การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจน มาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย

นายวนัช แก้วโกมินทวงษ์

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์
คณะเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2549
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A FEASIBILITY ANALYSIS OF USING HYDROGEN FOR GASOLINE SUBSTITUTION IN THAILAND

Mr. Wanut Kaewkomintawong

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A Thesis Summited in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Economics Program in Economics
Faculty of Economics Chalalongkorn University
Academic Year 2006

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย (A Feasibility Analysis of Using Hydrogen for Gasoline Substitution in Thailand)
โดย	นายวนัช แก้วโกมินทวงษ์
สาขาวิชา	เศรษฐศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์ ดร.พงศา พรชัยวิเศษกุล

คณะเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะเศรษฐศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร. โสตถิธร มัลลิกะมาส)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ลดาวัลย์ รามางกูร)

..... อาจารย์ที่ปรึกษา
(รองศาสตราจารย์ ดร.พงศา พรชัยวิเศษกุล)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จาริต ติงศภัทิย์)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วนัช แก้วโกมินทวงษ์ : การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย. (A FEASIBILITY ANALYSIS OF USING HYDROGEN FOR GASOLINE SUBSTITUTION IN THAILAND) อ. ที่ปรึกษา : รศ.ดร.พงศา พรชัยวิเศษกุล, 235 หน้า.

งานวิจัยนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาต้นทุนและผลประโยชน์ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจนของประเทศไทยในปัจจุบัน และแนวโน้มในอนาคต รวมทั้งวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย โดยได้ทำการแบ่งการวิเคราะห์ออกเป็นการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน เศรษฐศาสตร์ และการวิเคราะห์ความอ่อนไหว โดยทำการศึกษาเฉพาะพลังงานไฮโดรเจนกับน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในกรณีประเทศไทยเท่านั้น ซึ่งโครงการจะเริ่มตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 ถึงปี พ.ศ. 2588 ที่มีการศึกษาว่าเป็นปีที่น้ำมันจะหมดไปจากโลก ถ้ามีการใช้ดังเช่นปัจจุบัน

ข้อมูลที่ใช้ในงานวิจัยนี้ นำมาจากหน่วยงานในประเทศไทย และประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นหลัก โดยนำข้อมูลที่เกี่ยวกับเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง และพลังงานไฮโดรเจน มาจากประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งได้ทำการศึกษาวิจัยมาเป็นเวลานาน มาปรับให้เข้ากับข้อมูลของประเทศไทย เช่น ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง จำนวนรถยนต์ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ และปริมาณมลพิษทางอากาศ เป็นต้น

เพื่อให้การวิเคราะห์ในงานวิจัยมีความหลากหลายและมีความน่าเชื่อถือมากยิ่งขึ้น จึงทำการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกออกเป็น 4 กรณี ได้แก่ การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง สูง และต่ำ

ผลการวิเคราะห์ทางการเงิน พบว่า ไม่มีกรณีใดเหมาะสมในการลงทุน โดยกรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA จะติดลบมากกว่ากรณีของผู้วิจัย เนื่องจากราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA ต่ำกว่าผู้วิจัยมาก จากการเชื่อว่าน้ำมันดิบจะไม่หมดไปจากโลกในระยะเวลา 40 ปี ตามที่ผู้วิจัยคาดการณ์เอาไว้ แต่เมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเพิ่มเติม 5 กรณี โดยการเปลี่ยนแปลงจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่และต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน พบว่า กรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย ที่ต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนลดลง 50% จะมีความคุ้มค่าในการลงทุน เนื่องจากต้นทุนของก๊าซไฮโดรเจนมีค่าน้อยกว่าผลประโยชน์ที่ได้ในการใช้ทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงในระยะยาว

ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับประเทศ พบว่า กรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัยเหมาะสมในการลงทุน เนื่องจากผลประโยชน์ของมูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลง ส่วนในระดับโลกที่รวมผลกระทบของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เข้ามา พบว่า ไม่มีกรณีใดเหมาะสมในการลงทุน ซึ่งสาเหตุมาจากต้นทุนของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการใช้ถ่านหินลิกไนต์ในการผลิตไฟฟ้ามีค่าสูงมาก

ราคาน้ำมันดิบโลกเฉลี่ยที่จะทำให้โครงการคุ้มทุนในการวิเคราะห์ทางการเงิน ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ และระดับโลก คือ 407.38 375.39 และ 997.65 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ

สาขาวิชา .....เศรษฐศาสตร์..... ลายมือชื่อนิสิต .....วนัช แก้วโกมินทวงษ์.....

ปีการศึกษา .....2549.....ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....

488 55783 29 : MAJOR ECONOMICS

KEY WORD: FEASIBILITY ANALYSIS / HYDROGEN / GASOLINE SUBSTITUTION

WANUT KAEWKOMINTAWONG : A FEASIBILITY ANALYSIS OF USING HYDROGEN FOR GASOLINE SUBSTITUTION IN THAILAND. THESIS ADVISOR : ASSOC.PROF.PONGSA PORNCHAIWISESKUL, Ph.D., 235 pp.

The study investigates costs and benefits of a hydrogen production in Thailand for the present and the future, and also analyzes a feasibility of substituting hydrogen for gasoline in Thailand by applying a financial analysis, economic analysis, and sensitivity analysis. This study predicts only hydrogen and gasoline as Thailand's energy from 2006 to 2045 that many studies about oil predicting found that oil will run out if people use oil like present.

Most data were collected from several organizations in Thailand and the United States. The data about fuel cell and hydrogen comes from the US because it has worked for a long time. These data can be applied for Thailand contexts such as quantities of gasoline' use, quantities of car, costs of electricity from the lignite power plant, and quantities of air pollution.

For a variety and a reliability, this study forecasts crude oil price into four cases: the writer crude oil price, the EIA reference crude oil price, the EIA high crude oil price, and the EIA low crude oil price.

According to the financial analysis results, there are no appropriate cases for the investments. EIA crude oil cases are worse than writer case because the EIA crude oil cases do not forecast that oil will run out from the world in next 40 years. However, this study increases five cases of the sensitivity analysis that changes quantities of new car and a fixed cost of the hydrogen station. The results show that the prediction of the writer crude oil price which has a fixed cost of the hydrogen station down to 50% is an appropriate investment because the cost of using hydrogen is less than the benefit of gasoline substitution.

A result of domestic economic analysis indicates that the writer's prediction about crude oil price is appropriate for investment in terms of the benefits from air pollution decreased. However, global analysis that comprises the effects of carbon dioxide displays inappropriate for investment. The reason is that the cost of carbon dioxide obtained from an electricity production of the lignite power plant is very high.

The world average crude oil price that make this project reach breakeven point for financial, domestic economic, and global economic analysis are $407.38, $375.39 and $997.65 per barrel respectively.

Field of study .....Economics..... Student's signature WANUT KAEWKOMINTAWONG

Academic year .....2006..... Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้อย่างสมบูรณ์ ด้วยความอนุเคราะห์เป็นอย่างสูง จากอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร.พงศา พรชัยวิเศษกุล ผู้ซึ่งได้ให้ความเอาใจใส่ ให้คำปรึกษา และชี้แนะแนวทางแก้ไขอย่างใกล้ชิด กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. จาริต ติงศภัทิย์ และรองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ รวมทั้งประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ลดาวัลย์ รามางกูร ที่ได้ชี้แนะข้อบกพร่องและเสนอแนวทางแก้ไขปรับปรุงเป็นอย่างดี ผู้เขียนใคร่ขอกราบขอบพระคุณและสำนึกในพระคุณของท่านอาจารย์ที่ได้ให้ความเมตตานี้

นอกเหนือจากความเมตตา อนุเคราะห์ เอาใจใส่ของท่านอาจารย์แล้ว ความสำเร็จสมบูรณ์ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ยังได้รับความช่วยเหลือเป็นอย่างดีจากหน่วยงานเจ้าของข้อมูลต่างๆ ทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ เพื่อนร่วมหลักสูตรเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต รุ่นปี 2548 ทุกคน รวมทั้งครอบครัวของผู้เขียนที่ได้ให้กำลังใจในการทำวิทยานิพนธ์เสมอมา

สุดท้ายนี้ ผู้เขียนขอมอบความดีทั้งหมดของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้กับบุคคลที่ผู้เขียนกล่าวมาทั้งหมด และถ้ามีข้อบกพร่องประการใด ผู้เขียนขอน้อมรับไว้แต่เพียงผู้เดียว

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญ ..... ช
สารบัญตาราง ..... ฎ
สารบัญภาพ ..... ฒ

บทที่ 1 บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญ 1
1.2 วัตถุประสงค์ 4
1.3 สมมุติฐานงานวิจัย 4
1.4 ข้อสมมุติงานวิจัย 5
1.5 ขอบเขตงานวิจัย 5
1.6 นิยามศัพท์เฉพาะ 5
1.7 วิธีการศึกษาวิจัย 7
1.8 แหล่งข้อมูลและวิธีการเก็บรวบรวมข้อมูล 10
1.9 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 12

บทที่ 2 วรรณกรรมปริทัศน์และแนวคิดทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 วรรณกรรมปริทัศน์ 13
2.1.1 วิธีการศึกษา 13
2.1.1.1 การพยากรณ์ 13
2.1.1.2 ต้นทุนและผลประโยชน์ 14
2.1.1.3 อัตราคิดลด 15
2.1.1.4 ต้นทุนและผลประโยชน์ทางอ้อม 17
2.1.1.5 ค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซาก 18
2.1.1.6 ตัวประกอบปรับค่า 18

หน้า

2.1.1.7 ตัวบ่งชี้ของโครงการ 19
2.1.1.8 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว 20
2.1.2 ผลการศึกษา 24
2.2 ทฤษฎีและแนวความคิดที่เกี่ยวข้อง 26
2.2.1 การวิเคราะห์โครงการ 26
2.2.2 การวัดความคุ้มค่าของโครงการ 29
2.2.3 การกำหนดต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ 29
2.2.4 ค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซาก 32
2.2.5 อัตราคิดลด 35
2.2.6 เกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน 38
2.2.7 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ 42
2.2.8 The Economics of Nonrenewable Resources 43
2.2.9 New Technology Diffusion Model 46
2.2.10 การประเมินวัฏจักรชีวิต 48

บทที่ 3 พลังงานไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง

3.1 พลังงานไฮโดรเจน 50
3.1.1 นิยามพลังงานไฮโดรเจน 50
3.1.2 กระบวนการผลิตไฮโดรเจน 54
3.1.3 การขนส่งไฮโดรเจน 56
3.1.4 การกักเก็บไฮโดรเจน 57
3.1.5 การเปลี่ยนรูปพลังงานไฮโดรเจน 57
3.1.6 การสันดาป 57
3.2 เซลล์เชื้อเพลิง 58
3.2.1 นิยามเซลล์เชื้อเพลิง 58
3.2.2 หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิง 58
3.2.3 ชนิดของเซลล์เชื้อเพลิง 60
3.3 สถานภาพเทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนในประเทศไทย 63

