเนินอย่างต่อเนื่องเป็นระยะเวลา ตั้งแต่ปีที่ 1 จนถึงปีที่ 25 ของอายุโครงการ โดยตลอดระยะเวลาดังกล่าว จะมีการตรวจสอบและประเมินผลอย่างสม่ำเสมอ เพื่อรักษาระดับประสิทธิภาพและอายุการใช้งานของระบบให้เป็นไปตามการออกแบบ

3.2.2 ข้อกำหนดและคุณลักษณะของโครงการ

3.2.2.1 ข้อกำหนดด้านพื้นที่

สถานีชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) มีพื้นที่ใช้สอยสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าประมาณ 1,200 ตารางเมตร ซึ่งเป็นข้อจำกัดสำคัญในการคัดเลือกเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมกับพื้นที่ติดตั้ง

ด้วยเหตุนี้ จึงจำเป็นต้องพิจารณาเทคโนโลยีที่มีความหนาแน่นกำลังการผลิตสูงและใช้พื้นที่อย่างมีประสิทธิภาพ ส่งผลให้เทคโนโลยีระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าประเภทออกไซด์ของแข็ง (SOFC) ถูกเลือกมาศึกษาเป็นทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับโครงการนี้

Ref. code: 25686733145244RKH

3.2.2.2 ข้อกำหนดด้านความต้องการไฟฟ้าของสถานีชายฝั่ง

สำหรับการศึกษาการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งในโครงการนี้ ได้กำหนดขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ระดับ 10 เมกะวัตต์ เนื่องจากเป็นขนาดที่เหมาะสมและสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าขั้นต่ำของสถานี ทั้งยังช่วยลดความเสี่ยงจากการผลิตไฟฟ้าเกินความต้องการใช้งาน หรือการจ่ายไฟฟ้าย้อนกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายนอก

3.2.2.3 ข้อกำหนดด้านอายุโครงการ

โครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าได้รับการกำหนดอายุโครงการไว้ที่ 25 ปี

3.2.2.4 ข้อกำหนดด้านสัญญาการซื้อไฟฟ้า

สถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ได้ทำสัญญาซื้อไฟฟ้าจากบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) โดยอ้างอิงราคาตามอัตราของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีส่วนลด 4% กรณีใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า 75% ของ Capacity Factor และมีส่วนลด 4.3% กรณีใช้ไฟฟ้ามากกว่า 75% ของ Capacity Factor ซึ่งมีอายุสัญญา 12 ปี และขยายสัญญาอัตโนมัติ 3 ปี

ตารางที่ 3.1

ข้อกำหนดด้านสัญญาการซื้อไฟฟ้า

รายการ	จำนวน	หน่วย / หมายเหตุ
ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้า (Peak Demand Charge)	74.14	บาท/กิโลวัตต์
ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge: EP) -ช่วง Peak	4.1025	บาท/หน่วย
ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge: EP) -ช่วง Off-Peak	2.5849	บาท/หน่วย
ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Transfer Charge: FT)	-0.116	บาท/หน่วย (ข้อมูล กฟภ. ต.ค.–ธ.ค. 2562)
ค่าบริการ (Service Fee Charge)	312.24	บาท/เดือน
ส่วนลดค่าไฟฟ้าต่อเดือน	4.00%	กรณีใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า 75% ของ Capacity Factor
	4.30%	กรณีใช้ไฟฟ้ามากกว่า 75% ของ Capacity Factor

Ref. code: 25686733145244RKH

3.2.2.5 คุณลักษณะของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC

ก) คุณลักษณะด้านการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 3.2

คุณลักษณะด้านการผลิตไฟฟ้า

เกณฑ์การออกแบบ	รายละเอียด
กำลังผลิตไฟฟ้า	ระบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์ของแข็ง (Solid Oxide Fuel Cell: SOFC) ได้รับการออกแบบให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 10 เมกะวัตต์ต่อหน่วย
แรงดันไฟฟ้า	ระบบไฟฟ้าเป็นแบบสามเฟส และสามารถรองรับระดับแรงดันไฟฟ้าได้หลายค่า ได้แก่ 480, 415, 400 และ 380 โวลต์
ความถี่ไฟฟ้า	ระบบถูกออกแบบให้สามารถรองรับความถี่ไฟฟ้าได้ทั้ง 50 และ 60 เฮิรตซ์

ข) ประเภทของเชื้อเพลิง

ตารางที่ 3.3

ประเภทของเชื้อเพลิงคุณลักษณะด้านเชื้อเพลิง

เกณฑ์การออกแบบ	รายละเอียด
ประเภทเชื้อเพลิง	ระบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์ของแข็ง (SOFC) ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตพลังงานไฟฟ้า
ความดันเชื้อเพลิงขาเข้า	ระบบถูกออกแบบให้รองรับความดันเชื้อเพลิงขาเข้าอยู่ในช่วง 12-18 psig โดยมีค่าความดันใช้งานปกติที่ 15 psig หรือเทียบเท่ากับช่วง 0.82–1.24 bar โดยมีค่าปกติที่ประมาณ 1 bar

Ref. code: 25686733145244RKH

ค) ประสิทธิภาพของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC

ตารางที่ 3.4

ประสิทธิภาพของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC

เกณฑ์การออกแบบ	รายละเอียด
ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า	ระบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์ของแข็ง (SOFC) มีประสิทธิภาพการแปลงพลังงานไฟฟ้าอยู่ในระดับสูง โดยในปีแรกของการเดินระบบสามารถให้ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 60%
ประสิทธิภาพในระยะยาว	เมื่อพิจารณาตลอดช่วงการเดินเครื่องตั้งแต่ปีที่ 2 ถึงปีที่ 25 ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจะลดลงตามอายุการใช้งานของอุปกรณ์ และคงอยู่ที่ประมาณ 54% ซึ่งยังถือว่าอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมสำหรับการใช้งานระยะยาว

ง) การปล่อยมลพิษของระบบเซลล์เชื้อเพลิงไฟฟ้าชนิด SOFC

ตารางที่ 3.5

การปล่อยมลพิษของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC

เกณฑ์การออกแบบ	รายละเอียด
การปล่อยมลพิษไนโตรเจนออกไซด์ (NOx)	ระบบมีอัตราการปล่อยก๊าซไนโตรเจนออกไซด์อยู่ที่ประมาณ 0.003 ปอนด์ต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง (0.001 กิโลกรัมต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง)
การปล่อยมลพิษซัลเฟอร์ออกไซด์ (SOx)	ไม่มีการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ออกไซด์
การปล่อยมลพิษคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO)	อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์เท่ากับ 0.013 ปอนด์ต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง (0.005 กิโลกรัมต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง)
สารอินทรีย์ระเหยง่าย (VOCs)	ระบบมีการปล่อยสารอินทรีย์ระเหยง่ายประมาณ 0.01 ปอนด์ต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง (0.004 กิโลกรัมต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง)
การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)	การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อยู่ในช่วงประมาณ 679–833 ปอนด์ต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง (308–378 กิโลกรัมต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง)

Ref. code: 25686733145244RKH

จ.) คุณลักษณะทางกายภาพของของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า SOFC

ตารางที่ 3.6

คุณลักษณะทางกายภาพของของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC

เกณฑ์การออกแบบ	รายละเอียด
น้ำหนักอุปกรณ์	น้ำหนักรวมนประมาณ 14.8 ตัน ต่อระบบ SOFC ขนาดกำลังการผลิต 0.325 เมกะวัตต์
ขนาดอุปกรณ์	ระบบ SOFC ขนาดกำลังการผลิต 0.325 เมกะวัตต์ มีขนาดอุปกรณ์ ยาว 9 เมตร กว้าง 2.5 เมตร และสูง 1.3 เมตร
ช่วงอุณหภูมิใช้งาน	ระบบสามารถทำงานได้ในช่วงอุณหภูมิแวดล้อมตั้งแต่ -20 จนถึงถึง 45 องศาเซลเซียส โดยไม่ส่งผลกระทบต่อสมรรถนะการทำงาน
ลักษณะการติดตั้ง	ระบบเหมาะสำหรับการติดตั้งภายนอกอาคาร ซึ่งช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นในการเลือกพื้นที่ติดตั้ง
ระดับเสียงรบกวน	ระดับเสียงรบกวนขณะเดินเครื่องมีค่าน้อยกว่า 65 เดซิเบลเอ (dBA) ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ตามมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อม
มาตรฐานความปลอดภัย	ระบบผ่านการรับรองตามมาตรฐานความปลอดภัยสากล ได้แก่ UL, ANSI/CSA FC1 และ CE รวมถึงมาตรฐานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง
การเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า	การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเป็นไปตามมาตรฐาน IEEE 1547 และข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้มั่นใจในความปลอดภัยและความเสถียรของระบบ

3.3 ข้อสมมติในการศึกษา

การศึกษาเรื่องความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการจำเป็นต้องอาศัยการกำหนดข้อสมมติที่ชัดเจน เพื่อใช้เป็นกรอบในการคำนวณและประเมินผลตอบแทน เนื่องจากปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับโครงการ เช่น ราคาก๊าซธรรมชาติ อัตราเงินเฟ้อ ประสิทธิภาพของเซลล์เชื้อเพลิง ต้นทุนการบำรุงรักษา และนโยบายภาครัฐ มีความไม่แน่นอนและอาจเปลี่ยนแปลงตามสภาพเศรษฐกิจและเทคโนโลยีในอนาคต

Ref. code: 25686733145244RKH

3.3.1 ข้อสมมติด้านสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

งานศึกษานี้ตั้งข้อสมมติว่าราคาขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีการปรับเพิ่มตามอัตราเงินเฟ้อปีละหนึ่งครั้ง เพื่อสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงในระยะยาว เงื่อนไขนี้ครอบคลุมการรักษาโครงสร้างราคาที่ตกลงไว้ตั้งแต่ต้น โดยไม่มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบการคิดราคาอื่นๆ ซึ่งจะช่วยให้การวิเคราะห์ผลตอบแทนมีความชัดเจนและลดความไม่แน่นอนจากการเปลี่ยนแปลงนโยบายหรือการเจรจาใหม่

3.3.2 ข้อสมมติด้านราคาก๊าซธรรมชาติ

งานศึกษานี้ตั้งข้อสมมติว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเซลล์เชื้อเพลิงมีแนวโน้มคงที่หรือปรับขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยของประเทศ โดยไม่รวมกรณีวิกฤตพลังงานหรือการปรับขึ้นราคาก๊าซอย่างรุนแรงที่อาจเกิดจากปัจจัยทางภูมิรัฐศาสตร์หรือความผันผวนของตลาดโลก การตั้งสมมติฐานนี้มีความสำคัญเพื่อให้การคำนวณต้นทุนเชื้อเพลิงและการวิเคราะห์ความคุ้มค่ามีความสมจริงและสามารถประเมินผลตอบแทนได้แม่นยำ

3.3.3 ข้อสมมติด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า

งานศึกษานี้ตั้งข้อสมมติว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สถานีเพิ่มความดันชายฝั่งคงที่และต้องการการผลิตไฟฟ้าจากระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าที่ 10 เมกะวัต ตามข้อมูลการใช้งานเฉลี่ยในปัจจุบัน โดยไม่รวมกรณีการขยายกำลังการผลิตหรือการลดการใช้งานอย่างมาก เพื่อให้การคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตและใช้มีความแม่นยำและสอดคล้องกับสภาพการดำเนินงานจริง

3.3.4 ข้อสมมติด้านต้นทุนการบำรุงรักษา

งานศึกษานี้ตั้งข้อสมมติว่าต้นทุนการบำรุงรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงเป็นไปตามที่ผู้ผลิตระบุ ไม่มีค่าใช้จ่ายแฝงเพิ่มเติม เช่น การซ่อมบำรุงหรือการเปลี่ยนอะไหล่ที่มีต้นทุนสูงนอกเหนือจากแผนการบำรุงรักษา เพื่อให้การวิเคราะห์ต้นทุนตลอดอายุโครงการมีความสมจริงและสามารถควบคุมได้

3.3.5 ข้อสมมติด้านอัตราคิดลด

งานศึกษานี้ตั้งข้อสมมติว่าอัตราคิดลดที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินจะพิจารณาที่ 3%, 6% และ 9% เพื่อสะท้อนความเสี่ยงและต้นทุนโอกาสของเงินทุนในระดับต่างๆ โดยอัตรา 3% ใช้สำหรับกรณีที่มีความเสี่ยงต่ำและต้นทุนเงินทุนต่ำ อัตรา 6% เป็นค่ากลางที่สะท้อนสภาพตลาดทั่วไป และอัตรา 9% ใช้สำหรับกรณีที่มีความเสี่ยงสูงหรือมีต้นทุนเงินทุนสูง ซึ่งเป็นอัตราส่วนคิดลดที่ ปตท. ใช้ในปัจจุบันสำหรับการพิจารณาความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการในปัจจุบัน โดยที่มาของอัตราคิดลดที่ 9% มาจากการคำนวณ Hurdle rate ดังนี้

1. ต้นทุนเงินกู้ ($\boldsymbol{K_d}$) = 3.85% (ประมาณการต้นทุนเงินกู้เฉลี่ยของ ปตท. ในปี 2568)

Ref. code: 25686733145244RKH

2. ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (K_e) = 11.22%

คำนวณค่า Ke โดยใช้วิธี CAPM และมีปัจจัยที่ใช้ในการคำนวณดังนี้

$$K_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f)$$

- Risk Free Rate (R_f) = 2.94% (ประมาณการอัตราผลตอบแทนพันธบัตรรัฐบาลไทยอายุ 20 ปี)

- Return on Market (R_m= 11.57% ผลตอบแทนเฉลี่ยของ SET Index ย้อนหลัง 20 ปี)

- Risk Premium ($R_m - R_f$) = 8.63%e

- Beta (β) = 0.96 (ข้อมูลย้อนหลัง 5 ปี)

3. สัดส่วนหนี้สินต่อทุน = 0.80 เท่า (หรือเท่ากับ W_d= 44.45%, W_e = 55.55% โดย Equity คำนวณจาก Market Cap. ของ ปตท.ซึ่งใช้ค่าเฉลี่ยราคาหุ้นเป้าหมาย (Targeted Price) ของราคาหุ้นของ ปตท. ที่ 37.40 บาทต่อหุ้น และจำนวนหุ้นสามัญ ปตท. 28,563 ล้านหุ้น ณ 30 ก.ย. 2567)

- อัตราภาษี (Tax) = 20%

แทนค่าในสูตร

$$WACC = (W_e \times K_e) + (W_d \times (K_d \times (1 - \text{Tax}))$$

$$WACC = (55.55\ \% \times 11.22\%) + (44.45\ \% \times 3.85\% \times (1 - 0.20)) = 7.60\%$$

คำนวณหา Hurdle Rate

Hurdle Rate = WACC+ Risk Premium (Regulatory Risk)

Hurdle Rate = 7.60% + 1.4% (Regulatory Risk)

Hurdle Rate = 9.00%

Regulatory Risk = 1.4% (Regulatory Risk) เนื่องจากโครงการของสายงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของภาครัฐ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อรายได้และกระแสเงินสดของโครงการ

การใช้หลายอัตราคิดลดช่วยให้สามารถทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหว และประเมินความคุ้มค่าของโครงการในสถานการณ์ที่แตกต่างกันได้อย่างครอบคลุม

Ref. code: 25686733145244RKH

3.3.6 ข้อสมมติฐานด้านอายุโครงการ

งานศึกษานี้ตั้งข้อสมมติว่าอายุโครงการที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางของโครงการ คือ 25 ปี ซึ่งครอบคลุมระยะเวลาการใช้งานของระบบเซลล์เชื้อเพลิงและโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง โดยพิจารณาว่ามีการบำรุงรักษาตามมาตรฐานและไม่มีการเสื่อมสภาพที่รุนแรงเกินกว่าที่ผู้ผลิตระบุ การกำหนดอายุโครงการที่ยาวนานช่วยให้สามารถประเมินความคุ้มค่าของการลงทุนในระยะยาวและสะท้อนผลตอบแทนที่แท้จริงของโครงการ

3.4 ต้นทุนของโครงการ

การวิเคราะห์ต้นทุนวงจรอายุของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่เลือกออกแบบตลอดช่วงอายุการใช้งานของโครงการ ตลอดช่วงอายุการใช้งาน 25 ปี โดยการคำนวณต้นทุนวงจรตลอดอายุการใช้งาน ตามหลักต้นทุนวงจรอายุ (Life Cycle Costing) โดยแบ่งเป็นรายการต้นทุนในการลงทุนเริ่มต้ม ในปีที่ 0 และ ต้นทุนในการดำเนินการ (Operation Cost) ในปีที่ 1-25 ซึ่งประเมินทั้งต้นทุนที่เป็นต้นทุนทางตรงและต้นทุนทางอ้อม

ตารางที่ 3.7

ต้นทุนในการลงทุนเริ่มต้นและต้นทุนในการดำเนินการ

รายการ	ต้นทุนทางตรง	ต้นทุนทางอ้อม
ต้นทุนในการลงทุนเริ่มต้น (Initial Cost) ปีที่ 0	ค่าใช้จ่ายระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าและค่าติดตั้ง	ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมพนักงาน เพื่อให้สามารถดูแลและแก้ไขปัญหาระบบ SOFC ได้
	ค่าใช้จ่ายในการปรับพื้นที่	ค่าใช้จ่ายในการจัดการน้ำเสียหรือวัสดุเหลือใช้
	ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโครงสร้าง	ค่าที่ปรึกษาโครงการในการติดตั้งและ Commissioning

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 3.7

ต้นทุนในการลงทุนเริ่มต้นและต้นทุนในการดำเนินการ (ต่อ)

รายการ	ต้นทุนทางตรง	ต้นทุนทางอ้อม
	ค่าใช้จ่ายสำหรับการเดินท่อเชื้อเพลิงและการเชื่อมต่อ	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการขอใบอนุญาตเริ่มต้น
	ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง Gas metering	
	ค่าใช้จ่ายสำหรับการ Tie in เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	
ต้นทุนในการดำเนินการ (Operation Cost) ปีที่ 1-25	ค่าใช้จ่ายสำหรับเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่อใบอนุญาตประจำปี
	ค่าจ้างบำรุงรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้ารายปี	
	ค่าจ้างบำรุงรักษาใหญ่ Overhaul ระบบผลิตเซลล์เชื้อเพลิงไฟฟ้า	
	ค่าจ้างในการจ้างผู้ดูแลระบบ	

หมายเหตุ. จากการวิเคราะห์. *โดย* ผู้วิจัย.

3.4.1 ตัวแทนในการประมาณค่าต้นทุน

การเลือกค่าตัวแทน (Proxy) ทั้งต้นทุนและผลประโยชน์ จะต้องใช้ข้อมูลที่สะท้อนค่าจริงหรือมีความใกล้เคียงมากที่สุด โดยข้อมูลต้องมาจากแหล่งข้อมูลที่น่าเชื่อถือ เพื่อให้ผลการวิเคราะห์แม่นยำและมีประสิทธิภาพ

3.4.1.1 ตัวแทนการประมาณค่าต้นทุนเริ่มต้นทางตรง

- ต้นทุนของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าและค่าติดตั้ง (บาท) = กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้ง (กิโลวัตต์) × ต้นทุนต่อหน่วยกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้ง (บาท/กิโลวัตต์)

- ค่าใช้จ่ายในการปรับพื้นที่ติดตั้ง (บาท) = พื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้ง (ตารางเมตร) × ต้นทุนการปรับปรุงพื้นที่ต่อหน่วยพื้นที่ (บาท/ตารางเมตร)

- ค่าใช้จ่ายในการเดินท่อเชื้อเพลิงและการเชื่อมต่อระบบท่อ = ระยะทางท่อที่ต้องติดตั้ง (เมตร) × ต้นทุนวัสดุพร้อมค่าติดตั้งต่อหน่วยความยาว (บาท/เมตร)

Ref. code: 25686733145244RKH

- ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบ Gas Metering (บาท) = ค่าชุดวาล์วและข้อต่อ (บาท) + ค่าติดตั้ง (บาท) + ค่าอุปกรณ์ของระบบควบคุม (บาท)

- ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (บาท) = ค่าปุกรณ์ (บาท) + ค่าติดตั้ง (บาท) + ค่าดำเนินการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (บาท)

- ค่าใช้จ่ายในการขอใบอนุญาตตามกฎหมาย ประกอบด้วยค่าธรรมเนียมใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า (ออกโดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน: กกพ.) ค่าจัดทำแบบและเอกสารทางวิศวกรรมและสิ่งแวดล้อม เช่น Permit Drawing และ Grid Connection Study ค่าปรึกษาด้านกฎหมายและค่ารับรองโดยวิศวกร

3.4.1.2 ตัวแทนการประมาณค่าต้นทุนเริ่มต้นทางอ้อม

- ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมพนักงาน (บาท) = จำนวนพนักงานที่เข้ารับการอบรม (คน) x ค่าใช้จ่ายในการอบรมต่อคน (บาท/คน)

- ค่าใช้จ่ายในการจัดการน้ำเสียและวัสดุเหลือใช้ (บาท/ปี) = [(ปริมาณน้ำเสีย (ลูกบาศก์เมตร/ปี) × อัตราค่าบำบัดน้ำเสียต่อหน่วย (บาท/ลูกบาศก์เมตร)] + [น้ำหนักวัสดุเหลือใช้ (กิโลกรัม/ปี) × อัตราค่ากำจัดต่อหน่วยน้ำหนัก (บาท/กิโลกรัม)]

- ค่าที่ปรึกษาโครงการในการติดตั้งและทดสอบเดินระบบ อ้างอิงจากมูลค่าตามใบเสนอราคาจริงจากบริษัทที่ปรึกษา

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการขอใบอนุญาตเริ่มต้น ประกอบด้วยค่าธรรมเนียมราชการที่ต้องชำระต่อหน่วยงานภาครัฐ ค่าที่ปรึกษาด้านกฎหมายและเอกสารที่เกี่ยวข้องกับการจัดเตรียมคำขออนุญาต และค่าดำเนินการภายในองค์กรซึ่งครอบคลุมค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรและเอกสารภายในที่เกี่ยวข้อง

3.4.1.3 ตัวแทนการประมาณค่าต้นทุนในการดำเนินงานทางตรง

- ค่าใช้จ่ายสำหรับเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (บาท/ปี) = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี(กิโลวัตต์ชั่วโมง/ปี) × อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง)

- ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้ารายปี อ้างอิงจากข้อมูลเสนอราคาจริงของผู้ผลิต

- ค่าใช้จ่ายในการจ้างผู้ดูแลระบบ (บาท/ปี) = จำนวนบุคลากรที่ปฏิบัติงานดูแลระบบเซลล์เชื้อเพลิง (คน) × อัตรารายได้เฉลี่ยต่อคนต่อปี (บาท/คน/ปี)

3.4.1.4 ตัวแทนการประมาณค่าต้นทุนในการดำเนินงานทางอ้อม

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่อใบอนุญาตรายปี ประกอบด้วย ค่าธรรมเนียมราชการรายปีที่ต้องชำระให้กับหน่วยงานกำกับดูแล ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า ตามมาตรา 47 จาก

Ref. code: 25686733145244RKH

สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และใบประกอบกิจการ รง.4 จากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ทุกๆ 5 ปี และใบอนุญาต พค. 2 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

3.4.2 แหล่งข้อมูลสำหรับการประมาณค่าต้นทุน

3.4.2.1 แหล่งข้อมูลปฐมภูมิ

ข้อมูลปฐมภูมิเป็นข้อมูลจริง ซึ่งได้จากการสัมภาษณ์ สังเกตการณ์บันทึกที่หน้างานจริง เช่น ข้อมูลต้นทุนการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า และการประเมินค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง, ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของสถานีชายฝั่ง, ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา, ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง และข้อมูลเชิงนโยบายขององค์กร

ตารางที่ 3.8

รายการข้อมูลและแหล่งข้อมูลปฐมภูมิสำหรับประเมินค่าต้นทุน

รายการ	แหล่งข้อมูล
ค่าใช้จ่ายของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าและติดตั้ง	ใบเสนอราคาจากผู้ผลิตหรือผู้จำหน่าย (เช่น Bloom Energy, Ceres Power, Mitsubishi, Kyocera)
ค่าใช้จ่ายในการปรับพื้นที่	ใบเสนอราคาจากผู้รับเหมาก่อสร้างหรือข้อมูลจากฝ่ายวิศวกรรมท่อส่งก๊าซธรรามชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาขน)
ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโครงสร้าง	ใบเสนอราคาจากผู้รับเหมาก่อสร้างหรือข้อมูลจากฝ่ายวิศวกรรมท่อส่งก๊าซธรรามชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาขน)
ค่าใช้จ่ายสำหรับเดินท่อเชื้อเพลิงและการเชื่อมต่อ	ใบเสนอราคาจากผู้รับเหมางานเดินท่อ หรือหรือข้อมูลจากฝ่ายวิศวกรรมท่อส่งก๊าซธรรามชาติของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาขน)
ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง Gas Metering	บเสนอราคาจากผู้จำหน่ายอุปกรณ์วัดก๊าซหรือหรือข้อมูลจากฝ่ายวิศวกรรมท่อส่งก๊าซธรรามชาติของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาขน)
ค่าใช้จ่ายสำหรับการ Tie in เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	ใบเสนอราคาจากผู้รับเหมางานไฟฟ้าแรงสูง

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 3.8

รายการข้อมูลและแหล่งข้อมูลปฐมภูมิสำหรับประเมินค่าต้นทุน (ต่อ)

รายการ	แหล่งข้อมูล
ค่าใช้จ่ายในการขอใบอนุญาตตามกฎหมาย	ข้อมูลจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมพนักงาน เพื่อให้สามารถดูแลและแก้ไขปัญหาระบบ SOFC ได้	ข้อมูลจากผู้ผลิตระบบ SOFC และหลักสูตรอบรมของหน่วยงานภายนอก เช่น สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ (สวทช.)
ค่าใช้จ่ายในการจัดการน้ำเสีย หรือวัสดุเหลือใช้	ข้อมูลจากฝ่ายสิ่งแวดล้อมของ ปตท. และมาตรฐานสิ่งแวดล้อม ISO14001
ค่าที่ปรึกษาโครงการในการติดตั้งและ Commissioning	ข้อมูลจากผู้ให้บริการด้านที่ปรึกษาพลังงาน
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการขอใบอนุญาตเริ่มต้น	ข้อมูลจากหน่วยงานรัฐ ได้แก่ รายงาน COP ด้านสิ่งแวดล้อม จากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.), ใบผลิตไฟฟ้าตามมาตรา 47, 48 จากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ใบก่อสร้างอาคาร ยื่นให้หน่วยงานท้องถิ่น, ใบประกอบกิจการ รง.4 จากกรมโรงงานอุตสาหกรรม และใบอนุญาต พค. 2 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)
ค่าจ้างบำรังรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้ารายปี	ข้อมูลจากสัญญาบำรุงรักษาของผู้ผลิต
ค่าจ้างบำรุงรักษาใหญ่ Overhaul ระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า	ข้อมูลการบำรุงรักษาใหญ่ Overhaul จากผู้ผลิต
ค่าจ้างในการจ้างผู้ดูแลระบบ	อัตราค่าจ้างเฉลี่ยจากฝ่าย HR ปตท.

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 3.8

รายการข้อมูลและแหล่งข้อมูลปฐมภูมิสำหรับประเมินค่าต้นทุน (ต่อ)

รายการ	แหล่งข้อมูล
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่อใบอนุญาตประจำปี	ข้อมูลจากหน่วยงานรัฐสำหรับการต่ออายุประจำปี ได้แก่ ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้าตามมาตรา 47 จากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.), ใบประกอบกิจการ รง.4 จากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ทุกๆ 5 ปี และใบอนุญาต พค. 2 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ทุกๆ 1 ปี

หมายเหตุ. จากการวิเคราะห์และรวบรวม. โดย ผู้วิจัย.

3.4.2.2 แหล่งข้อมูลทุติยภูมิ

ข้อมูลทุติยภูมิเป็นข้อมูลที่มีผู้อื่นรวบรวมไว้แล้ว เช่น ข้อมูลค่าใช้จ่ายสำหรับเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า หรือและข้อมูลราคาก๊าซธรรมชาติ, ข้อมูลการลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้ากรณีที่ซื้อไฟฟ้าจากภายนอกข้อมูลการลดค่าใช้จ่ายในส่วนของ Demand Charge ข้อมูลรายได้ที่ได้จากการขายคาร์บอนเครดิตที่ได้จากโครงการ รวมถึงรายงาน บทความวิชาการ และฐานข้อมูลออนไลน์

ตารางที่ 3.9

รายการข้อมูลและแหล่งข้อมูลทุติยภูมิสำหรับประเมินค่าต้นทุน

รายการ	แหล่งข้อมูล
ค่าใช้จ่ายสำหรับเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า หรือและข้อมูลราคาก๊าซธรรมชาติ	อัตราค่าบริการกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ จากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน https://www.erc.or.th/th/gas-service-rates

หมายเหตุ. จากการวิเคราะห์และรวบรวม. โดย ผู้วิจัย.

3.5 ผลประโยชน์ของโครงการ

การประเมินผลประโยชน์การลงทุนของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในงานวิจัยนี้จะศึกษาประโยชน์ที่ได้จากโครงการทั้งผลประโยชน์ทางตรง และผลประโยชน์ทางอ้อม ตั้งแต่การลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าจากกรณีซื้อไฟฟ้าภายนอก ลดค่า

Ref. code: 25686733145244RKH

ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Demand charge), การองรับการดำเนินการของสถานีชายฝั่งได้อย่างมีประสิทธิภาพ ไม่หยุดชะงัก ในกรณีที่ไฟฟ้าภายนอกไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ รวมถึงผลประโยชน์ในด้านการลดก๊าซเรือนกระจก การขายก๊าซเรือนกระจกที่สามารถลดได้จากโครงการ และการเสริมสร้างภาพลักษณ์ที่ดีให้กับองค์กร โดยผู้วิจัยจึงจะทำการวิเคราะห์ผลประโยชน์ตลอดวงจรช่วงอายุของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยเป็นผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนของโครงการ ซึ่งแนวคิดด้านต้นทุนค่าเสียโอกาสมาใช้ในการวิเคราะห์

ตารางที่ 3.10

รายการผลประโยชน์ทางตรงและผลประโยชน์ทางอ้อม

รายการ	ผลประโยชน์ทางตรง	ผลประโยชน์ทางอ้อม
ผลประโยชน์ปีที่ 0	ไม่มีผลประโยชน์ทางตรงในช่วงปีที่ 0	ไม่มีผลประโยชน์ทางอ้อมในช่วงปีที่ 0
ผลประโยชน์ปีที่ 1-25	ลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าจากกรณีซื้อไฟฟ้าภายนอก	รายได้ที่ได้จากการขายคาร์บอนเครดิตที่ลดได้จากโครงการ
	ลดค่าใช้จ่ายในส่วนของค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Demand Charge)	ผลประโยชน์ที่ได้รับรายชั่วโมงจากการลดความไม่พร้อมใช้งานของระบบต่อชั่วโมง
		ผลประโยชน์ด้านชื่อเสียงที่จะได้รับในสายตาผู้ที่เกี่ยวข้อง เช่น ลูกค้า, คู่ค้า, ผู้ถือหุ้น ฯลฯ

ที่หมายเหตุ. จากการวิเคราะห์และรวบรวม. โดย ผู้วิจัย.

3.5.1 ตัวแทนในการประมาณค่าผลประโยชน์

3.3.1.1 ตัวแทนในการประมาณค่าผลประโยชน์ทางตรง

- มูลค่าการประหยัดจากการลดการซื้อไฟฟ้าภายนอก (บาท/ปี) = ปริมาณไฟฟ้าที่ลดการซื้อต่อปี (กิโลวัตต์ชั่วโมง/ปี) × อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจากแหล่งภายนอก (บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง)

- มูลค่าการประหยัดจากการลดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (บาท/ปี) = (ค่า Demand สูงสุดก่อนติดตั้งระบบ SOFC (กิโลวัตต์) – ค่า Demand สูงสุดหลังติดตั้งระบบ SOFC (กิโลวัตต์))× อัตราค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อหน่วยกำลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)

Ref. code: 25686733145244RKH

3.5.1.2 ตัวแทนในการประมาณค่าผลประโยชน์ทางอ้อม

- รายได้จากการขายคาร์บอนเครดิต (บาท/ปี) = ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ(ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า/ปี) × ราคาซื้อขายคาร์บอนเครดิตต่อหน่วย (บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า)

- มูลค่าผลประโยชน์จากการลดความไม่พร้อมใช้งานของระบบ (บาท/ปี) = มูลค่าความเสียหายต่อชั่วโมงในกรณีที่ระบบหยุดทำงาน (บาท/ชั่วโมง) × จำนวนชั่วโมงที่ระบบ SOFC สามารถลดเวลาหยุดทำงานได้ (ชั่วโมง/ปี)

- มูลค่าผลประโยชน์ด้านชื่อเสียง (บาท/ปี) = งบประมาณกิจกรรมด้าน CSR หรือ PR ที่สามารถลดลงได้ อันเป็นผลจากการดำเนินโครงการ (บาท/ปี)

3.5.2 แหล่งข้อมูลสำหรับการประมาณค่าผลประโยชน์

3.5.2.1 แหล่งข้อมูลปฐมภูมิ

ข้อมูลปฐมภูมิที่ใช้ในการประมาณค่าผลประโยชน์ จะเป็นข้อมูลที่ผู้วิจัยต้องสืบค้น ศึกษา เก็บรวบรวม และตรวจสอบความถูกต้องด้วยตนเองจากแหล่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องโดยตรง

ตารางที่ 3.11

รายการข้อมูลและแหล่งข้อมูลปฐมภูมิสำหรับประเมินค่าผลประโยชน์

รายการ	แหล่งข้อมูล
ข้อมูลด้านผลประโยชน์จากความไม่พร้อมใช้งานของระบบ	ข้อมูล Downtime จากส่วนปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซสถานีชายฝั่ง
ข้อมูลผลประโยชน์ด้านชื่อเสียงจะได้รับสำหรับผู้ที่เกี่ยวข้อง เช่น ลูกค้า, คู่ค้า และผู้ถือหุ้น	ข้อมูลจากฝ่ายสื่อสารองค์กรสำหรับงบประมาณในกิจกรรมด้าน CSR หรือประชามสัมพันธ์

หมายเหตุ. จากการวิเคราะห์และรวบรวม. โดย ผู้วิจัย.