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน้า

บทที่ 4 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์

4.1 การวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุนและผลประโยชน์ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย 65

4.1.1 การวิเคราะห์คาดการณ์ข้อมูลทั่วไป 66

4.1.1.1 การคาดการณ์ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนและน้ำมันเชื้อเพลิงในตลาดรถยนต์ประเทศไทย 66

4.1.1.2 การคาดการณ์จำนวนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนและน้ำมันเชื้อเพลิงในประเทศไทย 71

4.1.1.3 การคาดการณ์ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ 78

4.1.1.4 การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ 82

4.1.1.4.1 การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของผู้วิจัย 82

4.1.1.4.2 การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์จาก EIA 90

4.1.1.5 การคาดการณ์ค่าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ 96

4.1.1.6 การคาดการณ์ปริมาณมลพิษทางอากาศ 99

4.1.1.7 มูลค่ามลพิษทางอากาศ 103

4.1.1.8 สรุปการวิเคราะห์คาดการณ์ข้อมูลทั่วไป 104

4.1.2 การวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุน 105

4.1.2.1 การคาดการณ์ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน 105

4.1.2.2 การคาดการณ์มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์มายังสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน 116

4.1.2.3 การคาดการณ์ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง 118

4.1.2.4 การคาดการณ์ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์ 124

4.1.2.5 การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ 127

4.1.3 การวิเคราะห์คาดการณ์ผลประโยชน์ 129

4.1.3.1 การคาดการณ์มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน 129

4.1.3.2 การคาดการณ์มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์ 134
4.1.3.3 การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลง 136
4.1.3.4 การคาดการณ์มูลค่าคาร์บอนเครดิต 138
4.2 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน 140
4.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ 147
4.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว 159
4.4.1 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของราคาน้ำมันดิบโลก 159
4.4.2 การวิเคราะห์กรณีข้อมูลหรือปัจจัยสำคัญบางตัวเปลี่ยนแปลงไป 160

บทที่ 5 สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการศึกษา 166
5.2 ข้อเสนอแนะด้านนโยบาย 169
5.3 ข้อจำกัดของงานวิจัย 170
5.4 ข้อเสนอแนะเพื่อการศึกษาต่อ 171

รายการอ้างอิง 172

ภาคผนวก ก ถ่านหิน 181
ภาคผนวก ข โรงไฟฟ้าพลังความร้อน 188
ภาคผนวก ค มลพิษทางอากาศ 190
ภาคผนวก ง พิธีสารเกียวโต 196
ภาคผนวก จ ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน 199
ภาคผนวก ฉ ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับประเทศ 211
ภาคผนวก ช ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับโลก 223

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 235

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

2.1 การศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 22
4.1 ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์ใหม่ของเทคโนโลยี NGV ในตลาดรถยนต์ประเทศไทย 68
4.2 ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์ใหม่ของทั้ง 3 เทคโนโลยีพลังงาน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 70
4.3 จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ และผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศราคาคงที่ โดยกำหนดปี พ.ศ. 2531 เป็นปีฐาน ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2536 – 2548 72
4.4 ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศราคาคงที่ โดยใช้ปี พ.ศ. 2531 เป็นปีฐาน ที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 74
4.5 จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทยที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588 75
4.6 จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน และน้ำมันเชื้อเพลิง คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 76
4.7 จำนวนรถยนต์รวมในแต่ละปี แยกเป็นรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน และรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 77
4.8 ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถของประเทศไทย และจำนวนรถในประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2536 – 2548 78
4.9 ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของประเทศไทย คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 79
4.10 ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ แบ่งเป็นน้ำมันเบนซิน และน้ำมันดีเซล คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 81
4.11 ราคาน้ำมันดิบ All Countries Spot Price FOB Weighted by Estimated Export Volume รายเดือนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 - 2548 83
4.12 ปริมาณการใช้น้ำมันดิบของโลก ต่อวันเฉลี่ยทั้งปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 - 2548 84
4.13 ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศของทั้งโลก ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 - 2548 84
4.14 ปริมาณน้ำมันดิบทั้งหมดที่คาดว่าจะผลิตขึ้นมาได้จากหลุมเจาะหรือจากแอ่งน้ำมัน ภายใต้สภาวะเศรษฐกิจและสภาพทางวิศวกรรมในปัจจุบัน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 – 2548. 85

ตารางที่ หน้า

4.15 ราคาน้ำมันดิบที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 86
4.16 ราคาน้ำมันเบนซินที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 88
4.17 ราคาน้ำมันดีเซลที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 89
4.18 ผลการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบทั้ง 3 กรณี ต่อจากของ EIA
ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 92
4.19 ราน้ำมันเบนซินที่คาดการณ์ในอนาคต จาก EIA ทั้ง 3 กรณี
ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588 94
4.20 ราคาน้ำมันดีเซลที่คาดการณ์ในอนาคต จาก EIA ทั้ง 3 กรณี
ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 95
4.21 มูลค่าเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ พลังงานไฟฟ้าจากถ่านหินลิกไนต์ และต้นทุนการผลิต
ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2512 – 2548 …..... 97
4.22 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ในช่วงเวลา Off Peak
ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 98
4.23 ปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละประเภทที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมา …..... 100
4.24 ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ขนาด 700 MW 100
4.25 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่โรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ปล่อยออกมา
คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 102
4.26 มลพิษทางอากาศตีค่าออกมาเป็นจำนวนเงินยูโร 103
4.27 มลพิษทางอากาศตีค่าออกมาเป็นจำนวนเงินบาท 104
4.28 ต้นทุนของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า
ที่รัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา คาดการณ์ในปี พ.ศ. 2553 107
4.29 ต้นทุนของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า
ที่เซี่ยงไฮ้ ประเทศจีน คาดการณ์ในปี พ.ศ. 2553 109
4.30 ต้นทุนวัสดุอุปกรณ์และการติดตั้ง ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจน
โดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า คาดการณ์กรณีประเทศไทย 111
4.31 ต้นทุนการดำเนินงาน ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจน
โดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า กรณีประเทศไทย คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 112

ตารางที่ หน้า

4.32 ต้นทุนรวมของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า และราคาต่อหน่วยกิโลกรัมของก๊าซไฮโดรเจน กรณีประเทศไทย คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 113
4.33 ต้นทุนการใช้ก๊าซไฮโดรเจน ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 115
4.34 มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ มายังสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 117
4.35 รายละเอียดที่สำคัญของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ... 118
4.36 กำลังสูงสุดของรถยนต์นั่งขนาดเล็กในประเทศไทย 119
4.37 ราคาและเป้าหมายของต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย 121
4.38 ราคาเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ในกรณีประเทศไทย 122
4.39 ต้นทุนการติดตั้งเซลล์เชื้อเพลิงแบบแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 123
4.40 ราคาของอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์ ที่คาดการณ์ในปี พ.ศ. 2548 2553 และ 2558 124
4.41 ราคาของอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ในกรณีประเทศไทย 125
4.42 ต้นทุนการติดตั้งอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 126
4.43 มูลค่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่โรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ปล่อยออกมา ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 128
4.44 มูลค่าน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 กรณีราคาน้ำมันดิบจากการคาดการณ์ของผู้วิจัย .. 130
4.45 มูลค่าน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 กรณีราคาน้ำมันดิบอ้างอิงจากการคาดการณ์ของ EIA 131

ตารางที่ หน้า

4.46 มูลค่าน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 กรณีราคาน้ำมันดิบสูงจากการคาดการณ์ของ EIA 132
4.47 มูลค่าน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 กรณีราคาน้ำมันดิบต่ำจากการคาดการณ์ของ EIA 133
4.48 มูลค่าการทดแทนเครื่องยนต์น้ำมันเชื้อเพลิงด้วยพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 135
4.49 มูลค่าของมลพิษทางอากาศที่รถยนต์ 1 คัน ปล่อยออกมาต่อปี สำหรับประเทศไทย 136
4.50 มูลค่าของมลพิษทางอากาศที่ลดลง จากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจน แทนรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 137
4.51 ผลประโยชน์จากการขายคาร์บอนเครดิต จากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนแทน รถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 139
4.52 ค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซากของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 142
4.53 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน 146
4.54 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับประเทศ แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน 157
4.55 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับโลก แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน 158
4.56 ราคาน้ำมันดิบโลกที่จะทำให้โครงการคุ้มทุน ในการวิเคราะห์ทางการเงิน การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ และระดับโลก 159
4.57 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน รวมการวิเคราะห์ความอ่อนไหว แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน 161
4.58 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับประเทศ รวมการวิเคราะห์ความอ่อนไหว แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน 162
4.59 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับโลก รวมการวิเคราะห์ความอ่อนไหว แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน 163

สารบัญภาพ

ภาพที่ หน้า

1.1 ราคาน้ำมันดิบปี พ.ศ. 2538 - 2548 2

3.1 แผนภาพเทคโนโลยีต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฮโดรเจน 53

3.2 การทำงานของเซลล์เชื้อเพลิง 59

4.1 ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์ใหม่ของ 3 เทคโนโลยีพลังงาน คือ พลังงานไฮโดรเจน ก๊าซ NGV และน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ 71

4.2 ผลการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบทั้ง 3 กรณีของ EIA ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 – 2573 (ค.ศ. 2005 – 2030) 91

4.3 รายละเอียดต้นทุนของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย 119

4.4 รายละเอียดของต้นทุนส่วนสนับสนุนกระบวนการผลิต (Balance-of-Plants: BOP) ของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย 120

4.5 รายละเอียดของต้นทุนส่วนโครงสร้าง (Stack Components) ของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย 120

4.6 แผนภาพต้นทุนและผลประโยชน์ของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน 143

4.7 แผนภาพต้นทุนและผลประโยชน์ของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ 149

4.8 แผนภาพต้นทุนและผลประโยชน์ของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก 153

บทที่ 1

บทนำ

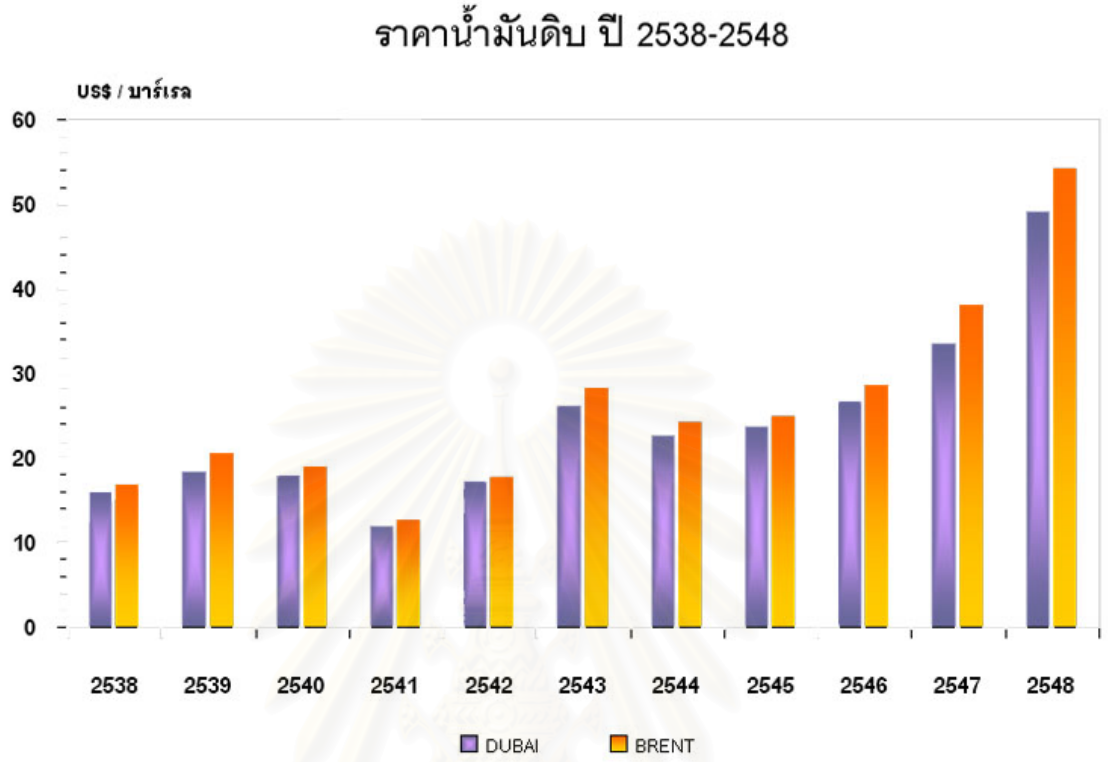
1.1 ที่มาและความสำคัญ

ปี พ.ศ. 2404 บ่อน้ำมันแห่งแรกของโลกได้เกิดขึ้น ณ มลรัฐเพนซิลวาเนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา จากนั้นเป็นต้นมา น้ำมันได้ถูกขุดขึ้นมาใช้ประโยชน์อย่างแพร่หลายทั่วโลก และมีปริมาณความต้องการเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว โดย 69 ปีถัดจากการขุดบ่อน้ำมันครั้งแรก น้ำมันถูกขุดเจาะขึ้นมา 17,000 ล้านบาร์เรล และอีก 67 ปีถัดมา ในปี พ.ศ. 2540 ปริมาณการใช้น้ำมันเพิ่มสูงถึง 807,000 ล้านบาร์เรล

ปัจจุบัน แหล่งน้ำมันที่สำรวจพบทั่วโลก มีปริมาณน้ำมันเหลือเพียง 1,188,000 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ อยู่ในกลุ่มประเทศตะวันออกกลาง 60% ส่วนแหล่งน้ำมันอีก 40% กระจัดกระจายอยู่ทั่วโลก อาทิ กลุ่มประเทศยุโรป สหรัฐอเมริกา เอเชีย รัสเซีย และแอฟริกา เป็นต้น ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันล่าสุดในปี พ.ศ. 2548 ทั่วโลกใช้น้ำมันวันละ 84 ล้านบาร์เรล และมีแนวโน้มความต้องการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นปีละ 1-2% โดยการเพิ่มขึ้นส่วนใหญ่มาจากกลุ่มประเทศที่กำลังพัฒนา เช่น ประเทศจีน ที่มีประชากรกว่า 1,000 ล้านคน ใช้น้ำมันวันละ 7-8 ล้านบาร์เรล ทำให้มีการวิเคราะห์จากผู้เชี่ยวชาญว่าหากยังคงมีการใช้น้ำมันในอัตรานี้อยู่ จะทำให้โลกมีปริมาณน้ำมันพอใช้เพียงแค่ 40 ปี ส่วนก๊าซธรรมชาติจะมีพอใช้ได้อีก 60 ปี ถ่านหินมีพอใช้ได้ 290 ปี ในขณะที่ราคาน้ำมันก็ได้เพิ่มสูงขึ้นเรื่อยๆ จากปริมาณน้ำมันที่น้อยลง ความต้องการใช้มากขึ้น ปัญหาความไม่สงบทางการเมืองระหว่างประเทศ รวมทั้งการเก็งกำไรของกลุ่ม Hedge Fund ดังภาพที่ 1.1

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาพที่ 1.1 ราคาน้ำมันดิบปี พ.ศ. 2538 - 2548



ที่มา : สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย

ทุกวันนี้โลกใช้พลังงานจากฟอสซิลร้อยละ 80 โดยแบ่งเป็นน้ำมันร้อยละ 35 ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 22 ถ่านหินร้อยละ 23 ที่เหลือเป็นพลังงานนิวเคลียร์ร้อยละ 7 และพลังงานหมุนเวียนร้อยละ 13 ส่วนประเทศไทยมีการใช้พลังงานจากน้ำมันร้อยละ 49 ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 32 ถ่านหินร้อยละ 17 นอกจากนั้นเป็นพลังงานทดแทน โดยภาคขนส่งใช้น้ำมันมากกว่าร้อยละ 90 ซึ่งจะเห็นได้ว่ามีการใช้พลังงานทดแทนน้อยมาก โดยพลังงานทดแทนที่ใช้กันอยู่นั้น เช่น พลังงานจากแสงอาทิตย์ พลังงานจากลม พบว่าไม่เหมาะกับบางพื้นที่ และการสร้างพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการใช้สารซิลิกอนจะทำให้มีสารพิษตกค้างในสิ่งแวดล้อมได้ การใช้ก๊าซ NGV (Natural Gas Vehicles) ก็เป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งการใช้พลังงานชีวมวลในการผลิตแก๊สโซฮอล์และไบโอดีเซล ก็ยังคงต้องใช้น้ำมันเป็นส่วนผสมอยู่ดี ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลที่หมดไปได้

ดังนั้นจึงเกิดแนวคิดใหม่ คือการใช้พลังงานไฮโดรเจน ซึ่งถือเป็นพลังงานสะอาด ยั่งยืนและใช้ได้ในระยะยาว สามารถเลือกผลิตได้จากน้ำ ชีวมวล เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือพลังงานทดแทนต่างๆ โดยการผลิตจากน้ำทำได้โดยการป้อนกระแสไฟฟ้าเข้าไปในน้ำเพื่อแยกก๊าซไฮโดรเจนออกมา แล้วนำก๊าซไฮโดรเจนที่ได้มารวมกับก๊าซออกซิเจนในเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) ก็จะได้กระแสไฟฟ้าออกมา

สำหรับการใช้งาน พร้อมกับความร้อนและน้ำกลั่นบริสุทธิ์เท่านั้น จึงไม่ทำลายสภาพแวดล้อม และสามารถนำน้ำที่ได้กลับมาใช้ใหม่หรือนำไปใช้ประโยชน์ในด้านอื่นได้ต่อไป ซึ่งกระแสไฟฟ้าที่ได้สามารถนำมาใช้ได้กับรถยนต์รวมทั้งเครื่องมืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ขนาดเล็ก เช่น คอมพิวเตอร์ขนาดพกพา โทรศัพท์เคลื่อนที่ โดยไม่ก่อปัญหามลพิษให้กับสิ่งแวดล้อม ซึ่งในต่างประเทศ เช่น สหรัฐอเมริกา เยอรมัน และญี่ปุ่น ได้มีการวิจัย พัฒนาพลังงานไฮโดรเจนจนกระทั่งสามารถนำมาใช้ในรถยนต์เชิงพาณิชย์ได้แล้ว เช่น

พ.ศ. 2541 บริษัท Ford ผลิตรถยนต์เซลล์เชื้อเพลิง รุ่น P2000 FCV Mid-size/Full size

พ.ศ. 2543 บริษัท GM-Opel ผลิตรถยนต์รุ่น Zafira Light Truck/Van/SUV

บริษัท Daimler Chrysler ผลิตรถยนต์ รุ่น Necar Sub-compact/Compact

พ.ศ. 2544 บริษัท Honda ผลิตรถยนต์เซลล์เชื้อเพลิง รุ่น FCX Sub-compact/Compact

บริษัท Mazda ผลิตรถยนต์ รุ่น Premacy

บริษัท Hyundai ผลิตรถยนต์ รุ่น Santa Fe/IFC Light Truck/Van/SUV

พ.ศ. 2545 บริษัท Toyota ผลิตรถยนต์เซลล์เชื้อเพลิง รุ่น FCHV-4 และรุ่น FCHV-5 Compact/Light Truck/Van/SUV

พ.ศ. 2546 บริษัท Mazda ผลิตรถยนต์เซลล์เชื้อเพลิง รุ่น RX-8

พ.ศ. 2548 บริษัท Fiat ผลิตรถยนต์เซลล์เชื้อเพลิง รุ่น Panda Hydrogen

นอกจากนั้น ยังได้มีการศึกษาวิจัยพัฒนาในประเทศต่างๆ อย่างจริงจังมากขึ้น นอกเหนือจากประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศชั้นนำในสหภาพยุโรป หรือญี่ปุ่น เช่น

ประเทศไอซ์แลนด์ ประกาศตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2542 ว่าจะทำให้ประเทศไอซ์แลนด์ของตนเป็นประเทศเศรษฐกิจไฮโดรเจนประเทศแรกของโลก

หมู่เกาะวานูอาตู โดยรัฐบาลได้ให้เงินสนับสนุนในการศึกษาความเป็นไปได้ของการทำให้ตนเองเป็น Hydrogen-Based Renewable Energy Economy ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2543

เกาะฮาวาย มีการศึกษาวิจัยพลังงานไฮโดรเจนเพื่อนำมาใช้ทดแทนน้ำมันที่ต้องนำเข้ามากกว่า 88% ของพลังงานทั้งหมดตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544

ประเทศเดนมาร์ก จะมีการทำโครงการ “H2PIA” ซึ่งเป็นการสร้างชุมชน หรือเมืองจำลองขนาดย่อมๆ ที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นแหล่งกำเนิดพลังงานแบบร้อยเปอร์เซนต์เมืองแรกของโลก

ประเทศสิงคโปร์ เตรียมตัวเองเป็น Hydrogen Cluster ในอีกประมาณ 5 ปีข้างหน้า

รวมทั้งได้มีการตั้งสถานีบริการเชื้อเพลิงไฮโดรเจนแห่งแรกของโลกที่เมืองฮัมบูร์ก ประเทศเยอรมัน เมื่อวันที่ 13 มกราคม พ.ศ. 2542 และมีการตั้งสถานีบริการเชื้อเพลิงไฮโดรเจน โดยบริษัทเชลล์

ไฮโดรเจน ซึ่งเป็นเครือข่ายธุรกิจของ Royal Dutch หรือ Shell Group เป็นบริษัทแรกในแวดวงบริษัทพลังงาน อยู่ที่ Reykjavik ประเทศ ไอซ์แลนด์ ในวันที่ 24 เมษายน พ.ศ. 2546 และในปัจจุบันมีสถานีบริการเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมากกว่า 200 แห่งทั่วโลก แต่สำหรับในประเทศไทย พบว่ายังไม่สามารถนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้ในเชิงพาณิชย์ได้เพราะยังคงมีปัญหาในเรื่องของค่าใช้จ่ายที่สูง ความสามารถในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจนยังต่ำ รวมทั้งเรื่องของงบประมาณและการสนับสนุนงานวิจัยจากรัฐบาลที่ไม่เพียงพอ