Ref. code: 25686733145244RKH

3.5.2.2 แหล่งข้อมูลทุติยภูมิ

ตารางที่ 3.12

รายการข้อมูลและแหล่งข้อมูลทุติยภูมิสำหรับประเมินค่าผลประโยชน์

รายการ	แหล่งข้อมูล
การลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้ากรณีที่ซื้อไฟฟ้าจากภายนอก	อัตราค่าไฟฟ้าสัญญาการซื้อขายไฟระหว่างบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และ บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน)
การลดค่าใช้จ่ายในส่วนของค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Demand Charge)	ใบแจ้งค่าไฟฟ้าในส่วนของค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (Demand Charge) ย้อนหลัง 12 เดือน
รายได้ที่ได้จากการขายคาร์บอนเครดิตที่ได้จากโครงการ	ข้อมูลจากองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (TGO) และราคาตลาดคาร์บอน (Thailand Carbon Market / VCM)

หมายเหตุ. จากการวิเคราะห์และรวบรวม. โดย ผู้วิจัย.

3.6 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ และเกณฑ์เพื่อการตัดสินใจ

3.6.1 มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (Net Present Value: NPV)

เพื่อเปรียบเทียบ มูลค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ที่จะได้รับในรูปแบบตัวเงิน

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

โดยที่ B_t คือ ผลประโยชน์ของโครงการในปีที่ t

C_t คือ ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

r คือ อัตราคิดลด (Discount rate)

n คือ อายุโครงการ

t คือ ปีของโครงการ

Ref. code: 25686733145244RKH

หาก NPV มีค่ามากกว่าศูนย์ หมายความว่าโครงการหรือการลงทุนจะทำให้เกิดมูลค่าเพิ่มขึ้น คุ้มค่าต่อการลงทุน หรือแสดงให้เห็นว่าอัตราผลตอบแทนองโครงการนั้นสูงกว่าผลตอบแทนที่ต้องการ

หาก NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ หมายความว่าการลงทุนมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นศูนย์ แปลว่าไม่มีการสร้างมูลค่าเพิ่ม หรือกำไรสุทธิจากการลงทุนในโครงการนั้น หรืออัตราผลตอบแทนของโรงการนั้นเท่ากับผลตอบแทนที่ต้องการ

หาก NPV มีค่าน้อยกว่าศูนย์ หมายความว่าโครงการไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจากจะไม่สามารถสร้างผลตอบแทนที่มากกว่าค่าใช้จ่ายเริ่มต้นได้ หรืออัตราผลตอบแทนของโครงการต่ำกว่าอัตราผลตอบแทบที่ต้องการ

3.6.2 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal rate of return: IRR)

เป็นการคิดอัตราผลตอบแทนหรืออัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของผลตอบแทนเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุน เพื่อเปรียบเทียบระหว่างอัตราผลตอบแทนกับต้นทุนของเงินทุน

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

โดยที่ B_t คือ ผลประโยชน์ของโรงการในปีที่ t

IRR คือ อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ

C_t คือ ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

n คือ อายุโครงการ

t คือ ปีของโครงการ

IRR บ่งบอกถึง อัตราผลตอบแทนเฉลี่ย ที่คาดว่าจะได้รับจากโครงการนั้นๆ และใช้ในการตัดสินใจว่าโครงการนั้นคุ้มค่าหรือไม่ คำแนะนำทั่วไปคือ หาก IRR สูงกว่าอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (หรืออัตราดอกเบี้ยที่ใช้ในการคำนวณ NPV) โครงการนั้นถือว่ามีความคุ้มค่า

IRR > ต้นทุนของเงินทุน หมายความว่า ควรลงทุน เนื่องจากโครงการนี้ให้อัตราผลตอบแทนมากกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด ซึ่งหมายความว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนและสามารถสร้างผลตอบแทนที่มากกว่าต้นทุนในการจัดหาเงินทุน

IRR < ต้นทุนของเงินทุน หมายความว่า ไม่ควรลงทุน เนื่องจากโครงการให้อัตราผลตอบแทนน้อยกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด ซึ่งหมายความว่าโครงการไม่สามารถสร้างผลตอบแทนที่มากกว่าต้นทุนในการจัดหาเงินทุน จึงไม่คุ้มค่าในการลงทุน

Ref. code: 25686733145244RKH

IRR = ต้นทุนของเงินทุน หมายความว่า โครงการสามารถสร้างผลตอบแทนที่เท่ากับต้นทุนในการจัดหาเงินทุน แต่ไม่ได้สร้างกำไรเพิ่มเติม ดังนั้นการตัดสินใจจึงขึ้นอยู่กับปัจจัยอื่นๆ เช่น ความเสี่ยง, โอกาสในอนาคต, หรือเป้าหมายการลงทุน

3.6.3 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

เป็นการคำนวณจุดคุ้มทุนของโครงการ เมื่อมีการลงทุนไปแล้วต้องใช้ระยะเวลากี่ปีในการคืนทุน

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน } (Payback\ Period) = \frac{\text{ค่าใช้จ่ายในการลงทุน}}{\text{ผลตอยแทนเฉลี่ยสุทธิต่อปี}}$$

Payback Period > อายุโครงการ หมายความว่าระยะเวลาคืนทุนของโครงการนั้นยาวกว่าอายุของโครงการ ซึ่งหมายความว่าเงินทุนจะไม่ได้รับคืนภายในระยะเวลาที่โครงการดำเนินอยู่ แสดงให้เห็นว่าโครงการไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจากไม่สามารถคืนเงินทุนได้ภายในระยะเวลาที่กำหนด

Payback Period < อายุโครงการ หมายความว่าระยะเวลาคืนทุนของโครงการนั้นสั้นกว่าอายุของโครงการ ซึ่งหมายความว่าเงินทุนจะถูกคืนภายในระยะเวลาที่โครงการดำเนินอยู่ แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน

3.6.4 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C Ratio)

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนคืออัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ รวมกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม ซึ่งมีสูตรที่ใช้คำนวณ ดังนี้

$$\frac{\boldsymbol{B}}{\boldsymbol{C}} = \sum_{\boldsymbol{t=0}}^{\boldsymbol{n}} \frac{\boldsymbol{B_t(1+r)^{-t}}}{\boldsymbol{C_t(1+r)^{-t}}}$$

โดยที่ B_t คือ ผลประโยชน์ของโครงการในปีที่ t

C_t คือ ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

r คือ อัตราคิดลด (Discount rate)

n คือ อายุโครงการ

t คือ ปีของโครงการ

หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจลงทุนคือควรลงทุนเมื่ออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่า มากกว่าหรือเท่ากับหนึ่งแสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนและไม่ควร ลงทุนเมื่ออัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่าน้อยกว่าหนึ่ง

Ref. code: 25686733145244RKH

3.7 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว

เพื่อพิจารณาปัจจัยสำคัญบางตัว ซึ่งหากมีการเปลี่ยนแปลงไปจากค่าที่คาดการณ์ไว้จะส่งผลกระทบต่อผลการประเมินความคุ้มค่าของโครงการทั้งเชิงบวกและเชิงลบ ซึ่งมีผลต่อการตัดสินใจดำเนินการของโครงการ โดยในการวิเคราะห์ได้กำหนดปัจจัยที่อาจส่งผลกระทบต่อโครงการ และได้นำข้อมูลปัจจัยที่มีผลกระทบต่อโครงการนั้นที่มีโอกาสเปลี่ยนแปลง นำมาวิเคราะห์ความอ่อนไหว เพื่อให้สามารถเข้าใจเกี่ยวกับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงในตัวแปรต่างๆ และช่วยในการตัดสินใจอย่างมีข้อมูล, ลดความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงที่จะเกิดขึ้น แสดงในตารางที่ 3.13

ตารางที่ 3.13

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยการนำเข้าด้านต่างๆ

ลำดับที่	ปัจจัยนำเข้า	รายละเอียด
1	ราคาก๊าซธรรมชาติ	การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยด้านราคาก๊าซธรรมชาติ เพราะราคาก๊าซเป็น ต้นทุนหลัก ของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง และมีอิทธิพลอย่างมากต่อความคุ้มค่า และราคาก๊าซธรรมชาติก็มีความผันผวนขึ้นกับนโยบายรัฐบาลอีกด้วย จึงกำหนด การเพิ่มขึ้น 50% และการ ลดลง 50% สำหรับการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว
2	อัตราค่าไฟฟ้า	การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยด้านราคาขายไฟฟ้ามีความจำเป็น เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงอัตราค่าไฟฟ้าจะกระทบกับผลประโยชน์ของโครงการ เนื่องจากเป็นมูลค่าที่สามารถประหยัดได้หากลงทุนในโครงการนี้ ซึ่งราคาขายไฟฟ้านั้นมีผันผวนตามนโยบายภาครัฐอีกด้วย จึงกำหนดการเพิ่มขึ้นที่ 3% ต่อปี ซึ่งเป็นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวระยะยาว

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 3.13

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยการนำเข้าด้านต่างๆ (ต่อ)

ลำดับที่	ปัจจัยนำเข้า	รายละเอียด
3	ต้นทุนของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า	การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยด้านต้นทุนของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าเนื่องจากเป็นต้นทุนหลักของโครงการ ซึ่งมีผลกระทบต่อการวิเคราะห์ตัวเลขทางการเงินอย่างมาก อีกทั้งราคามีแนวโน้มลดลงในอนาคตตามเทคโนโลยีที่มีการผลิตในเชิงพาณิชย์มากขึ้น จึงขอกำหนดการลดลงที่ 5-7% ในอีก 5-10 ปีหรือ คิดเป็น 50% จากราคาในปัจจุบัน
4	ราคาขาย Carbon Credit ในตลาดก๊าซเรือนกระจก	การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยนำเข้าด้านผลประโยชน์ของราคาขาย Carbon Credit ในตลาดก๊าซเรือนกระจก ซึ่งเป็นผลประโยชน์ทางอ้อมที่ได้จากโครงการ ทั้งนี้ราคาขาย Carbon Credit ในตลาดก๊าซเรือนกระจกนั้นมีความผันผวนขึ้นอยู่กับการสนับสนุนของทางภาครัฐ จึงขอกำหนดการเพิ่มขึ้นที่ 20% และการลดลงที่ 20%
5.	ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าที่ได้จากระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าประเภท SOFC	การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยนำเข้าด้านประสิทธิภาพของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าประเภท SOFC ซึ่งเป็นปัจจัยที่ส่งผลโดยตรงต่อปริมาณไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ และส่งผลต่อผลประโยชน์ทางตรงของโครงการ เช่น การลดค่าใช้จ่ายด้านการซื้อไฟฟ้าจากภายนอก ตลอดจน Demand Charge และ Carbon Credit ที่สัมพันธ์กับการลดลงของประสิทธิภาพของระบบการผลิตนี้ เนื่องจาก ประสิทธิภาพของระบบ SOFC มีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นจามความสามารถของเทคโนโลยี หรือลดลงตามอายุการใช้งาน จึงขอกำหนดช่วงการวิเคราะห์ไว้ที่เพิ่มขึ้น 10% และลดลง 6% เพื่อประเมินผลกระทบต่อผลตอบแทนของโครงการโดยรวม

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 3.13

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยการนำเข้าด้านต่างๆ (ต่อ)

ลำดับที่	ปัจจัยนำเข้า	รายละเอียด
6.	ระยะเวลาการใช้งานหรืออายุของโครงการ	การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยนำเข้าด้านระยะเวลาการใช้งานของโครงการ ซึ่งเป็นตัวแปรที่มีผลโดยตรงต่อมูลค่าผลประโยชน์สะสมและระยะเวลาคืนทุนของโครงการ เนื่องจากอายุการใช้งานของระบบ SOFC ขึ้นอยู่กับสภาพการใช้งานจริง การบำรุงรักษา และความเสื่อมของอุปกรณ์ จึงกำหนดช่วงการวิเคราะห์ไว้ที่เพิ่ม 5 ปี และลดลง 5 ปี จากระยะเวลาประเมินของโครงการ เพื่อประเมินผลกระทบต่อ NPV, IRR, B/C Ratio และ Payback Period รวมถึงความคุ้มค่าระยะยาวของโครงการ

หมายเหตุ. จากการวิเคราะห์และรวบรวม. โดย ผู้วิจัย.

3.8 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break-Even Analysis)

การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break-Even Analysis) สำหรับโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC เป็นเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ประเมินความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนการลงทุนและการดำเนินงานกับผลประโยชน์ที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า โดยจุดคุ้มทุนของโครงการจะเกิดขึ้นเมื่อมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์รวมตลอดอายุโครงการมีค่าเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือช่วงเวลาที่มูลค่าปัจจุบันสุทธิ หรือ NPV ของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ ซึ่งสอดคล้องกับแนวคิดของระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (Discounted Payback Period)

สำหรับปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อการเข้าสู่จุดคุ้มทุนของโครงการมีอยู่หลายปัจจัย ได้แก่ ระดับราคาค่าไฟฟ้า ระดับราคาค่าเชื้อเพลิง ประสิทธิภาพของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC อัตราคิดลด และอายุการใช้งานของโครงการ ซึ่งการเพิ่มขึ้นของราคาค่าไฟฟ้าหรือการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบจะช่วยเพิ่มผลรวมของประโยชน์จากโครงการ ส่งผลให้จุดคุ้มทุนเกิดขึ้นในระยะเวลาที่สั้นลง ในทางตรงกันข้าม หากโครงการมีต้นทุนการลงทุนเริ่มต้นสูง หรือใช้อัตราคิดลดในระดับสูง จะทำให้จุดคุ้มทุนถูกเลื่อนออกไป หรืออาจทำให้โครงการไม่สามารถบรรลุจุดคุ้มทุนได้ภายในอายุโครงการที่กำหนด

Ref. code: 25686733145244RKH

บทที่ 4
ผลการศึกษา

การศึกษาครั้งนี้มีวัตถุประสงค์ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าสำหรับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยการศึกษาครอบคลุมการประเมินความเหมาะสมของระบบเซลล์เชื้อเพลิงแต่ละชนิดสำหรับการผลิตไฟฟ้า การวิเคราะห์ต้นทุนและรายได้ของโครงการตลอดช่วงอายุของโครงการ รวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อปัจจัยต่างๆ ที่มีผลต่อการประเมินความคุ้มค่า ทั้งในด้านต้นทุนทางตรง ต้นทุนทางอ้อม ผลประโยชน์ทางตรง และผลประโยชน์ทางอ้อม โดยการศึกษานี้ยังรวมถึงการประเมินผลกระทบภายนอกของโครงการ เช่น การลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งเป็นผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมอื่นๆ ที่เกิดจากการเปลี่ยนมาใช้เทคโนโลยีที่สะอาดมากยิ่งขึ้นและเพื่อการวิเคราะห์ต่อสถาณการณ์ที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต จึงมีการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) เพื่อประเมินผลกระทบของความไม่แน่นอนในต้นทุนและปัจจัยอื่นๆ ต่อผลตอบแทนของโครงการ ทำให้สามารถวางแผนและบริหารความเสี่ยงได้อย่างมีประสิทธิภาพ

4.1 ผลการประมาณการมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ตลอดช่วงอายุโครงการ

การศึกษาความคุ้มค่าของโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าสำหรับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินควาวคุ้มค่าของโครงการ โดยอาศัยการประมาณค่ามูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นตลอดช่วงอายุโครงการทั้งทางตรงและทางอ้อม พร้อมทั้งใช้เกณฑ์การพิจารณาความคุ้มค่าหลัก 4 ประการ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV), อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C), อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) เพื่อใช้เป็นแนวทางในการพิจารณาความคุ้มค่าของโครงการ

4.1.1 ผลการประมาณการมูลค่าต้นทุนทางตรงและทางอ้อม

การจำแนกต้นทุนและการประมาณการมูลค่าต้นทุนของโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าสำหรับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ต้องประเมินตลอดช่วงอายุของโครงการ สามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภทหลัก คือ ต้นทุนทางตรง ได้แก่ ค่าใช้จ่ายระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าและค่าติดตั้ง ค่าใช้จ่ายในการปรับพื้นที่ ค่าใช้จ่ายใน

Ref. code: 25686733145244RKH

การก่อสร้างโครงสร้าง ค่าใช้จ่ายสำหรับการเดินท่อเชื้อเพลิงและการเชื่อมต่อ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง Gas metering ค่าใช้จ่ายสำหรับการ Tie-in เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายสำหรับเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ค่าจ้างบำรุงรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้ารายปี ค่าจ้างบำรุงรักษาใหญ่ Overhaul ระบบผลิตเซลล์เชื้อเพลิงไฟฟ้า ค่าจ้างในการจ้างผู้ดูแลระบบ และ ต้นทุนทางอ้อม ได้แก่ ค่าเสียโอกาสจากการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า แทนที่จะขายให้ลูกค้า ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมพนักงาน ค่าใช้จ่ายในการจัดการน้ำเสียหรือวัสดุเหลือใช้ ค่าที่ปรึกษาโครงการในการติดตั้งและ Commissioning ค่าใช้จ่ายในการขอใบอนุญาตตามกฎหมายเริ่มต้น และ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่อใบอนุญาตประจำปี ซึ่งการประมาณค่าต้นทุนต้องพิจารณาให้ครอบคลุมทุกๆ ด้าน โดยรายละเอียดแสดงในตารางที่ ก.2 แสดงคำนวณผลรวมของต้นทุนทางตรงและต้นทุนทางอ้อมตลอดอายุของโครงการ

4.1.2 ผลการประมาณการมูลค่าผลประโยชน์ทั้งทางตรงและทางอ้อม

ในทำนองเดียวกันกับการประมาณการมูลค่าต้นทุน การประมาณค่าผลประโยชน์สามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภทหลัก เช่นเดียวกัน และต้องประเมินตลอดช่วงอายุของโครงการ คือ ผลประโยชน์ทางตรง ได้แก่ การลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าจากกรณีซื้อไฟฟ้าภายนอก การลดค่าใช้จ่ายในส่วนของ Demand Charge และผลประโยชน์ทางอ้อม ได้แก่ รายได้ที่ได้จากการขายคาร์บอนเครดิตที่ลดได้จากโครงการ ผลประโยชน์ที่ได้รับรายชั่วโมงจากการลดความไม่พร้อมใช้งานของระบบต่อชั่วโมง และผลประโยชน์ด้านชื่อเสียงที่จะได้รับในสายตาผู้ที่เกี่ยวข้อง รายละเอียดแสดงในตารางที่ ก.3 แสดงผลรวมของผลประโยชน์ทางตรงและผลประโยชน์ทางอ้อมตลอดอายุของโครงการ

4.2 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าจากผลประโยชน์และต้นทุนทำได้โดยการประเมินกระแสเงินสดของโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าสำหรับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

เมื่อได้ทำการจำแนกและประมาณการมูลค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการครบถ้วนแล้ว สามารถนำข้อมูลดังกล่าวมาจัดทำเป็นตารางกระแสเงินสดต่อปี ซึ่งจะแสดงรายละเอียดต้นทุนและผลประโยชน์ทั้งทางตรงและทางอ้อมที่สามารถแปลงค่าเป็นตัวเงิน ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2569 ถึง พ.ศ. 2594

ในการวิเคราะห์โครงการ ได้นำค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ในแต่ละปีตามตารางที่มาปรับด้วยมูลค่าเวลา เพื่อคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน (Present Value) ของกระแสเงินสดในอนาคต โดยในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการสามารถคำนวณเกณฑ์การตัดสินใจได้ ได้แก่ มูลค่า

Ref. code: 25686733145244RKH

ปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) และอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C) ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) ได้ด้วย โดยผลการคำนวณทั้งหมดได้สรุปไว้ในตารางที่ 4.1 ซึ่งเป็นกรณีฐาน (Base Case) ของงานศึกษานี้

ตารางที่ 4.1

การวิเคราะห์ทางการเงินตามหลักเกณฑ์ของการประเมินโครงการ

	กรณีฐาน	อัตราคิดลด		
เกณฑ์การวิเคราะห์	อัตราคิดลด 9%	6%	3%	หน่วย
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	(381,821)	(579,617)	(699,664)	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินโครงการ (IRR)	(0.26)	(0.26)	(0.26)	%
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	0.99	0.99	0.99	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลา	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลา	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลา	ปี

หมายเหตุ. จากการวิเคราะห์และรวบรวม. โดย ผู้วิจัย.

ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการตามตารางที่ 4.1 ภายใต้อัตราคิดลด 9%, 6% และ 3% ชี้ให้เห็นอย่างชัดเจนไม่มีคามคุ้มค่าของโครงการภายใต้กรอบการประเมินแบบกระแสเงินสดคิดลด การที่มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าติดลบในทุกกรณี ไม่ว่าจะใช้อัตราคิดลดในระดับต่ำหรือสูง สะท้อนให้เห็นว่าผลประโยชน์สุทธิที่โครงการสามารถสร้างขึ้นตลอดอายุโครงการไม่เพียงพอที่จะชดเชยต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้น

โดยการลดอัตราคิดลดควรส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดในอนาคตเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งผลการวิเคราะห์พบว่าแม้จะใช้อัตราคิดลด 3% ซึ่งสะท้อนสมมติฐานต้นทุนเงินทุนที่ต่ำมาก โครงการยังคงให้ค่า NPV ติดลบถึง -381.821 ล้านบาท แสดงให้เห็นว่าปัญหาความไม่คุ้มค่าของ

Ref. code: 25686733145244RKH

โครงการไม่ได้เกิดจากปัจจัยด้านอัตราคิดลดเป็นหลัก แต่เกิดจากโครงสร้างของต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการที่ไม่เอื้อต่อการสร้างผลตอบแทนเชิงพาณิชย์

เมื่อพิจารณาอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ซึ่งมีค่าเท่ากับ -0.26% ในทุกกรณี แสดงให้เห็นได้ว่าอัตราผลตอบแทนที่แท้จริงของโครงการอยู่ต่ำกว่าต้นทุน และไม่ผ่านเกณฑ์การตัดสินใจด้านการประเมินความคุ้มค่า

ในทำนองเดียวกัน ค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) ที่มีค่าเท่ากับ 0.99 ในทุกกรณี แสดงให้เห็นว่าแม้โครงการจะสามารถสร้างผลประโยชน์ในระดับใกล้เคียงกับต้นทุนรวม แต่ยังไม่สามารถก้าวข้ามจุดคุ้มทุน

กล่าวโดยสรุป โครงการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิด SOFC ภายใต้ข้อสมมติกรณีฐานของการศึกษานี้ ยังไม่มีความคุ้มค่าของโครงการ

4.3 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของผลตอบแทนทางการเงินของ โครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าสำหรับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นการศึกษาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อต้นทุนและผลตอบแทน ซึ่งส่งผลต่อผลตอบแทนสุทธิของโครงการโดยตรง การวิเคราะห์นี้ช่วยให้ทราบว่าหากตัวแปรใดไม่เป็นไปตามที่ประมาณการไว้ ซึ่งจะมีผลต่อผลตอบแทนสุทธิและสามารถวางมาตรการควบคุม ป้องกัน หรือปรับปรุงแก้ไขตัวแปรเหล่านั้นล่วงหน้าเพื่อให้การดำเนินงานของโครงการมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น สำหรับการศึกษาครั้งนี้จะพิจารณาตัวแปรสำคัญ ได้แก่ ราคาก๊าซธรรมชาติ อัตราค่าไฟฟ้า ต้นทุนการติดตั้งและดำเนินงานของระบบเซลล์เชื้อเพลิง ราคาขาย Carbon Credit ในตลาดก๊าซเรือนกระจก ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบเซลล์เชื้อเพลิงประเภท SOFC และระยะเวลาการใช้งานหรืออายุของโครงการ พร้อมวิเคราะห์ผลกระทบต่อผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ

4.3.1 การปรับราคาก๊าซธรรมชาติ

จากการศึกษาและวิเคราะห์ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไฟฟ้าสำหรับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) พบว่า ราคาก๊าซธรรมชาติเป็นปัจจัยต้นทุนที่มีผลกระทบสูงต่อโครงสร้างต้นทุนรวมของโครงการ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าและมีสัดส่วนเป็นต้นทุนผันแปรในระดับสูง อีกทั้งราคาก๊าซธรรมชาติยังมีความผันผวนตามกลไกตลาดพลังงานโลก และอยู่ภายใต้กรอบการกำกับดูแลด้านราคาจากหน่วยงานภาครัฐ

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 4.2

เปรียบเทียบผลกรณีราคาก๊าซธรรมชาติลดลง 50% กับกรณีฐาน

เกณฑ์การวิเคราะห์	กรณีฐาน	กรณีราคาก๊าซธรรมชาติลดลง 50%			หน่วย
	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 6%	อัตราคิดลด 3%	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	(699.66)	19.35	356.39	893.18	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินโครงการ (IRR)	- 0.26	9.22	9.22	9.22	%
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	0.99	1.38	1.38	1.38	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	25	17	14	ปี

ด้วยเหตุนี้ การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการจึงได้กำหนดให้ราคาก๊าซธรรมชาติเป็นตัวแปรสำคัญในการทดสอบ โดยสมมติให้ราคาก๊าซธรรมชาติลดลง 50% จากกรณีฐาน เพื่อประเมินผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงต้นทุนเชื้อเพลิงต่อความสามารถในการสร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจ

จากผลการวิเคราะห์พบว่า การลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติ 50% ส่งผลให้ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการปรับตัวดีขึ้นอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีฐาน โดยที่อัตราคิดลด 3 % ซึ่งสะท้อนต้นทุนของเงินทุนในระดับต่ำ โครงการให้ค่า NPV เท่ากับ 893.18 ล้านบาท และสามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลา 14 ปี ขณะที่อัตราคิดล 6% ให้ค่า NPV เท่ากับ 356.39 ล้านบาท และมีระยะเวลาคืนทุน 17 ปี ส่วนในกรณีที่ใช้อัตราคิดลด 9% ซึ่งเป็นกรณีที่เข้มงวดที่สุดในการประเมินความเสี่ยง โครงการยังคงให้ค่า NPV เป็นบวกที่ 19.35 ล้านบาท และสามารถคืนทุนได้ภายในอายุโครงการ 25 ปี

ค่าอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) ภายใต้สมมติฐานราคาก๊าซธรรมชาติลดลง 50% มีค่าเท่ากับ 9.22% ในทุกกรณีของอัตราคิดลด ซึ่งสูงกว่ากรณีฐานอย่างชัดเจน และอยู่ในระดับที่สอดคล้องกับเกณฑ์การตัดสินใจลงทุนด้านการเงิน ขณะเดียวกัน ค่าอัตราส่วน

Ref. code: 25686733145244RKH

ผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) ที่มีค่าเท่ากับ 1.38 ในทุกกรณี สะท้อนว่าโครงการสามารถสร้างผลประโยชน์รวมที่สูงกว่าต้นทุนรวมภายใต้สมมติฐานดังกล่าว

ในเชิงเศรษฐศาสตร์ ผลการวิเคราะห์นี้ชี้ให้เห็นว่าโครงการมีความอ่อนไหวต่อราคาก๊าซธรรมชาติในระดับสูง และความไม่คุ้มค่าในกรณีฐานเกิดจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่อยู่ในระดับสูงเป็นหลัก มากกว่าข้อจำกัดด้านเทคโนโลยีหรือโครงสร้างการลงทุน เมื่อราคาก๊าซธรรมชาติลดลง โครงการสามารถพลิกกลับมาสร้างมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐกิจได้ในทุกระดับของอัตราคิดลด แม้ในกรณีที่ใช้อัตราคิดลดสูงก็ตาม

ดังนั้น ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวครั้งนี้สะท้อนให้เห็นว่า ความเหมาะสมของโครงการในเชิงเศรษฐศาสตร์มีความเชื่อมโยงโดยตรงกับกลไกราคาเชื้อเพลิง และการตัดสินใจลงทุนในโครงการลักษณะนี้ควรพิจารณาควบคู่กับนโยบายด้านราคาพลังงาน มาตรการสนับสนุนจากภาครัฐ หรือกลไกการลดความเสี่ยงด้านต้นทุนเชื้อเพลิง

4.3.2 การปรับอัตราค่าไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ต่อปัจจัยด้าน ราคาขายไฟฟ้า มีความสำคัญอย่างยิ่ง เนื่องจากเป็นตัวแปรหลักที่สะท้อนผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโดยตรง กล่าวคือ มูลค่าผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนโครงการจะอยู่ในรูปของ ค่าไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้ หากโครงการถูกนำไปใช้จริง ดังนั้น การเปลี่ยนแปลงอัตราค่าไฟฟ้าจะส่งผลต่อความคุ้มค่าของโครงการในทันที รวมถึงราคาขายไฟฟ้ายังมีความผันผวนสูง และขึ้นอยู่กับ นโยบายด้านพลังงานของภาครัฐ ไม่ว่าจะเป็นการกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้า (ค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft) หรือปัจจัยด้านต้นทุนเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงตามสถานการณ์ตลาดโลกและแนวนโยบายด้านพลังงานในอนาคต ความไม่แน่นอนเหล่านี้ทำให้การศึกษาความอ่อนไหวต่ออัตราค่าไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็น

ตลอดระยะเวลา 20 ปีที่ผ่านมา ตั้งแต่ปี 2546–2567 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยประมาณ 2.5–3.0% ต่อปี จากข้อมูลย้อนหลังของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) พบว่า ค่าไฟฟ้าฐานในปี 2546 อยู่ที่ประมาณ 2.67 บาทต่อหน่วย และปรับเพิ่มขึ้นเป็นราว 4.68 บาทต่อหน่วยในปี 2567 ซึ่งคิดเป็นการเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัวภายในระยะเวลา 21 ปี แนวโน้มดังกล่าวสะท้อนให้เห็นถึงโครงสร้างต้นทุนพลังงานของประเทศไทยที่เปลี่ยนแปลงไปอย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะการลดลงของปริมาณก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยซึ่งเคยเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า ทำให้ประเทศต้องพึ่งพาการนำเข้า ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) มากขึ้น ขณะเดียวกันราคาพลังงานในตลาดโลกที่ผันผวน โดยเฉพาะในช่วงหลังปี 2556 และผลกระทบจากวิกฤตราคาก๊าซ

Ref. code: 25686733145244RKH

ในช่วงปี 2565–2566 ที่เกิดจากความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครน ได้ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของไทยเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

ในช่วงปี 2546–2555 ค่าไฟฟ้าของประเทศไทยยังอยู่ในระดับคงที่ราว 2.6–3.0 บาทต่อหน่วย เนื่องจากภาครัฐมีนโยบายควบคุมราคาและบริหารต้นทุนเชื้อเพลิงภายในประเทศได้อย่างมีเสถียรภาพ อย่างไรก็ตาม เมื่อเข้าสู่ช่วงปี 2556–2562 ประเทศเริ่มเผชิญต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นและการนำเข้า LNG ในสัดส่วนที่มากขึ้น ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยขยับขึ้นเป็น 3.5–3.8 บาทต่อหน่วย และค่าพลังงานผันแปร (ค่า Ft) เริ่มมีความผันผวนตามราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราแลกเปลี่ยนมากขึ้น กระทั่งในช่วงปี 2563–2566 ค่าไฟฟ้าได้ปรับตัวสูงขึ้นอย่างรวดเร็วจาก 3.63 บาท/หน่วย ในปี 2563 เป็น 4.72 บาท/หน่วย ในปี 2566 หรือเพิ่มขึ้นกว่า 30% ภายในสามปี ซึ่งเป็นผลโดยตรงจากต้นทุนเชื้อเพลิงนำเข้าที่สูงและการลงทุนเพื่อเสริมความมั่นคงด้านพลังงาน

ปัจจุบันราคาค่าไฟฟ้าสำหรับครัวเรือนในประเทศไทยอยู่ที่ประมาณ 4.26 บาท/kWh หรือคิดเป็นประมาณ 0.131 USD/kWh ซึ่งต่ำกว่าสหรัฐอเมริกาเฉลี่ย 0.1747 USD/kWh ประมาณ 25% และต่ำกว่ายุโรปเฉลี่ย 0.2872 USD/kWh ประมาณ 54% ราคาที่ต่ำนี้สะท้อนถึงต้นทุนพลังงานที่เอื้อต่อการบริโภคและการดำเนินธุรกิจ โดยอนคต หากประเทศไทยเริ่มพัฒนาระบบพลังงานและโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานสะดอาด เช่น การลงทุนในพลังงานสะอาด การปรับปรุงเครือข่ายไฟฟ้า หรือการลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล มีความเป็นไปได้ที่ค่าไฟฟ้าจะปรับตัวสูงขึ้นใกล้เคียงกับระดับของสหรัฐอเมริกาหรือยุโรป ซึ่งจะส่งผลต่อค่าใช้จ่ายของครัวเรือนและภาคอุตสาหกรรม ทำให้การวางแผนด้านพลังงาน การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และการลงทุนในเทคโนโลยีประหยัดพลังงานกลายเป็นปัจจัยสำคัญสำหรับอนาคต จึงได้กำหนดกรณีวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาขายไฟฟ้าไว้ที่ เพิ่มขึ้น 3 % ต่อปี จากกรณีฐาน (Base Case) เพื่อประเมินผลกระทบต่อมูลค่าผลประโยชน์ปัจจุบัน

งานศึกษานี้ได้กำหนดกรณีวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาขายไฟฟ้าไว้ที่อัตราการเพิ่มขึ้น 3 % ต่อปี จากกรณีฐาน (Base Case) เพื่อประเมินผลกระทบต่อมูลค่าผลประโยชน์ปัจจุบัน

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 4.3

เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีราคาค่าไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้น

เกณฑ์การวิเคราะห์	กรณีฐาน	กรณีราคาค่าไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้น			หน่วย
	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 6%	อัตราคิดลด 3%	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	(699,66)	31.58	384.36	950.00	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินโครงการ (IRR)	(0.26)	9.35	9.35	9.35	%
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	0.99	1.29	1.29	1.29	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	25	17	14	ปี

จากผลการวิเคราะห์ตามตารางที่ 4.3 แสดงให้เห็นว่า เมื่อราคาค่าไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โครงการมีความคุ้มค่าได้ในทุกระดับของอัตราคิดลด โดยในกรณีที่ใช้อัตราคิดลด 3% ซึ่งสะท้อนต้นทุนของเงินทุนในระดับต่ำและความเสี่ยงของโครงการที่จำกัด ค่า NPV ของโครงการเพิ่มขึ้นเป็น 950.00 ล้านบาท และสามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลา 14 ปี ผลลัพธ์ดังกล่าวสะท้อนว่าการเพิ่มขึ้นของราคาค่าไฟฟ้าช่วยขยายมูลค่าของผลประโยชน์จากการลดการพึ่งพาไฟฟ้าภายนอกอย่างชัดเจน ในกรณีที่ใช้อัตราคิดลด 6% ค่า NPV ของโครงการยังคงเป็นบวกที่ 384.36 ล้านบาท และมีระยะเวลาคืนทุน 17 ปี แสดงให้เห็นว่าแม้จะพิจารณาต้นทุนเงินทุนและความเสี่ยงในระดับปานกลาง โครงการยังคงมีความสามารถในการสร้างผลตอบแทนที่สูงกว่าต้นทุนรวมของการลงทุน ส่วนในกรณีที่ใช้อัตราคิดลด 9% ซึ่งสะท้อนเงื่อนไขการประเมินที่เข้มงวดที่สุด ค่า NPV ลดลงเหลือ 31.58 ล้านบาท และระยะเวลาคืนทุนยาวขึ้นเป็น 25 ปี ซึ่งค่า NPV ที่ยังคงเป็นบวกบ่งชี้ว่าโครงการสามารถรักษาความคุ้มค่าไว้ได้ แม้ภายใต้สมมติฐานต้นทุนเงินทุนที่สูงขึ้น

ค่าอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) ภายใต้สมมติฐานราคาค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 3% ต่อปี มีค่าเท่ากับ 9.35% ในทุกกรณีของอัตราคิดลด ซึ่งสูงกว่ากรณีฐานอย่างชัดเจน และอยู่ในระดับที่สอดคล้องกับเกณฑ์การพิจารณาความคุ้มค่าของโครงการ ขณะเดียวกัน ค่าอัตราส่วน

Ref. code: 25686733145244RKH

ผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) ที่มีค่าเท่ากับ 1.29 แสดงให้เห็นว่าโครงการสามารถสร้างผลประโยชน์รวมในรูปมูลค่าปัจจุบันสูงกว่าต้นทุนรวมตลอดอายุโครงการภายใต้สมมติฐานดังกล่าว

ผลการวิเคราะห์นี้ชี้ให้เห็นว่าโครงการมีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาค่าไฟฟ้าในระดับสูง โดยการเพิ่มขึ้นของราคาค่าไฟฟ้าช่วยเพิ่มมูลค่าของผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าใช้เอง และสามารถชดเชยต้นทุนการลงทุนและต้นทุนดำเนินงานของระบบเซลล์เชื้อเพลิงได้อย่างมีประสิทธิภาพ เมื่อพิจารณาร่วมกับผลการวิเคราะห์กรณีฐาน จะเห็นได้ว่าความไม่คุ้มค่าของโครงการในกรณีฐานเกิดจากสมมติฐานราคาค่าไฟฟ้าที่อยู่ในระดับคงที่เป็นหลัก มากกว่าข้อจำกัดเชิงเทคโนโลยีหรือศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าของระบบ

4.3.3 การปรับต้นทุนของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ต่อ ต้นทุนของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า ถือเป็นประเด็นสำคัญ เนื่องจากต้นทุนดังกล่าวเป็น องค์ประกอบหลักของต้นทุนรวมของโครงการ และมีผลโดยตรงต่อผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการเปลี่ยนแปลงไปอย่างมีนัยสำคัญ อีกทั้งต้นทุนของระบบเซลล์เชื้อเพลิงยังเป็นปัจจัยที่มี แนวโน้มเปลี่ยนแปลงในอนาคต โดยเฉพาะอย่างยิ่งราคามีโอกาสปรับลดลงตามพัฒนาการของเทคโนโลยีและการผลิตในเชิงพาณิชย์ที่ขยายตัวมากขึ้น ซึ่งจะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลงและทำให้โครงการมีความน่าสนใจมากยิ่งขึ้นในระยะยาว อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันราคายังอยู่ในระดับสูงและมีความไม่แน่นอน ดังนั้นการทดสอบความอ่อนไหวต่อปัจจัยนี้จึงมีความจำเป็นเพื่อสะท้อนความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้น

ในการศึกษานี้ จึงได้กำหนดข้อสมมติในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของต้นทุนระบบเซลล์เชื้อเพลิงไว้ที่ ต้นทุนเพิ่มขึ้นในอัตรา 50% และลดลง 50% จากกรณีฐาน (Base Case) เพื่อประเมินผลกระทบต่อผลการวิเคราะห์ด้านการเงิน โดยผลการทดสอบจะช่วยให้เห็นว่า หากมีการเปลี่ยนแปลงด้านต้นทุนการลงทุน โครงการจะยังคงมีความคุ้มค่าอยู่หรือไม่

ในอนาคตมีแนวโน้มสูงที่ ต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิด Solid Oxide Fuel Cell จะลดลงเช่นเดียวกับกรณีของระบบโซลาเซลล์ผลิตไฟฟ้าและหรือยานยนต์ไฟฟ้าเนื่องจากหลายปัจจัย ได้แก่ การพัฒนาวัสดุและเทคโนโลยีการผลิตที่ทนทานและราคาถูกลง การผลิตในปริมาณมากซึ่งช่วยลดต้นทุนต่อหน่วย การแข่งขันระหว่างผู้ผลิตที่กระตุ้นให้เทคโนโลยีมีประสิทธิภาพสูงขึ้นและต้นทุนต่ำลง รวมถึงนโยบายสนับสนุนจากรัฐบาล เช่น เงินอุดหนุน สิทธิประโยชน์ทางภาษี หรือโครงการวิจัยร่วม

ทั้งนี้แม้การลดต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิด SOFC อาจใช้เวลานานกว่า ระบบโซลาเซลล์ผลิตไฟฟ้าและหรือยานยนต์ไฟฟ้าเพราะยังมีความซับซ้อนด้านวัสดุและการบำรุงรักษา แต่หากการวิจัยและการแข่งขันเติบโตอย่างต่อเนื่อง คาดว่าต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิด จะลดลง ปีละ 5–7% ซึ่งหมายความว่าในอนาคตอันใกล้ 10–15 ปี มี

Ref. code: 25686733145244RKH

แนวโน้มว่าต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิด SOFC จะลดลงเหลือ ครึ่งหนึ่งของปัจจุบัน ทำให้การติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิด SOFC สำหรับการผลิตไฟฟ้าใช้เองในภาคอุตสาหกรรมหรือธุรกิจต่างๆ มีความคุ้มค่ามากขึ้น เนื่องจากสามารถลดต้นทุนพลังงานต่อหน่วยและเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานได้อย่างชัดเจน

ตารางที่ 4.4

เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิดลดลง 50%

เกณฑ์การวิเคราะห์	กรณีฐาน	กรณีต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิงขนิดลดลง 50%			หน่วย
	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 6%	อัตราคิดลด 3%	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	(699.66)	(124,66)	(22,05)	(261,89)	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินโครงการ (IRR)	(0.26)	6.37	6.37	6.37	%
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	0.99	1.11	1.11	1.11	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	25	18	ปี

ผลการวิเคราะห์ตามตารางที่ 4.4 แสดงให้เห็นว่า แม้ต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิงจะลดลงในสัดส่วนที่สูงถึง 50% โครงการยังไม่สามารถสร้างความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ได้ภายใต้อัตราคิดลด 9% โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ −124.66 ล้านบาท ซึ่งยังคงเป็นค่าติดลบ แสดงให้เห็นว่าการลดลงของต้นทุนการลงทุนเพียงอย่างเดียวไม่เพียงพอ แม้ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) จะเพิ่มขึ้นจากกรณีฐานเป็น 6.37% และค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) มีค่าเท่ากับ 1.11 แต่โครงการยังไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ

Ref. code: 25686733145244RKH

เมื่อพิจารณาที่อัตราคิดลด 6% ผลการวิเคราะห์พบว่าโครงการเริ่มเข้าใกล้จุดคุ้มทุน โดยมีค่า NPV เท่ากับ –22.05 ล้านบาท ค่า B/C Ratio ยังคงอยู่ที่ 1.11 และมีระยะเวลาคืนทุนยาวถึง 25 ปี ผลลัพธ์ดังกล่าวสะท้อนว่า แม้ต้นทุนการลงทุนจะลดลง แต่ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นตลอดอายุโครงการยังสามารถสร้างความคุ้มค่าให้กับโครงการได้ เมื่อพิจารณาต้นทุนเงินทุนในระดับปานกลาง

ในกรณีที่ใช้อัตราคิดลด 3% ซึ่งสะท้อนสภาวะต้นทุนเงินทุนต่ำและความเสี่ยงของโครงการที่จำกัด โครงการสามารถแสดงความคุ้มค่าได้ชัดเจนขึ้น โดยมีค่า NPV เท่ากับ 261.89 ล้านบาท ค่า B/C Ratio เท่ากับ 1.11 และสามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลา 18 ปี ผลลัพธ์ในกรณีนี้ชี้ให้เห็นว่า การลดลงของต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงชนิด SOFC มีบทบาทสำคัญต่อการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ

ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวนี้สะท้อนว่า โครงการมีความอ่อนไหวต่อต้นทุนการลงทุนของระบบเซลล์เชื้อเพลิงในระดับหนึ่ง อย่างไรก็ตาม การลดลงของต้นทุนการลงทุนเพียงปัจจัยเดียว ยังไม่สามารถทำให้โครงการมีความคุ้มค่าได้ในทุกกรณี โดยเฉพาะภายใต้อัตราคิดลดที่สูง ซึ่งบ่งชี้ว่าปัจจัยด้านต้นทุนเงินทุนและโครงสร้างผลประโยชน์ระยะยาวยังคงมีบทบาทสำคัญต่อการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ

4.3.4 การปรับราคาขาย Carbon Credit ในตลาดก๊าซเรือนกระจก

ตลอดในช่วง 20 ปีที่ผ่านมาตั้งแต่ปี 2548–2567 ตลาดคาร์บอนเครดิตทั้งในระดับโลกและในประเทศไทยได้เติบโตขึ้นจากจุดเริ่มต้นของการเป็น กลไกสนับสนุนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไปสู่สินทรัพย์ทางสิ่งแวดล้อม ซึ่งมีมูลค่าทางเศรษฐกิจชัดเจนมากขึ้น โดยในระยะแรกของช่วงปี 2548–2555 ราคาคาร์บอนเครดิตทั่วโลกอยู่ในระดับต่ำเฉลี่ยเพียง 1–5 ดอลลาร์สหรัฐ/ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า เนื่องจากระบบซื้อขายคาร์บอนยังอยู่ในช่วงทดลองและปริมาณโครงการลดการปล่อยยังมีจำกัด ต่อมาช่วงปี 2556–2562 ตลาดเริ่มฟื้นตัวจากการเข้าร่วมของประเทศพัฒนาแล้วและภาคเอกชน โดยเฉพาะภายหลังจากข้อตกลง Paris Agreement ปี 2558 ทำให้ราคาคาร์บอนเครดิตในตลาดโลกขยับขึ้นมาอยู่ที่ 5–10 ดอลลาร์สหรัฐ/ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าและในบางตลาดเช่นยุโรป (EU ETS) มีราคาสูงถึง 25–30 ดอลลาร์/ตัน

ในประเทศไทย การซื้อขายคาร์บอนเครดิตเริ่มเป็นรูปธรรมมากขึ้นหลังการจัดตั้งโครงการ T-VER หรือThailand Voluntary Emission Reduction Program ในปี 2557 โดยในช่วงปีแรกๆ ราคาคาร์บอนเครดิตในประเทศอยู่ที่เพียง 30–50 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า แต่เมื่อโครงการได้รับการยอมรับจากภาคอุตสาหกรรมและมีการนำไปใช้ชดเชยคาร์บอนในภาคเอกชนมากขึ้น ราคาจึงปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จนกระทั่งในปี 2567 มีราคาซื้อขายเฉลี่ยอยู่

Ref. code: 25686733145244RKH

ที่ราว 174.52 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าเพิ่มขึ้นกว่าช่วงเริ่มต้นเกือบ 3–5 เท่า ภายในเวลาไม่ถึงสิบปี

เมื่อคำนวณอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี ของราคาคาร์บอนเครดิตในประเทศไทยจากปี 2550 (เฉลี่ยราว 40 บาท/ตัน) ถึงปี 2567 (เฉลี่ยราว 175 บาท/ตัน) สะท้อนให้เห็นว่าในช่วง 20 ปีที่ผ่านมา ราคาคาร์บอนเครดิตในประเทศไทยมีการขยายตัวในอัตราเฉลี่ยประมาณ 9–10% ต่อปี

ในระดับโลก มูลค่าตลาดคาร์บอนเครดิตสมัครใจในปี 2024 มีขนาดราว 1.55 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ และคาดว่าจะเติบโตเฉลี่ยต่อปีราว 21.6% ในช่วงทศวรรษข้างหน้าสำหรับประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2559 -2567 มีปริมาณคาร์บอนเครดิตที่ซื้อขายรวมกว่า 3.26 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่ามูลค่ารวม 292 ล้านบาท (เฉลี่ย 89.6 บาท/ตัน) โดยโครงการที่มีราคาสูงสุดคือหมวด ป่าไม้และเกษตรกรรม ซึ่งซื้อขายได้สูงถึง 300–2,076 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าขณะที่หมวดพลังงาน เช่น ไบโอแมสหรือพลังงานหมุนเวียน อยู่ในช่วง 35–500 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า

ตลาดคาร์บอนเครดิตไทยยังคงเผชิญความท้าทายสำคัญ เช่น ภาวะอุปทานล้นตลาด (oversupply) ที่กดดันราคา, ความไม่แน่นอนของกรอบนโยบายคาร์บอน เช่น ระบบซื้อขายคาร์บอน (ETS) และกฎหมายรองที่ยังอยู่ในขั้นพัฒนา รวมถึง ต้นทุนการตรวจประเมินและรับรองโครงการที่สูง โดยเฉพาะในภาคป่าไม้และเกษตร ซึ่งเป็นอุปสรรคต่อผู้ประกอบการรายย่อย (Nation Thailand, 2024)

กล่าวโดยสรุปการเคลื่อนไหวของราคาคาร์บอนเครดิตในช่วง 20 ปีที่ผ่านมาแสดงให้เห็นแนวโน้มการเติบโตอย่างต่อเนื่องทั้งในเชิงราคาและปริมาณการซื้อขาย โดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยในประเทศไทยราว 9–10% ต่อปี และในตลาดโลกกว่า 20% ต่อปี ซึ่งแสดงให้เห็นถึงการให้ความสำคัญต่อสิ่งแวดล้อมในระดับนานาชาติ

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 4.5

เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีการปรับตัวของราคาขาย Carbon Credit เป็นเพิ่มขึ้น 20% กับกรณีฐาน

เกณฑ์การวิเคราะห์	กรณีฐาน	กรณีการปรับตัวของราคาขาย Carbon Credit เป็น เพิ่มขึ้น 20%			หน่วย
	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 6%	อัตราคิดลด 3%	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	(699,66)	(682,06)	(549,15)	(327,81)	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินโครงการ (IRR)	(0.26)	0.36	0.36	0.36	%
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	0.99	1.01	1.01	1.01	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ปี

จากผลการวิเคราะห์ตามตารางที่ 4.5 แสดงให้เห็นว่า แม้การเพิ่มขึ้นของราคาขายคาร์บอนเครดิตจะช่วยเพิ่มผลประโยชน์ของโครงการ แต่ผลกระทบต่อผลวิเคราะห์ความคุ้มค่าโดยรวมยังอยู่ในระดับจำกัด โดยภายใต้อัตราคิดลด 9% โครงการยังคงมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ติดลบที่ –682.06 ล้านบาท ซึ่งปรับดีขึ้นจากกรณีฐานเพียงเล็กน้อย ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เพิ่มขึ้นเป็น 0.36% และค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) มีค่าเท่ากับ 1.01 แต่โครงการยังไม่สามารถคืนทุนได้ภายในอายุโครงการ ผลลัพธ์ดังกล่าวสะท้อนว่า รายได้จากคาร์บอนเครดิตมีสัดส่วนค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับต้นทุนรวมของโครงการ และไม่สามารถชดเชยต้นทุนการลงทุนและต้นทุนการดำเนินงานได้อย่างเพียงพอภายใต้ต้นทุนเงินทุนที่สูง

เมื่อพิจารณาที่อัตราคิดลด 6% และ 3% ซึ่งเป็นกรณีที่เอื้อต่อการเกิดความคุ้มค่ามากขึ้น ผลการวิเคราะห์ยังคงให้ค่า NPV ติดลบที่ –549.15 และ –327.81 ล้านบาท ตามลำดับ แม้แนวโน้มของค่า NPV จะปรับตัวดีขึ้นตามการลดลงของอัตราคิดลด แต่ยังไม่สามารถเปลี่ยนทิศทางของผลลัพธ์จากการขาดความคุ้มค่าไปสู่การสร้างความคุ้มค่าของโครงการได้ โดยทั้งสองกรณียังคงมีค่า IRR เท่ากับ 0.36% และไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาดำเนินโครงการ

Ref. code: 25686733145244RKH

ในเชิงเศรษฐศาสตร์ ผลการวิเคราะห์นี้ชี้ให้เห็นว่า แม้รายได้จากคาร์บอนเครดิตจะมีบทบาทในการเสริมผลประโยชน์ของโครงการ แต่ยังทำหน้าที่เป็นเพียงแหล่งรายได้เสริม มากกว่ารายได้หลักในการขับเคลื่อนความคุ้มค่าของโครงการ กล่าวคือ การปรับตัวของราคาคาร์บอนเครดิตในระดับ 20% ยังไม่เพียงพอกที่จะเปลี่ยนโครงสร้างผลตอบแทนของโครงการให้มีความคุ้มค่าได้

4.3.5 การปรับประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าที่ได้จากระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าประเภท SOFC

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อปัจจัยด้านประสิทธิภาพของระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าประเภท SOFC มีความสำคัญอย่างยิ่ง เนื่องจากประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานเป็นไฟฟ้าเป็นตัวแปรหลักที่กำหนด ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จริง ตลอดอายุการใช้งานของโครงการ ซึ่งย่อมส่งผลโดยตรงต่อมูลค่าผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่โครงการสามารถสร้างได้ ในด้านผลประโยชน์โดยตรง ประสิทธิภาพที่สูงจะช่วยเพิ่มปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้และนำไปสู่การลดค่าใช้จ่ายด้านการซื้อไฟฟ้าจากภายนอก อีกทั้งยังช่วยลด ค่า Demand Charge ที่คิดตามปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด รวมถึงยังเอื้อให้โครงการได้รับ สิทธิประโยชน์จาก Carbon Credit เนื่องจากการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกน ทั้งนี้ระบบ SOFC มีข้อจำกัดที่ต้องพิจารณา คือ ประสิทธิภาพของระบบมีแนวโน้มลดลงตามอายุการใช้งาน อันเนื่องมาจากการเสื่อมสภาพของวัสดุและส่วนประกอบภายในเซลล์เชื้อเพลิง การเสื่อมประสิทธิภาพดังกล่าวจะทำให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลงเมื่อเวลาผ่านไปและย่อมส่งผลกระทบเชิงลบต่อผลตอบแทนโดยรวมของโครงการ

ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงชนิด SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) มีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้นอย่างต่อเนื่องตามการพัฒนาของเทคโนโลยี โดยในช่วงเริ่มต้นจากประมาณ 40–50% มาเป็น 55–60% ในระบบเชิงพาณิชย์ปัจจุบัน และเมื่อรวมการใช้ความร้อนเหลือใช้ ประสิทธิภาพรวมสามารถเพิ่มขึ้นจากระดับประมาณ 70–80% มาเป็นที่ประมาณ 90% ในบางผลิตภัณฑ์ ข้อมูลเชิงตัวเลขชี้ว่าอัตราการเติบโตเฉลี่ยของประสิทธิภาพ โดยเฉลี่ยจะอยู่ที่ประมาณ 1–2% ต่อปี และสำหรับระบบที่มีการใช้ความร้อนร่วมหรือเอาความร้อนที่เหลือไปใช้งานจะมีการเติบโตของประสิทธิภาพ อยู่ที่ 1.1% ต่อปี ซึ่งสะท้อนว่า SOFC มีการพัฒนาประสิทธิภาพอย่างชัดเจนทั้งในระดับวัสดุ แต่ยังคงมีความท้าทายด้าน การกำจัดซากวัสดุ หรือต้นทุนวัสดุพิเศษ ซึ่งจะเป็นตัวกำหนดศักยภาพการปรับปรุงในอนาคต ดังนั้นในอนาคตอันใกล้นี้ ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงชนิด SOFC จะดีขึ้นราว 10% จากปัจจุบัน

ในการศึกษานี้ จึงได้กำหนดกรอบการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของปัจจัยประสิทธิภาพระบบ SOFC เพิ่มขึ้น 10% ตามแนวโน้มการพัฒนาประสิทธิภาพของ SOFC จากค่ากรณีฐาน (Base Case) และประสิทธิภาพลดลง 6% ตามคุณลักษณะของ SOFC ที่ผู้ผลิตได้ระบุไว้

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 4.6

เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีที่ประสิทธิภาพ SOFC เพิ่มขึ้น 10% กับกรณีฐาน

เกณฑ์การวิเคราะห์	กรณีฐาน	กรณีที่ประสิทธิภาพ SOFC เพิ่มขึ้น 10%			หน่วย
	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 6%	อัตราคิดลด 3%	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	(699,66)	(603,09)	(456,09)	(216,19)	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินโครงการ (IRR)	(0.26)	1.22	1.22	1.22	%
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	0.99	1.03	1.03	1.03	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ปี

จากผลการวิเคราะห์ตามตารางที่ 4.6 แสดงให้เห็นว่า การเพิ่มขึ้นของประสิทธิภาพระบบ SOFC ส่งผลให้คุ้มค่าปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีฐานในทุกระดับของอัตราคิดลด แต่ยังไม่สามารถเปลี่ยนทิศทางของผลลัพธ์จากการขาดความคุ้มค่าไปสู่การสร้างมูลค่าของโครงการได้ โดยภายใต้อัตราคิดลด 9% โครงการยังคงมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ติดลบที่ –603.09 ล้านบาท ขณะที่อัตราคิดลด 6% และ 3% ให้ค่า NPV เท่ากับ –456.09 และ –216.19 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งสะท้อนว่าผลประโยชน์จากการประหยัดเชื้อเพลิงและการเพิ่มปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อหน่วยเชื้อเพลิงยังมีขนาดไม่เพียงพอเมื่อเทียบกับต้นทุนรวมของโครงการตลอดอายุการใช้งาน

ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ที่เพิ่มขึ้นเป็น 1.22% ในทุกกรณี สะท้อนว่าการปรับปรุงประสิทธิภาพทางเทคนิคมีผลต่อการเพิ่มอัตราผลตอบแทนของโครงการในเชิงทิศทาง แต่ระดับของการเพิ่มขึ้นยังต่ำกว่าต้นทุนเงินทุนอย่างชัดเจน ส่งผลให้โครงการยังไม่เหมาะสมสำหรับการตัดสินใจลงทุนภายใต้หลักการทางการเงิน ขณะเดียวกัน ค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน ที่เพิ่มขึ้นเป็น 1.03 แสดงให้เห็นว่าโครงการเริ่มเข้าใกล้จุดคุ้มทุนมากขึ้น แต่ยังคงไม่สามารถสร้างความคุ้มค่าขอโครงการได้

เมื่อพิจารณาร่วมกับผลการวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน ซึ่งพบว่าไม่สามารถคืนทุนได้ภายในอายุโครงการในทุกกรณี ผลลัพธ์ดังกล่าวสะท้อนข้อจำกัดเชิงโครงสร้างของโครงการ

Ref. code: 25686733145244RKH

กล่าวคือ แม้การเพิ่มประสิทธิภาพของระบบ SOFC จะช่วยลดต้นทุนเชื้อเพลิงต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ แต่ผลประโยชน์ดังกล่าวยังมีขนาดเล็กเมื่อเทียบกับต้นทุนการลงทุนเริ่มต้นและต้นทุนการดำเนินงานในระยะยาว

ในเชิงเศรษฐศาสตร์ ผลการวิเคราะห์นี้ชี้ให้เห็นว่า การพัฒนาเทคโนโลยีในมิติของประสิทธิภาพเพียงอย่างเดียวไม่เพียงพอที่จะทำให้โครงการมีความคุ้มค่า หากไม่มีการเปลี่ยนแปลงเชิงโครงสร้างในด้านราคาพลังงาน ต้นทุนเชื้อเพลิง หรือนโยบายสนับสนุนที่ช่วยเพิ่มมูลค่าผลประโยชน์ของโครงการ ดังนั้น การเพิ่มประสิทธิภาพของระบบ SOFC จึงควรถูกมองเป็นปัจจัยสนับสนุน มากกว่าปัจจัยหลักในการขับเคลื่อนความคุ้มค่าของโครงการ

ตารางที่ 4.7

เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีที่ประสิทธิภาพ SOFC ลดลง 6% กับกรณีฐาน

เกณฑ์การวิเคราะห์	กรณีฐาน	กรณีที่ประสิทธิภาพ SOFC ลดลง 6%			หน่วย
	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 6%	อัตราคิดลด 3%	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	(699,66)	(833,54)	(759,44)	(634,83)	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินโครงการ (IRR)	(0.26)	(3.04)	(3.04)	(3.04)	%
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	0.99	0.94	0.94	0.94	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ปี

จากการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของประสิทธิภาพของระบบ SOFC พบว่า ประสิทธิภาพลดลง 6% ตามที่ระบุในคุณลักษณะของผู้ผลิตระบบเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า โครงการยังคงไม่มีความคุ้มค่าในทุกระดับอัตราคิดลด โดยที่ อัตราคิดลด 3% มีค่า NPV เท่ากับ –634.83 ล้านบาท อัตราคิดลด 6% มีค่า NPV เท่ากับ –759.44 ล้านบาท และ อัตราคิดลด 9% มีค่า NPV เท่ากับ -833.54 ล้านบาท ขณะที่ IRR ลดลงเหลือ –3.04% และค่า B/C Ratio ลดลงมาอยู่ที่ 0.94 ในทุกกรณี นอกจากนี้ยังไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการทั้งหมด

Ref. code: 25686733145244RKH

4.3.6 การปรับระยะเวลาการใช้งานหรืออายุของโครงการ

ระยะเวลาการใช้งานของโครงการ มีความสำคัญอย่างยิ่ง เนื่องจากเป็นตัวแปรที่ส่งผลโดยตรงต่อ มูลค่าผลประโยชน์สะสม ตลอดอายุโครงการ รวมถึงมีผลต่อ ระยะเวลาคืนทุนและความคุ้มค่าในระยะยาว โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับโครงการที่ใช้เทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงชนิด SOFC ซึ่งมีความซับซ้อนและต้นทุนการลงทุนสูง อายุการใช้งานจริงของระบบ SOFC ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย ไม่ว่าจะเป็น รูปแบบและความเข้มข้นของการใช้งาน การบำรุงรักษาเชิงป้องกันตลอดจน อัตราการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ภายในระบบ เช่น เซลล์เชื้อเพลิง โมดูลการแปลงพลังงาน และระบบ Auxiliary ที่เกี่ยวข้อง ปัจจัยเหล่านี้อาจทำให้อายุการใช้งานจริงแตกต่างจากค่าที่ใช้ในการประมาณการเบื้องต้น ดังนั้นเพื่อประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จึงได้กำหนดกรอบการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของอายุการใช้งานโครงการไว้ที่ เพิ่มขึ้น 5 ปี และลดลง 5 ปี

ตารางที่ 4.8

เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีที่อายุโครงการเพิ่มขึ้น 5 ปีกับกรณีฐาน

เกณฑ์การวิเคราะห์	กรณีฐาน	กรณีที่อายุโครงการเพิ่มขึ้น 5 ปี			หน่วย
	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 6%	อัตราคิดลด 3%	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	(699.66)	(659.38)	(491.38)	(184.80)	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินโครงการ (IRR)	(0.26)	1.83%	1.83%	1.83%	%
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	0.99	0.99	0.99	0.99	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ปี

Ref. code: 25686733145244RKH

ผลการวิเคราะห์ตามตารางที่ 4.8 แสดงให้เห็นว่า การเพิ่มอายุโครงการอีก 5 ปี ช่วยให้ค่า NPV ของโครงการปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีฐานในทุกระดับของอัตราคิดลด แต่ยังไม่สามารถเปลี่ยนผลลัพธ์โดยรวมของโครงการจากการขาดความคุ้มค่าไปสู่การสร้างมูลค่าเพิ่มได้ โดยภายใต้อัตราคิดลด 9% ค่า NPV ปรับดีขึ้นเป็น –659.38 ล้านบาท ขณะที่อัตราคิดลด 6% และ 3% ให้ค่า NPV เท่ากับ –491.38 และ –184.80 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งสะท้อนว่ามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดเพิ่มเติมในช่วงอายุโครงการที่ขยายออกไปมีขนาดค่อนข้างจำกัดเมื่อถูกปรับด้วยอัตราคิดลด

ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ที่เพิ่มขึ้นเป็น 1.83% ในทุกกรณี แสดงให้เห็นว่า การขยายอายุโครงการมีผลต่อการเพิ่มอัตราผลตอบแทนในเชิงทิศทาง แต่ระดับของ IRR ดังกล่าวยังต่ำกว่าต้นทุนเงินทุนอย่างชัดเจน ส่งผลให้โครงการไม่ผ่านเกณฑ์ความคุ้มค่า ขณะเดียวกันค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) ที่ยังคงอยู่ที่ 0.99 ในทุกกรณี สะท้อนว่าการเพิ่มอายุโครงการไม่ได้เปลี่ยนแปลงสัดส่วนของผลประโยชน์ต่อ ต้นทุนรวม ซึ่งชี้ให้เห็นว่าปัญหาหลักของโครงการไม่ได้อยู่ที่ระยะเวลาการดำเนินงาน แต่เป็นโครงสร้างของกระแสเงินสดสุทธิในแต่ละปี

เมื่อพิจารณาร่วมกับผลการวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ซึ่งพบว่ายังคงไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการในทุกกรณี ผลลัพธ์ดังกล่าวตอกย้ำข้อจำกัดเชิงโครงสร้างของโครงการ กล่าวคือ แม้จะมีการขยายระยะเวลาการดำเนินงาน แต่ระดับกระแสเงินสดสุทธิที่โครงการสามารถสร้างได้ในแต่ละปียังไม่เพียงพอที่จะชดเชยต้นทุนการลงทุนเริ่มต้นภายในกรอบเวลาที่เหมาะสม

ผลการวิเคราะห์นี้ชี้ให้เห็นว่า การเพิ่มอายุโครงการส่งผลต่อความคุ้มค่าแต่ไม่สามารถทำหน้าที่เป็นปัจจัยหลักในการพลิกสถานะความคุ้มค่าของโครงการได้ หากไม่มีการปรับเปลี่ยนปัจจัยพื้นฐานอื่น เช่น โครงสร้างต้นทุนเชื้อเพลิง ราคาพลังงานไฟฟ้า หรือกลไกสนับสนุนทางนโยบายที่ช่วยเพิ่มรายได้สุทธิของโครงการอย่างเป็นระบบ

จากการวิเคราะห์ของกรณีที่อายุโครงการเพิ่มขึ้น 5 ปี พบว่า พบว่า โครงการยังคงไม่มีความคุ้มค่าในทุกระดับอัตราคิดลด โดยที่ อัตราคิดลด 3% ให้ค่า NPV เท่ากับ –184.801 ล้านบาท ส่วน อัตราคิดลด 6% และ 9% มีค่า NPV เท่ากับ –491.38 ล้านบาท และ –659.38 ล้านบาท ตามลำดับ ทั้งหมดมีค่า IRR เท่ากับ 1.83% และ B/C Ratio เท่ากับ 0.99 ซึ่งผลการวิเคราะห์โครงการยังไม่มีความคุ้มค่า รวมถึงไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการในทุกกรณี

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 4.9

เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กรณีที่อายุโครงการลดลง 5 ปีกับกรณีฐาน

เกณฑ์การวิเคราะห์	กรณีฐาน	กรณีที่อายุโครงการลดลง 5 ปี			หน่วย
	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 9%	อัตราคิดลด 6%	อัตราคิดลด 3%	
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	(699.66)	(80.78)	(171.49)	(538.58)	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินโครงการ (IRR)	(0.26)	7.92	7.92	7.92	%
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio)	0.99	1.20	1.20	1.20	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ	17	14	ปี