ดังนั้น ผู้วิจัยจึงมีความสนใจว่า จะมีความเป็นไปได้สักเพียงไรในการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ในแง่ของต้นทุนการผลิตที่จะต้องใช้และผลประโยชน์ที่จะได้ตอบแทนกลับมาเมื่อเทียบกับการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในปัจจุบัน เพื่อที่จะเป็นข้อมูลในการตัดสินใจว่า การศึกษาวิจัยพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนในประเทศไทยสมควรที่จะมีต่อไปหรือไม่ รวมทั้งสมควรที่จะใช้พลังงานไฮโดรเจนมาแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์สำหรับประเทศไทยหรือไม่

1.2 วัตถุประสงค์

งานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย มีวัตถุประสงค์ ดังต่อไปนี้

1. เพื่อศึกษาต้นทุนและผลประโยชน์ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจนของประเทศไทยในปัจจุบัน และแนวโน้มในอนาคต
2. เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย

1.3 สมมุติฐานงานวิจัย

งานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย มีสมมุติฐานงานวิจัย (Hypothesis) ว่า “การนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย มีความคุ้มค่า เหมาะสมในการลงทุน”

1.4 ข้อสมมุติงานวิจัย

งานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย มีข้อสมมุติงานวิจัย (Assumption) ดังต่อไปนี้

1. ตัวเลขข้อมูลต้นทุนและผลประโยชน์ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจนที่มีในอดีตจนถึงปัจจุบัน สามารถที่จะนำมาพยากรณ์ตัวเลขข้อมูลในอนาคตได้
2. ตัวเลขข้อมูลต้นทุนและผลประโยชน์ในการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ที่มีในอดีตจนถึงปัจจุบัน สามารถที่จะนำมาพยากรณ์ตัวเลขข้อมูลในอนาคตได้
3. สามารถนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ได้อย่างสมบูรณ์
4. ความเร็วของการแพร่กระจาย (Speed of Diffusion) ของรถยนต์ที่ใช้ NGV และรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน มีอัตราที่เท่ากัน
5. อัตราการสิ้นเปลืองในการใช้น้ำมันเบนซิน และน้ำมันดีเซล เท่ากันไม่ว่าจะเป็นรถยนต์แบบใดก็ตาม และรถยนต์แต่ละคันมีอายุการใช้งาน เท่ากับ 10 ปี

1.5 ขอบเขตงานวิจัย

งานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย จะทำการศึกษาวิจัยต้นทุนและผลประโยชน์เฉพาะพลังงานไฮโดรเจนกับน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์เท่านั้น โดยจะไม่นำต้นทุนและผลประโยชน์ในการใช้พลังงานทดแทนอื่นๆ มาวิเคราะห์ เพื่อที่จะได้ทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านต้นทุนและผลประโยชน์ของพลังงานไฮโดรเจนกับน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ได้โดยตรง และจะทำการศึกษาเฉพาะในประเทศไทย ซึ่งข้อมูลที่นำมาใช้จะเป็นข้อมูลที่เกิดขึ้นจริงในอดีตจนถึงปัจจุบัน รวมทั้งการคาดการณ์ข้อมูลในอนาคต โดยโครงการจะเริ่มตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 ถึงปี พ.ศ. 2588 รวมอายุโครงการ 40 ปี ที่มีการศึกษาว่าเป็นปีที่น้ำมันจะหมดไปจากโลก ถ้ามีการใช้น้ำมันและเทคโนโลยีดังเช่นปัจจุบัน

1.6 นิยามศัพท์เฉพาะ

ในงานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ได้นิยามศัพท์เฉพาะเพื่อใช้เป็นแนวทางในการศึกษาวิจัยอย่างชัดเจนและตรงประเด็น ดังนี้ คือ

1. พลังงานที่ยั่งยืน หมายถึง พลังงานที่ไม่เป็นภัยคุกคามต่อคุณภาพชีวิตของคนรุ่นปัจจุบันและคนรุ่นหลัง รวมทั้งไม่สร้างภาระที่เกินขีดความสามารถในการรองรับ (Carrying Capacity) ของระบบนิเวศน์
2. พลังงานทดแทน หมายถึง พลังงานที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์เพื่อลดหรือทดแทนพลังงานที่เราใช้อยู่ในสภาวะปกติทั่วไป โดยในที่นี้นำมาใช้ทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ ตามคำจำกัดความของกรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน พลังงานทดแทนจำแนกเป็น 16 ประเภท คือ ชีวมวลของแข็ง เชื้อเพลิงชีวภาพของเหลว ก๊าซชีวภาพ ถ่านหิน หินน้ำมัน ทรายน้ำมัน พลังงานนิวเคลียร์ ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซมีเทนจากเหมืองถ่านหิน พลังงานไฮโดรเจน พลังงานน้ำ พลังงานลม พลังงานคลื่น พลังงานน้ำขึ้นน้ำลง พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานความร้อนใต้พิภพ โดยในงานวิจัยนี้ พลังงานทดแทนจะนำเฉพาะพลังงานไฮโดรเจน มาวิเคราะห์เท่านั้น
3. น้ำมัน หมายถึง ส่วนหนึ่งของปิโตรเลียม ซึ่งเป็นสารประกอบที่เกิดขึ้นเองโดยธรรมชาติ มีองค์ประกอบหลักได้แก่ คาร์บอน และไฮโดรเจน โดยอาจมีหรือไม่มีธาตุอโลหะอื่นๆ เช่น กำมะถัน ออกซิเจน ไนโตรเจน ปนอยู่ด้วยก็ได้ สารประกอบดังกล่าวเกิดจากซากสิ่งมีชีวิตที่ตกตะกอนทับถมกันอยู่ในชั้นหินใต้พื้นโลกเป็นเวลานานนับร้อยล้านปี ส่วนที่มีคาร์บอนน้อยตัวจะมีสถานภาพเป็นก๊าซ เรียกว่า ก๊าซธรรมชาติ ส่วนที่มีคาร์บอนมากขึ้นจะมีสภาพเป็นของเหลว และส่วนที่มีคาร์บอนมากๆ จะเป็นของแข็ง ซึ่งเมื่อรวมตัวกันเป็นลักษณะเหนียว ข้น สีค่อนข้างดำ เรียกกันว่า น้ำมันดิบ เมื่อนำมาเข้าโรงกลั่นก็จะแยกส่วนออกตามจุดเดือด ออกมาเป็นผลิตภัณฑ์ชนิดต่างๆ ที่มีประโยชน์และคุณค่า เช่น ก๊าซหุงต้ม น้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด น้ำมันเครื่องบิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และยางมะตอย
4. รถ หมายถึง รถตามกฎหมายว่าด้วยรถยนต์ ประกอบด้วย รถยนต์นั่งส่วนบุคคลไม่เกิน 7 คน รถยนต์นั่งส่วนบุคคลเกิน 7 คน รถยนต์บรรทุกส่วนบุคคล รถยนต์สามล้อส่วนบุคคล รถยนต์รับจ้างระหว่างจังหวัด รถยนต์รับจ้างบรรทุกคนโดยสารไม่เกิน 7 คน รถยนต์สี่ล้อเล็กรับจ้าง รถยนต์รับจ้างสามล้อ รถยนต์บริการธุรกิจ รถยนต์บริการทัศนาจร รถยนต์บริการให้เช่า รถจักรยานยนต์ รถแทรกเตอร์ รถบดถนน รถใช้งานเกษตรกรรม รถพ่วง รถจักรยานยนต์สาธารณะ รถตามกฎหมายว่าด้วยการขนส่งทางบก ประกอบด้วย รถโดยสาร รถบรรทุก รถขนาดเล็ก และรถตามกฎหมายว่าด้วยล้อเลื่อน
5. รถยนต์ หมายถึง รถที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้ง และใช้เทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจน ในที่นี้ได้แก่ รถตามกฎหมายว่าด้วยรถยนต์ ที่ประกอบด้วย รถยนต์นั่งส่วนบุคคลไม่เกิน 7 คน

รถยนต์นั่งส่วนบุคคลเกิน 7 คน รถยนต์บรรทุกส่วนบุคคล รถยนต์รับจ้างระหว่างจังหวัด รถยนต์รับจ้างบรรทุกคนโดยสารไม่เกิน 7 คน รถยนต์สี่ล้อเล็กรับจ้าง รถยนต์บริการธุรกิจ รถยนต์บริการทัศนาจร รถยนต์บริการให้เช่า และรถตามกฎหมายว่าด้วยการขนส่งทางบก ประกอบด้วย รถโดยสาร รถบรรทุก รถขนาดเล็ก

6. พลังงานไฮโดรเจน หมายถึง พลังงานที่เกิดจากการใช้ก๊าซไฮโดรเจน ซึ่งก๊าซไฮโดรเจนในงานวิจัยนี้ได้มาจากวิธีการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) แล้วนำก๊าซไฮโดรเจนมาสันดาปหรือนำมาทำปฏิกิริยาเคมีในเซลล์เชื้อเพลิง ซึ่งจะให้พลังงานไฟฟ้าออกมาพร้อมกับน้ำและความร้อน
7. เซลล์เชื้อเพลิง หมายถึง เครื่องผลิตกระแสไฟฟ้าโดยอาศัยปฏิกิริยาเคมีไฟฟ้า โดยมีการทำงานคล้ายแบตเตอรี่ แต่แตกต่างกันตรงที่เซลล์เชื้อเพลิงไม่จำเป็นต้องหยุดเพื่อทำการชาร์จไฟ ทั้งนี้เซลล์เชื้อเพลิงสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องตราบใดที่ยังคงมีการป้อนเชื้อเพลิงและก๊าซออกซิแดนท์เข้าไปตลอด โดยเชื้อเพลิงที่ป้อนเข้ามีตั้งแต่ ก๊าซไฮโดรเจน เมทานอลและเอทานอล ในขณะที่ก๊าซออกซิแดนท์ คือ ก๊าซออกซิเจน หรืออากาศ เป็นหลัก โดยในที่นี้ ใช้ก๊าซไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงและใช้ก๊าซออกซิเจนเป็นก๊าซออกซิแดนท์
8. ต้นทุน หมายถึง จำนวนเงินที่ใช้ในการผลิต หรือการนำเข้ามาใช้งาน รวมทั้งการก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม ในที่นี้จะคิดต้นทุนในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากน้ำด้วยวิธีการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) ซึ่งเป็นการนำพลังงานไฟฟ้ามาแยกน้ำเพื่อให้ได้ก๊าซไฮโดรเจนออกมา โดยพลังงานไฟฟ้าในที่นี้จะนำมาจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์
9. ผลประโยชน์ หมายถึง ประโยชน์ที่ได้รับจากการใช้งาน ตีค่าออกมาเป็นจำนวนเงิน ในที่นี้ผลประโยชน์ของพลังงานไฮโดรเจนจะเป็นจำนวนเงินที่ประหยัดได้จากการใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ รวมทั้งการลดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม

1.7 วิธีการศึกษาวิจัย

งานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย มีวิธีการศึกษาวิจัย ดังนี้

1. ศึกษารูปแบบการนำก๊าซไฮโดรเจนมาผลิตเป็นพลังงานเพื่อใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ ในส่วนนี้จะศึกษาลงไปในเรื่องของเทคนิค (Technical Knowledge) โดยจะทำการศึกษาตั้งแต่การนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้ว่ามีกี่วิธี และ ในแต่ละวิธีมีกระบวนการอย่างไร

จนกระทั่งการนำก๊าซไฮโดรเจนที่ได้มาผลิตเป็นกระแสไฟฟ้าในเซลล์เชื้อเพลิง รวมทั้งการนำมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์

2. การวิเคราะห์เชิงพรรณนา (Descriptive Method) เพื่อให้ทราบถึงสภาพโดยทั่วไปของโครงการ ตลอดจนปัญหาและอุปสรรคที่เกิดขึ้น แล้วนำมาวิเคราะห์เพื่อเป็นแนวทางในการแก้ไขต่อไป

3. การวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Quantitative Method) แบ่งเป็น
   3.1 การวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุนและผลประโยชน์ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ประกอบด้วย
      3.1.1 การวิเคราะห์คาดการณ์ข้อมูลทั่วไป ประกอบด้วย การคาดการณ์ปริมาณรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่จะเข้ามาในตลาดรถยนต์ประเทศไทย ด้วยการหาส่วนแบ่งตลาดจาก New Technology Diffusion Model มาคูณกับปริมาณรถยนต์จดทะเบียนใหม่ที่คาดการณ์ในอนาคต การคาดการณ์ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ การคาดการณ์ค่าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ การคาดการณ์ปริมาณมลพิษทางอากาศ และมูลค่ามลพิษทางอากาศ
      3.1.2 การวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุนของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ประกอบด้วย การคาดการณ์ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน การคาดการณ์มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์มายังสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน การคาดการณ์ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง การคาดการณ์ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์ และการคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์
      3.1.3 การวิเคราะห์คาดการณ์ผลประโยชน์ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ประกอบด้วย การคาดการณ์มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน การคาดการณ์มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์ การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลง และการคาดการณ์มูลค่าคาร์บอนเครดิต

3.2 การวิเคราะห์ทางการเงิน (Financial Analysis)

3.3 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Analysis)

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และการเงินจะช่วยให้กรอบงานที่เป็นข้อเสนอโครงการทุกด้านได้รับการประเมินแบบประสานอย่างเป็นระบบ ซึ่งผลการวิเคราะห์จะเป็นเครื่องบ่งชี้ถึงความสมเหตุสมผลสำหรับการตัดสินใจที่จะรับหรือปฏิเสธโครงการ โดยอาศัยตัวบ่งชี้ของโครงการ (Indicators of Project Worth) มาเป็นเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน 4 ตัว ดังนี้

- มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)
- อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio : BCR)
- อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) โดยแบ่งเป็น อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return : EIRR) และ อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (Financial Internal Rate of Return : FIRR)
- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

3.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) แยกเป็น 2 ส่วนคือ

3.4.1 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Breakeven) ของราคาน้ำมันดิบโลก

3.4.2 การวิเคราะห์กรณีที่ข้อมูลหรือปัจจัยสำคัญบางตัวเปลี่ยนแปลงไป โดยแยกเป็น 5 กรณี คือ

- ปริมาณรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ระดับสูงในช่วงความเชื่อมั่น 90%
- ปริมาณรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ระดับต่ำในช่วงความเชื่อมั่น 90%
- ต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ลดลง 50%
- ปริมาณรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ระดับสูงในช่วงความเชื่อมั่น 90% และต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ลดลง 50%
- ปริมาณรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ระดับต่ำในช่วงความเชื่อมั่น 90% และต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ลดลง 50%

4. การใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจลงทุนแบบปรับค่าของเวลา เนื่องจากผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการ จะเกิดขึ้นในระยะเวลาต่างๆ กันตลอดอายุของโครงการ โดยผลประโยชน์และต้นทุนจะทำการปรับค่าให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน (Present Value) โดยใช้

อัตราคิดลด (Discount Rate) ในการคำนวณหักส่วนลด (Discounting) ซึ่งการใช้อัตราคิดลดในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์จะใช้อัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยของพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 10 ปีขึ้นไป และอัตราคิดลดในการวิเคราะห์ทางด้านการเงินจะใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ลูกค้ารายใหญ่ชั้นดี (MLR : Minimum Loan Rate) เฉลี่ยจากธนาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ของไทย 5 แห่ง

1.8 แหล่งข้อมูลและวิธีการเก็บรวบรวมข้อมูล

ข้อมูลที่ใช้ในงานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย จะเป็นข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary data) โดยการเก็บรวบรวมข้อมูลจากหนังสือ วารสาร หนังสือพิมพ์ เว็บไซต์ รายงานการวิจัย รวมถึงเอกสารและสถิติจากหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง แบ่งเป็น ข้อมูลจากต่างประเทศ และข้อมูลจากประเทศไทย ดังนี้

ข้อมูลจากต่างประเทศ

- ต้นทุนค่าใช้จ่ายการผลิตไฮโดรเจนจนกระทั่งการนำมาใช้ จากหนังสือ “The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs” โดย National Academy of Engineering (NAE) Board on Energy and Environmental Systems (BEES) (2004)
- ต้นทุนสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน จากรายงานเรื่อง “An Assessment of the Near-Term Costs of Hydrogen Refueling Stations and Station Components” โดย Jonathan X. Weinert and Timothy E. Lipman (2006) และ “Hydrogen Refueling Station Costs in Shanghai” โดย Jonathan X. Weinert, Liu Shaojun, Joan M. Ogden, and Ma Jianxin (2006)
- ต้นทุนการผลิตเซลล์เชื้อเพลิง จากรายงานเรื่อง “Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for Transportation” โดย E.J. Carlson, et.al. (2005)
- ต้นทุนการผลิตอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน จาก US DOE Energy Efficiency and Renewable Energy
- ราคาและปริมาณการใช้น้ำมันของโลก จาก Energy Information Administration (EIA) Official Energy Statistics from the U.S. Government
- ราคาแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าของรถยนต์ไฮบริด จากบริษัทโตโยต้า มอเตอร์ จำกัด และฮอนด้า ออโตโมบิล จำกัด

- ตัวเลขความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากมลพิษทางอากาศ ซึ่งได้แก่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide: CO_2) ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (Carbon Monoxide: CO) ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (Oxide of Nitrogen: NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Sulfurdioxide: SO_2) ฝุ่นละออง (Suspended Particulate Matter: SPM) โดยการคำนวณแบบ Life Cycle Assessment

ข้อมูลจากประเทศไทย

- การผลิตไฮโดรเจนจากกระบวนการทางเคมี ชีวเคมี การเปลี่ยนรูปพลังงานไฮโดรเจนจากศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี (National Metal and Materials Technology Center : MTEC)
- ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ จาก การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
- ข้อมูลการใช้พลังงานเชื้อเพลิงรถยนต์ของประเทศไทยจากกรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน
- จำนวนรถยนต์ที่จดทะเบียนในประเทศไทย จากกรมการขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม
- จำนวนรถยนต์ที่ใช้ NGV ในประเทศไทย จากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
- ข้อมูลมลพิษทางอากาศในประเทศไทย จากสำนักงานสถิติแห่งชาติ
- มูลค่าของคาร์บอนเครดิต (Carbon Credit) จากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม
- อัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยของพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 10 ปีขึ้นไป จากธนาคารแห่งประเทศไทย
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ลูกค้ารายใหญ่ชั้นดี (MLR : Minimum Loan Rate) เฉลี่ยจากธนาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ของไทย 5 แห่ง ได้แก่ ธนาคารกรุงเทพ ธนาคารไทยพาณิชย์ ธนาคารกรุงไทย ธนาคารกสิกรไทย และธนาคารกรุงศรีอยุธยา

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

1.9 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

เป็นที่คาดว่าผลการวิจัยนี้จะเป็นประโยชน์สำหรับทั้งรัฐบาลในการตัดสินใจสนับสนุนการวิจัยพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนในประเทศไทย และผู้ประกอบธุรกิจที่สนใจในพลังงานไฮโดรเจน รวมทั้งธุรกิจอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องในการตัดสินใจลงทุนในประเทศไทย ทั้งนี้สามารถพิจารณาประโยชน์ที่จะได้รับจากการศึกษาโครงการวิจัย ได้ดังต่อไปนี้

1. เพื่อใช้เป็นแนวทางในการตัดสินใจของรัฐบาลในการสนับสนุนการศึกษาวิจัยและพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนในประเทศไทย
2. เพื่อใช้เป็นแนวทางในการตัดสินใจของรัฐบาลว่าสมควรที่จะใช้พลังงานไฮโดรเจนแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทยหรือไม่
3. เพื่อใช้เป็นแนวทางในการตัดสินใจของผู้ประกอบธุรกิจที่สนใจในพลังงานไฮโดรเจน รวมทั้งธุรกิจอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องในการตัดสินใจลงทุนในประเทศไทย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

วรรณกรรมปริทัศน์และแนวคิดทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 วรรณกรรมปริทัศน์

การศึกษาวรรณกรรมปริทัศน์ แบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ วิธีการศึกษา และผลการศึกษา ดังนี้

2.1.1 วิธีการศึกษา

ในงานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ผู้วิจัยได้ทำการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อใช้เป็นแนวทางในการทำวิจัย ดังนี้

2.1.1.1 การพยากรณ์ (Forecast)

การนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์นั้น จะต้องทำการพยากรณ์ความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของประเทศไทยเสียก่อน ซึ่ง สมโชติ รัตนผุสดีกุล (2527) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์ในการนำก๊าซมีเทนจากก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงแทนน้ำมันเตาในโรงงานอุตสาหกรรม ได้ทำการหาสมการถดถอยและเส้นถดถอย (Regression Equation and Regression Lines) โดยใช้วิธีกำลังสองน้อยที่สุด (Least Square Method) ในการพยากรณ์ปริมาณการใช้น้ำมันเตาในอนาคตของประเทศไทย โดยใช้ข้อมูลตั้งแต่ปี พ.ศ. 2516 ถึง พ.ศ. 2524 โดยมีรูปแบบสมการ ดังนี้

$$Y = a + bX$$

โดย a = จุดตัด (Intercept)

b = ความชัน (Slope)

Y = ปริมาณการใช้น้ำมันเตา (ลิตร)

X = ปริมาณความต้องการใช้กระแสไฟฟ้าแต่ละปี (กิโลวัตต์ชั่วโมง)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