จากผลการวิเคราะห์ตามตารางที่ 4.9 แสดงให้เห็นว่า การลดอายุโครงการลงเหลือ 20 ปีส่งผลให้ผลการวิเคราะห์ทางการเงินปรับตัวดีขึ้นอย่างชัดเจนเมื่อเทียบกับกรณีฐาน โดยเฉพาะภายใต้อัตราคิดลดในระดับต่ำ เมื่อใช้อัตราคิดลด 3% โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 538.58 ล้านบาท และสามารถคืนทุนได้ภายใน 14 ปี ขณะที่อัตราคิดลด 6% ให้ค่า NPV เท่ากับ 171.49 ล้านบาท พร้อมระยะเวลาคืนทุน 17 ปี ทั้งสองกรณีมีค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับ 7.92% และค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) เท่ากับ 1.20 ซึ่งสะท้อนว่าโครงการสามารถสร้างมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐกิจได้ภายใต้เงื่อนไขต้นทุนเงินทุนที่ไม่สูงนัก

ในทางตรงกันข้าม เมื่อพิจารณาภายใต้อัตราคิดลด 9% ซึ่งสะท้อนต้นทุนเงินทุนและความเสี่ยงในระดับสูง ค่า NPV ของโครงการยังคงเป็นค่าติดลบที่ –80.78 ล้านบาท และไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ แม้ผลการวิเคราะห์จะปรับตัวดีขึ้นจากกรณีฐานอย่างมากก็ตาม ผลลัพธ์ดังกล่าวสะท้อนว่า การลดอายุโครงการสามารถช่วยปรับปรุงความคุ้มค่าได้ในระดับหนึ่ง แต่ยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยผลกระทบจากต้นทุนเงินทุนที่สูง

เมื่อพิจารณาในเชิงโครงสร้าง ผลการวิเคราะห์กรณีลดอายุโครงการเปรียบเทียบกับกรณีเพิ่มอายุโครงการในส่วนก่อนหน้า แสดงให้เห็นประเด็นสำคัญ กล่าวคือ การขยายอายุโครงการออกไปเกิน 20 ปี ไม่ได้ช่วยเพิ่มความคุ้มค่าให้กับโครงการอย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากช่วง

Ref. code: 25686733145244RKH

ปลายอายุการใช้งานของระบบเซลล์เชื้อเพลิงต้องเผชิญต้นทุนการบำรุงรักษาและการทดแทนอุปกรณ์ในระดับสูง ส่งผลให้ผลประโยชน์สุทธิในช่วงเวลาดังกล่าวมีค่าต่ำ หรืออาจเป็นลบ เมื่อถูกนำมาปรับด้วยอัตราคิดลด

4.4 ผลการวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break Even Analysis)

จากผลการวิเคราะห์ความคุ้มทุนของโครงการและความอ่อนไหว พบว่า มีเพียงบางปัจจัยเท่านั้นที่มีศักยภาพเพียงพอในการผลักดันโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด SOFC ให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งให้เข้าสู่จุดคุ้มทุน ขณะที่ปัจจัยอื่น แม้จะช่วยปรับปรุงค่าตัวชี้วัดทางการเงินในทิศทางที่ดีขึ้น แต่ยังไม่สามารถเปลี่ยนโครงสร้างความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการให้มีความคุ้มค่าได้

ปัจจัยที่สามารถผลักดันโครงการให้เข้าสู่จุดคุ้มทุนได้อย่างชัดเจน ได้แก่ การลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติและการเพิ่มขึ้นของราคาค่าไฟฟ้า เนื่องจากทั้งสองปัจจัยส่งผลโดยตรงต่อกระแสเงินสดสุทธิของโครงการตลอดช่วงอายุการดำเนินงาน โดยการลดต้นทุนเชื้อเพลิงช่วยลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง ขณะที่การเพิ่มขึ้นของราคาค่าไฟฟ้าช่วยผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้า ผลกระทบดังกล่าวสะสมในระยะยาวและสะท้อนออกมาในรูปของค่า NPV ที่ปรับตัวจากค่าลบเป็นค่าบวก ทำให้โครงการสามารถบรรลุเงื่อนไข NPV = 0 และเข้าสู่จุดคุ้มทุนได้ ภายใต้บางระดับของอัตราคิดลด และสำหรับปัจจัยบางประการที่ไม่ส่งผลให้โครงการเข้าสู่จุดคุ้มทุน เช่น การเพิ่มประสิทธิภาพของระบบ SOFC ในระดับจำกัด การลดต้นทุนเงินลงทุนของระบบบางส่วน หรือการเพิ่มขึ้นของรายได้จาก Carbon Credit แม้จะช่วยปรับปรุงค่า NPV ค่า IRR และอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนให้ดีขึ้น แต่ผลกระทบดังกล่าวยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยโครงสร้างต้นทุนเริ่มต้นที่อยู่ในระดับสูงของโครงการ ส่งผลให้ค่า NPV ยังคงติดลบและไม่สามารถเข้าสู่จุดคุ้มทุนได้ โดยมีรายละเอียดผลการวิเคราะห์จุดคุ้มทุน ดังนี้

4.4.1 การลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติ

การปรับลดราคาก๊าซธรรมชาติถือเป็น ปัจจัยที่มีศักยภาพสูงที่สุดในการทำให้โครงการเข้าสู่จุดคุ้มทุน เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นต้นทุนผันแปรหลักของระบบ SOFC โดยตรง

จากผลการวิเคราะห์ พบว่า เมื่อราคาก๊าซธรรมชาติลดลง 50%

- ค่า NPV กลายเป็นบวกในทุกระดับอัตราคิดลด (3%, 6%, และ 9%)
- ค่า IRR เพิ่มขึ้นเป็น 9.22% ซึ่งสูงกว่าอัตราคิดลดในกรณี 3% และ 6% และอยู่ในระดับใกล้เคียงกับกรณี 9%

Ref. code: 25686733145244RKH

- ค่า B/C Ratio สูงกว่า 1 อย่างชัดเจน
- สามารถคืนทุนได้ภายในอายุโครงการ (14–25 ปี)

ผลลัพธ์ดังกล่าวสะท้อนว่า โครงการสามารถเข้าสู่ Break-even ได้ทั้งในเชิงเวลา (Payback Period) และในเชิงมูลค่าปัจจุบัน (NPV = 0) โดยมีสรุปแสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10

ผลการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโครงการกรณีที่ราคาก๊าซธรรมชาติลดลง 50%

อัตราคิดลด	จุดคุ้มทุนที่ NPV =0
9%	ปีที่ 24
6%	ปีที่ 16
3%	ปีที่ 13

4.4.2 การปรับเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า

การเพิ่มขึ้นของราคาค่าไฟฟ้าด้วยอัตราเฉลี่ย 3% ต่อปี ต่อเนื่อง เป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่สามารถผลักดันโครงการเข้าสู่จุดคุ้มทุนได้

จากผลการวิเคราะห์ พบว่า

- ค่า NPV เป็นบวกในทุกระดับอัตราคิดลด
- ค่า IRR อยู่ที่ 9.35%
- ค่า B/C Ratio เท่ากับ 1.29
- ระยะเวลาคืนทุนอยู่ในช่วง 14–25 ปี

ผลดังกล่าวแสดงว่า การเติบโตของราคาค่าไฟฟ้าในระดับปานกลางและต่อเนื่องสามารถทำให้โครงการ SOFC บรรลุจุดคุ้มทุนได้ โดยเฉพาะภายใต้บริบทของโครงการพลังงานระยะยาวที่มีรายได้สะสมในช่วงปลายอายุโครงการ โดยมีรายละเอียดของจุดคุ้มทุนแสดงในตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11

ผลการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโครงการกรณีที่มีการปรับเพิ่มราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 3% ต่อปี

อัตราคิดลด	จุดคุ้มทุนที่ NPV =0
9%	ปีที่ 24
6%	ปีที่ 16
3%	ปีที่ 13

Ref. code: 25686733145244RKH

4.4.3 กรณีที่อายุโครงการลดลง

แม้ในเชิงแนวคิด การลดอายุโครงการอาจดูสวนทางกับการเพิ่มผลตอบแทน แต่ในกรณีนี้ ผลการวิเคราะห์สะท้อนให้เห็นว่า การลดอายุโครงการช่วยหลีกเลี่ยงต้นทุนบำรุงรักษาขนาดใหญ่ในช่วงปลายอายุการใช้งาน

ผลการวิเคราะห์ พบว่า

- เมื่อใช้อัตราคิดลด 3% และ 6% ค่า NPV เป็นบวก
- สามารถคืนทุนได้ภายใน 14–17 ปี
- ค่า IRR เท่ากับ 7.92 % และ B/C Ratio เท่ากับ 1.20

จึงสามารถกล่าวได้ว่า การกำหนดอายุโครงการที่เหมาะสมสามารถทำให้โครงการเข้าสู่จุดคุ้มทุนได้ภายใต้อัตราคิดลดต่ำ

ตารางที่ 4.12

ผลการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโครงการกรณีที่อายุโครงการลดลง 5 ปี

อัตราคิดลด	จุดคุ้มทุนที่ NPV =0
9%	ไม่มีจุดคุ้มทุน
6%	ปีที่ 16
3%	ปีที่ 13

จากการวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break-even Analysis) ของโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง จะมีจุดคุ้มทุนสำหรับปัจจัยวิเคราะห์ความอ่อนไหว ได้แก่

1) การลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติ

2) การเพิ่มขึ้นของราคาค่าไฟฟ้า

3) การกำหนดอายุโครงการที่เหมาะสม

เนื่องจากปัจจัยดังกล่าวส่งผลโดยตรงต่อโครงสร้างกระแสเงินสดสุทธิของโครงการตลอดอายุการดำเนินงาน สำหรับปัจจัยด้านผลประโยชน์จาก Carbon Credit การเพิ่มประสิทธิภาพของระบบตามเทคโนโลยีที่พัฒนาขึ้น และการลดต้นทุนการลงทุนเพียงบางส่วน แม้จะช่วยปรับปรุงตัวชี้วัดทางการเงินให้ดีขึ้น แต่ยังไม่สามารถชดเชยโครงสร้างต้นทุนเริ่มต้นและต้นทุนดำเนินงานของโครงการได้อย่างเพียงพอ ส่งผลให้โครงการยังไม่สามารถเข้าสู่จุดคุ้มทุนได้อย่างเป็นรูปธรรมภายใต้กรอบสมมติฐานของการศึกษานี้

Ref. code: 25686733145244RKH

4.5 สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ

ในการศึกษาความคุ้มค่าของโครงการ ได้ประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ทั้งทางตรงและทางอ้อมตลอดอายุการดำเนินงานของโครงการ เพื่อวิเคราะห์ผลลัพธ์สุทธิของการลงทุน ผลการศึกษาพบว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงชนิด SOFC เพื่อผลิตไฟฟ้าและลดการพึ่งพาการซื้อไฟฟ้าจากภายนอกสำหรับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ยังไม่แสดงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ภายใต้สภาวการณ์ปัจจุบัน สาเหตุหลักมาจากต้นทุนการลงทุนเริ่มต้นและต้นทุนการดำเนินงานของระบบ SOFC ที่ยังอยู่ในระดับสูง ประกอบกับอัตราค่าไฟฟ้าในประเทศไทยซึ่งอยู่ในระดับค่อนข้างต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศในยุโรปหรือสหรัฐอเมริกา ส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการยังคงเป็นค่าลบ และไม่สามารถเข้าสู่จุดคุ้มทุนได้ภายในอายุโครงการที่กำหนด

จากการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของปัจจัยนำเข้าที่สำคัญ พบว่า ราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่ส่งผลต่อความคุ้มค่าของโครงการในระดับสูง เนื่องจากมีผลกระทบโดยตรงต่อผลประโยชน์ของโครงการตลอดอายุการดำเนินงาน โดยในกรณีที่ราคาก๊าซธรรมชาติลดลงประมาณ 50% ต้นทุนการดำเนินงานจะลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ค่า NPV ปรับตัวจากค่าลบเป็นค่าบวก ขณะที่ในกรณีที่อัตราค่าไฟฟ้าในอนาคตปรับเพิ่มขึ้นประมาณ 30% จะช่วยเพิ่มรายได้จากการผลิตไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง และทำให้ผลการวิเคราะห์ของโครงการแสดงความคุ้มค่าได้เช่นเดียวกัน

นอกจากนี้ การวิเคราะห์ความอ่อนไหวยังได้พิจารณาผลของอัตราคิดลด ซึ่งสะท้อนต้นทุนเงินทุนและความเสี่ยงของโครงการ พบว่า การเพิ่มขึ้นของอัตราคิดลดส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันผลประโยชน์สุทธิในอนาคตลดลงอย่างมีนัยสำคัญ และทำให้ค่า NPV มีแนวโน้มลดลงหรือคงอยู่ในระดับติดลบ แม้ภายใต้สมมติฐานที่ต้นทุนเชื้อเพลิงลดลงหรือรายได้เพิ่มขึ้นก็ตาม ในทางตรงกันข้าม เมื่อใช้อัตราคิดลดในระดับต่ำ ผลการวิเคราะห์จะแสดงให้เห็นว่าโครงการมีแนวโน้มเข้าสู่จุดคุ้มทุนได้ง่ายขึ้น สะท้อนให้เห็นถึงความอ่อนไหวของโครงการต่อสมมติฐานด้านต้นทุนเงินทุนและสภาพแวดล้อมการลงทุน

สำหรับการวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break-even Analysis) ได้อาศัยแนวคิดที่โครงการจะเข้าสู่จุดคุ้มทุนเมื่อมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือ เมื่อค่า NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ ผลการวิเคราะห์ชี้ให้เห็นว่า ภายใต้สภาวการณ์ปัจจุบันกรณีฐานโครงการ SOFC ยังไม่สามารถบรรลุเงื่อนไขดังกล่าวได้ ซึ่งหากพิจารณาภายใต้เงื่อนไขด้านต้นทุนเชื้อเพลิงที่ลดลง หรือกรณีที่ราคาค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในระดับที่เหมาะสม และ

Ref. code: 25686733145244RKH

การปรับอายุโครงการลดลง ร่วมกับการใช้อัตราคิดลดในระดับต่ำ โครงการจึงมีศักยภาพที่จะเข้าสู่จุดคุ้มทุนได้ทั้งในเชิงเวลาและเชิงมูลค่าปัจจุบัน

โดยสรุปการวิเคราะห์ความอ่อนไหวและการวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยี SOFC ชี้ให้เห็นว่า ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยด้านราคาพลังงานและต้นทุนเงินทุนเป็นสำคัญ ขณะที่มาตรการสนับสนุนอื่น ๆ เช่น รายได้จากคาร์บอนเครดิตหรือการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบเพียงบางส่วน ยังไม่เพียงพอที่จะเปลี่ยนโครงสร้างความคุ้มค่าของโครงการได้อย่างเป็นรูปธรรมภายใต้ข้อสมมติของการศึกษานี้

ตารางที่ 4.13

สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าทุกให้ให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งทุกกรณี

กรณีศึกษา	อัตราคิดลด	NPV (ล้านบาท)	IRR (%)	B/C Ratio	ระยะเวลาคืนทุน	ผลการประเมิน
กรณีฐาน	9%	(699.66)	(0.26)	0.99	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	6%	(579.62)	(0.26)	0.99	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	3%	(381.82)	(0.26)	0.99	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
ราคาก๊าซธรรมชาติลดลง 50%	9%	19.36	9.22	1.38	25 ปี	คุ้มค่า
	6%	356.39	9.22	1.38	17 ปี	คุ้มค่า
	3%	893.19	9.22	1.38	14 ปี	คุ้มค่า
ราคาค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 3% ต่อปี	9%	31.58	9.35	1.29	25 ปี	คุ้มค่า
	6%	384.37	9.35	1.29	17 ปี	คุ้มค่า
	3%	950	9.35	1.29	14 ปี	คุ้มค่า
ต้นทุนระบบ SOFC ลดลง 50%	9%	(124.67)	6.37	1.11	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	6%	22.06	6.37	1.11	25 ปี	คุ้มค่า
	3%	261.89	6.37	1.11	18 ปี	คุ้มค่า
Carbon Credit เพิ่มขึ้น 20%	9%	(682.06)	0.36	1.01	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	6%	(549.15)	0.36	1.01	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	3%	(327.82)	0.36	1.01	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 4.13

สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าทุกให้ให้กับสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งทุกกรณี (ต่อ)

กรณีศึกษา	อัตราคิดลด	NPV (ล้านบาท)	IRR (%)	B/C Ratio	ระยะเวลาคืนทุน	ผลการประเมิน
ประสิทธิภาพ SOFC เพิ่มขึ้น 10%	9%	(603.09)	1.22	1.03	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	6%	(456.1)	1.22	1.03	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	3%	(216.2)	1.22	1.03	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
ประสิทธิภาพ SOFC ลดลง 6%	9%	(742.85)	(1.1)	0.96	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	6%	(625.4)	(1.1)	0.96	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	3%	(445.73)	(1.1)	0.96	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
อายุโครงการเพิ่มเป็น 30 ปี	9%	(659.39)	1.83	0.99	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	6%	(491.38)	1.83	0.99	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	3%	(184.8)	1.83	0.99	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
อายุโครงการลดเหลือ 20 ปี	9%	(80.78)	7.92	1.2	ไม่คืนทุน	ไม่คุ้มค่า
	6%	171.49	7.92	1.2	17 ปี	คุ้มค่า
	3%	538.59	7.92	1.2	14 ปี	คุ้มค่า

Ref. code: 25686733145244RKH

บทที่ 5
สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการศึกษา

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการติดตั้งระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าชนิด Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้า 10 เมกะวัตต์ สำหรับใช้เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองภายในสถานีเพิ่มความดันชายฝั่งของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยมุ่งเน้นการลดการพึ่งพาการซื้อไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายภายนอก และเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานให้แก่สถานีในระยะยาว การประเมินความคุ้มค่าดำเนินการภายใต้กรอบการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการ โดยพิจารณาทั้งต้นทุนเริ่มต้น ต้นทุนการดำเนินงาน ต้นทุนเชื้อเพลิง และผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้า รวมถึงผลประโยชน์ทางอ้อมบางประการ เช่น รายได้จาก Carbon Credit

ผลการวิเคราะห์กรณีฐานภายใต้สมมติฐานราคาพลังงานและต้นทุนเทคโนโลยีในปัจจุบัน พบว่าโครงการยังไม่สามารถสร้างความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ได้ โดยตัวชี้วัดทางการเงินหลัก ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าติดลบในทุกระดับอัตราคิดลดที่พิจารณา 3%, 6% และ 9% อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) อยู่ในระดับต่ำกว่าอัตราคิดลด และไม่สามารถคืนทุนได้ภายในอายุโครงการที่กำหนด ผลดังกล่าวสะท้อนให้เห็นว่าโครงสร้างต้นทุนของระบบ SOFC โดยเฉพาะต้นทุนการลงทุนเริ่มต้นและต้นทุนเชื้อเพลิง ยังคงเป็นข้อจำกัดสำคัญต่อความสามารถในการแข่งขันทางเศรษฐศาสตร์เมื่อเทียบกับการซื้อไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายในบริบทของประเทศไทย ซึ่งมีอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ในระดับต่ำ

สำหรับการประเมินความอ่อนไหวของตัวแปรสำคัญที่มีผลต่อความคุ้มค่าของโครงการเพื่อประเมินความไม่แน่นอน การศึกษานี้ได้ดำเนินการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของปัจจัยนำเข้าที่สำคัญ ได้แก่ ราคาก๊าซธรรมชาติ ราคาค่าไฟฟ้า ต้นทุนการลงทุน ประสิทธิภาพของระบบ SOFC รายได้จาก Carbon Credit อายุโครงการ และอัตราคิดลด ผลการวิเคราะห์ พบว่า โครงการมีความอ่อนไหวสูงต่อปัจจัยที่ส่งผลโดยตรงต่อผลประโยชน์สุทธิในระยะยาว โดยเฉพาะราคาก๊าซธรรมชาติและราคาค่าไฟฟ้า ซึ่งเป็นปัจจัยที่มีผลกระทบเชิงโครงสร้างต่อทั้งฝั่งต้นทุนและฝั่งรายได้ของโครงการ

ในกรณีที่ราคาก๊าซธรรมชาติลดลงประมาณ 50% ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่าโครงการสามารถเปลี่ยนสถานะจากไม่คุ้มค่าเป็นคุ้มค่าได้ โดยค่า NPV ปรับตัวเป็นบวกในทุกระดับอัตราคิดลด ค่า IRR อยู่ในระดับใกล้เคียงหรือสูงกว่าอัตราคิดลด และสามารถคืนทุนได้ภายในอายุ

Ref. code: 25686733145244RKH

โครงการที่กำหนด ผลลัพธ์ดังกล่าวชี้ให้เห็นว่าต้นทุนเชื้อเพลิงเป็นตัวแปรที่มีอิทธิพลสูงที่สุดต่อความคุ้มค่าของระบบ SOFC และการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติสามารถกำหนดความสามารถในการเข้าสู่จุดคุ้มทุนของโครงการได้โดยตรง รวมถึงกรณีการปรับเพิ่มราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในอัตรา 3% ต่อปี ซึ่งสะท้อนแนวโน้มการปรับโครงสร้างราคาพลังงานในระยะยาว พบว่าสามารถผลักดันให้โครงการมีค่า NPV เป็นบวก ค่า IRR สูงกว่าอัตราคิดลด และสามารถคืนทุนได้ภายในช่วงอายุโครงการเช่นกัน แสดงให้เห็นว่าการเปลี่ยนแปลงของราคาค่าไฟฟ้ามีบทบาทสำคัญต่อศักยภาพในการสร้างผลตอบแทนของโครงการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง โดยเฉพาะโครงการที่มีลักษณะการลงทุนระยะยาวและมีรายได้สะสมอย่างต่อเนื่องในช่วงปลายอายุโครงการ

นอกจากนี้ การศึกษายังพบว่า การกำหนดอายุโครงการที่เหมาะสมมีผลต่อความคุ้มค่าของโครงการในเชิงโครงสร้าง โดยการลดอายุโครงการลงสามารถช่วยหลีกเลี่ยงต้นทุนบำรุงรักษาขนาดใหญ่ในช่วงปลายอายุการใช้งาน ส่งผลให้ค่า NPV และระยะเวลาคืนทุนปรับตัวดีขึ้นภายใต้อัตราคิดลดต่ำ ในขณะที่การเพิ่มอายุโครงการโดยไม่พิจารณาต้นทุนปลายอายุอย่างรอบคอบกลับไม่สามารถช่วยให้โครงการมีความคุ้มค่าเพิ่มขึ้นได้

สำหรับปัจจัยด้านเทคโนโลยีและนโยบายบางประการ เช่น การเพิ่มประสิทธิภาพของระบบ SOFC ในระดับจำกัด การลดต้นทุนการลงทุนเพียงบางส่วน หรือการเพิ่มขึ้นของรายได้จาก Carbon Credit แม้จะช่วยปรับปรุงค่าตัวชี้วัดทางการเงินให้ดีขึ้น แต่ผลกระทบดังกล่าวยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยโครงสร้างต้นทุนเริ่มต้นที่สูงของโครงการ ส่งผลให้โครงการยังไม่สามารถเข้าสู่จุดคุ้มทุนได้ภายใต้สมมติฐานดังกล่าว

เมื่อพิจารณาในกรอบของการวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break-even Analysis) โดยใช้เงื่อนไขมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับศูนย์ (NPV = 0) ผลการศึกษาชี้ให้เห็นว่า โครงการ SOFC จะสามารถเข้าสู่จุดคุ้มทุนได้ก็ต่อเมื่อมีการปรับเปลี่ยนปัจจัยด้านราคาพลังงานหลักอย่างมีนัยสำคัญ หรือมีการกำหนดอายุโครงการและโครงสร้างต้นทุนที่เหมาะสม การวิเคราะห์ดังกล่าวสะท้อนให้เห็นว่าความคุ้มค่าของโครงการไม่ได้ขึ้นอยู่กับปัจจัยใดปัจจัยหนึ่งเพียงอย่างเดียว แต่เป็นผลจากการทำงานร่วมกันของโครงสร้างต้นทุน รายได้ และอัตราคิดลด ซึ่งมีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการตัดสินใจและการลงทุนในช่วงที่เทคโนโลยี SOFC ยังอยู่ในระยะเปลี่ยนผ่าน

5.2 ข้อเสนอแนะสำหรับโครงการ

5.2.1 การพิจารณาช่วงเวลาที่เหมาะสมในการลงทุน

เนื่องจากต้นทุนของเทคโนโลยี SOFC ยังคงอยู่ในระดับสูง การลงทุนในระยะปัจจุบันอาจยังไม่ก่อให้เกิดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ จึงมีความเหมาะสมที่จะชะลอการดำเนินการ

Ref. code: 25686733145244RKH

ลงทุนออกไปจนกว่าจะปรากฏพัฒนาการทางเทคโนโลยีที่สามารถยกระดับประสิทธิภาพ หรือมีการปรับลดต้นทุนของอุปกรณ์อย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งจะช่วยเพิ่มศักยภาพและความเป็นไปได้ของการลงทุนในอนาคต

5.2.2 การติดตามนโยบายภาครัฐ กลไกราคาค่าไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และคาร์บอนเครดิต

ควรมีการติดตามความเปลี่ยนแปลงของนโยบายภาครัฐด้านพลังงานอย่างต่อเนื่อง ไม่ว่าจะเป็นอัตราค่าไฟฟ้า อัตราราคาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ รวมถึงกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนเครดิต และมาตรการสนับสนุนการลงทุนจากภาครัฐ เนื่องจากปัจจัยดังกล่าวอาจมีบทบาทสำคัญต่อการเพิ่มความคุ้มค่าและความเป็นไปได้ของโครงการในอนาคต

5.2.3 การพัฒนาในรูปแบบผสมผสาน (Hybrid System)

ควรพิจารณาการบูรณาการระบบ SOFC เข้ากับแหล่งพลังงานหมุนเวียนหรือระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อกระจายความเสี่ยงด้านต้นทุนและเสริมความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า แนวทางดังกล่าวสามารถเพิ่มศักยภาพของโครงการทั้งในด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ โดยช่วยปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตและความคุ้มค่าของการลงทุนในระยะยาว

5.3 ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาในอนาคต

5.3.1 แนวทางการวิจัยเพิ่มเติมภายใต้ข้อจำกัดด้านพื้นที่

สำหรับกรณีที่พื้นที่ติดตั้งระบบมีข้อจำกัด ควรมีการศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าทางเลือกที่ใช้พื้นที่น้อยกว่า หรือมีลักษณะการออกแบบที่ปรับขนาดหรือจัดวางซ้อนกันได้เพื่อลดการใช้พื้นที่แนวนอน รวมถึงการพิจารณาการบูรณาการระบบร่วมกับโครงสร้างเดิมของสถานี เช่น การติดตั้งบนชั้นดาดฟ้า พื้นที่ว่างด้านบนอาคาร และควรศึกษาความเป็นไปได้ของระบบแบบผสมผสาน เช่น SOFC ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน หรือระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทอื่น เพื่อช่วยลดขนาดอุปกรณ์หลักให้เหมาะสมกับพื้นที่จำกัด รวมถึงทำการประเมินต้นทุนโครงสร้างเพิ่มเติม เช่น ค่าเสริมความแข็งแรงของพื้นที่ติดตั้ง และต้นทุนโอกาสของพื้นที่ เพื่อสะท้อนความคุ้มค่าในสภาวะใช้งานจริงอย่างครบถ้วนยิ่งขึ้น

5.3.2 การวิเคราะห์เชิงสถานการณ์ (Scenario Analysis)

การศึกษาครั้งถัดไปควรดำเนินการวิเคราะห์ภายใต้สมมติฐานหลายกรณี ทั้งในเชิงบวกและเชิงลบ เช่น การเปลี่ยนแปลงราคาก๊าซธรรมชาติ ความผันผวนของราคาคาร์บอนเครดิต และการปรับเปลี่ยนมาตรการภาครัฐ การวิเคราะห์ในลักษณะนี้ช่วยสะท้อนความไม่แน่นอนของสภาวะแวดล้อมและเพิ่มความน่าเชื่อถือของผลการศึกษา

Ref. code: 25686733145244RKH

5.3.3 การวิเคราะห์ผลของขนาดโครงการและ (Economy of Scale)

ควรศึกษาความคุ้มค่าของโครงการในหลายระดับกำลังการผลิต เพื่อประเมินว่าการขยายขนาดโครงการสามารถช่วยลดต้นทุนเฉลี่ยและเพิ่มประสิทธิภาพของการลงทุนได้มากน้อยเพียงใด

Ref. code: 25686733145244RKH

รายการอ้างอิง

หนังสือ

เยาวเรศ ทับพันธุ์ (2551). *การประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์.* สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

สุพัฒน์ อุ้ยไพบูลย์สวัสดิ์ (2553). *เศรษฐศาสตร์จุลภาค 1.* มหาวิทยาลัยรามคำแหง, คณะเศรษฐศาสตร์.

วิทยานิพนธ์ สารนิพนธ์ และการค้นคว้าอิสระ

จารวี ฆะปัญญา. (2565). *การศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินในการเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชน ประเภทบ้านอยู่อาศัยในพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย.* [การค้นคว้าอิสระปริญญามหาบัณฑิต]. มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์, สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ.

เฉลิมรัช บัวหล้า. (2560). *การประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนระบบกักเก็บพลังงานโดยแบตเตอรี่.* [การค้นคว้าอิสระปริญญามหาบัณฑิต]. มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์, สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ.

ชุติมา คุณามาศปกรณ์. (2561). *การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบไฟฟ้าสำรองจากพลังงานเซลล์เชื้อเพลิง.* [การค้นคว้าอิสระปริญญามหาบัณฑิต]. มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์, สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ.

ธัญญลักษณ์ เกตุโสภา. (2566). *การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสานในพื้นที่ขาดแคลนไฟฟ้า: กรณีศึกษาจังหวัดเชียงราย.* [สารนิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต]. จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, บัณฑิตวิทยาลัย, สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา) สหสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน.

นฤนาท พลับประสิทธิ์. (2558). *การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนดาต้าเซ็นเตอร์.* [การค้นคว้าอิสระปริญญามหาบัณฑิต]. มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์, สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ.

Ref. code: 25686733145244RKH

ณัฏ เจริญชัยชนะ. (2560). *การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนผลิตพลังงานไฟฟ้าจากขยะมูลฝอยในเขตพื้นที่จังหวัดมุกดาหาร*. [การค้นคว้าอิสระปริญญามหาบัณฑิต]. มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์, สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ.

ณัฐฐา ปัญจวรณ์. (2560). *การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm*. [วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต]. มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์.

วสุพร ติ๋วงาม. (2558). *การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรีสำหรับบ้านที่อยู่อาศัย.* [วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต]. มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์.

Articles

Al Khori, K., Bicer, Y., Boulfrad, S., & Koç, M. (2019). Techno-economic and environmental assessment of integrating SOFC with a conventional steam and power system in a natural gas processing plant. *International Journal of Hydrogen Energy*, *44*(23), 12094–12110.

Bompard, E., Napoli, R., Wan, B., & Orsello, G. (2008). Economics evaluation of a 5 kW SOFC power system for residential use. *International Journal of Hydrogen Energy*, *33*(12), 3125–3130.

Chen, J. M., & Ni, M. (2014). Economic analysis of a solid oxide fuel cell cogeneration/trigeneration system for hotels in Hong Kong. *Energy and Buildings*, *75*, 522–531.

Facci, A. L., Cigolotti, V., Jannelli, E., & Ubertini, S. (2017). Technical and economic assessment of a SOFC-based energy system for combined cooling, heating and power. *Applied Energy*, *192*, 563–574.

Roy, D., Samanta, S., Roy, S., Smallbone, A., & Roskilly, A. P. (2024). Techno-economic analysis of solid oxide fuel cell-based energy systems for decarbonising residential power and heat in the United Kingdom. *Applied Energy*, *355*, Article 122240.

Yang, Y., Shen, Y., Sun, T., Liu, P., & Lei, T. (2024). Economic analysis of solid oxide fuel cell systems utilizing natural gas as fuel. *Energies*, *17*(11), Article 2694.

Ref. code: 25686733145244RKH

Thesis

Jienkulsawad, P. (2018). *Design of Solid Oxide Fuel Cell–Molten Carbonate Fuel Cell Combined System for Power Generation and Carbon Dioxide Emission Reduction.* Dissertation/Thesis.

เว็บไซต์

Google. (2569). Google Earth [แผนที่]. ค้นจาก https://earth.google.com/web/

Ref. code: 25686733145244RKH

ภาคผนวก

Ref. code: 25686733145244RKH

ภาคผนวก ก
การดำเนินงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

1. ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ประกอบด้วย ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก และระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล มีความยาวรวม 4,255 กิโลเมตร ที่ต่อเชื่อมแหล่งก๊าซธรรมชาติต่างๆ ในอ่าวไทย สถานีแอลเอ็นจี และท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานา เยตากุน และซอติก้า ในประเทศเมียนมา ที่ชายแดนไทย-เมียนมา เข้ากับผู้ผลิตไฟฟ้า โรงแยกก๊าซธรรมชาติ และลูกค้าอุตสาหกรรม นอกจากนี้ภายในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ยังประกอบด้วย หน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซธรรมชาติ (Dew Point Control Unit) และอุปกรณ์รวมก๊าซธรรมชาติ (Header) ซึ่งเป็นกระบวนการเพื่อควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่างๆ ในอ่าวไทยให้มีค่าความร้อนคงที่ และมีคุณภาพเดียวกันทั้งระบบ

การวางท่อก๊าซธรรมชาติทุกเส้น ปตท. ดำเนินการภายใต้มาตรฐานความปลอดภัยที่เข้มงวด รักษาสิ่งแวดล้อม เน้นสวัสดิภาพ และทรัพย์สินของประชาชนเป็นสำคัญ

2. การดำเนินงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

เพื่อให้การควบคุมและการบริหารงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ปตท. เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัยมากที่สุด จึงได้มีการแบ่งความรับผิดชอบในการปฏิบัติงานสำหรับฝ่ายปฏิบัติการออกเป็น 4 ฝ่าย ได้แก่ ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ภาค 1 ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ภาค 2 ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ภาค 3 และฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล เพื่อทำหน้าที่ในการดูแลท่อส่งก๊าซธรรมชาติครอบคลุมทั้งบนบกและในทะเล โดยมีศูนย์ปฏิบัติการหลักอยู่ที่ ศูนย์ปฏิบัติการชลบุรี

ศูนย์ปฏิบัติการชลบุรี เป็นศูนย์หลักในการดำเนินงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ควบคุมและวางแผนปฏิบัติการรับ-ส่งก๊าซธรรมชาติ จากผู้ผลิตสู่ลูกค้าตลอดแนวท่อทั้งหมดทั่วประเทศ สนับสนุนงานวิศวกรรมระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ บำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ดูแลควบคุมความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และดูแลสถานีควบคุมความดันและวัดปริมาตรก๊าซธรรมชาติ รวมถึงป้องกันและระงับเหตุฉุกเฉินของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ โดยใช้ระบบ

Ref. code: 25686733145244RKH

ควบคุมอัตโนมัติ (SCADA) ผ่านระบบสื่อสาร อาทิ ระบบไมโครเวฟ เคเบิลใยแก้วนำแสง หรือระบบดาวเทียม

3. ขอบเขตความรับผิดชอบของการดำเนินงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

การดำเนินงานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย

- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 1 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดชลบุรี ระยอง ฉะเชิงเทรา สมุทรปราการ และกรุงเทพมหานคร
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 2 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา นครนายก ปทุมธานี และสระบุรี
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 3 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดระยอง และชลบุรี
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 4 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดขอนแก่น
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 5 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดราชบุรี กาญจนบุรี นครปฐม และนนทบุรี
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 6 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดนนทบุรี ปทุมธานี สมุทรปราการ และกรุงเทพมหานคร
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 7 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดสงขลา และนครศรีธรรมราช
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 8 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดกาญจนบุรี
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 9 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดปทุมธานี กรุงเทพมหานคร ฉะเชิงเทรา ปราจีนบุรี พระนครศรีอยุธยา และสมุทรปราการ
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 10 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดฉะเชิงเทรา ชลบุรี นครนายก และปราจีนบุรี
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 11 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดชัยนาท นครสวรรค์ พระนครศรีอยุธยา ลพบุรี สิงห์บุรี และอ่างทอง
- ส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 12 รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯ ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดนครราชสีมา

Ref. code: 25686733145244RKH

- ส่วนปฏิบัติการและบำรุงรักษาสถานีชายฝั่งรับผิดชอบควบคุมกระบวนการรับ-ส่งก๊าซ LNG ระบบการผสมก๊าซ รวมถึงระบบเพิ่มความดันก๊าซ เข้าสู่ระบบท่อประธานทุกเส้น ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดระยอง

- ฝ่ายปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล รับผิดชอบระบบท่อส่งก๊าซฯในทะเล แท่นพักท่อ Erawan Riser Platform (ERP) และแท่นพักท่อ PTT Riser Platform (PRP) ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดปัตตานี สงขลา นครศรีธรรมราช สุราษฎร์ธานี ชุมพร ประจวบคีรีขันธ์ และระยอง

4. หน้าที่หลัก

- ตรวจและบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล ASME B31.8

- กำกับ ดูแล บำรุงรักษาสถานีควบคุมก๊าซธรรมชาติ สถานีวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติ ระบบเครื่องมือวัด และระบบควบคุมต่างๆ ให้เป็นไปตามมาตรฐาน และสามารถส่งก๊าซธรรมชาติให้ลูกค้าได้อย่างถูกต้อง

- ป้องกันและระงับเหตุฉุกเฉินของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ร่วมกับศูนย์ควบคุมเหตุฉุกเฉิน

- ดูแลมวลชนสัมพันธ์ในพื้นที่รับผิดชอบ เพื่อสร้างความเชื่อมั่นในระบบความปลอดภัยและการดูแลสิ่งแวดล้อม แก่ประชาชนในพื้นที่

5. ระบบควบคุมอัตโนมัติและระบบสื่อสาร

ระบบควบคุมอัตโนมัติ (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) เป็นเทคโนโลยีระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ ออกแบบเพื่อใช้ในงานควบคุมการรับส่งก๊าซระยะทางไกลแบบ Real Time ครอบคลุมความยาวท่อ Transmission เพื่อให้การขนส่งก๊าซฯ จากจุดส่งมอบไปให้ลูกค้าได้ตรงเวลา คุณภาพก๊าซ ตรงตามความต้องการอย่างปลอดภัยและต่อเนื่อง ปัจจุบันมีศูนย์ควบคุมหลักอยู่ที่จังหวัดชลบุรี

Ref. code: 25686733145244RKH

6. ระบบสื่อสาร ใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยเพื่อให้ระบบทั้งหมดมีความมั่นคงสูงสุด

ประกอบด้วย

- ระบบใยแก้วนำแสง (Fiber Optic cable) วางฝังดินมากับแนวท่อส่งก๊าซฯ ปัจจุบันเป็นระบบสื่อสารหลักสามารถรองรับ Bit Rate ได้ 622 Mbps

- ระบบสื่อสารผ่านดาวเทียม (Satellite Telecommunication) เป็นระบบที่ใช้ในการรับส่งข้อมูลระหว่าง แท่นผลิต กับศูนย์ควบคุม

- ระบบวิทยุ UHF (Ultra High Frequency) และ VHF (Very High Frequency) สำหรับสนับสนุนการปฏิบัติงาน Operation ครอบคลุมพื้นที่ตลอดแนวท่อส่งก๊าซฯ

- ระบบ 3G/4G ใช้ในการรับส่งข้อมูลระหว่าง RTU กับระบบ SCADA ของสถานีบริการ NGV และระบบ Automatic Meter Reading

สถานีควบคุมก๊าซ (Block Valve Station) สถานีควบคุมก๊าซแต่ละแห่งได้ติดตั้งอุปกรณ์ Remote Terminal Unit (RTU) และระบบสื่อสาร เพื่อต่อเชื่อมสัญญาณจากอุปกรณ์เครื่องมือวัด (Instrument) ในสนามกับศูนย์ควบคุม ทำให้การควบคุมและติดตามการรับส่งก๊าซฯ เป็นไปอย่างต่อเนื่องและปลอดภัย

7. ระบบการบริหารจัดการความมั่นคงของท่อ (Pipeline Integrity Management System: PIMS)

ระบบการบริหารจัดการความมั่นคงของท่อ ซึ่งนำมาใช้ในท่อส่งก๊าซฯ ประธานของ ปตท. เพื่อให้ท่อมีความปลอดภัย แข็งแรง และมั่นคงต่อการใช้งาน ตามที่ได้ถูกออกแบบไว้ตามมาตรฐานสากล ASME B31.8 ทำให้สามารถส่งก๊าซฯ ได้อย่างต่อเนื่องตามความต้องการของลูกค้า อายุท่อมีการใช้งานที่ยาวนาน และสามารถส่งก๊าซฯ ได้เต็มประสิทธิภาพ

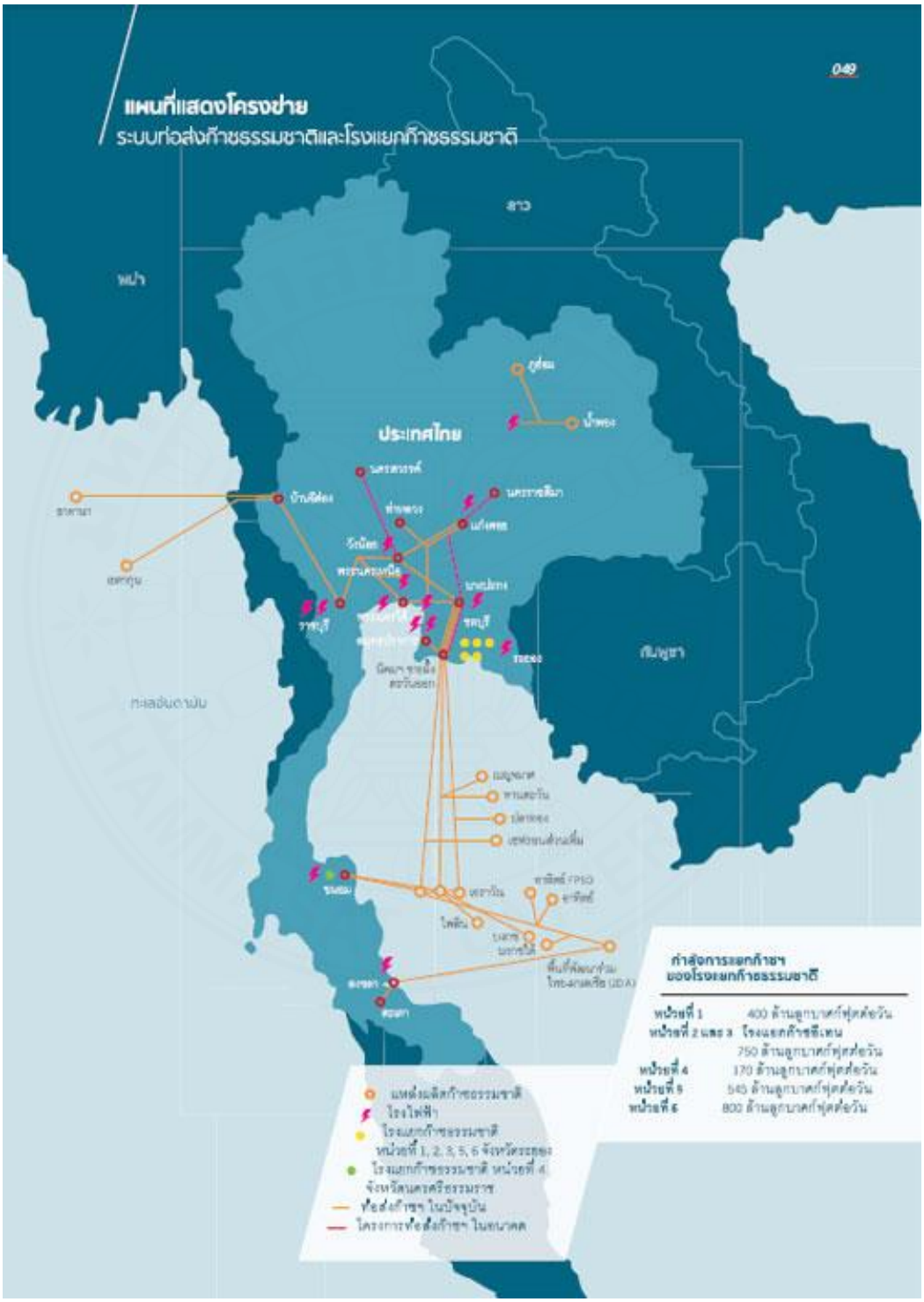
8. ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System: GIS)

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ เป็นเครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพื้นที่ (Spatial Data) โดยข้อมูลลักษณะต่างๆ ในพื้นที่ที่ทำการศึกษาจะถูกนำมาจัดให้อยู่ในรูปแบบที่มีความสัมพันธ์เชื่อมโยงซึ่งกันและกัน โดยจะขึ้นอยู่กับชนิดและรายละเอียดของข้อมูลนั้นๆ เพื่อให้ได้ผลลัพธ์ที่ดีที่สุดตามต้องการ ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เป็นระบบของคอมพิวเตอร์ฮาร์ดแวร์ ซอฟต์แวร์ และวิธีการที่ออกแบบมาเพื่อการจัดเก็บ การจัดการ การจัดทำ การวิเคราะห์ การทำแบบจำลอง และการแสดงข้อมูลเชิงพื้นที่ เพื่อแก้ปัญหาการวางแผนงานที่ซับซ้อนและปัญหาในการจัดการ

Ref. code: 25686733145244RKH

ภาพที่ 1

แผนที่แสดงโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติและโรงแยกก๊าซธรรมชาติ

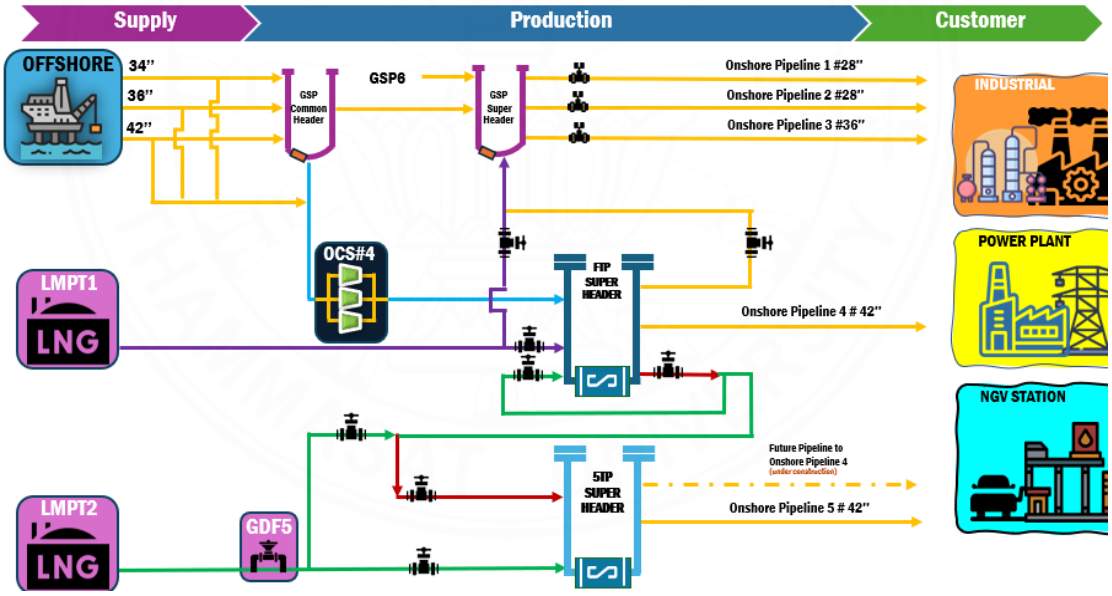


ภาคผนวก ข
สถานีเพิ่มความดันชายฝั่ง

เป็นสถานีต้นทางในการจ่ายก๊าซของฝั่งตะวันออก โดยดำเนินการรับก๊าซจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ และทำการเพิ่มความดันผ่าน Onshore Compressor Station หน่วยที่ 4 (OCS#4) และนำไปเผสมกับ LNG จากทั้งสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 1 และ สถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 ที่ Super header ของท่อเส้นที่ 4 และ 5 เพื่อปรับปรุงคุณภาพของก๊าซก่อนส่งเข้าท่อเส้นที่ 4 และ 5 ไปยังลูกค้า และยังทำการส่ง LNG ไปให้ทาง GSP Super header อีกด้วย เพื่อทำการปรับปรุงคุณภาพของก๊าซก่อนส่งไปยังลูกค้าเส้นที่ 1, 2 และ 3 ต่อไป

ภาพที่ 2

แผนภาพแสดง Process Flow ของสถานีชายฝั่งและระบบท่อชายฝั่งภาคตะวันออก



Ref. code: 25686733145244RKH

ภาคผวก ค
หลักการพื้นฐานของเซลล์เชื้อเพลิง

เซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) คือ อุปกรณ์ที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยกระบวนการ Electrochemical โดยการเปลี่ยนพลังงานเคมีจากเชื้อเพลิง ไม่ว่าจะเป็น ไฮโดรเจน ก๊าซธรรมชาติ แลพโพรพน ไปเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรง โดยผ่านกระบวนการปฏิกิริยาเคมีระหว่างเชื้อเพลิงกับออกซิเจน ซึ่งเซลล์เชื้อเพลิงนี้มีประสิทธิภาพสูงและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมเนื่องจากผลิตเพียงน้ำและความร้อนเป็นของเสีย ไม่มีมลลิษจากการเผาไหม้เหมือนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอซซิล

เซลล์เชื้อเพลิงประกอบด้วยสามส่วนประกอบหลักทั้งหมด 3 ส่วนด้วยกัน ซึ่งทำงานร่วมกันในการผลิตไฟฟ้า คือ แอโนด (Anode), อิเล็กโทรไลต์ (Electrolyte), และแคโทด (Cathode) โดยแอโนดจะเป็นขั้วที่รับไฮโดรเจนและทำการแยกออกเป็นโปรตอน (H^+) และอิเล็กตรอน (e^-) ผ่านปฏิกิริยาเคมี ก่อนที่โปรตอนจะเคลื่อนที่ผ่านอิเล็กโทรไลต์ไปยังแคโทด ส่วนอิเล็กตรอนจะเดินทางไปยังแคโทดผ่านวงจรภายนอก ซึ่งทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าเกิดขึเน เมื่อถึงแคโทด อิเล็กตรอนจะทำปฏิกิริยากับโปรตอนและออกซิเจนในอากาศและผลิตน้ำ (H_2O) ออกมาเป็นผลพลอยได้ การทำงานนี้ช่วยให้เซลล์เชื้อเพลิงสามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพและสะอาด โดยไม่มีมลพิษจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง โดยเซลล์เชื้อเพลิงจะมีส่วนประกอบอิเล็กโทรไลต์ (Electrolyte) ได้หลากหลายรูปแบบ เช่น ชนิดของเหลว หรือชนิดของแข็งในลักษณะโครงสร้างเมมเบรน เนื่องจากเซลล์เชื้อเพลิงหนึ่งเซลล์นั้นจะผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เล็กน้อย ดังนั้นในการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการจำเป็นที่จะต้องนำเซลล์เชื้อเพลิงหลายๆ เซลล์มาต่อเข้าด้วยกัน เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ตามค่าแรงดันที่ต้องการ องค์ประกอบของเซลล์เชื้อเพลิง

แอโนด (Anode)

แอโนดเป็นขั้วไฟฟ้าที่ให้ประจุลบ (หรือ อิเล็กตรอน หรือ ไฟฟ้าลบ) ในเซลล์เชื้อเพลิง เมื่อ แก๊สไฮโดรเจนถูกป้อนเข้าสู่แอโนด ตัวเร่งปฏิกิริยาที่แอโนดจะทำให้ ไฮโดรเจน แยกตัวออกเป็นโปรตอน และ อิเล็กตรอน

แคโทด (Cathode)

แคโทดเป็นขั้วไฟฟ้าที่ให้ประจุบวก หรือ โปรตอนในเซลล์เชื้อเพลิง โดยที่ อิเล็กตรอนที่ไหลมาจากแอโนดผ่านวงจรภายนอกจะถูกนำมาใช้ที่แคโทดในการรวมตัวกับ ออกซิเจนและโปรตอนเพื่อสร้าง น้ำ

Ref. code: 25686733145244RKH

อิเล็กโทรไลต์ (Electrolyte)

อิเล็กโทรไลต์คือ วัสดุที่ทำให้โปรตอน หรือ ไอออนบวก สามารถเคลื่อนที่ผ่านจากแอโนดไปยังแคโทดได้ แต่ ไม่อนุญาตให้กระแสไฟฟ้า (หรืออิเล็กตรอน) ไหลผ่านได้ โดยส่วนใหญ่จะทำหน้าที่เป็น ตัวกลาง ที่ให้ โปรตอนผ่านจากแอโนดไปยังแคโทด

หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิง

เซลล์เชื้อเพลิงประกอบด้วยขั้วไฟฟ้าทั้งหมด 2 ขั้ว คือ ขั้วแอโนด (ขั้วลบ) และขั้วแคโทด (ขั้วบวก) ซึ่งมีสารละลายอิเล็กโทรไลต์เป็นตัวกลางระหว่างขั้วทั้งสอง ขั้วแอโนดจะรับแก๊สไฮโดรเจนเข้าไป เมื่อไฮโดรเจนเข้าสู่แอโนด จะเกิดปฏิกิริยาเคมีที่ตัวเร่งปฏิกิริยา ทำให้ไฮโดรเจนแตกตัวเป็นไฮโดรเจนไอออน และอิเล็กตรอน (e^-) ตามสมการ

$$\mathbf{2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^-}$$

ไฮโดรเจนไอออน จะเคลื่อนที่ผ่านอิเล็กโทรไลต์ไปยังขั้วแคโทด ส่วนอิเล็กตรอน จะเคลื่อนที่ผ่านวงจรภายนอกไปยังขั้วแคโทด ซึ่งทำให้เกิดกระแสไฟฟ้า

ที่ขั้วแคโทด จะมีแก๊สออกซิเจนจากอากาศเข้าสู่ขั้วนี้ เมื่อไฮโดรเจนไอออนและอิเล็กตรอนมาถึงขั้วแคโทด จะทำปฏิกิริยากับออกซิเจนจากอากาศ และเกิดเป็นน้ำ (H_2O) ตามสมการ

$$\mathbf{4H^+ + 4e^- + O_2 \rightarrow 2H_2O}$$

การปฏิกิริยานี้จะปล่อยพลังงานออกมาในรูปของไฟฟ้า ซึ่งสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้

แรงดันไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์เชื้อเพลิงหนึ่งเซลล์จะอยู่ที่ประมาณ 1 โวลต์ และสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ประมาณ 10 แอมแปร์ หากนำเซลล์เชื้อเพลิงหลายๆ เซลล์มาต่ออนุกรมกัน (หรือที่เรียกว่า *fuel cell stack*) เช่น การต่อ 12 เซลล์ จะได้แรงดันไฟฟ้ารวม 12 โวลต์ ซึ่งเทียบเท่ากับแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ทั่วไป

ปฏิกิริยารวมทั้งหมดของเซลล์เชื้อเพลิง คือ การรวมตัวของไฮโดรเจนและออกซิเจนเพื่อสร้างน้ำ ซึ่งเป็นผลพลอยได้จากกระบวนการนี้ ตามสมการ

$$\mathbf{2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O}$$

Ref. code: 25686733145244RKH

เซลล์เชื้อเพลิงจึงเป็นเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า โดยไม่ก่อให้เกิดมลพิษจากการเผาไหม้ และผลิตพลังงานจากปฏิกิริยาเคมีที่สะอาด ซึ่งเป็นทางเลือกที่ดีในการพัฒนาแหล่งพลังงานทดแทนในอนาคต

ประเภทของเซลล์เชื้อเพลิงที่มีใช้งานใน

เซลล์เชื้อเพลิงมีหลายชนิดแตกต่างกันไปตามชนิดของสารอิเล็กโทรไลต์ และชนิดของเชื้อเพลิง ปัจจุบัน อาจแบ่งเซลล์เชื้อเพลิงออกเป็น ๖ ชนิด คือ

1. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดแอลคาไลน์ (alkaline fuel cell: AFC)
2. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดคาร์บอเนตหลอมเหลว (molten carbonate fuel cell: MCFC)
3. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดกรดฟอสฟอริก (phosphoric acid fuel cell: PAFC)
4. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (proton exchange membrane fuel cell: PEMFC)
5. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็ง (solid oxide fuel cell: SOFC)
6. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดใช้เมทานอลโดยตรง (direct methanol fuel cell: DMFC)

1. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดแอลคาไลน์ (Alkaline Fuel Cell-AFC)

เซลล์เชื้อเพลิงชนิดแอลคาไลน์ (Alkaline Fuel Cell - AFC) เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการพัฒนาโดยองค์การนาซ่าเพื่อใช้งานในยานอวกาศ เช่น ยานอะพอลโลในการผลิตไฟฟ้าและน้ำดื่มสำหรับนักบินอวกาศ เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ทำงานโดยใช้สารละลายโพแทสเซียมไฮดรอกไซด์ เป็นอิเล็กโทรไลต์ และใช้แพลทินัมเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาในขั้วไฟฟ้า ซึ่งกระบวนการจะเริ่มจากการที่แก๊สไฮโดรเจนถูกนำเข้าสู่แอโนดและแยกออกเป็นโปรตอนและอิเล็กตรอนโดยตัวเร่งปฏิกิริยา ก่อนที่อิเล็กตรอนจะเดินทางผ่านวงจรภายนอกไปยังแคโทด ซึ่งจะทำปฏิกิริยากับออกซิเจน และโปรตอนสร้างน้ำ และกระแสไฟฟ้า ผลพลอยได้หลักจากการทำงานของเซลล์นี้คือการผลิตน้ำและไฟฟ้า เซลล์เชื้อเพลิงชนิดแอลคาไลน์มีประสิทธิภาพสูงในการแปลงพลังงานเคมีเป็นไฟฟ้าประมาณ 70% และมีข้อดีที่ไม่ก่อให้เกิดมลพิษ แต่มีข้อจำกัดในการใช้แพลทินัมที่มีราคาสูงและความไวต่อการปนเปื้อนจากคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งอาจลดประสิทธิภาพของเซลล์ นอกจากนี้เซลล์นี้ยังมีอุณหภูมิการทำงานที่ค่อนข้างต่ำประมาณ 150-200 องศาเซลเซียส ปัจจุบันเซลล์เชื้อเพลิงชนิดแอลคาไลน์ได้รับการนำมาใช้ในรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง (FCEV) และในระบบพลังงานภาคพื้นดิน เช่น บ้านพักอาศัยและโรงงาน รวมถึงการใช้งานในยานอวกาศที่ต้องการการผลิตไฟฟ้าและน้ำดื่มในสภาพแวดล้อมที่จำกัด

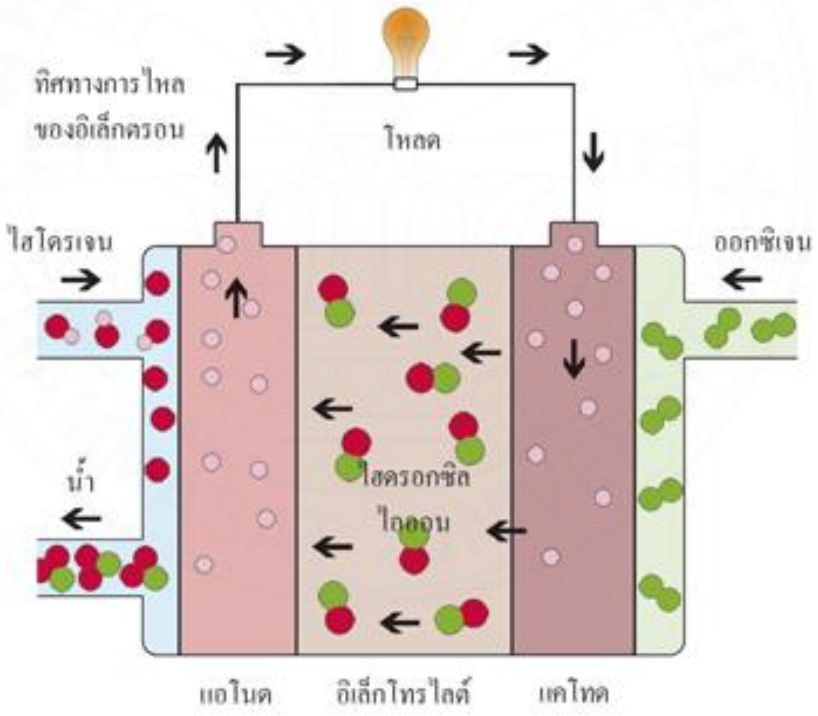
Ref. code: 25686733145244RKH

เมื่อเปรียบเทียบกับเซลล์เชื้อเพลิงชนิดอื่น เซลล์เชื้อเพลิงชนิดแอลคาไลน์มีข้อได้เปรียบตรงที่มีอัตราส่วน ของพลังงานต่อน้ำหนัก ในเกณฑ์ค่อนข้างสูง ดังนั้น เซลล์เชื้อเพลิงชนิดแอลคาไลน์จึงเหมาะสำหรับ การใช้งานด้านอวกาศ แต่สำหรับการประยุกต์สำหรับงานภาคพื้นดินนั้น ยังมีปัญหาจากการเกิดแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ที่ทำปฏิกิริยากับไฮดรอกซิลไอออน (hudroxyl ion) ในสารอิเล็กโทรไลต์ ซึ่งทำให้ความเข้มข้น ของไฮดรอกซิลไอออนในสารอิเล็กโทรไลต์ลดลง ส่งผลให้ประสิทธิภาพโดยรวมของเซล์ลเชื้อเพลิง ลดลงตามไปด้วย

ดังนั้นการพัฒนาเซลล์เชื้อเพลิง เพื่อใช้งานภาคพื้นดินจึงมุ่งเน้นการพัฒนาเซลล์เชื้อเพลิงที่ใช้สารอิเล็กโทรไลต์อย่างอื่น ซึ่งไม่ใช่แอลคาไลน์

ภาพที่ 3

หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดแอลคาไลน์



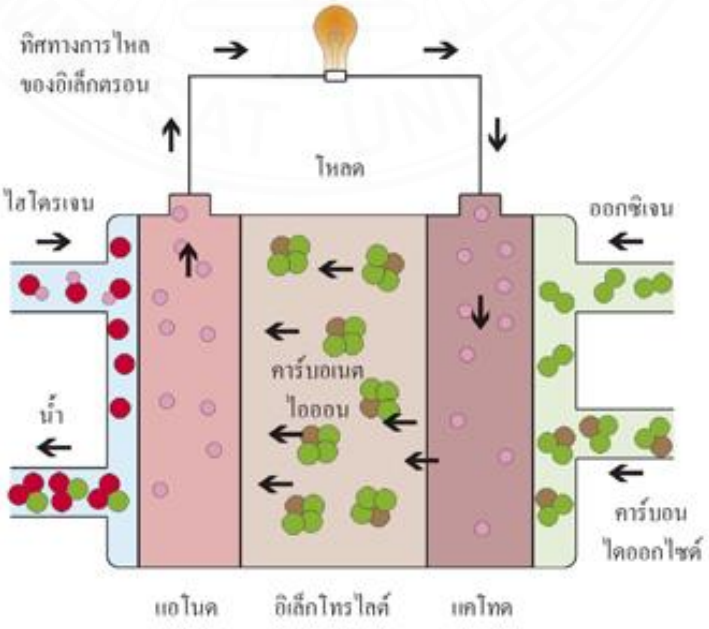
Ref. code: 25686733145244RKH

2. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดคาร์บอเนตหลอมเหลว (Molten Carbonate Fuel Cell - MCFC)

เซลล์เชื้อเพลิงชนิดคาร์บอเนตหลอมเหลว (Molten Carbonate Fuel Cell - MCFC) เป็นเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงที่ทำงานที่อุณหภูมิสูง โดยใช้เกลือคาร์บอเนต เช่น โซเดียมคาร์บอเนต (Na_2CO_3), โพแทสเซียมคาร์บอเนต (K_2CO_3), หรือแมกนีเซียมคาร์บอเนต ($MgCO_3$) เป็นสารอิเล็กโทรไลต์ ซึ่งมีจุดหลอมเหลวสูง ทำให้เซลล์ชนิดนี้สามารถทำงานได้ที่อุณหภูมิประมาณ 650 องศาเซลเซียส นอกจากนี้ตัวเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในขั้วไฟฟ้ามักเป็นนิกเกิล ซึ่งมีคุณสมบัติช่วยเร่งปฏิกิริยาการแยกไฮโดรเจนในแก๊สเชื้อเพลิง และการรวมตัวกับออกซิเจนที่ขั้วแคโทด เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้สามารถใช้แก๊สเชื้อเพลิงที่มีต้นทุนต่ำ เช่น แก๊สธรรมชาติ หรือแก๊สที่ได้จากการเผาไหม้ถ่านหิน ซึ่งมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าประมาณ 60-80% ทำให้มันเป็นตัวเลือกที่ดีสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ เนื่องจากอุณหภูมิการทำงานที่สูง เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จึงมีข้อดีที่สามารถใช้ความร้อนที่เกิดขึ้นจากการทำงานร่วมกับการผลิตไฟฟ้า ทำให้มีประสิทธิภาพในการใช้พลังงานสูงขึ้น (Combined Heat and Power - CHP) ซึ่งเหมาะสมในการใช้งานในโรงไฟฟ้าหรืออุตสาหกรรมที่ต้องการทั้งไฟฟ้าและความร้อน จากการทำงานในอุณหภูมิสูงยังช่วยให้ MCFC สามารถทนต่อการปนเปื้อนของคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในแก๊สเชื้อเพลิงได้ดีกว่าเซลล์เชื้อเพลิงชนิดอื่น

ภาพที่ 4

หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดคาร์บอเนตหลอมเหลว



Ref. code: 25686733145244RKH

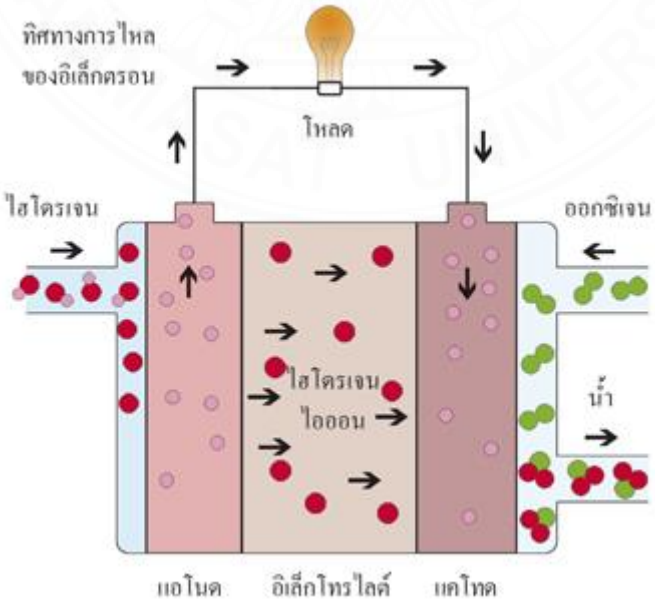
3. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดกรดฟอสฟอริก (Phosphoric Acid Fuel Cell - PAFC)