นอกจากการพยากรณ์ความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์แล้ว ต้องทำการพยากรณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของประเทศไทยด้วย เพื่อที่ว่าจะได้ทราบถึงมูลค่าต้นทุนการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของประเทศไทย โดย กันยา ธาราไชย (2545) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตเชื้อเพลิงแอลกอฮอล์จากอ้อยและ/หรือกากน้ำตาลในประเทศไทย ทำการคาดการณ์ราคาขายส่งน้ำมันสำเร็จรูปในอนาคต ปี พ.ศ. 2544 ถึง พ.ศ. 2558 โดยใช้ข้อมูลของการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย ที่ได้จัดทำประมาณการราคาปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2544 เพื่อใช้ในการวางแผนวิสาหกิจการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปี พ.ศ. 2546 ถึง พ.ศ. 2550) แต่เนื่องจากข้อมูลประมาณการราคาขายส่งของการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยมีเพียงช่วงปี พ.ศ. 2544 ถึง พ.ศ. 2555 เท่านั้น จึงทำการประมาณการราคาในช่วงปี พ.ศ. 2556 ถึง พ.ศ. 2568 ให้มีค่าคงที่เท่ากับราคาที่ประมาณการในปี พ.ศ. 2555

ในงานวิจัย จะอาศัยแนวทางดังกล่าวในการพยากรณ์ปริมาณความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ รวมทั้งราคาของน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 ถึง พ.ศ. 2588

2.1.1.2 ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost and Benefit)

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการจำเป็นที่จะต้องทราบต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการนั้นๆ ซึ่ง เกรียงศักดิ์ ตั้งตรงคิด (2528) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการตั้งโรงงานผลิตไฮโดรเจนเปอร์ออกไซด์จากมีเธน ต้นทุนของโครงการ ประกอบด้วย ค่าที่ดิน ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบไฟฟ้าและประปา ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์การผลิต ค่าครุภัณฑ์และเครื่องใช้ในสำนักงาน ค่ายานพาหนะ ค่าแรงงาน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการผลิต และค่าวัตถุดิบ น้ำ ไฟฟ้า ส่วนผลประโยชน์คือ เงินที่ได้รับจากการขายไฮโดรเจนเปอร์ออกไซด์ กันยา ธาราไชย (2545) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตเชื้อเพลิงแอลกอฮอล์จากอ้อยและ/หรือกากน้ำตาลในประเทศไทย ต้นทุนของโครงการประกอบด้วย เงินลงทุนในสินทรัพย์คงที่ ได้แก่ ค่าเครื่องจักรอุปกรณ์ ค่าติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์ ค่าก่อสร้างอาคารโรงงานและสำนักงาน ค่าบริการวิศวกรรม ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์บำบัดน้ำเสีย ค่าใช้จ่ายอื่นๆ เงินทุนหมุนเวียน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าบำรุงรักษา ได้แก่ ค่าวัตถุดิบ ค่าวัสดุและเคมีภัณฑ์ ค่าแรงงาน ค่าสาธารณูปโภค ค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน ค่าบำรุงรักษาเครื่องจักรและอุปกรณ์ ค่าประกันภัย ค่าเสื่อมราคา และค่าขนส่ง ส่วนผลประโยชน์ของโครงการประกอบด้วย เงินที่ได้รับจากการขายเอทานอล กับผลพลอยได้ของโครงการคือ ชานอ้อย และก๊าซชีวภาพ ที่สามารถนำไปขายให้แก่โรงงานน้ำตาลได้

ในงานวิจัย จะอาศัยแนวทางดังกล่าวในการคิดต้นทุนและผลประโยชน์ โดยจะพยายามให้ครอบคลุมต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นทั้งหมด

2.1.1.3 อัตราคิดลด (Discount Rate)

เนื่องจากการวิจัยครั้งนี้ มีการพยากรณ์มูลค่าทั้งมูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ที่ประเทศไทยใช้และมูลค่าของพลังงานไฮโดรเจนในด้านต้นทุนและผลประโยชน์ในอนาคตไปอีก 40 ปี ดังนั้นการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost - Benefit Analysis : CBA) ในการที่จะรับหรือปฏิเสธโครงการต้องใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจลงทุนแบบปรับค่าของเวลา เนื่องจากผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการจะเกิดขึ้นในระยะเวลาต่างๆ กันตลอดอายุของโครงการ โดยผลประโยชน์และต้นทุนจะทำการปรับค่าให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน (Present Value) โดยใช้อัตราคิดลดในการคำนวณหักส่วนลด (Discounting) และเนื่องจากงานวิจัยได้แบ่งการวิเคราะห์เชิงปริมาณออกเป็น 2 ส่วนคือ การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Analysis) และการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน (Financial Analysis) ดังนั้น การใช้อัตราคิดลด จึงมี 2 ค่า ซึ่ง เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์ (2545) ที่ทำการศึกษาผลตอบแทนทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก กรณีระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ก๊าซธรรมชาติและชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง ได้ใช้อัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลอายุ 18 ปีที่ร้อยละ 6 บวกด้วยส่วนต่างระหว่างอัตราผลตอบแทนระหว่างตราสารหนี้ของเอกชนต่อพันธบัตรรัฐบาลที่ร้อยละ 2 (Thai BDC Monthly Summary, January 2545) รวมเป็นอัตราคิดลดทางการเงินที่ร้อยละ 8 และใช้อัตราคิดลดที่ธนาคารโลกใช้เป็นมาตรฐานในการศึกษาผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ (รายงานของธนาคารโลกเลขที่ 18333-TH, 2541: 63) เป็นอัตราคิดลดทางเศรษฐศาสตร์ที่ร้อยละ 10

ในขณะที่ กันยา ธาราไชย (2545) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตเชื้อเพลิงแอลกอฮอล์จากอ้อยและ/หรือกากน้ำตาลในประเทศไทย กำหนดอัตราคิดลดทางการเงินของโครงการจากค่าของทุนถัวเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) โดยมีวิธีการคำนวณ ดังนี้

$$\text{WACC} = \text{Cost of Debt} + \text{Cost of Equity}$$

$$= \left\{\frac{(1-T)\times D}{D+E}\right\}\times Rd + \left\{\frac{E}{D+E}\right\}\times \text{Re}$$

โดย Rd = Cost of Debt คือ ต้นทุนในส่วนของการกู้ยืม

D = Debt คือ มูลค่าของหนี้สิน

E = Equity คือ มูลค่าของทุน

Re = Cost of Equity คือ ต้นทุนเงินลงทุนสำหรับผู้ถือหุ้น

T = อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล เท่ากับร้อยละ 30

ต้นทุนเงินลงทุนสำหรับผู้ถือหุ้นของโครงการ ใช้ข้อมูลต้นทุนสำหรับผู้ถือหุ้นของการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยในปี พ.ศ. 2543 โดยใช้วิธีการคำนวณจากสูตร CAPM (Capital Asset Pricing Model) คือ

$$Re = Rf + \beta(Rm - Rf)$$

โดย Rf = Risk Free Rate เท่ากับร้อยละ 7.13

Rm = Return on Market เท่ากับร้อยละ 15.73

β = Beta Leverage คือค่า Coefficient of Variability มีค่า 0.833

ดังนั้น ต้นทุนเงินลงทุนสำหรับผู้ถือหุ้น (Re) ที่ได้จากการคำนวณเท่ากับร้อยละ 14.29

สำหรับต้นทุนในส่วนของการกู้ยืม (Rd) พิจารณาจากอัตราดอกบี้ยพันธบัตรรัฐวิสาหกิจไทยระยะยาวที่มีอายุตั้งแต่ 10 ปีขึ้นไป ซึ่งออกจำหน่ายในช่วงปี พ.ศ. 2543 พบว่ามีค่าเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 6.555

ดังนั้น WACC มีค่าเท่ากับ ร้อยละ 9.44 เป็นอัตราคิดลดทางการเงิน

กำหนดอัตราคิดลดทางเศรษฐศาสตร์ จากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรระยะยาวรัฐวิสาหกิจไทย (Average Enterprise Bond) ที่มีอายุตั้งแต่ 10 ปีขึ้นไป โดยพิจารณาจากพันธบัตรรัฐวิสาหกิจที่ออกจำหน่ายในช่วงปี พ.ศ. 2543 ได้อัตราคิดลดทางเศรษฐศาสตร์ที่ร้อยละ 6.555

ซึ่งแตกต่างจาก ธนวดี ศุภตโลวัฒนา (2546) ที่ทำการศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ที่กล่าวว่าอัตราคิดลดจะขึ้นอยู่กับค่าของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้กับค่าอัตราเงินเฟ้อที่เกิดขึ้นจริงในปีนั้นๆ เนื่องจากเงินที่ใช้จ่ายในการลงทุน ณ ปัจจุบันสำหรับโครงการใดก็ตามจะไม่สามารถนำเงินจำนวนนั้นไปลงทุนโครงการใหม่ที่เหมือนกันในวงเงินที่เท่ากันในอนาคตได้ ถ้าอยู่ในสภาวการณ์ที่มีค่าอัตราเงินเฟ้อสูง โดยใช้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 และ 7 ทั้งในกรณีการวิเคราะห์ทางด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์

ในงานวิจัย จะใช้อัตราคิดลดที่แตกต่างกันระหว่างการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน และการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

2.1.1.4 ต้นทุนและผลประโยชน์ทางอ้อม (Indirect Cost Benefit)

นอกจากการใช้อัตราคิดลดที่แตกต่างกันระหว่างการวิเคราะห์ทางด้านการเงินและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ การวิเคราะห์ทั้งสองแบบนี้ยังมีความแตกต่างกันในเรื่องของการคิดต้นทุนและผลประโยชน์ทางอ้อมของโครงการด้วย โดยในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะต้องนำต้นทุนและผลประโยชน์ทางอ้อมเหล่านี้มาคิดด้วย ในขณะที่การวิเคราะห์ทางการเงินไม่ต้องนำมาคิด

ในผลประโยชน์ทางอ้อมของโครงการ เอกประพันธ์ อักษรพันธ์ (2543) ที่ทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการสาธิตระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน และธนวดี ศุภตโลวัฒนา (2546) ที่ทำการศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน กล่าวถึงผลประโยชน์ทางอ้อมของโครงการที่ไม่ได้อยู่ในการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน เช่น การสร้างจิตสำนึกให้แก่ประชาชนที่อยู่ในแหล่งชุมชนในเรื่องสภาพแวดล้อม การลดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าจากสายส่งสำหรับพื้นที่ที่อยู่ห่างไกล เป็นต้น แต่เนื่องจากการคำนวณผลกระทบดังกล่าวออกเป็นตัวเงินทำได้ยาก ดังนั้นจึงคิดเฉพาะผลตอบแทนทางอ้อมที่สามารถคำนวณเป็นตัวเงินได้ง่าย คือ การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอันเนื่องมาจากการลดการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิง ดังนั้นจึงเป็นการลด CO_2 SO_x และ NO_x ที่ปล่อยออกมา โดยทำการคิดให้เป็นตัวเงินจากต้นทุนที่ใช้ในการกำจัดสารเหล่านั้นรวม 1.00 บาทต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วย โดยแบ่งเป็น ค่าใช้จ่ายในการปลูกและดูแลรักษาป่าเพื่อให้ดูดก๊าซ CO_2 กลับคืน เป็นเงิน 0.36 บาทต่อหน่วย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและติดตั้งระบบกำจัดกำมะถัน (SO_x) ของโรงไฟฟ้า เป็นเงิน 0.50 บาทต่อหน่วย ค่าใช้จ่ายในการแก้ไขระบบเผาไหม้เพื่อลดการเกิด NO_x ของโรงไฟฟ้าคิดเป็นเงิน 0.14 บาทต่อหน่วย (นำข้อมูลมาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2540) และเป็นการลดการใช้เชื้อเพลิงในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด 3.20 บาทต่อหน่วย การลดการใช้ไฟฟ้า 3.00 บาทต่อหน่วย และการประหยัดค่าใช้จ่ายของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในการก่อสร้างระบบ 6,641 บาทต่อกิโลวัตต์ต่อปี