เซลล์เชื้อเพลิงชนิดกรดฟอสฟอริก (Phosphoric Acid Fuel Cell - PAFC) ใช้กรดฟอสฟอริกเป็นสารอิเล็กโทรไลต์ผสมกับซิลิคอนคาร์ไบด์ เพื่อเพิ่มความทนทานและประสิทธิภาพในการทำงาน โดยเซลล์นี้ทำงานที่อุณหภูมิประมาณ 150-200 องศาเซลเซียส ซึ่งไม่สูงมากเมื่อเทียบกับเซลล์เชื้อเพลิงชนิดอื่นที่ทำงานในอุณหภูมิสูง แต่เนื่องจากกรดฟอสฟอริกมีฤทธิ์เป็นกรด เซลล์จึงต้องใช้วัสดุที่ทนทานต่อการกัดกร่อนจากกรดได้ดีเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีประสิทธิภาพการแปลงพลังงานไฟฟ้าระหว่าง 40-80% และสามารถผลิตไฟฟ้าได้จากการเชื่อมต่อหลายเซลล์ ตั้งแต่ 200 กิโลวัตต์จนถึง 11 เมกะวัตต์ ทำให้เหมาะสำหรับการใช้งานในระดับกลางถึงใหญ่ อีกทั้งเซลล์นี้ยังสามารถทำงานได้แม้จะมีคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) อยู่ในแก๊สที่สูงถึง 1.5% ซึ่งช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นในการใช้งาน

นอกจากนี้ยังสามารถใช้เชื้อเพลิงหลายชนิด เช่น แก๊สมีเทนหรือเชื้อเพลิงไฮโดรคาร์บอนชนิดอื่นที่ผ่านการกำจัดกำมะถันแล้ว ซึ่งช่วยลดต้นทุนและเพิ่มความหลากหลายในการเลือกแหล่งพลังงานที่สามารถใช้ได้

ภาพที่ 5

หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดกรดฟอสฟอริก



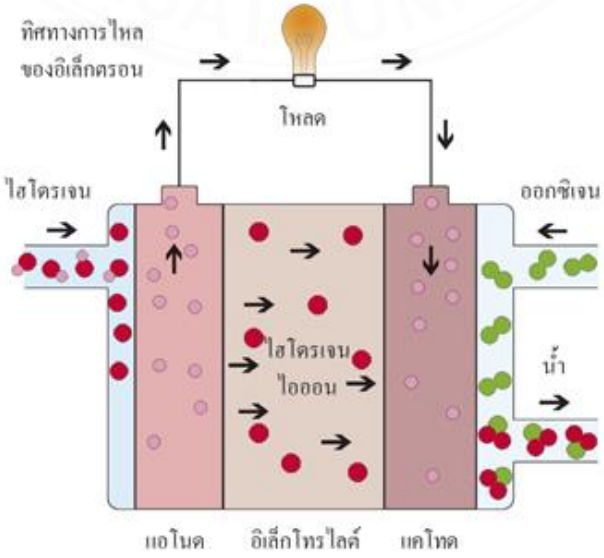
Ref. code: 25686733145244RKH

4. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (Proton Exchange Membrane Fuel Cell-PEMFC)

เซลล์เชื้อเพลิงชนิดเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (Proton Exchange Membrane Fuel Cell - PEMFC) เป็นเซลล์เชื้อเพลิงที่มีขนาดกะทัดรัดที่สุด โดยใช้สารอิเล็กโทรไลต์ในรูปของแผ่นเยื่อบางที่สามารถให้ไอออนซึมผ่านได้ แผ่นเยื่อนี้ทำจากพอลิเมอร์ฟลูออโรซัลโฟเนต (fluoro-sulfonate polymers) ซึ่งมีผู้ผลิตหลายรายและใช้ชื่อทางการค้าว่ากัน เช่น แนฟิออน (Nafion), เฟลมิออน (Flemion), เอซิเพล็กซ์ (Aciplex) และนีโอเซปตา-เอฟ (Neosepta-F) โดยแผ่นเยื่อมีความหนาประมาณ 50 - 175 ไมโครเมตร ตัวเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ในขั้วไฟฟ้าของเซลล์ชนิดนี้มักเป็นแพลทินัมหรือแพลทินัมผสมกับโลหะบางชนิด เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการเร่งปฏิกิริยาการแยกไฮโดรเจนและการรวมตัวกับออกซิเจน เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ทำงานที่อุณหภูมิประมาณ 80 องศาเซลเซียส โดยมีประสิทธิภาพการแปลงพลังงานไฟฟ้าประมาณ 40-50% การต่อเชื่อมหลายเซลล์ในระบบจะสามารถให้กำลังไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 50 กิโลวัตต์ถึง 250 กิโลวัตต์ ซึ่งทำให้เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้เหมาะสำหรับการใช้ในบ้านพักอาศัยและยานพาหนะต่างๆ เช่น รถยนต์ที่ใช้พลังงานจากเซลล์เชื้อเพลิง ข้อดีของเซลล์ชนิดนี้คือสามารถทำงานที่อุณหภูมิต่ำและมีการออกแบบให้มีขนาดกะทัดรัด น้ำหนักเบา และทนทาน เนื่องจากแผ่นเยื่ออิเล็กโทรไลต์เป็นวัสดุแข็งที่ไม่สามารถแตกหักหรือรั่วไหลได้ อย่างไรก็ตาม เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีต้นทุนที่สูง เนื่องจากต้องใช้แก๊สไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูง และการใช้แพลทินัมซึ่งเป็นวัสดุที่มีราคาค่อนข้างแพงในตัวเร่งปฏิกิริยาทั้งสองขั้ว ส่งผลให้ต้นทุนในการผลิตสูงตามไปด้วย

ภาพที่ 6

หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน



Ref. code: 25686733145244RKH

5. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็ง (Solid Oxide Fuel Cell - SOFC)

เซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็ง (Solid Oxide Fuel Cell - SOFC) เป็นเซลล์เชื้อเพลิงที่มีคุณสมบัติพิเศษในการทำงานที่อุณหภูมิสูงโดยใช้สารอิเล็กโทรไลต์ที่เป็นวัสดุแข็งประเภทเซรามิก ซึ่งสามารถทนต่อความร้อนได้ดี และเหมาะสำหรับการใช้งานที่ต้องการกำลังไฟฟ้าสูง โดยสารอิเล็กโทรไลต์ที่ใช้ในเซลล์ชนิดนี้มักประกอบด้วยสารประกอบโลหะออกไซด์ เช่น แคลเซียมออกไซด์ (Calcium Oxide) หรือเซอร์โคเนียมออกไซด์ (Zirconium Oxide) ซึ่งมีคุณสมบัติในการนำไอออนออกซิเจนที่ดีเมื่ออยู่ในสภาวะอุณหภูมิสูง ขั้วไฟฟ้าของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ประกอบด้วยขั้วแอโนดและขั้วแคโทด ขั้วแอโนดส่วนใหญ่ทำจากโลหะนิกเกิลผสมเซอร์โคเนียม (Nickel-Zirconia) ซึ่งมีคุณสมบัติในการต้านทานการกัดกร่อนและทนทานต่ออุณหภูมิสูงได้ดี ขณะที่ขั้วแคโทดมักใช้วัสดุที่ทำจากโลหะแลนทานัมแมงกาเนต (Lanthanum Manganate) ซึ่งมีความสามารถในการช่วยในการเร่งปฏิกิริยาของออกซิเจนได้อย่างมีประสิทธิภาพ เซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็งทำงานได้ที่อุณหภูมิสูงมากถึง 1,000 องศาเซลเซียส โดยสามารถเปลี่ยนพลังงานเคมีจากแก๊สเชื้อเพลิง เช่น แก๊สมีเทนหรือไฮโดรเจน เป็นพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีประสิทธิภาพการแปลงพลังงานอยู่ในช่วง 60% ซึ่งสูงกว่าหลายประเภทของเซลล์เชื้อเพลิงอื่นๆ ซึ่งมักมีประสิทธิภาพอยู่ในช่วง 40-50% การใช้เทคโนโลยีนี้ช่วยให้สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้อย่างคุ้มค่าและเหมาะสมกับการใช้งานที่ต้องการพลังงานในปริมาณมาก การต่อเซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็งเป็นกลุ่ม (fuel cell stack) สามารถให้กำลังไฟฟ้าสูงถึง 100 กิโลวัตต์ ซึ่งทำให้เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้เหมาะสมสำหรับการใช้งานในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่หรือการผลิตพลังงานในอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ เซลล์เชื้อเพลิงชนิด เซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็ง (Solid Oxide Fuel Cell - SOFC) เป็นเซลล์เชื้อเพลิงที่มีคุณสมบัติพิเศษในการทำงานที่อุณหภูมิสูงโดยใช้สารอิเล็กโทรไลต์ที่เป็นวัสดุแข็งประเภทเซรามิก ซึ่งสามารถทนต่อความร้อนได้ดี และเหมาะสำหรับการใช้งานที่ต้องการกำลังไฟฟ้าสูง โดยสารอิเล็กโทรไลต์ที่ใช้ในเซลล์ชนิดนี้มักประกอบด้วยสารประกอบโลหะออกไซด์ เช่น แคลเซียมออกไซด์(Calcium Oxide) หรือเซอร์โคเนียมออกไซด์ (Zirconium Oxide) ซึ่งมีคุณสมบัติในการนำไอออนออกซิเจนที่ดีเมื่ออยู่ในสภาวะอุณหภูมิสูง ขั้วไฟฟ้าของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ประกอบด้วยขั้วแอโนดและขั้วแคโทด ขั้วแอโนดส่วนใหญ่ทำจากโลหะนิกเกิลผสมเซอร์โคเนียม (Nickel-Zirconia) ซึ่งมีคุณสมบัติในการต้านทานการกัดกร่อนและทนทานต่ออุณหภูมิสูงได้ดี ขณะที่ ขั้วแคโทดมักใช้วัสดุที่ทำจากโลหะแลนทานัมแมงกาเนต (Lanthanum Manganate) ซึ่งมีความสามารถในการช่วยในการเร่งปฏิกิริยา

Ref. code: 25686733145244RKH

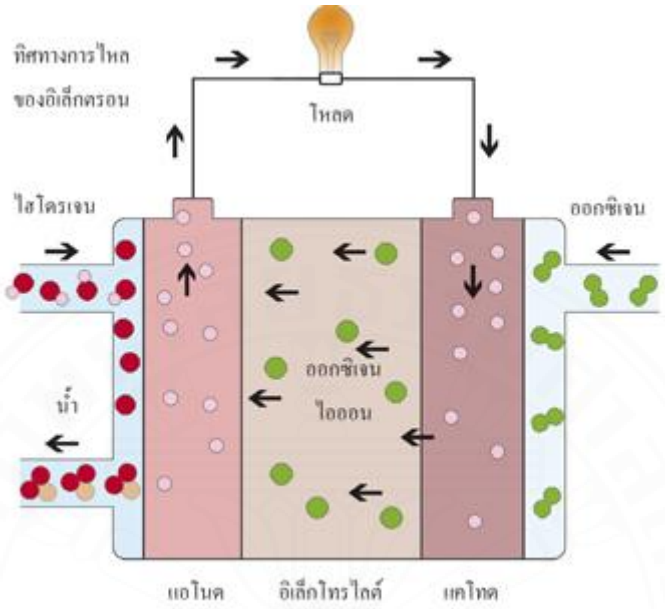
ของออกซิเจนได้อย่างมีประสิทธิภาพ เซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็งทำงานได้ที่อุณหภูมิสูงมากถึง 1,000 องศาเซลเซียส โดยสามารถเปลี่ยนพลังงานเคมีจากแก๊สเชื้อเพลิง เช่น แก๊สมีเทนหรือไฮโดรเจน เป็นพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีประสิทธิภาพการแปลงพลังงานอยู่ในช่วง 60% ซึ่งสูงกว่าหลายประเภทของเซลล์เชื้อเพลิงอื่นๆ ซึ่งมักมีประสิทธิภาพอยู่ในช่วง 40-50% การใช้เทคโนโลยีนี้ช่วยให้สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้อย่างคุ้มค่าและเหมาะสมกับการใช้งานที่ต้องการพลังงานในปริมาณมาก การต่อเซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็งเป็นกลุ่ม (fuel cell stack) สามารถให้กำลังไฟฟ้าสูงถึง 100 กิโลวัตต์ ซึ่งทำให้เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้เหมาะสมสำหรับการใช้งานในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่หรือการผลิตพลังงานในอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ยังสามารถใช้เชื้อเพลิงที่หลากหลายได้ เช่น แก๊สมีเทน แก๊สธรรมชาติ หรือแม้กระทั่งแก๊สชีวมวล ที่ผ่านการแยกสารปนเปื้อนต่างๆ แล้ว แต่เซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็งก็ยังมีข้อจำกัดบางประการในการใช้งาน เซลล์ชนิดนี้ทำงานที่อุณหภูมิสูง ซึ่งทำให้มีความซับซ้อนในการควบคุมอุณหภูมิภายในระบบ นอกจากนี้ยังมีปัญหาด้านการขยายขนาดและการรักษาความทนทานของวัสดุในสภาวะที่มีอุณหภูมิสูงอย่างต่อเนื่อง ดังนั้น การใช้งานในระดับอุตสาหกรรมยังคงอยู่ในขั้นตอนการวิจัยและพัฒนาอย่างต่อเนื่อง เพื่อลดต้นทุนและเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงาน ด้วยอุณหภูมิในการทำงานที่สูง เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จึงเหมาะสำหรับการใช้งานในโรงไฟฟ้าหรือแหล่งพลังงานขนาดใหญ่ โดยเฉพาะในประเทศที่ต้องการพลังงานไฟฟ้าจำนวนมากและสามารถจัดการกับการทำงานที่อุณหภูมิสูงได้ เช่นในโรงไฟฟ้าของประเทศญี่ปุ่นหรือบางประเทศในยุโรปที่มีการพัฒนาเทคโนโลยีนี้เพื่อผลิตไฟฟ้าในระยะยาว แม้ว่าเซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็งจะมีประสิทธิภาพที่สูงและสามารถใช้งานได้กับหลายเชื้อเพลิง แต่การพัฒนาเทคโนโลยีนี้ยังต้องเผชิญกับความท้าทายในเรื่องของต้นทุนการผลิต และความยั่งยืนในการใช้งาน ดังนั้น การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ยังคงเป็นสิ่งสำคัญเพื่อทำให้เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้สามารถนำมาใช้งานได้ในวงกว้างและเป็นทางเลือกที่ยั่งยืนในอนาคต

เซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็ง (SOFC) มีข้อดีที่สำคัญหลายประการ เช่น ประสิทธิภาพการแปลงพลังงานที่สูง (ประมาณ 60%) ซึ่งสามารถทำให้การผลิตไฟฟ้ามีประสิทธิภาพมากกว่าระบบอื่นๆ และยังสามารถใช้เชื้อเพลิงหลายประเภท เช่น แก๊สมีเทน แก๊สธรรมชาติ หรือแม้กระทั่งแก๊สชีวมวลได้อีกด้วย นอกจากนี้ยังสามารถทำงานที่อุณหภูมิสูง ซึ่งทำให้มีความทนทานต่อการใช้งานในสภาวะที่ท้าทายได้ดี ข้อเสียหลักของ SOFC คือความซับซ้อนในการควบคุมอุณหภูมิสูงและการรักษาความทนทานของวัสดุภายในระบบ ทำให้ต้องใช้เทคโนโลยีที่มีต้นทุนสูงในการผลิตและดูแลรักษา ตัวอย่างการใช้งานที่เด่นของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้คือการใช้ในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ เช่น โรงไฟฟ้าที่ใช้เซลล์เชื้อเพลิงในประเทศญี่ปุ่น ซึ่งสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงถึง 100 กิโลวัตต์ และมีการพัฒนาเพื่อใช้ในอุตสาหกรรมที่ต้องการกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่และเชื้อเพลิงหลากหลายประเภท

Ref. code: 25686733145244RKH

ภาพที่ 7

หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดออกไซด์แข็ง



6. เซลล์เชื้อเพลิงชนิดใช้เมทานอลโดยตรง (Direct Methanol Fuel Cell: DMFC)

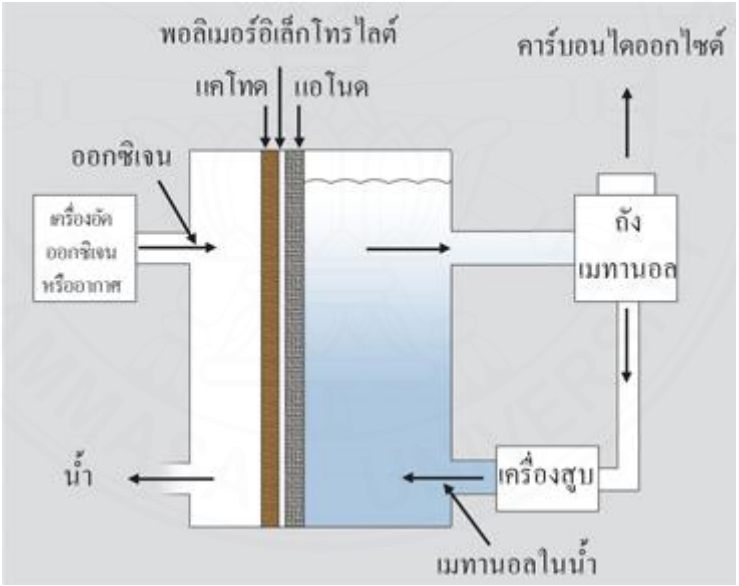
เซลล์เชื้อเพลิงชนิดที่ใช้เมทานอลโดยตรง (Direct Methanol Fuel Cell: DMFC) มีลักษณะคล้ายกับเซลล์เชื้อเพลิงประเภท Proton Exchange Membrane Fuel Cell: PEMFC โดยใช้แผ่นเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอนเป็นสารอิเล็กโทรไลต์ที่สามารถให้โปรตอน เคลื่อนที่จากขั้วแอโนดไปยังขั้วแคโทดได้ แต่เซลล์ชนิดนี้แตกต่างจาก PEMFC ที่ใช้แพลทินัมเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่แอโนด โดยเซลล์เมทานอลโดยตรงจะใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาเป็นโลหะนิกเกิล (Nickel) เพื่อช่วยให้เมทานอล (CH_3OH) แยกตัวออกเป็นคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2), ไฮโดรเจนไอออน และอิเล็กตรอน ซึ่งอิเล็กตรอนจะไหลผ่านวงจรภายนอกไปยังขั้วแคโทด ในขณะเดียวกัน แก๊สออกซิเจน (O_2) ที่ไหลเข้ามายังแคโทดจะถูกแตกตัวเป็นอะตอมออกซิเจน จากนั้นอะตอมออกซิเจนจะรวมตัวกับไฮโดรเจนไอออนและอิเล็กตรอนเพื่อสร้างน้ำ (H_2O) ซึ่งกระบวนการนี้จะผลิตกระแสไฟฟ้าที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้

Ref. code: 25686733145244RKH

เซลล์เชื้อเพลิงชนิดเมทานอลโดยตรง (DMFC) มีข้อดีหลายอย่าง เช่น การใช้เมทานอลที่สามารถจัดเก็บและขนส่งได้ง่าย เนื่องจากเมทานอลมีความหนาแน่นพลังงานสูงและสามารถหาซื้อได้จากแหล่งทั่วไป ทำให้ไม่ต้องพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ก่อมลภาวะสูง เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีขนาดกะทัดรัดและน้ำหนักเบา จึงเหมาะสมสำหรับการใช้งานในอุปกรณ์พกพาหรือยานพาหนะ เช่น โทรศัพท์มือถือ แล็ปท็อป หรือรถยนต์ แต่เซลล์ชนิดนี้มีข้อจำกัดบางประการ เช่น ประสิทธิภาพที่ต่ำเมื่อเทียบกับประเภทอื่นๆ ของเซลล์เชื้อเพลิง เนื่องจากกระบวนการแปรสภาพของเมทานอลในแอโนดอาจทำให้สูญเสียพลังงานบางส่วนที่ไม่สามารถแปลงเป็นไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ การใช้เมทานอลที่มีความบริสุทธิ์ไม่สูงหรือมีสารปนเปื้อนอาจส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของเซลล์ได้เช่นกัน

ภาพที่ 8

หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดใช้เมทานอลโดยตรง



Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 1

เปรียบเทียบเซลล์เชื้อเพลิงแต่ละชนิด เพื่อใช้สำหรับการพิจารณาความเหมาะสมเลือกชนิด Fuel Cell และกำหนดขอบเขตการศึกษา

ประเภทเซลล์เชื้อเพลิง	ประสิทธิภาพ	เชื้อเพลิง	อุณหภูมิทำงาน	ข้อดี	ข้อเสีย
AFC (Alkaline Fuel Cell)	40–60%	ไฮโดรเจนบริสุทธิ์	60–90°C	ประสิทธิภาพสูง- เริ่มทำงานเร็ว - เหมาะกับการใช้งานในอวกาศและระบบที่ต้องการตอบสนองทันที	- ไวต่อคาร์บอนไดออกไซด์ ต้องใช้ไฮโดรเจนบริสุทธิ์สูง - ต้องควบคุมสภาพแวดล้อมอย่างเข้มงวด - เสี่ยงต่อการปนเปื้อน
MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)	45–55%	ก๊าซธรรมชาติ ,ไฮโดรเจน	สูง (ประมาณ 150–200°C)	- ประสิทธิภาพสูง - ใช้เชื้อเพลิงหลากหลายชนิดได้ - เหมาะกับระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่	อุณหภูมิสูง วัสดุต้องทนความร้อนสูง - อายุการใช้งานอาจสั้น - ซับซ้อนในการบำรุงรักษา
PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)	40–45%	ไฮโดรเจน	ต่ำ (ประมาณ 60°C)	- ทนต่อ CO ได้บางส่วน - เหมาะกับการใช้งานในอาคารและระบบความร้อนร่วม - มีความเสถียรในการทำงาน	- อุ่นเครื่องช้า - ใช้แพลตินัมซึ่งมีต้นทุนสูง - ขนาดใหญ่และน้ำหนักมาก
PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)	40–60%	ไฮโดรเจนบริสุทธิ์	สูง (ประมาณ 600–1000°C)	- ขนาดกะทัดรัดน้ำหนักเบา - ตอบสนองเร็วเหมาะกับยานยนต์ - ทำงานที่อุณหภูมิต่ำ	- แพงเพราะใช้แพลตินัม - ไวต่อสิ่งปนเปื้อนในเชื้อเพลิง - อายุการใช้งานจำกัด

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 1

เปรียบเทียบเซลล์เชื้อเพลิงแต่ละชนิด เพื่อใช้สำหรับการพิจารณาความเหมาะสมเลือกชนิด Fuel Cell และกำหนดขอบเขตการศึกษา (ต่อ)

ประเภทเซลล์เชื้อเพลิง	ประสิทธิภาพ	เชื้อเพลิง	อุณหภูมิทำงาน	ข้อดี	ข้อเสีย
SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)	50–60% (สูงสุด 85% ในระบบความร้อนร่วม)	ก๊าซธรรมชาติ, ไฮโดรเจน	800–1,000°C	- ประสิทธิภาพสูง - ใช้เชื้อเพลิงหลากหลาย - อายุการใช้งานยาวนานกว่า 40,000 ชั่วโมง - ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก - ขยายขนาดได้ง่าย	- อุณหภูมิสูงมาก วัสดุต้องทนความร้อนสูง - ใช้เวลานานในการเริ่มเดินเครื่องแต่ละครั้ง - ต้นทุนวัสดุและการผลิตสูง
DMFC (Direct Methanol Fuel Cell)	20–30%	เมทานอล	50–90°C	- ใช้เมทานอลโดยตรงสะดวกจัดเก็บและพกพา - เหมาะกับอุปกรณ์พกพาขนาดเล็ก	- ประสิทธิภาพต่ำกว่า PEMFC - ใช้แพลตินัมต้นทุนสูง - ปัญหาเรื่องการปนเปื้อนและการเสื่อมสภาพของตัวเร่ง

Ref. code: 25686733145244RKH

4. ตารางข้อมูลวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ

ตารางที่ 2

คำนวณผลรวมของต้นทุนทางตรงและต้นทุนทางอ้อมตลอดอายุของโครงการ

ปีที่	ต้นทุนทางตรง											ต้นทุนทางอ้อม					รวมทั้งหมด
	ค่าใช้จ่ายระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าและค่าติดตั้ง	ค่าใช้จ่ายในการปรับพื้นที่	ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโครงสร้าง	ค่าใช้จ่ายสำหรับการเดินท่อเชื้อเพลิงและการเชื่อมต่อ	ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง Gas metering	ค่าใช้จ่ายสำหรับการ Tie in เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	ค่าใช้จ่ายในการขอใบอนุญาตตามกฎหมาย	ค่าใช้จ่ายสำหรับเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า	ค่าจ้างบำรุงรักษาระบบเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้ารายปี	ค่าจ้างบำรุงรักษาใหญ่ Overhaul ระบบผลิตเซลล์เชื้อเพลิงไฟฟ้า	ค่าจ้างในการจ้างผู้ดูแลระบบ	ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมพนักงานเพื่อให้สามารถดูแลและแก้ไขปัญหาระบบ SOFC ได้	ค่าใช้จ่ายในการจัดการน้ำเสีย หรือวัสดุเหลือใช้	ค่าที่ปรึกษาโครงการในการติดตั้งและ Commissioning	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการขอใบอนุญาตเริ่มต้น	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่อใบอนุญาตประจำปี	
0																	
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	
7																	
8																	
9																	
10																	
11																	
12																	
13																	
14																	
15																	
16																	
17																	
18																	
19																	
20																	
21																	
22																	
23																	
24																	
25																	

ตารางที่ 3

คำนวณผลรวมของผลประโยชน์ทางตรงและผลประโยชน์ทางอ้อมตลอดอายุของโครงการ

ปีที่	ผลประโยชน์ทางตรง		ผลประโยชน์ทางอ้อม			รวมทั้งหมด
	ลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าจากกรณีซื้อไฟฟ้าภายนอก	ลดค่าใช้จ่ายในส่วนของ Demand Charge	รายได้ที่ได้จากการขายคาร์บอนเครดิตที่ลดได้จากโครงการ	ผลประโยชน์ที่ได้รับรายชั่วโมงจากการลดความไม่พร้อมใช้งานของระบบต่อชั่วโมง	ผลประโยชน์ด้านชื่อเสียงที่จะได้รับในสายตาผู้ที่เกี่ยวข้อง เช่น ลูกค้า, คู่ค้า, ผู้ถือหุ้น ฯลฯ	
0						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						

ตารางที่ 4

คำนวณผลรวมของต้นทุนทางตรงและทางอ้อมตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีฐาน

ปีที่	ต้นทุนทางตรง																			รวมทั้งหมด
	ค่าใช้จ่ายระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและค่าติดตั้ง	ค่าใช้จ่ายในการเปิดหน้าดิน	ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโครงสร้าง	ค่าใช้จ่ายสำหรับการเดินท่อเชื่อมต่อ	ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง Gas metering	ค่าใช้จ่ายสำหรับการ Tie in เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	ค่าใช้จ่ายสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในการผลิตไฟฟ้า	ค่าจ้างบำรุงรักษาระบบเชื่อมต่อเครื่องผลิตไฟฟ้ารายปี	ค่าจ้างบำรุงรักษาใหญ่ Overhaul ระบบผลิตไฟฟ้าซื้อขายเข้าไฟฟ้า	ค่าจ้างในการจ้างผู้ผลิตระบบ	ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมพนักงานเพื่อให้สามารถดูแลและแก้ไขปัญหาระบบ SOFC ได้	ค่าใช้จ่ายในการจัดการน้ำเสีย หรือกำจัดกากของเสียที่เกิดขึ้น	ค่าที่ปรึกษาโครงการในการติดตั้งและ Commissioning	ค่าใช้จ่ายในการขอใบอนุญาตตามกฎหมายต่างๆ	ค่าใช้จ่ายในการต่ออายุใบอนุญาตในระหว่างปี	รวมทั้งหมด
0	983,100,000.00	3,000,000.00	4,000,000.00	2,000,000.00	8,000,000.00	2,000,000.00	-	-	-	-	-	120,000.00	-	49,155,000.00	341,000.00	160,000.00	1,051,976,000.00
1	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	51,528,000.00	-	1,275,000.00	-	-	-	-	-	160,000.00	139,405,192.39
2	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	52,043,280.00	-	1,287,750.00	-	-	-	-	-	160,000.00	199,933,222.39
3	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	52,563,712.80	-	1,300,627.50	-	-	-	-	-	160,000.00	200,466,532.69
4	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	53,089,349.93	-	1,313,633.78	-	-	-	-	-	160,000.00	201,005,176.09
5	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	53,620,243.43	-	1,326,770.11	-	30,000.00	-	-	-	160,000.00	201,579,205.93
6	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	54,156,445.86	-	1,340,037.81	-	-	-	-	-	160,000.00	202,098,676.07
7	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	54,698,010.32	-	1,353,438.19	-	-	-	-	-	160,000.00	202,653,640.90
8	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	55,244,990.42	-	1,366,972.57	-	-	-	-	-	160,000.00	203,214,155.39
9	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	55,797,440.33	-	1,380,642.30	-	-	-	-	-	160,000.00	203,780,275.02
10	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	56,355,414.73	196,620,000.00	1,394,448.72	-	32,318.52	-	-	-	160,000.00	401,004,374.36
11	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	56,918,968.88	-	1,408,393.21	-	-	-	-	-	160,000.00	204,929,554.48
12	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	57,488,158.57	-	1,422,477.14	-	-	-	-	-	160,000.00	205,512,828.10
13	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	58,063,040.15	-	1,436,701.91	-	-	-	-	-	160,000.00	206,101,934.46
14	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	58,643,670.55	-	1,451,068.93	-	-	-	-	-	160,000.00	206,696,931.88
15	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	59,230,107.26	-	1,465,579.62	-	34,816.22	-	-	-	160,000.00	207,332,695.50
16	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	59,822,408.33	-	1,480,235.42	-	-	-	-	-	160,000.00	207,904,836.14
17	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	60,420,632.42	-	1,495,037.77	-	-	-	-	-	160,000.00	208,517,862.58
18	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	61,024,838.74	-	1,509,988.15	-	-	-	-	-	160,000.00	209,137,019.28
19	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	61,635,087.13	-	1,525,088.03	-	-	-	-	-	160,000.00	209,762,367.55
20	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	62,251,438.00	196,620,000.00	1,540,338.91	-	37,506.86	-	-	-	160,000.00	407,051,476.26
21	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	62,873,952.38	-	1,555,742.30	-	-	-	-	-	160,000.00	211,031,887.07
22	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	63,502,691.90	-	1,571,299.72	-	-	-	-	-	160,000.00	211,676,184.02
23	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	64,137,718.82	-	1,587,012.72	-	-	-	-	-	160,000.00	212,326,923.93
24	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	64,779,096.01	-	1,602,882.85	-	-	-	-	-	160,000.00	212,984,171.25
25	-	-	-	-	-	-	146,442,192.39	65,426,866.97	-	1,618,911.68	-	-	-	-	-	160,000.00	213,647,991.04
ราคา	983,100,000.00	3,000,000.00	4,000,000.00	2,000,000.00	8,000,000.00	2,000,000.00	3,661,054,809.75	1,455,315,583.92	393,240,000.00	36,010,079.36	120,000.00	134,641.71	49,155,000.00	341,000.00	4,160,000.00	6,601,631,114.75	

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 5

งคำนวณผลรวมของผลประโยชน์ทางตรงและผลประโยชน์ทางอ้อมตลอดอายุของโครงการ สำหรับการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีฐาน

ปีที่	ผลประโยชน์ทางตรง		ผลประโยชน์ทางอ้อม			รวมทั้งหมด
	ลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าจากการมีสิ่งอำนวยความสะดวกไฟฟ้าภายนอก	ลดค่าใช้จ่ายในส่วนของ Demand Charge	รายได้ที่ได้จากการขายคาร์บอนเครดิตที่ลดได้จากโครงการ	ผลประโยชน์ที่ได้รับรายชั่วโมงจากการลดความไม่พร้อมใช้งานของระบบต่อชั่วโมง	ผลประโยชน์ด้านอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เช่น ลูกค้า, คู่ค้า, ผู้ถือหุ้น ฯลฯ	
0	-	-	-	-	-	
1	213,177,322.94	15,951,600.00	188,453.80	-	3,000,000.00	232,317,376.74
2	215,309,096.17	16,111,116.00	190,338.34	-	3,030,000.00	234,640,550.51
3	217,462,187.13	16,272,227.16	192,241.72	-	3,060,300.00	236,966,956.01
4	219,636,809.00	16,434,949.43	194,164.14	-	3,090,903.00	239,356,825.57
5	221,833,177.09	16,599,298.93	196,105.78	-	3,121,812.03	241,750,393.83
6	224,051,508.86	16,765,291.92	198,066.84	-	3,153,030.15	244,167,897.76
7	226,292,023.95	16,932,944.83	200,047.51	-	3,184,560.45	246,609,576.74
8	228,554,944.19	17,102,274.28	202,047.98	-	3,216,406.06	249,075,672.51
9	230,840,493.63	17,273,297.03	204,068.46	-	3,248,570.12	251,566,429.23
10	233,148,898.57	17,446,030.00	206,109.15	-	3,281,055.82	254,082,093.53
11	235,480,387.55	17,620,490.30	208,170.24	-	3,313,866.38	256,622,914.46
12	237,835,191.43	17,796,695.20	210,251.94	-	3,347,005.04	259,189,143.61
13	240,213,543.34	17,974,662.15	212,354.46	-	3,380,475.09	261,781,035.04
14	242,615,678.78	18,154,408.77	214,478.00	-	3,414,279.84	264,398,845.39
15	245,041,835.56	18,335,952.86	216,622.78	-	3,448,422.64	267,042,833.85
16	247,492,253.92	18,519,312.39	218,789.01	-	3,482,906.87	269,713,262.19
17	249,967,176.46	18,704,505.51	220,976.90	-	3,517,735.93	272,410,394.81
18	252,466,848.22	18,891,550.57	223,186.67	-	3,552,913.29	275,134,498.76
19	254,991,516.71	19,080,466.07	225,418.54	-	3,588,442.43	277,885,843.74
20	257,541,431.87	19,271,270.73	227,672.72	-	3,624,326.85	280,664,702.18
21	260,116,846.19	19,463,983.44	229,949.45	-	3,660,570.12	283,471,349.20
22	262,718,014.65	19,658,623.28	232,248.94	-	3,697,175.82	286,306,062.69
23	265,345,194.80	19,855,209.51	234,571.43	-	3,734,147.58	289,169,123.32
24	267,998,646.75	20,053,761.60	236,917.15	-	3,771,489.06	292,060,814.56
25	270,678,633.22	20,254,299.22	239,286.32	-	3,809,203.95	294,981,422.70
						6,661,386,018.94