ในส่วนของต้นทุนทางอ้อมของโครงการ เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์ (2545) ที่ทำการศึกษาผลตอบแทนทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก กรณีระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ก๊าซธรรมชาติและชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง ได้ทำการตัดภาษีรายได้นิติบุคคลออกไป และเพิ่มต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อม ที่เท่ากับ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต คูณกับ ต้นทุนทางสิ่งแวดล้อม (0.44 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง: สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, 2544) ในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งไม่มีในการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน

ในงานวิจัย จะคิดต้นทุนและผลประโยชน์ทางอ้อมที่สามารถคำนวณออกมาเป็นตัวเงินให้ได้มากที่สุด

2.1.1.5 ค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซาก (Depreciation and Salvage value)

การคิดค่าเสื่อมราคาก็มีความสำคัญเช่นกันในการวิเคราะห์โครงการ โดยค่าเสื่อมราคาเป็นค่าใช้จ่ายรายปีที่ไม่ได้เกิดขึ้นจริง แต่เป็นค่าใช้จ่ายตัดจ่ายจากเงินลงทุนที่ใช้ในการซื้อสินทรัพย์ถาวร ซึ่งรัฐบาลยอมให้นำมาตัดจ่ายเป็นค่าใช้จ่ายรายปี เพื่อประโยชน์ทางด้านภาษี และถ้าสินทรัพย์ถาวรมีอายุการใช้งานมากกว่าอายุของโครงการ มูลค่าที่เหลือจากค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ถาวรนั้นจะเรียกว่ามูลค่าซาก ซึ่งจะนำมารวมเป็นผลประโยชน์ของโครงการในปีสุดท้าย ซึ่ง กันยา ธาราไชย (2545) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตเชื้อเพลิงแอลกอฮอล์จากอ้อยและ/หรือกากน้ำตาลในประเทศไทย ใช้การคิดค่าเสื่อมราคาในงานวิจัย โดยกำหนดค่าเสื่อมราคาตามประมวลรัษฎากรว่าด้วยการหักค่าสึกหรอและค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ (ฉบับที่ 149) พ.ศ. 2527 โดยอายุโครงการกำหนดไว้ 15 ปี ดังนั้นจะมีมูลค่าซากของอาคารโรงงานและสำนักงานเท่ากับ ค่าเสื่อมราคา 5 ปี โดยค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซากจะมีแค่เฉพาะการวิเคราะห์ทางด้านการเงินเท่านั้น

ในงานวิจัย จะทำการคิดค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซากในการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน โดยอาศัยแนวทางดังกล่าว

2.1.1.6 ตัวประกอบปรับค่า (Conversion Factor)

เนื่องจากการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ จะใช้ราคาที่แน่นอนเพื่อสะท้อนถึงมูลค่าที่แท้จริงทางสังคมหรือทางเศรษฐศาสตร์ (True Social or Economic Values) ดังนั้นราคาบางอย่างอาจต้องเปลี่ยนแปลงเพื่อให้เห็นมูลค่าทางสังคมหรือเศรษฐศาสตร์ที่แท้จริง ราคาที่นำมาใช้นั้นเรียกว่า “ราคาเงา” หรือ “ราคาในทางบัญชี” (Shadow or Accounting Prices) ส่วนการวิเคราะห์ทางด้านการเงินจะนำเอา “ราคาตลาด” (Market Price) มาใช้ในการประเมิน ซึ่งจะรวมเอาภาษีและเงินอุดหนุนเข้าไว้ด้วย และเพื่อที่จะให้ง่ายต่อการหาราคาเงา จึงมีการใช้ตัวประกอบปรับค่าในการปรับค่าราคาตลาด ให้เป็นราคาเงา ซึ่ง เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์ (2545) ที่ทำการศึกษาผลตอบแทนทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก กรณีระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ก๊าซธรรมชาติและชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง ใช้ตัวประกอบปรับค่าของบรรษัทอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (สัมภาษณ์, 2544) ที่ทำการศึกษากรณีของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2541 ดังนี้

Standard Conversion Factor (SCF)	0.940
Construction Conversion Factor (CCF)	0.925
Transportation Conversion Factor (TCF)	0.926
Machinery Conversion Factor (MCF)	0.970
Land Conversion Factor (LCF)	0.940
Pre-Operating Expenses Conversion Factor (FCF)	0.940

ในขณะที่ กันยา ธาราไชย (2545) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตเชื้อเพลิงแอลกอฮอล์จากอ้อยและ/หรือกากน้ำตาลในประเทศไทย ใช้ผลการศึกษาของธนาคารโลก ซึ่งได้ศึกษาตัวประกอบปรับค่าสำหรับการวิเคราะห์โครงการในประเทศไทยในปี พ.ศ. 2523 ดังนี้

ตัวประกอบปรับค่ามาตรฐาน	0.92
ตัวประกอบปรับค่าสินค้าบริโภค	0.95
ตัวประกอบปรับค่าสินค้าขั้นกลาง	0.94
ตัวประกอบปรับค่าสินค้าทุน	0.84
ตัวประกอบปรับค่าการก่อสร้าง	0.88
ตัวประกอบปรับค่าไฟฟ้า	0.90
ตัวประกอบปรับค่าการขนส่ง	0.87
ตัวประกอบปรับค่าแรงงาน	0.92

ในงานวิจัย จะใช้ตัวประกอบปรับค่าของหน่วยงานที่ทำการศึกษาการวิเคราะห์โครงการกรณีของประเทศไทยที่ใหม่ที่สุด

2.1.1.7 ตัวบ่งชี้ของโครงการ (Indicators of Project Worth)

เมื่อได้ตัวเลขที่เหมาะสมสำหรับการวิเคราะห์ทางด้านการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์แล้ว ในการตัดสินใจว่าโครงการจะมีความเหมาะสมที่จะลงทุนหรือไม่นั้น จะต้องอาศัยตัวบ่งชี้ของโครงการมาเป็นเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน ซึ่ง สุรีย์พร พานิชอัตรา (2540) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำคิรีธารแบบสูบกลับ และเอกประพันธ์ อักษรพันธ์ (2543) ที่ทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการสาธิตระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ได้ใช้ตัวบ่งชี้ของโครงการ 3 ตัว คือ

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)
2. อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio : BCR)
3. อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR)

นรินทร์ ตระกูลจินดารัตน์ (2546) ที่ทำการศึกษาผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพโดยวิธีฝังกลบขยะมูลฝอย กรณีศึกษาที่ฝังกลบขยะมูลฝอยอำเภอกำแพงแสน จังหวัดนครปฐม และธนวดี ศุภตโลวัฒนา (2546) ที่ทำการศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ได้จำแนกตัวบ่งชี้อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการออกเป็น 2 ประเภทเพื่อความชัดเจน คือ

3.1 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์
(Economic Internal Rate of Return : EIRR)

3.2 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน
(Financial Internal Rate of Return : FIRR)

ในขณะที่ เกรียงศักดิ์ ตั้งตรงคิด (2528) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการตั้งโรงงานผลิตไฮโดรเจนเปอร์ออกไซด์จากมีเธน นอกจากจะใช้ตัวบ่งชี้โครงการทั้ง 3 ตัวที่ได้กล่าวไปแล้ว ยังมีการใช้ตัวบ่งชี้โครงการอีกตัวหนึ่ง เป็นตัวบ่งชี้โครงการตัวที่ 4 คือ

4. ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

ในงานวิจัย จะอาศัยแนวทางดังกล่าวในการนำมาเป็นตัวบ่งชี้ของโครงการ โดยจะใช้ NPV BCR EIRR FIRR และ Payback Period

2.1.1.8 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

ในขั้นตอนสุดท้ายของการวิเคราะห์ทางด้านการเงินและด้านเศรษฐศาสตร์ จำเป็นที่จะต้องมีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ โดยการพิจารณาว่าถ้าข้อมูลหรือปัจจัยสำคัญบางตัวในโครงการเปลี่ยนแปลงไปแล้วจะส่งผลกระทบให้ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์โครงการเปลี่ยนไปหรือไม่ อย่างไร ซึ่ง สุรีย์พร พานิชอัตรา (2540) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำคิรีธารแบบสูบกลับ ได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวโดยการเปลี่ยนแปลงต้นทุนในการก่อสร้างออกเป็น 3 กรณี คือ กรณีต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำคิรีธารแบบสูบกลับเพิ่มขึ้น ในอัตราร้อยละ 10 กรณีต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สลดลง ในอัตราร้อยละ 10 และกรณี

ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำคิรีธารแบบสูบกลับเพิ่มขึ้น ในอัตราร้อยละ 10 และต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สลดลง ในอัตราร้อยละ 10

เอกประพันธ์ อักษรพันธ์ (2543) ที่ทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการสาธิตระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวโดยการกำหนดทั้งต้นทุนและผลประโยชน์ออกเป็น 3 กรณี คือ กรณีกำหนดให้ต้นทุนลดลดร้อยละ 30 โดยผลประโยชน์คงที่ กรณีกำหนดให้ต้นทุนคงที่ โดยผลประโยชน์เพิ่มขึ้นร้อยละ 100 และกรณีกำหนดให้ต้นทุนลดลงร้อยละ 30 โดยผลประโยชน์เพิ่มขึ้นร้อยละ 100

นรินทร์ ตระกูลจินดารัตน์ (2546) ที่ทำการศึกษาผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพโดยวิธีฝังกลบขยะมูลฝอย กรณีศึกษาที่ฝังกลบขยะมูลฝอยอำเภอกำแพงแสน จังหวัดนครปฐม ได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวโดยการกำหนดความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันออกเป็น 3 กรณี คือ กรณีผลิตไฟฟ้า 6,000 ชั่วโมงต่อปี กรณีผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็น 7,000 ชั่วโมงต่อปี และกรณีที่ผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 6,000 ชั่วโมงต่อปีและต้นทุนผันแปรเพิ่มขึ้น