Ref. code: 25686733145244RKH

ตารางที่ 6

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีฐาน หรืออัตราคิดลดที่ 9%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	30194664.54	- 1,021,681,335.46
2	199,933,222.39	234,640,550.51	34707328.12	29212463.69	- 992,468,871.77
3	200,466,532.69	236,986,956.01	36520423.32	28200467.57	- 964,268,404.19
4	201,005,176.09	239,356,825.57	38351649.48	27169275.38	- 937,099,128.82
5	201,579,205.93	241,750,393.83	40171187.90	26108515.84	- 910,990,612.98
6	202,098,676.07	244,167,897.76	42069221.70	25084502.37	- 885,906,110.61
7	202,653,640.90	246,609,576.74	43955935.84	24045402.17	- 861,860,708.44
8	203,214,155.39	249,075,672.51	45861517.12	23016348.98	- 838,844,359.46
9	203,780,275.02	251,566,429.23	47786154.22	22002072.88	- 816,842,286.59
10	401,004,374.36	254,082,093.53	-146922280.84	-62061559.20	- 878,903,845.78
11	204,929,554.48	256,622,914.46	51693359.98	20032875.14	- 858,870,970.65
12	205,512,828.10	259,189,143.61	53676315.51	19083794.08	- 839,787,176.57
13	206,101,934.46	261,781,035.04	55679100.59	18161333.69	- 821,625,842.88
14	206,696,931.88	264,398,845.39	57701913.52	17267093.65	- 804,358,749.23
15	207,332,695.50	267,042,833.85	59710138.35	16392704.43	- 787,966,044.80
16	207,904,836.14	269,713,262.19	61808426.05	15567673.60	- 772,398,371.20
17	208,517,862.58	272,410,394.81	63892532.23	14763850.39	- 757,634,520.81
18	209,137,019.28	275,134,498.76	65997479.48	13991052.51	- 743,643,468.29
19	209,762,367.55	277,885,843.74	68123476.19	13249312.40	- 730,394,155.90
20	407,051,476.26	280,664,702.18	-126386774.08	-22551304.56	- 752,945,460.46
21	211,031,887.07	283,471,349.20	72439462.13	11858199.71	- 741,087,260.75
22	211,676,184.02	286,306,062.69	74629878.68	11208042.81	- 729,879,217.94
23	212,326,923.93	289,169,123.32	76842199.39	10587424.69	- 719,291,793.25
24	212,984,171.25	292,060,814.56	79076643.31	9995678.41	- 709,296,114.84
25	213,647,991.04	294,981,422.70	81333431.66	9432062.03	- 699,864,052.81
รวม	6,601,631,114.75	6,561,386,018.94	NPV	-	699,864,052.81
			IRR	-0.26%	

ตารางที่ 7

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีที่การลดลงของราคาก๊าซที่ 50% และอัตราคิดลดที่ 9%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	30194664.54	- 1,021,681,335.46
2	199,933,222.39	234,640,550.51	34707328.12	29212463.69	- 992,468,871.77
3	200,466,532.69	236,986,956.01	36520423.32	28200467.57	- 964,268,404.19
4	201,005,176.09	239,356,825.57	38351649.48	27169275.38	- 937,099,128.82
5	201,579,205.93	241,750,393.83	40171187.90	26108515.84	- 910,990,612.98
6	202,098,676.07	244,167,897.76	42069221.70	25084502.37	- 885,906,110.61
7	202,653,640.90	246,609,576.74	43955935.84	24045402.17	- 861,860,708.44
8	203,214,155.39	249,075,672.51	45861517.12	23016348.98	- 838,844,359.46
9	203,780,275.02	251,566,429.23	47786154.22	22002072.88	- 816,842,286.59
10	401,004,374.36	254,082,093.53	-146922280.84	-62061559.20	- 878,903,845.78
11	204,929,554.48	256,622,914.46	51693359.98	20032875.14	- 858,870,970.65
12	205,512,828.10	259,189,143.61	53676315.51	19083794.08	- 839,787,176.57
13	206,101,934.46	261,781,035.04	55679100.59	18161333.69	- 821,625,842.88
14	206,696,931.88	264,398,845.39	57701913.52	17267093.65	- 804,358,749.23
15	207,332,695.50	267,042,833.85	59710138.35	16392704.43	- 787,966,044.80
16	207,904,836.14	269,713,262.19	61808426.05	15567673.60	- 772,398,371.20
17	208,517,862.58	272,410,394.81	63892532.23	14763850.39	- 757,634,520.81
18	209,137,019.28	275,134,498.76	65997479.48	13991052.51	- 743,643,468.29
19	209,762,367.55	277,885,843.74	68123476.19	13249312.40	- 730,394,155.90
20	407,051,476.26	280,664,702.18	-126386774.08	-22551304.56	- 752,945,460.46
21	211,031,887.07	283,471,349.20	72439462.13	11858199.71	- 741,087,260.75
22	211,676,184.02	286,306,062.69	74629878.68	11208042.81	- 729,879,217.94
23	212,326,923.93	289,169,123.32	76842199.39	10587424.69	- 719,291,793.25
24	212,984,171.25	292,060,814.56	79076643.31	9995678.41	- 709,296,114.84
25	213,647,991.04	294,981,422.70	81333431.66	9432062.03	- 699,864,052.81
รวม	6,601,631,114.75	6,561,386,018.94	NPV	-	699,864,052.81
			IRR	-0.26%	

ตารางที่ 8

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีที่การลดลงของราคาก๊าซที่ 50% และอัตราคิดลดที่ 6%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	31049230.52	- 1,020,826,769.48
2	199,933,222.39	234,640,550.51	34707328.12	30889398.47	- 989,937,371.02
3	200,466,532.69	236,986,956.01	36520423.32	30663251.64	- 959,274,119.37
4	201,005,176.09	239,356,825.57	38351649.48	30378098.53	- 928,896,020.85
5	201,579,205.93	241,750,393.83	40171187.90	30018248.47	- 898,877,772.38
6	202,098,676.07	244,167,897.76	42069221.70	29657141.27	- 869,220,631.11
7	202,653,640.90	246,609,576.74	43955935.84	29233207.82	- 839,987,423.30
8	203,214,155.39	249,075,672.51	45861517.12	28774083.21	- 811,213,340.08
9	203,780,275.02	251,566,429.23	47786154.22	28284551.26	- 782,928,788.82
10	401,004,374.36	254,082,093.53	-146922280.84	-82040634.23	- 864,969,423.06
11	204,929,554.48	256,622,914.46	51693359.98	27231417.19	- 837,738,005.87
12	205,512,828.10	259,189,143.61	53676315.51	26675484.36	- 811,062,521.51
13	206,101,934.46	261,781,035.04	55679100.59	26104535.08	- 784,957,986.44
14	206,696,931.88	264,398,845.39	57701913.52	25521612.00	- 759,436,374.44
15	207,332,695.50	267,042,833.85	59710138.35	24914954.51	- 734,521,419.93
16	207,904,836.14	269,713,262.19	61808426.05	24330657.22	- 710,190,762.72
17	208,517,862.58	272,410,394.81	63892532.23	23727413.08	- 686,463,349.63
18	209,137,019.28	275,134,498.76	65997479.48	23121807.16	- 663,341,542.47
19	209,762,367.55	277,885,843.74	68123476.19	22515695.20	- 640,825,847.27
20	407,051,476.26	280,664,702.18	-126386774.08	-39407993.57	- 680,233,840.84
21	211,031,887.07	283,471,349.20	72439462.13	21308459.16	- 658,925,381.68
22	211,676,184.02	286,306,062.69	74629878.68	20710171.72	- 638,215,209.97
23	212,326,923.93	289,169,123.32	76842199.39	20117077.35	- 618,098,132.62
24	212,984,171.25	292,060,814.56	79076643.31	19530234.57	- 598,567,898.05
25	213,647,991.04	294,981,422.70	81333431.66	18950578.19	- 579,617,319.86
รวม	6,601,631,114.75	6,561,386,018.94	NPV	-	579,617,319.86
			IRR	-0.26%	

ตารางที่ 9

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีที่การลดลงของราคาก๊าซที่ 50% และอัตราคิดลดที่ 3%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	31953577.04	- 1,019,922,422.96
2	199,933,222.39	234,640,550.51	34707328.12	32714985.50	- 987,207,437.46
3	200,466,532.69	236,986,956.01	36520423.32	33421360.80	- 953,786,076.67
4	201,005,176.09	239,356,825.57	38351649.48	34074943.83	- 919,711,132.84
5	201,579,205.93	241,750,393.83	40171187.90	34652019.56	- 885,059,113.28
6	202,098,676.07	244,167,897.76	42069221.70	35232310.86	- 849,826,802.42
7	202,653,640.90	246,609,576.74	43955935.84	35740198.30	- 814,086,604.11
8	203,214,155.39	249,075,672.51	45861517.12	36203505.12	- 777,883,098.99
9	203,780,275.02	251,566,429.23	47786154.22	36624108.17	- 741,258,990.83
10	401,004,374.36	254,082,093.53	-146922280.84	-109323975.13	- 850,582,965.96
11	204,929,554.48	256,622,914.46	51693359.98	37344383.11	- 813,238,582.85
12	205,512,828.10	259,189,143.61	53676315.51	37647487.74	- 775,591,095.11
13	206,101,934.46	261,781,035.04	55679100.59	37914758.15	- 737,676,336.95
14	206,696,931.88	264,398,845.39	57701913.52	38147762.46	- 699,528,574.50
15	207,332,695.50	267,042,833.85	59710138.35	38325665.68	- 661,202,908.82
16	207,904,836.14	269,713,262.19	61808426.05	38516967.68	- 622,685,941.14
17	208,517,862.58	272,410,394.81	63892532.23	38656032.77	- 584,029,908.37
18	209,137,019.28	275,134,498.76	65997479.48	38766563.56	- 545,263,344.81
19	209,762,367.55	277,885,843.74	68123476.19	38849866.57	- 506,413,478.24
20	407,051,476.26	280,664,702.18	-126386774.08	-69977292.46	- 576,390,770.70
21	211,031,887.07	283,471,349.20	72439462.13	38939780.42	- 537,450,990.28
22	211,676,184.02	286,306,062.69	74629878.68	38948774.02	- 498,502,216.26
23	212,326,923.93	289,169,123.32	76842199.39	38935308.36	- 459,566,907.90
24	212,984,171.25	292,060,814.56	79076643.31	38900468.60	- 420,666,439.30
25	213,647,991.04	294,981,422.70	81333431.66	38845299.93	- 381,821,139.37
รวม	6,601,631,114.75	6,561,386,018.94	NPV	-	381,821,139.37
			IRR	-0.26%	

ตารางที่ 10

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีที่ราคาค่าไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้น 3% ต่อปีตามแนวโน้มการคาดการณ์ และอัตราคิดลด 9%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	301,056,053.62	101650861.23	93257670.85	- 958,618,329.15
2	199,933,222.39	304,066,614.16	104133391.77	87646992.48	- 870,971,336.67
3	200,466,532.69	307,107,280.30	106640747.61	82346223.60	- 788,625,113.06
4	201,005,176.09	310,178,353.10	109173177.01	77341030.96	- 711,284,082.10
5	201,579,205.93	313,280,136.63	111700930.70	72597940.74	- 638,686,141.36
6	202,098,676.07	316,412,938.00	114314261.93	68161859.39	- 570,524,281.97
7	202,653,640.90	319,577,067.38	116923426.48	63961118.31	- 506,563,163.66
8	203,214,155.39	322,772,838.05	119558682.66	60002471.27	- 446,560,692.39
9	203,780,275.02	326,000,566.43	122220291.41	56273617.39	- 390,287,075.00
10	401,004,374.36	329,260,572.10	-71743802.27	-30305357.41	- 420,592,432.41
11	204,929,554.48	332,553,177.82	127623623.34	49458346.53	- 371,134,085.88
12	205,512,828.10	335,878,709.60	130365881.50	46349597.84	- 324,784,488.04
13	206,101,934.46	339,237,496.69	133135562.24	43425977.54	- 281,358,510.50
14	206,696,931.88	342,629,871.66	135932939.78	40677451.71	- 240,681,058.79
15	207,332,695.50	346,056,170.38	138723474.88	38084871.08	- 202,596,187.71
16	207,904,836.14	349,516,732.08	141611895.94	35667754.62	- 166,928,433.09
17	208,517,862.58	353,011,899.40	144494036.82	33388696.11	- 133,539,736.98
18	209,137,019.28	356,542,018.39	147404999.11	31248937.08	- 102,290,799.90
19	209,762,367.55	360,107,438.58	150345071.03	29240563.23	- 73,050,236.67
20	407,051,476.26	363,708,512.96	-43342963.30	-7733723.51	- 80,783,960.18
21	211,031,887.07	367,345,598.09	156313711.02	25588251.87	- 55,195,708.30
22	211,676,184.02	371,019,054.07	159342870.06	23930384.72	- 31,265,323.58
23	212,326,923.93	374,729,244.61	162402320.68	22376016.74	- 8,889,306.84
24	212,984,171.25	378,476,537.06	165492365.81	20919052.70	12,029,745.85
25	213,647,991.04	382,261,302.43	168613311.39	19553720.77	31,583,466.62
รวม	6,601,631,114.75	8,502,786,183.59	NPV		31,583,466.62
			IRR	9.35%	
			Pay Back Period		25.00

ตารางที่ 11

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีที่ราคาค่าไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้น 3% ต่อปีตามแนวโน้มการคาดการณ์ และอัตราคิดลด 6%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	301,056,053.62	101650861.23	95897038.90	- 955,978,961.10
2	199,933,222.39	304,066,614.16	104133391.77	92678347.96	- 863,300,613.15
3	200,466,532.69	307,107,280.30	106640747.61	89537628.05	- 773,762,985.10
4	201,005,176.09	310,178,353.10	109173177.01	86475381.70	- 687,287,603.39
5	201,579,205.93	313,280,136.63	111700930.70	83469433.38	- 603,818,170.01
6	202,098,676.07	316,412,938.00	114314261.93	80587043.87	- 523,231,126.14
7	202,653,640.90	319,577,067.38	116923426.48	77760756.53	- 445,470,369.61
8	203,214,155.39	322,772,838.05	119558682.66	75012596.60	- 370,457,773.01
9	203,780,275.02	326,000,566.43	122220291.41	72342002.70	- 298,115,770.31
10	401,004,374.36	329,260,572.10	-71743802.27	-40061364.46	- 338,177,134.77
11	204,929,554.48	332,553,177.82	127623623.34	67230532.72	- 270,946,602.05
12	205,512,828.10	335,878,709.60	130365881.50	64787849.16	- 206,158,752.89
13	206,101,934.46	339,237,496.69	133135562.24	62419146.82	- 143,739,606.06
14	206,696,931.88	342,629,871.66	135932939.78	60123270.36	- 83,616,335.71
15	207,332,695.50	346,056,170.38	138723474.88	57884459.17	- 25,731,876.54
16	207,904,836.14	349,516,732.08	141611895.94	55744996.57	30,013,120.03
17	208,517,862.58	353,011,899.40	144494036.82	53659943.98	83,673,064.00
18	209,137,019.28	356,542,018.39	147404999.11	51642426.22	135,315,490.22
19	209,762,367.55	360,107,438.58	150345071.03	49691002.04	185,006,492.26
20	407,051,476.26	363,708,512.96	-43342963.30	-13514540.83	171,491,951.43
21	211,031,887.07	367,345,598.09	156313711.02	45980522.62	217,472,474.05
22	211,676,184.02	371,019,054.07	159342870.06	44218458.60	261,690,932.64
23	212,326,923.93	374,729,244.61	162402320.68	42516482.77	304,207,415.42
24	212,984,171.25	378,476,537.06	165492365.81	40873064.27	345,080,479.69
25	213,647,991.04	382,261,302.43	168613311.39	39286670.64	384,367,150.33
รวม	6,601,631,114.75	8,502,786,183.59	NPV		384,367,150.33
			IRR	9.35%	
			Pay Back Period		17.00

ตารางที่ 12

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีที่ราคาค่าไฟฟ้าปรับตัวเพิ่มขึ้น 3% ต่อปีตามแนวโน้มการคาดการณ์ และอัตราคิดลด 3%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	301,056,053.62	101650861.23	98690156.53	- 953,185,843.47
2	199,933,222.39	304,066,614.16	104133391.77	98155709.08	- 855,030,134.38
3	200,466,532.69	307,107,280.30	106640747.61	97591390.72	- 757,438,743.66
4	201,005,176.09	310,178,353.10	109173177.01	96998953.75	- 660,439,789.91
5	201,579,205.93	313,280,136.63	111700930.70	96354204.05	- 564,085,585.87
6	202,098,676.07	316,412,938.00	114314261.93	95736394.68	- 468,349,191.18
7	202,653,640.90	319,577,067.38	116923426.48	95069445.54	- 373,279,745.64
8	203,214,155.39	322,772,838.05	119558682.66	94380728.14	- 278,899,017.50
9	203,780,275.02	326,000,566.43	122220291.41	93671676.37	- 185,227,341.13
10	401,004,374.36	329,260,572.10	-71743802.27	-53384126.70	- 238,611,467.83
11	204,929,554.48	332,553,177.82	127623623.34	92198020.90	- 146,413,446.93
12	205,512,828.10	335,878,709.60	130365881.50	91436006.35	- 54,977,440.58
13	206,101,934.46	339,237,496.69	133135562.24	90658839.50	35,681,398.92
14	206,696,931.88	342,629,871.66	135932939.78	89867686.89	125,549,085.81
15	207,332,695.50	346,056,170.38	138723474.88	89041319.74	214,590,405.54
16	207,904,836.14	349,516,732.08	141611895.94	88247851.75	302,838,257.29
17	208,517,862.58	353,011,899.40	144494036.82	87421268.60	390,259,525.90
18	209,137,019.28	356,542,018.39	147404999.11	86584901.62	476,844,427.51
19	209,762,367.55	360,107,438.58	150345071.03	85739693.21	562,584,120.72
20	407,051,476.26	363,708,512.96	-43342963.30	-23997947.89	538,586,172.83
21	211,031,887.07	367,345,598.09	156313711.02	84026322.18	622,612,495.00
22	211,676,184.02	371,019,054.07	159342870.06	83159848.95	705,772,343.95
23	212,326,923.93	374,729,244.61	162402320.68	82287915.82	788,060,259.77
24	212,984,171.25	378,476,537.06	165492365.81	81411277.85	869,471,537.62
25	213,647,991.04	382,261,302.43	168613311.39	80530656.57	950,002,194.19
รวม	6,601,631,114.75	8,502,786,183.59	NPV		950,002,194.19
			IRR	9.35%	
			Pay Back Period		14.00

ตารางที่ 13

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีมีการลดลงของต้นทุนของราคาระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิง ที่ 50% ตามแนวโน้มการพัฒนาของเทคโนโลยีและการแข่งขันเชิงพาณิชย์ และอัตราคิดลดที่ 9%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	535,748,500.00	-	-535748500.00	-535748500.00	- 535,748,500.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	30194664.54	- 505,553,835.46
2	199,933,222.39	234,640,550.51	34707328.12	29212463.69	- 476,341,371.77
3	200,466,532.69	236,986,956.01	36520423.32	28200467.57	- 448,140,904.19
4	201,005,176.09	239,356,825.57	38351649.48	27169275.38	- 420,971,628.82
5	201,579,205.93	241,750,393.83	40171187.90	26108515.84	- 394,863,112.98
6	202,098,676.07	244,167,897.76	42069221.70	25084502.37	- 369,778,610.61
7	202,653,640.90	246,609,576.74	43955935.84	24045402.17	- 345,733,208.44
8	203,214,155.39	249,075,672.51	45861517.12	23016348.98	- 322,716,859.46
9	203,780,275.02	251,566,429.23	47786154.22	22002072.88	- 300,714,786.59
10	302,694,374.36	254,082,093.53	-48612280.84	-20534352.77	- 321,249,139.36
11	204,929,554.48	256,622,914.46	51693359.98	20032875.14	- 301,216,264.22
12	205,512,828.10	259,189,143.61	53676315.51	19083794.08	- 282,132,470.14
13	206,101,934.46	261,781,035.04	55679100.59	18161333.69	- 263,971,136.45
14	206,696,931.88	264,398,845.39	57701913.52	17267093.65	- 246,704,042.81
15	207,332,695.50	267,042,833.85	59710138.35	16392704.43	- 230,311,338.38
16	207,904,836.14	269,713,262.19	61808426.05	15567673.60	- 214,743,664.78
17	208,517,862.58	272,410,394.81	63892532.23	14763850.39	- 199,979,814.38
18	209,137,019.28	275,134,498.76	65997479.48	13991052.51	- 185,988,761.87
19	209,762,367.55	277,885,843.74	68123476.19	13249312.40	- 172,739,449.47
20	308,741,476.26	280,664,702.18	-28076774.08	-5009763.78	- 177,749,213.25
21	211,031,887.07	283,471,349.20	72439462.13	11858199.71	- 165,891,013.54
22	211,676,184.02	286,306,062.69	74629878.68	11208042.81	- 154,682,970.74
23	212,326,923.93	289,169,123.32	76842199.39	10587424.69	- 144,095,546.05
24	212,984,171.25	292,060,814.56	79076643.31	9995678.41	- 134,099,867.64
25	213,647,991.04	294,981,422.70	81333431.66	9432062.03	- 124,667,805.61
รวม	5,888,883,614.75	6,561,386,018.94	NPV	-	124,667,805.61
			IRR	6.37%	
			B/C Ratio	1.11	

ตารางที่ 14

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีมีการลดลงของต้นทุนของราคาระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิง ที่ 50% ตามแนวโน้มการพัฒนาของเทคโนโลยีและการแข่งขันเชิงพาณิชย์ และอัตราคิดลดที่ 6%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	535,748,500.00	-	-535748500.00	-535748500.00	- 535,748,500.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	31049230.52	- 504,699,269.48
2	199,933,222.39	234,640,550.51	34707328.12	30889398.47	- 473,809,871.02
3	200,466,532.69	236,986,956.01	36520423.32	30663251.64	- 443,146,619.37
4	201,005,176.09	239,356,825.57	38351649.48	30378098.53	- 412,768,520.85
5	201,579,205.93	241,750,393.83	40171187.90	30018248.47	- 382,750,272.38
6	202,098,676.07	244,167,897.76	42069221.70	29657141.27	- 353,093,131.11
7	202,653,640.90	246,609,576.74	43955935.84	29233207.82	- 323,859,923.30
8	203,214,155.39	249,075,672.51	45861517.12	28774083.21	- 295,085,840.08
9	203,780,275.02	251,566,429.23	47786154.22	28284551.26	- 266,801,288.82
10	302,694,374.36	254,082,093.53	-48612280.84	-27144843.71	- 293,946,132.54
11	204,929,554.48	256,622,914.46	51693359.98	27231417.19	- 266,714,715.35
12	205,512,828.10	259,189,143.61	53676315.51	26675484.36	- 240,039,231.00
13	206,101,934.46	261,781,035.04	55679100.59	26104535.08	- 213,934,695.92
14	206,696,931.88	264,398,845.39	57701913.52	25521612.00	- 188,413,083.92
15	207,332,695.50	267,042,833.85	59710138.35	24914954.51	- 163,498,129.42
16	207,904,836.14	269,713,262.19	61808426.05	24330657.22	- 139,167,472.20
17	208,517,862.58	272,410,394.81	63892532.23	23727413.08	- 115,440,059.12
18	209,137,019.28	275,134,498.76	65997479.48	23121807.16	- 92,318,251.95
19	209,762,367.55	277,885,843.74	68123476.19	22515695.20	- 69,802,556.75
20	308,741,476.26	280,664,702.18	-28076774.08	-8754470.87	- 78,557,027.62
21	211,031,887.07	283,471,349.20	72439462.13	21308459.16	- 57,248,568.47
22	211,676,184.02	286,306,062.69	74629878.68	20710171.72	- 36,538,396.75
23	212,326,923.93	289,169,123.32	76842199.39	20117077.35	- 16,421,319.40
24	212,984,171.25	292,060,814.56	79076643.31	19530234.57	3,108,915.17
25	213,647,991.04	294,981,422.70	81333431.66	18950578.19	22,059,493.36
รวม	5,888,883,614.75	6,561,386,018.94	NPV		22,059,493.36
			IRR	6.37%	
			B/C Ratio	1.11	
			Pay Back Period		25.00

ตารางที่ 15

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีมีการลดลงของต้นทุนของราคาระบบผลิตไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิง ที่ 50% ตามแนวโน้มการพัฒนาของเทคโนโลยีและการแข่งขันเชิงพาณิชย์ และอัตราคิดลดที่ 3%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	535,748,500.00	-	-535748500.00	-535748500.00	- 535,748,500.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	31953577.04	- 503,794,922.96
2	199,933,222.39	234,640,550.51	34707328.12	32714985.50	- 471,079,937.46
3	200,466,532.69	236,986,956.01	36520423.32	33421360.80	- 437,658,576.67
4	201,005,176.09	239,356,825.57	38351649.48	34074943.83	- 403,583,632.84
5	201,579,205.93	241,750,393.83	40171187.90	34652019.56	- 368,931,613.28
6	202,098,676.07	244,167,897.76	42069221.70	35232310.86	- 333,699,302.42
7	202,653,640.90	246,609,576.74	43955935.84	35740198.30	- 297,959,104.11
8	203,214,155.39	249,075,672.51	45861517.12	36203505.12	- 261,755,598.99
9	203,780,275.02	251,566,429.23	47786154.22	36624108.17	- 225,131,490.83
10	302,694,374.36	254,082,093.53	-48612280.84	-36172102.36	- 261,303,593.19
11	204,929,554.48	256,622,914.46	51693359.98	37344383.11	- 223,959,210.08
12	205,512,828.10	259,189,143.61	53676315.51	37647487.74	- 186,311,722.34
13	206,101,934.46	261,781,035.04	55679100.59	37914758.15	- 148,396,964.18
14	206,696,931.88	264,398,845.39	57701913.52	38147762.46	- 110,249,201.73
15	207,332,695.50	267,042,833.85	59710138.35	38325665.68	- 71,923,536.04
16	207,904,836.14	269,713,262.19	61808426.05	38516967.68	- 33,406,568.37
17	208,517,862.58	272,410,394.81	63892532.23	38656032.77	5,249,464.40
18	209,137,019.28	275,134,498.76	65997479.48	38766563.56	44,016,027.96
19	209,762,367.55	277,885,843.74	68123476.19	38849866.57	82,865,894.53
20	308,741,476.26	280,664,702.18	-28076774.08	-15545429.06	67,320,465.47
21	211,031,887.07	283,471,349.20	72439462.13	38939780.42	106,260,245.88
22	211,676,184.02	286,306,062.69	74629878.68	38948774.02	145,209,019.91
23	212,326,923.93	289,169,123.32	76842199.39	38935308.36	184,144,328.27
24	212,984,171.25	292,060,814.56	79076643.31	38900468.60	223,044,796.87
25	213,647,991.04	294,981,422.70	81333431.66	38845299.93	261,890,096.80
รวม	5,888,883,614.75	6,561,386,018.94	NPV		261,890,096.80
			IRR	6.37%	
			B/C Ratio	1.11	
			Pay Back Period		18.00

ตารางที่ 16

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีการปรับตัวของราคาขาย Carbon Credit เป็น เพิ่มขึ้น 20% และอัตราคิดลดที่ 9%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	30194664.54	- 1,021,681,335.46
2	199,933,222.39	234,678,241.27	34745018.88	29244187.25	- 992,437,148.21
3	200,466,532.69	237,070,629.50	36604096.81	28265078.86	- 964,172,069.35
4	201,005,176.09	239,496,518.83	38491342.74	27268237.61	- 936,903,831.74
5	201,579,205.93	241,958,255.50	40379049.57	26243611.67	- 910,660,220.08
6	202,098,676.07	244,458,631.55	42359955.48	25257857.42	- 885,402,362.65
7	202,653,640.90	247,000,977.99	44347337.09	24259512.05	- 861,142,850.60
8	203,214,155.39	249,589,277.52	46375122.13	23274110.01	- 837,868,740.58
9	203,780,275.02	252,228,300.89	48448025.88	22306816.98	- 815,561,923.61
10	401,004,374.36	254,923,771.93	-146080602.44	-61706025.15	- 877,267,948.75
11	204,929,554.48	257,682,567.16	52753012.68	20443525.37	- 856,824,423.39
12	205,512,828.10	260,512,957.41	55000129.31	19554455.86	- 837,269,967.53
13	206,101,934.46	263,424,900.14	57322965.68	18697527.38	- 818,572,440.15
14	206,696,931.88	266,430,393.05	59733461.17	17875027.10	- 800,697,413.05
15	207,332,695.50	269,543,902.11	62211206.61	17079342.81	- 783,618,070.24
16	207,904,836.14	272,782,879.34	64878043.20	16340817.34	- 767,277,252.90
17	208,517,862.58	276,168,389.37	67650526.79	15632222.13	- 751,645,030.76
18	209,137,019.28	279,725,867.55	70588848.27	14964393.96	- 736,680,636.80
19	209,762,367.55	283,486,037.32	73723669.77	14338492.20	- 722,342,144.61
20	407,051,476.26	287,486,020.12	-119565456.15	-21334170.73	- 743,676,315.33
21	211,031,887.07	291,770,678.45	80738791.38	13216783.84	- 730,459,531.49
22	211,676,184.02	296,394,240.97	84718056.96	12723102.67	- 717,736,428.82
23	212,326,923.93	301,422,268.83	89095344.90	12275680.05	- 705,460,748.77
24	212,984,171.25	306,934,034.90	93949863.66	11875726.95	- 693,585,021.82
25	213,647,991.04	313,025,402.75	99377411.72	11524583.34	- 682,060,438.48
รวม	6,601,631,114.75	6,660,512,521.19	NPV	-	682,060,438.48
			IRR	0.36%	
			B/C	1.01	

ตารางที่ 17

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีการปรับตัวของราคาขาย Carbon Credit เป็น เพิ่มขึ้น 20% และอัตราคิดลดที่ 6%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	31049230.52	- 1,020,826,769.48
2	199,933,222.39	234,678,241.27	34745018.88	30922943.11	- 989,903,826.38
3	200,466,532.69	237,070,629.50	36604096.81	30733505.52	- 959,170,320.86
4	201,005,176.09	239,496,518.83	38491342.74	30488748.68	- 928,681,572.18
5	201,579,205.93	241,958,255.50	40379049.57	30173574.81	- 898,507,997.38
6	202,098,676.07	244,458,631.55	42359955.48	29862097.11	- 868,645,900.26
7	202,653,640.90	247,000,977.99	44347337.09	29493512.00	- 839,152,388.26
8	203,214,155.39	249,589,277.52	46375122.13	29096325.35	- 810,056,062.92
9	203,780,275.02	252,228,300.89	48448025.88	28676312.08	- 781,379,750.84
10	401,004,374.36	254,923,771.93	-146080602.44	-81570645.41	- 862,950,396.25
11	204,929,554.48	257,682,567.16	52753012.68	27789629.01	- 835,160,767.24
12	205,512,828.10	260,512,957.41	55000129.31	27333379.26	- 807,827,387.98
13	206,101,934.46	263,424,900.14	57322965.68	26875243.18	- 780,952,144.80
14	206,696,931.88	266,430,393.05	59733461.17	26420167.48	- 754,531,977.32
15	207,332,695.50	269,543,902.11	62211206.61	25958562.91	- 728,573,414.41
16	207,904,836.14	272,782,879.34	64878043.20	25539000.60	- 703,034,413.81
17	208,517,862.58	276,168,389.37	67650526.79	25122998.55	- 677,911,415.26
18	209,137,019.28	279,725,867.55	70588848.27	24730364.72	- 653,181,050.55
19	209,762,367.55	283,486,037.32	73723669.77	24366632.04	- 628,814,418.50
20	407,051,476.26	287,486,020.12	-119565456.15	-37281074.40	- 666,095,492.90
21	211,031,887.07	291,770,678.45	80738791.38	23749751.69	- 642,345,741.21
22	211,676,184.02	296,394,240.97	84718056.96	23509692.61	- 618,836,048.60
23	212,326,923.93	301,422,268.83	89095344.90	23324917.28	- 595,511,131.32
24	212,984,171.25	306,934,034.90	93949863.66	23203600.94	- 572,307,530.38
25	213,647,991.04	313,025,402.75	99377411.72	23154800.83	- 549,152,729.55
รวม	6,601,631,114.75	6,660,512,521.19	NPV	-	549,152,729.55
			IRR	0.36%	
			B/C	1.01	

ตารางที่ 18

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีการปรับตัวของราคาขาย Carbon Credit เป็น เพิ่มขึ้น 20% และอัตราคิดลดที่ 3%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	31953577.04	- 1,019,922,422.96
2	199,933,222.39	234,678,241.27	34745018.88	32750512.65	- 987,171,910.31
3	200,466,532.69	237,070,629.50	36604096.81	33497933.89	- 953,673,976.42
4	201,005,176.09	239,496,518.83	38491342.74	34199059.48	- 919,474,916.93
5	201,579,205.93	241,958,255.50	40379049.57	34831322.87	- 884,643,594.07
6	202,098,676.07	244,458,631.55	42359955.48	35475795.83	- 849,167,798.23
7	202,653,640.90	247,000,977.99	44347337.09	36058443.34	- 813,109,354.90
8	203,214,155.39	249,589,277.52	46375122.13	36608949.65	- 776,500,405.24
9	203,780,275.02	252,228,300.89	48448025.88	37131377.68	- 739,369,027.56
10	401,004,374.36	254,923,771.93	-146080602.44	-108697687.36	- 848,066,714.92
11	204,929,554.48	257,682,567.16	52753012.68	38109898.76	- 809,956,816.16
12	205,512,828.10	260,512,957.41	55000129.31	38575984.11	- 771,380,832.05
13	206,101,934.46	263,424,900.14	57322965.68	39034150.29	- 732,346,681.76
14	206,696,931.88	266,430,393.05	59733461.17	39490854.78	- 692,855,826.97
15	207,332,695.50	269,543,902.11	62211206.61	39931006.23	- 652,924,820.74
16	207,904,836.14	272,782,879.34	64878043.20	40429851.60	- 612,494,969.14
17	208,517,862.58	276,168,389.37	67650526.79	40929681.28	- 571,565,287.86
18	209,137,019.28	279,725,867.55	70588848.27	41463508.83	- 530,101,779.03
19	209,762,367.55	283,486,037.32	73723669.77	42043578.72	- 488,058,200.31
20	407,051,476.26	287,486,020.12	-119565456.15	-66200494.11	- 554,258,694.42
21	211,031,887.07	291,770,678.45	80738791.38	43401078.84	- 510,857,615.58
22	211,676,184.02	296,394,240.97	84718056.96	44213718.62	- 466,643,896.96
23	212,326,923.93	301,422,268.83	89095344.90	45143876.08	- 421,500,020.88
24	212,984,171.25	306,934,034.90	93949863.66	46217107.46	- 375,282,913.42
25	213,647,991.04	313,025,402.75	99377411.72	47463205.29	- 327,819,708.13
รวม	6,601,631,114.75	6,660,512,521.19	NPV	-	327,819,708.13
			IRR	0.36%	
			B/C	1.01	

ตารางที่ 19

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงแบบ SOFC เพิ่มขึ้น 10% และอัตราคิดลด 9%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	255,230,269.03	55825076.64	51215666.64	- 1,000,660,333.36
2	199,933,222.39	242,508,837.72	42575615.33	35835043.62	- 964,825,289.73
3	200,466,532.69	244,933,926.10	44467393.41	34336986.59	- 930,488,303.14
4	201,005,176.09	247,383,265.36	46378089.26	32855407.68	- 897,632,895.47
5	201,579,205.93	249,857,098.01	48277892.08	31377317.33	- 866,255,578.14
6	202,098,676.07	252,355,668.99	50256992.93	29966602.83	- 836,288,975.31
7	202,653,640.90	254,879,225.68	52225584.78	28569183.33	- 807,719,791.98
8	203,214,155.39	257,428,017.94	54213862.55	27208109.50	- 780,511,682.47
9	203,780,275.02	260,002,298.12	56222023.10	25886181.26	- 754,625,501.22
10	401,004,374.36	262,602,321.10	-138402053.27	-58462523.00	- 813,088,024.21
11	204,929,554.48	265,228,344.31	60298789.83	23367761.90	- 789,720,262.32
12	205,512,828.10	267,880,627.75	62367799.65	22173918.51	- 767,546,343.81
13	206,101,934.46	270,559,434.03	64457499.57	21024659.99	- 746,521,683.82
14	206,696,931.88	273,265,028.37	66568096.49	19920267.56	- 726,601,416.26
15	207,332,695.50	275,997,678.65	68664983.16	18851149.98	- 707,750,266.28
16	207,904,836.14	278,757,655.44	70852819.30	17845682.78	- 689,904,583.49
17	208,517,862.58	281,545,232.00	73027369.42	16874666.24	- 673,029,917.25
18	209,137,019.28	284,360,684.32	75223665.04	15946946.10	- 657,082,971.15
19	209,762,367.55	287,204,291.16	77441923.61	15061654.16	- 642,021,317.00
20	407,051,476.26	290,076,334.07	-116975142.19	-20871978.70	- 662,893,295.70
21	211,031,887.07	292,977,097.41	81945210.34	13414272.29	- 649,479,023.41
22	211,676,184.02	295,906,868.38	84230684.37	12649908.22	- 636,829,115.19
23	212,326,923.93	298,865,937.07	86539013.14	11923465.12	- 624,905,650.07
24	212,984,171.25	301,854,596.44	88870425.19	11233660.83	- 613,671,989.24
25	213,647,991.04	304,873,142.40	91225151.37	10579183.35	- 603,092,805.88
รวม	6,601,631,114.75	6,796,533,879.84	NPV	-	603,092,805.88
			IRR	1.22%	
			B/C	1.03	

ตารางที่ 20

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงแบบ SOFC เพิ่มขึ้น 10% และอัตราคิดลด 6%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	255,230,269.03	55825076.64	52665166.64	- 999,210,833.36
2	199,933,222.39	242,508,837.72	42575615.33	37892146.07	- 961,318,687.28
3	200,466,532.69	244,933,926.10	44467393.41	37335680.97	- 923,983,006.31
4	201,005,176.09	247,383,265.36	46378089.26	36735790.62	- 887,247,215.69
5	201,579,205.93	249,857,098.01	48277892.08	36076049.43	- 851,171,166.27
6	202,098,676.07	252,355,668.99	50256992.93	35429196.89	- 815,741,969.37
7	202,653,640.90	254,879,225.68	52225584.78	34732996.67	- 781,008,972.70
8	203,214,155.39	257,428,017.94	54213862.55	34014448.06	- 746,994,524.64
9	203,780,275.02	260,002,298.12	56222023.10	33277729.09	- 713,716,795.55
10	401,004,374.36	262,602,321.10	-138402053.27	-77282983.66	- 790,999,779.21
11	204,929,554.48	265,228,344.31	60298789.83	31764650.28	- 759,235,128.93
12	205,512,828.10	267,880,627.75	62367799.65	30994885.70	- 728,240,243.23
13	206,101,934.46	270,559,434.03	64457499.57	30220191.08	- 698,020,052.15
14	206,696,931.88	273,265,028.37	66568096.49	29443133.28	- 668,576,918.87
15	207,332,695.50	275,997,678.65	68664983.16	28651498.37	- 639,925,420.51
16	207,904,836.14	278,757,655.44	70852819.30	27890949.01	- 612,034,471.50
17	208,517,862.58	281,545,232.00	73027369.42	27119766.59	- 584,914,704.91
18	209,137,019.28	284,360,684.32	75223665.04	26354143.99	- 558,560,560.92
19	209,762,367.55	287,204,291.16	77441923.61	25595563.31	- 532,964,997.61
20	407,051,476.26	290,076,334.07	-116975142.19	-36473402.26	- 569,438,399.87
21	211,031,887.07	292,977,097.41	81945210.34	24104626.35	- 545,333,773.53
22	211,676,184.02	295,906,868.38	84230684.37	23374444.23	- 521,959,329.30
23	212,326,923.93	298,865,937.07	86539013.14	22655676.63	- 499,303,652.67
24	212,984,171.25	301,854,596.44	88870425.19	21949088.60	- 477,354,564.06
25	213,647,991.04	304,873,142.40	91225151.37	21255335.34	- 456,099,228.73
รวม	6,601,631,114.75	6,796,533,879.84	NPV	-	456,099,228.73
			IRR	1.22%	
			B/C	1.03	

ตารางที่ 21

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงแบบ SOFC เพิ่มขึ้น 10% และอัตราคิดลด 3%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	255,230,269.03	55825076.64	54199103.54	- 997,676,896.46
2	199,933,222.39	242,508,837.72	42575615.33	40131600.84	- 957,545,295.63
3	200,466,532.69	244,933,926.10	44467393.41	40693964.19	- 916,851,331.44
4	201,005,176.09	247,383,265.36	46378089.26	41206331.62	- 875,644,999.82
5	201,579,205.93	249,857,098.01	48277892.08	41644933.80	- 834,000,066.02
6	202,098,676.07	252,355,668.99	50256992.93	42089440.36	- 791,910,625.65
7	202,653,640.90	254,879,225.68	52225584.78	42464179.66	- 749,446,445.99
8	203,214,155.39	257,428,017.94	54213862.55	42796923.73	- 706,649,522.27
9	203,780,275.02	260,002,298.12	56222023.10	43089499.23	- 663,560,023.04
10	401,004,374.36	262,602,321.10	-138402053.27	-102984125.64	- 766,544,148.68
11	204,929,554.48	265,228,344.31	60298789.83	43561128.73	- 722,983,019.96
12	205,512,828.10	267,880,627.75	62367799.65	43743519.85	- 679,239,500.11
13	206,101,934.46	270,559,434.03	64457499.57	43892420.71	- 635,347,079.40
14	206,696,931.88	273,265,028.37	66568096.49	44009353.89	- 591,337,725.51
15	207,332,695.50	275,997,678.65	68664983.16	44073439.81	- 547,264,285.70
16	207,904,836.14	278,757,655.44	70852819.30	44153134.54	- 503,111,151.16
17	208,517,862.58	281,545,232.00	73027369.42	44182759.49	- 458,928,391.67
18	209,137,019.28	284,360,684.32	75223665.04	44185975.21	- 414,742,416.46
19	209,762,367.55	287,204,291.16	77441923.61	44164046.92	- 370,578,369.54
20	407,051,476.26	290,076,334.07	-116975142.19	-64766300.07	- 435,344,669.61
21	211,031,887.07	292,977,097.41	81945210.34	44049588.48	- 391,295,081.13
22	211,676,184.02	295,906,868.38	84230684.37	43959362.52	- 347,335,718.61
23	212,326,923.93	298,865,937.07	86539013.14	43848603.87	- 303,487,114.74
24	212,984,171.25	301,854,596.44	88870425.19	43718360.31	- 259,768,754.42
25	213,647,991.04	304,873,142.40	91225151.37	43569640.35	- 216,199,114.08
รวม	6,601,631,114.75	6,796,533,879.84	NPV	-	216,199,114.08
			IRR	1.22%	
			B/C	1.03	

ตารางที่ 22

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงแบบ SOFC ลดลง 6% และอัตราคิดลด 9%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	30194664.54	- 1,021,681,335.46
2	199,933,222.39	220,755,337.78	20822115.39	17525557.94	- 1,004,155,777.52
3	200,466,532.69	222,962,891.15	22496358.46	17371316.37	- 986,784,461.16
4	201,005,176.09	225,192,520.06	24187343.97	17134924.26	- 969,649,536.90
5	201,579,205.93	227,444,445.27	25865239.34	16810630.86	- 952,838,906.04
6	202,098,676.07	229,718,889.72	27620213.65	16469030.96	- 936,369,875.08
7	202,653,640.90	232,016,078.62	29362437.71	16062258.94	- 920,307,616.14
8	203,214,155.39	234,336,239.40	31122084.01	15619124.52	- 904,688,491.62
9	203,780,275.02	236,679,601.80	32899326.78	15147763.98	- 889,540,727.64
10	401,004,374.36	239,046,397.81	-161957976.55	-68412799.56	- 957,953,527.20
11	204,929,554.48	241,436,861.79	36507307.31	14147780.86	- 943,805,746.33
12	205,512,828.10	243,851,230.41	38338402.31	13630633.33	- 930,175,113.01
13	206,101,934.46	246,289,742.71	40187808.26	13108404.92	- 917,066,708.09
14	206,696,931.88	248,752,640.14	42055708.26	12585022.03	- 904,481,686.06
15	207,332,695.50	251,240,166.54	43907471.05	12054271.10	- 892,427,414.96
16	207,904,836.14	253,752,568.21	45847732.07	11547657.39	- 880,879,757.56
17	208,517,862.58	256,290,093.89	47772231.31	11038881.25	- 869,840,876.31
18	209,137,019.28	258,852,994.83	49715975.55	10539475.60	- 859,301,400.71
19	209,762,367.55	261,441,524.78	51679157.23	10051062.23	- 849,250,338.48
20	407,051,476.26	264,055,940.02	-142995536.24	-25514820.77	- 874,765,159.25
21	211,031,887.07	266,696,499.42	55664612.36	9112189.28	- 865,652,969.97
22	211,676,184.02	269,363,464.42	57687280.40	8663574.42	- 856,989,395.55
23	212,326,923.93	272,057,099.06	59730175.13	8229706.28	- 848,759,689.27
24	212,984,171.25	274,777,670.05	61793498.81	7811003.56	- 840,948,685.71
25	213,647,991.04	277,525,446.75	63877455.72	7407730.28	- 833,540,955.43
รวม	6,601,631,114.75	6,186,853,721.38	NPV	-	833,540,955.43
			IRR	-3.04%	
			B/C	0.94	

ตารางที่ 23

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงแบบ SOFC ลดลง 6% และอัตราคิดลด 6%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	31049230.52	- 1,020,826,769.48
2	199,933,222.39	220,755,337.78	20822115.39	18531608.57	- 1,002,295,160.92
3	200,466,532.69	222,962,891.15	22496358.46	18888376.36	- 983,406,784.55
4	201,005,176.09	225,192,520.06	24187343.97	19158641.89	- 964,248,142.66
5	201,579,205.93	227,444,445.27	25865239.34	19328011.49	- 944,920,131.17
6	202,098,676.07	229,718,889.72	27620213.65	19471160.74	- 925,448,970.43
7	202,653,640.90	232,016,078.62	29362437.71	19527698.07	- 905,921,272.36
8	203,214,155.39	234,336,239.40	31122084.01	19526380.53	- 886,394,891.82
9	203,780,275.02	236,679,601.80	32899326.78	19473060.97	- 866,921,830.85
10	401,004,374.36	239,046,397.81	-161957976.55	-90436488.19	- 957,358,319.04
11	204,929,554.48	241,436,861.79	36507307.31	19231594.08	- 938,126,724.96
12	205,512,828.10	243,851,230.41	38338402.31	19053011.40	- 919,073,713.56
13	206,101,934.46	246,289,742.71	40187808.26	18841612.73	- 900,232,100.83
14	206,696,931.88	248,752,640.14	42055708.26	18601280.32	- 881,630,820.51
15	207,332,695.50	251,240,166.54	43907471.05	18321053.57	- 863,309,766.94
16	207,904,836.14	253,752,568.21	45847732.07	18047789.34	- 845,261,977.59
17	208,517,862.58	256,290,093.89	47772231.31	17740906.91	- 827,521,070.69
18	209,137,019.28	258,852,994.83	49715975.55	17417683.35	- 810,103,387.33
19	209,762,367.55	261,441,524.78	51679157.23	17080633.84	- 793,022,753.50
20	407,051,476.26	264,055,940.02	-142995536.24	-44586684.12	- 837,609,437.62
21	211,031,887.07	266,696,499.42	55664612.36	16374046.46	- 821,235,391.16
22	211,676,184.02	269,363,464.42	57687280.40	16008514.34	- 805,226,876.82
23	212,326,923.93	272,057,099.06	59730175.13	15637196.26	- 789,589,680.55
24	212,984,171.25	274,777,670.05	61793498.81	15261668.63	- 774,328,011.92
25	213,647,991.04	277,525,446.75	63877455.72	14883359.70	- 759,444,652.22
รวม	6,601,631,114.75	6,186,853,721.38	NPV	-	759,444,652.22
			IRR	-3.04%	
			B/C	0.94	

ตารางที่ 24

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงแบบ SOFC ลดลง 6% และอัตราคิดลด 3%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	31953577.04	- 1,019,922,422.96
2	199,933,222.39	220,755,337.78	20822115.39	19626840.78	- 1,000,295,582.18
3	200,466,532.69	222,962,891.15	22496358.46	20587354.81	- 979,708,227.37
4	201,005,176.09	225,192,520.06	24187343.97	21490141.84	- 958,218,085.52
5	201,579,205.93	227,444,445.27	25865239.34	22311582.66	- 935,906,502.86
6	202,098,676.07	229,718,889.72	27620213.65	23131494.10	- 912,775,008.76
7	202,653,640.90	232,016,078.62	29362437.71	23874348.86	- 888,900,659.91
8	203,214,155.39	234,336,239.40	31122084.01	24568060.51	- 864,332,599.39
9	203,780,275.02	236,679,601.80	32899326.78	25214594.53	- 839,118,004.87
10	401,004,374.36	239,046,397.81	-161957976.55	-120511944.82	- 959,629,949.69
11	204,929,554.48	241,436,861.79	36507307.31	26373655.55	- 933,256,294.13
12	205,512,828.10	243,851,230.41	38338402.31	26889784.02	- 906,366,510.11
13	206,101,934.46	246,289,742.71	40187808.26	27365941.88	- 879,000,568.23
14	206,696,931.88	248,752,640.14	42055708.26	27803777.57	- 851,196,790.66
15	207,332,695.50	251,240,166.54	43907471.05	28182534.87	- 823,014,255.79
16	207,904,836.14	253,752,568.21	45847732.07	28570790.86	- 794,443,464.93
17	208,517,862.58	256,290,093.89	47772231.31	28902985.60	- 765,540,479.33
18	209,137,019.28	258,852,994.83	49715975.55	29202895.95	- 736,337,583.38
19	209,762,367.55	261,441,524.78	51679157.23	29471901.24	- 706,865,682.13
20	407,051,476.26	264,055,940.02	-142995536.24	-79173161.37	- 786,038,843.51
21	211,031,887.07	266,696,499.42	55664612.36	29922472.07	- 756,116,371.44
22	211,676,184.02	269,363,464.42	57687280.40	30106559.04	- 726,009,812.40
23	212,326,923.93	272,057,099.06	59730175.13	30264786.87	- 695,745,025.53
24	212,984,171.25	274,777,670.05	61793498.81	30398306.75	- 665,346,718.78
25	213,647,991.04	277,525,446.75	63877455.72	30508228.60	- 634,838,490.18
รวม	6,601,631,114.75	6,186,853,721.38	NPV	-	634,838,490.18
			IRR	-3.04%	
			B/C	0.94	

ตารางที่ 25

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีอายุของโครงการเพิ่มขึ้น 5 ปี และอัตราคิดลด 9%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	30194664.54	- 1,021,681,335.46
2	199,933,222.39	234,640,550.51	34707328.12	29212463.69	- 992,468,871.77
3	200,466,532.69	236,986,956.01	36520423.32	28200467.57	- 964,268,404.19
4	201,005,176.09	239,356,825.57	38351649.48	27169275.38	- 937,099,128.82
5	201,579,205.93	241,750,393.83	40171187.90	26108515.84	- 910,990,612.98
6	202,098,676.07	244,167,897.76	42069221.70	25084502.37	- 885,906,110.61
7	202,653,640.90	246,609,576.74	43955935.84	24045402.17	- 861,860,708.44
8	203,214,155.39	249,075,672.51	45861517.12	23016348.98	- 838,844,359.46
9	203,780,275.02	251,566,429.23	47786154.22	22002072.88	- 816,842,286.59
10	401,004,374.36	254,082,093.53	-146922280.84	-62061559.20	- 878,903,845.78
11	204,929,554.48	256,622,914.46	51693359.98	20032875.14	- 858,870,970.65
12	205,512,828.10	259,189,143.61	53676315.51	19083794.08	- 839,787,176.57
13	206,101,934.46	261,781,035.04	55679100.59	18161333.69	- 821,625,842.88
14	206,696,931.88	264,398,845.39	57701913.52	17267093.65	- 804,358,749.23
15	207,332,695.50	267,042,833.85	59710138.35	16392704.43	- 787,966,044.80
16	207,904,836.14	269,713,262.19	61808426.05	15567673.60	- 772,398,371.20
17	208,517,862.58	272,410,394.81	63892532.23	14763850.39	- 757,634,520.81
18	209,137,019.28	275,134,498.76	65997479.48	13991052.51	- 743,643,468.29
19	209,762,367.55	277,885,843.74	68123476.19	13249312.40	- 730,394,155.90
20	407,051,476.26	280,664,702.18	-126386774.08	-22551304.56	- 752,945,460.46
21	211,031,887.07	283,471,349.20	72439462.13	11858199.71	- 741,087,260.75
22	211,676,184.02	286,306,062.69	74629878.68	11208042.81	- 729,879,217.94
23	212,326,923.93	289,169,123.32	76842199.39	10587424.69	- 719,291,793.25
24	212,984,171.25	292,060,814.56	79076643.31	9995678.41	- 709,296,114.84
25	213,647,991.04	294,981,422.70	81333431.66	9432062.03	- 699,864,052.81
26	213,664,182.15	297,931,237.93	84267055.77	8965383.55	- 690,898,669.26
27	213,680,535.16	300,910,551.30	87230016.14	8514330.58	- 682,384,338.68
28	213,697,051.68	303,919,657.79	90222606.11	8079294.25	- 674,305,044.43
29	213,713,733.34	306,958,855.34	93245122.00	7660509.95	- 666,644,534.48
30	213,730,581.80	310,028,444.85	96297863.05	7258079.34	- 659,386,455.13
รวม	6,601,631,114.75	6,561,386,018.94	NPV	-	659,386,455.13
			IRR	1.83%	
			B/C	0.99	

ตารางที่ 26

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีอายุของโครงการเพิ่มขึ้น 5 ปี และอัตราคิดลด 6%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	31049230.52	- 1,020,826,769.48
2	199,933,222.39	234,640,550.51	34707328.12	30889398.47	- 989,937,371.02
3	200,466,532.69	236,986,956.01	36520423.32	30663251.64	- 959,274,119.37
4	201,005,176.09	239,356,825.57	38351649.48	30378098.53	- 928,896,020.85
5	201,579,205.93	241,750,393.83	40171187.90	30018248.47	- 898,877,772.38
6	202,098,676.07	244,167,897.76	42069221.70	29657141.27	- 869,220,631.11
7	202,653,640.90	246,609,576.74	43955935.84	29233207.82	- 839,987,423.30
8	203,214,155.39	249,075,672.51	45861517.12	28774083.21	- 811,213,340.08
9	203,780,275.02	251,566,429.23	47786154.22	28284551.26	- 782,928,788.82
10	401,004,374.36	254,082,093.53	-146922280.84	-82040634.23	- 864,969,423.06
11	204,929,554.48	256,622,914.46	51693359.98	27231417.19	- 837,738,005.87
12	205,512,828.10	259,189,143.61	53676315.51	26675484.36	- 811,062,521.51
13	206,101,934.46	261,781,035.04	55679100.59	26104535.08	- 784,957,986.44
14	206,696,931.88	264,398,845.39	57701913.52	25521612.00	- 759,436,374.44
15	207,332,695.50	267,042,833.85	59710138.35	24914954.51	- 734,521,419.93
16	207,904,836.14	269,713,262.19	61808426.05	24330657.22	- 710,190,762.72
17	208,517,862.58	272,410,394.81	63892532.23	23727413.08	- 686,463,349.63
18	209,137,019.28	275,134,498.76	65997479.48	23121807.16	- 663,341,542.47
19	209,762,367.55	277,885,843.74	68123476.19	22515695.20	- 640,825,847.27
20	407,051,476.26	280,664,702.18	-126386774.08	-39407993.57	- 680,233,840.84
21	211,031,887.07	283,471,349.20	72439462.13	21308459.16	- 658,925,381.68
22	211,676,184.02	286,306,062.69	74629878.68	20710171.72	- 638,215,209.97
23	212,326,923.93	289,169,123.32	76842199.39	20117077.35	- 618,098,132.62
24	212,984,171.25	292,060,814.56	79076643.31	19530234.57	- 598,567,898.05
25	213,647,991.04	294,981,422.70	81333431.66	18950578.19	- 579,617,319.86
26	213,664,182.15	297,931,237.93	84267055.77	18522743.95	- 561,094,575.90
27	213,680,535.16	300,910,551.30	87230016.14	18088709.77	- 543,005,866.13
28	213,697,051.68	303,919,657.79	90222606.11	17650261.34	- 525,355,604.79
29	213,713,733.34	306,958,855.34	93245122.00	17209015.62	- 508,146,589.17
30	213,730,581.80	310,028,444.85	96297863.05	16766433.54	- 491,380,155.63
รวม	6,601,631,114.75	6,561,386,018.94	NPV	-	491,380,155.63
			IRR	1.83%	
			B/C	0.99	

ตารางที่ 27

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีอายุของโครงการเพิ่มขึ้น 5 ปี และอัตราคิดลด 3%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	232,317,376.74	32912184.35	31953577.04	- 1,019,922,422.96
2	199,933,222.39	234,640,550.51	34707328.12	32714985.50	- 987,207,437.46
3	200,466,532.69	236,986,956.01	36520423.32	33421360.80	- 953,786,076.67
4	201,005,176.09	239,356,825.57	38351649.48	34074943.83	- 919,711,132.84
5	201,579,205.93	241,750,393.83	40171187.90	34652019.56	- 885,059,113.28
6	202,098,676.07	244,167,897.76	42069221.70	35232310.86	- 849,826,802.42
7	202,653,640.90	246,609,576.74	43955935.84	35740198.30	- 814,086,604.11
8	203,214,155.39	249,075,672.51	45861517.12	36203505.12	- 777,883,098.99
9	203,780,275.02	251,566,429.23	47786154.22	36624108.17	- 741,258,990.83
10	401,004,374.36	254,082,093.53	-146922280.84	-109323975.13	- 850,582,965.96
11	204,929,554.48	256,622,914.46	51693359.98	37344383.11	- 813,238,582.85
12	205,512,828.10	259,189,143.61	53676315.51	37647487.74	- 775,591,095.11
13	206,101,934.46	261,781,035.04	55679100.59	37914758.15	- 737,676,336.95
14	206,696,931.88	264,398,845.39	57701913.52	38147762.46	- 699,528,574.50
15	207,332,695.50	267,042,833.85	59710138.35	38325665.68	- 661,202,908.82
16	207,904,836.14	269,713,262.19	61808426.05	38516967.68	- 622,685,941.14
17	208,517,862.58	272,410,394.81	63892532.23	38656032.77	- 584,029,908.37
18	209,137,019.28	275,134,498.76	65997479.48	38766563.56	- 545,263,344.81
19	209,762,367.55	277,885,843.74	68123476.19	38849866.57	- 506,413,478.24
20	407,051,476.26	280,664,702.18	-126386774.08	-69977292.46	- 576,390,770.70
21	211,031,887.07	283,471,349.20	72439462.13	38939780.42	- 537,450,990.28
22	211,676,184.02	286,306,062.69	74629878.68	38948774.02	- 498,502,216.26
23	212,326,923.93	289,169,123.32	76842199.39	38935308.36	- 459,566,907.90
24	212,984,171.25	292,060,814.56	79076643.31	38900468.60	- 420,666,439.30
25	213,647,991.04	294,981,422.70	81333431.66	38845299.93	- 381,821,139.37
26	213,664,182.15	297,931,237.93	84267055.77	39074189.46	- 342,746,949.91
27	213,680,535.16	300,910,551.30	87230016.14	39269998.60	- 303,476,951.31
28	213,697,051.68	303,919,657.79	90222606.11	39434203.74	- 264,042,747.57
29	213,713,733.34	306,958,855.34	93245122.00	39568228.32	- 224,474,519.25
30	213,730,581.80	310,028,444.85	96297863.05	39673444.55	- 184,801,074.70
รวม	6,601,631,114.75	6,561,386,018.94	NPV	-	184,801,074.70
			IRR	1.83%	
			B/C	0.99	

ตารางที่ 28

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีอายุของโครงการลดลง 5 ปี และอัตราคิดลด 9%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	301,056,053.62	101650861.23	93257670.85	- 958,618,329.15
2	199,933,222.39	304,066,614.16	104133391.77	87646992.48	- 870,971,336.67
3	200,466,532.69	307,107,280.30	106640747.61	82346223.60	- 788,625,113.06
4	201,005,176.09	310,178,353.10	109173177.01	77341030.96	- 711,284,082.10
5	201,579,205.93	313,280,136.63	111700930.70	72597940.74	- 638,686,141.36
6	202,098,676.07	316,412,938.00	114314261.93	68161859.39	- 570,524,281.97
7	202,653,640.90	319,577,067.38	116923426.48	63961118.31	- 506,563,163.66
8	203,214,155.39	322,772,838.05	119558682.66	60002471.27	- 446,560,692.39
9	203,780,275.02	326,000,566.43	122220291.41	56273617.39	- 390,287,075.00
10	401,004,374.36	329,260,572.10	-71743802.27	-30305357.41	- 420,592,432.41
11	204,929,554.48	332,553,177.82	127623623.34	49458346.53	- 371,134,085.88
12	205,512,828.10	335,878,709.60	130365881.50	46349597.84	- 324,784,488.04
13	206,101,934.46	339,237,496.69	133135562.24	43425977.54	- 281,358,510.50
14	206,696,931.88	342,629,871.66	135932939.78	40677451.71	- 240,681,058.79
15	207,332,695.50	346,056,170.38	138723474.88	38084871.08	- 202,596,187.71
16	207,904,836.14	349,516,732.08	141611895.94	35667754.62	- 166,928,433.09
17	208,517,862.58	353,011,899.40	144494036.82	33388696.11	- 133,539,736.98
18	209,137,019.28	356,542,018.39	147404999.11	31248937.08	- 102,290,799.90
19	209,762,367.55	360,107,438.58	150345071.03	29240563.23	- 73,050,236.67
20	407,051,476.26	363,708,512.96	-43342963.30	-7733723.51	- 80,783,960.18
รวม	5,539,963,957.44	6,628,954,447.31	NPV	-	80,783,960.18
			IRR	7.92%	
			B/C Ration	1.20	

ตารางที่ 29

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีอายุของโครงการลดลง 5 ปี และอัตราคิดลด 6%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	301,056,053.62	101650861.23	95897038.90	- 955,978,961.10
2	199,933,222.39	304,066,614.16	104133391.77	92678347.96	- 863,300,613.15
3	200,466,532.69	307,107,280.30	106640747.61	89537628.05	- 773,762,985.10
4	201,005,176.09	310,178,353.10	109173177.01	86475381.70	- 687,287,603.39
5	201,579,205.93	313,280,136.63	111700930.70	83469433.38	- 603,818,170.01
6	202,098,676.07	316,412,938.00	114314261.93	80587043.87	- 523,231,126.14
7	202,653,640.90	319,577,067.38	116923426.48	77760756.53	- 445,470,369.61
8	203,214,155.39	322,772,838.05	119558682.66	75012596.60	- 370,457,773.01
9	203,780,275.02	326,000,566.43	122220291.41	72342002.70	- 298,115,770.31
10	401,004,374.36	329,260,572.10	-71743802.27	-40061364.46	- 338,177,134.77
11	204,929,554.48	332,553,177.82	127623623.34	67230532.72	- 270,946,602.05
12	205,512,828.10	335,878,709.60	130365881.50	64787849.16	- 206,158,752.89
13	206,101,934.46	339,237,496.69	133135562.24	62419146.82	- 143,739,606.06
14	206,696,931.88	342,629,871.66	135932939.78	60123270.36	- 83,616,335.71
15	207,332,695.50	346,056,170.38	138723474.88	57884459.17	- 25,731,876.54
16	207,904,836.14	349,516,732.08	141611895.94	55744996.57	30,013,120.03
17	208,517,862.58	353,011,899.40	144494036.82	53659943.98	83,673,064.00
18	209,137,019.28	356,542,018.39	147404999.11	51642426.22	135,315,490.22
19	209,762,367.55	360,107,438.58	150345071.03	49691002.04	185,006,492.26
20	407,051,476.26	363,708,512.96	-43342963.30	-13514540.83	171,491,951.43
รวม	5,539,963,957.44	6,628,954,447.31	NPV		171,491,951.43
			IRR	7.92%	
			B/C Ration	1.20	

ตารางที่ 30

คำนวณผลประโยชน์สุทธิตลอดอายุของโครงการสำหรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ กรณีอายุของโครงการลดลง 5 ปี และอัตราคิดลด 3%

ปีที่	ต้นทุนรวมทั้งหมด	ผลประโยชน์รวมทั้งหมด	ผลประโยชน์สุทธิ	มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ	ผลประโยชน์สุทธิสะสม
0	1,051,876,000.00	-	-1051876000.00	-1051876000.00	- 1,051,876,000.00
1	199,405,192.39	301,056,053.62	101650861.23	98690156.53	- 953,185,843.47
2	199,933,222.39	304,066,614.16	104133391.77	98155709.08	- 855,030,134.38
3	200,466,532.69	307,107,280.30	106640747.61	97591390.72	- 757,438,743.66
4	201,005,176.09	310,178,353.10	109173177.01	96998953.75	- 660,439,789.91
5	201,579,205.93	313,280,136.63	111700930.70	96354204.05	- 564,085,585.87
6	202,098,676.07	316,412,938.00	114314261.93	95736394.68	- 468,349,191.18
7	202,653,640.90	319,577,067.38	116923426.48	95069445.54	- 373,279,745.64
8	203,214,155.39	322,772,838.05	119558682.66	94380728.14	- 278,899,017.50
9	203,780,275.02	326,000,566.43	122220291.41	93671676.37	- 185,227,341.13
10	401,004,374.36	329,260,572.10	-71743802.27	-53384126.70	- 238,611,467.83
11	204,929,554.48	332,553,177.82	127623623.34	92198020.90	- 146,413,446.93
12	205,512,828.10	335,878,709.60	130365881.50	91436006.35	- 54,977,440.58
13	206,101,934.46	339,237,496.69	133135562.24	90658839.50	35,681,398.92
14	206,696,931.88	342,629,871.66	135932939.78	89867686.89	125,549,085.81
15	207,332,695.50	346,056,170.38	138723474.88	89041319.74	214,590,405.54
16	207,904,836.14	349,516,732.08	141611895.94	88247851.75	302,838,257.29
17	208,517,862.58	353,011,899.40	144494036.82	87421268.60	390,259,525.90
18	209,137,019.28	356,542,018.39	147404999.11	86584901.62	476,844,427.51
19	209,762,367.55	360,107,438.58	150345071.03	85739693.21	562,584,120.72
20	407,051,476.26	363,708,512.96	-43342963.30	-23997947.89	538,586,172.83
รวม	5,539,963,957.44	6,628,954,447.31	NPV		538,586,172.83
			IRR	7.92%	
			B/C Ration	1.20	

Ref. code: 25686733145244RKH