จะเห็นได้ว่า การวิเคราะห์ความอ่อนไหว สามารถกำหนดข้อมูลหรือปัจจัยสำคัญบางตัวในโครงการให้เปลี่ยนแปลงไปได้หลายแนวทาง โดยในงานวิจัยจะอาศัยแนวทางดังกล่าวในการกำหนดข้อมูลที่สำคัญให้มีการเปลี่ยนแปลง เพื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการให้ดีที่สุด

โดยสามารถสรุปวิธีการศึกษา จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง แสดงเป็นตารางได้ดังตารางที่ 2.1

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 2.1 การศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ประเด็น	งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
1. การพยากรณ์ (Forecast)	1. สมโชติ รัตนผุสดีกุล (2527) ใช้สมการถดถอยและเส้นถดถอยโดยใช้วิธีกำลังสองน้อยที่สุด พยากรณ์ปริมาณการใช้น้ำมันเตา 2. กันยา ธาราไชย (2545) คาดการณ์ราคาน้ำมันในอนาคต โดยใช้ข้อมูลการคาดการณ์ราคาน้ำมันขายส่งในอนาคตของการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย
2. ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost and Benefit)	1. เกรียงศักดิ์ ตั้งตรงคิด (2528) ต้นทุนประกอบด้วย ค่าที่ดิน ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบไฟฟ้าและประปา ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์การผลิต ค่าครุภัณฑ์และเครื่องใช้ในสำนักงาน ค่ายานพาหนะ ค่าแรงงาน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการผลิต และค่าวัตถุดิบ น้ำ ไฟฟ้า ส่วนผลประโยชน์ ประกอบด้วย เงินที่ได้รับจากการขายไฮโดรเจนเปอร์ออกไซด์ 2. กันยา ธาราไชย (2545) ต้นทุนของโครงการประกอบด้วย เงินลงทุนในสินทรัพย์คงที่ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าบำรุงรักษา ส่วนผลประโยชน์ของโครงการประกอบด้วย เงินที่ได้รับจากการขายเอทานอล กับผลพลอยได้ของโครงการคือชานอ้อย และก๊าซชีวภาพ ที่สามารถนำไปขายให้แก่โรงงานน้ำตาล
3. อัตราคิดลด (Discount Rate)	1. เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์ (2545) กำหนดอัตราคิดลดทางการเงินโดยใช้อัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลอายุ 18 ปีบวกด้วยส่วนต่างระหว่างอัตราผลตอบแทนระหว่างตราสารหนี้ของเอกชนต่อพันธบัตรรัฐบาล และกำหนดอัตราคิดลดทางเศรษฐศาสตร์โดยใช้อัตราคิดลดที่ธนาคารโลกใช้ 2. กันยา ธาราไชย (2545) กำหนดอัตราคิดลดทางการเงินของโครงการจากค่าของทุนถัวเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) และกำหนดอัตราคิดลดทางเศรษฐศาสตร์ จากอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรระยะยาวรัฐวิสาหกิจไทยที่มีอายุตั้งแต่ 10 ปีขึ้นไป 3. ธนวดี ศุภโลวัฒนา (2546) อัตราคิดลดจะขึ้นอยู่กับค่าของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้กับค่าอัตราเงินเฟ้อที่เกิดขึ้นจริงในปีนั้นๆ

ตารางที่ 2.1 (ต่อ) การศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ประเด็น	งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
4. ต้นทุนและผลประโยชน์ทางอ้อม (Indirect Cost Benefit)	1. เอกประพันธ์ อักษรพันธ์ (2543) และธนวดี ศุภตโลวัฒนา (2546) คิดผลประโยชน์ทางอ้อมเฉพาะที่สามารถคำนวณเป็นตัวเงินได้ง่าย 2. เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์ (2545) ทำการตัดภาษีรายได้นิติบุคคลออกไป และเพิ่มต้นทุนทางด้านสิ่งแวดล้อม ในการคิดต้นทุนทางอ้อม
5. ค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซาก (Depreciation and Salvage value)	1. กันยา ธาราไชย (2545) กำหนดค่าเสื่อมราคาตามประมวลรัษฎากรว่าด้วยการหักค่าสึกหรอและค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ (ฉบับที่ 149) พ.ศ. 2527 โดยค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซากจะมีแค่เฉพาะการวิเคราะห์ทางด้านการเงินเท่านั้น
6. ตัวประกอบปรับค่า (Conversion Factor)	1. เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์ (2545) ใช้ตัวประกอบปรับค่าของบรรษัทอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ที่ทำการศึกษากรณีของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2541 2. กันยา ธาราไชย (2545) ใช้ผลการศึกษาของธนาคารโลก ซึ่งได้ศึกษาตัวประกอบปรับค่าสำหรับการวิเคราะห์โครงการในประเทศไทยในปี พ.ศ. 2523
7. ตัวบ่งชี้ของโครงการ (Indicators of Project Worth)	1. สุรีย์พร พานิชอัตรา (2540) เอกประพันธ์ อักษรพันธ์ (2543) ใช้ตัวบ่งชี้ของโครงการ 3 ตัวคือ NPV BCR IRR และเกรียงศักดิ์ ตั้งตรงคิด (2528) มีการใช้ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เป็นตัวบ่งชี้โครงการตัวที่ 4 2. นรินทร์ ตระกูลจินดารัตน์ (2546) และธนวดี ศุภตโลวัฒนา (2546) จำแนกตัวบ่งชี้อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการออกเป็น 2 ประเภทเพื่อความชัดเจน คือ EIRR และ FIRR
8. การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)	1. สุรีย์พร พานิชอัตรา (2540) เปลี่ยนแปลงต้นทุนในการก่อสร้างออกเป็น 3 กรณี 2. เอกประพันธ์ อักษรพันธ์ (2543) กำหนดต้นทุนและผลประโยชน์ออกเป็น 3 กรณี 3. นรินทร์ ตระกูลจินดารัตน์ (2546) กำหนดความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันออกเป็น 3 กรณี

ที่มา : จากการศึกษาเปรียบเทียบของผู้วิจัย

2.1.2 ผลการศึกษา

ในงานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อเป็นแนวทางในการทำวิจัย โดยพบว่า พลังงานไฮโดรเจนจะสามารถแข่งขันได้ตั้งแต่ปี ค.ศ. 2020 – 2030 หรือ พ.ศ. 2563 – 2573 เป็นต้นไป โดยต้องได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาล รวมทั้งการเห็นความสำคัญในเรื่องของมลภาวะทางอากาศ สิ่งแวดล้อม และความมั่นคงทางด้านพลังงาน ดังนี้

วิทยา ยงเจริญ (2547) กล่าวใน “Position Paper for Hydrogen for Future Fuels” ในงาน The Workshop on Foresighting Future Fuel Technology ว่า ถึงแม้ว่าต้นทุนในการผลิตพลังงานไฮโดรเจนจะสูงถ้าเทียบกับน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบัน แต่ถ้าทำการรวมต้นทุนภายนอกที่น้ำมันเชื้อเพลิงทำให้เกิดมลภาวะต่ออากาศและสิ่งแวดล้อม จะพบว่าพลังงานไฮโดรเจนที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติ หรือพลังงานทดแทน (Renewable Energy) ซึ่งจะไม่ปล่อยมลพิษออกมาเลยในการทำงาน จะมีต้นทุนที่ไล่เลี่ยกับน้ำมันเชื้อเพลิง โดยกล่าวว่า ไฮโดรเจนเหลว (Liquid Hydrogen) ที่ผลิตจาก ก๊าซธรรมชาติ 50% และพลังงานทดแทน 50% ราคาของไฮโดรเจนเหลวที่ได้จะเท่ากับราคาของน้ำมันเชื้อเพลิงที่ขายในประเทศเยอรมัน ที่ 10 ยูโรเซนต์ต่อ kWh (กิโลวัตต์ชั่วโมง) แต่การใช้ก๊าซไฮโดรเจนจะสามารถลดมลพิษได้ประมาณ 16% โดยปัจจัยที่สนับสนุนในการพัฒนาและการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้ คือ การให้ความสำคัญกับสภาพภูมิอากาศของโลก ความมั่นคงทางด้านพลังงาน และการเติบโตของเศรษฐกิจรวมทั้งประชากรของโลก

ซึ่งในงานศึกษาของต่างประเทศ เช่น Seth Dunn (2002) ในเรื่อง “Hydrogen Futures: Toward a Sustainable Energy System” ก็ได้กล่าวเช่นกันว่า ปัจจัยในการสนับสนุนการใช้พลังงานไฮโดรเจน คือ ความกังวลเกี่ยวกับปัญหามลภาวะทางอากาศในเมือง สภาพภูมิอากาศของโลก และความมั่นคงทางด้านพลังงาน โดยรัฐบาลต้องเข้ามามีส่วนสำคัญในการสนับสนุน พัฒนาให้เกิด เศรษฐกิจที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นพลังงานหลัก (Hydrogen Economy) ขึ้นมา รวมทั้งเปลี่ยนแปลงการผลิตที่ผลิตไฮโดรเจนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลกว่า 99% มาเป็นการผลิตจากพลังงานทดแทนมากขึ้น เพื่อความมั่นคงของพลังงาน เนื่องจากพลังงานทดแทนสามารถนำมาใช้ได้ไม่มีวันหมด รวมทั้งไม่มีมลพิษจากการใช้งาน เนื่องจากไฮโดรเจนไม่มีคาร์บอนอยู่ในส่วนประกอบ ดังนั้นจึงไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) รวมทั้งไม่มีการปล่อย ฝุ่นละออง (particulate matter : PM) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ออกมา รวมทั้งการใช้ไฮโดรเจนโดยตรงในเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) จะเป็นวิธีที่รวดเร็ว และประหยัดต้นทุนมากที่สุด โดยไม่ต้องผ่านการสกัดจากน้ำมันเชื้อเพลิงหรือเมทา

นอล ดังที่รัฐบาลให้ความสนใจอยู่ ซึ่งวิธีที่น่าสนใจในระยะยาวคือ การสกัดไฮโดรเจนจากการใช้กระแสไฟฟ้าในการแยกน้ำออกเป็นอะตอมของไฮโดรเจนกับออกซิเจน โดยในปัจจุบันมีการใช้วิธีนี้ประมาณ 4% ของทั้งหมด ซึ่งวิธีนี้มีต้นทุนสัมฤทธิภาพ (Cost-Effective) ในการผลิตในปริมาณที่น้อย แต่ยังไม่มีประสิทธิภาพในการผลิตในปริมาณมาก โดยเป็นผลมาจากต้นทุนของไฟฟ้าที่ใช้ โดยพบว่ามีต้นทุนสูงกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลประมาณ 3 ถึง 5 เท่า รวมทั้งเครื่องจักรที่ใช้มีราคาแพง แต่อย่างไรก็ตาม เมื่อมีการยอมรับพลังงานไฮโดรเจนมากขึ้นในอนาคต ก็จะทำให้ต้นทุนในการผลิตต่ำลง จากการผลิตแบบจำนวนมาก (Mass Production) รวมทั้งใช้พลังงานจากลมและแสงอาทิตย์เข้ามาช่วยในการสกัดไฮโดรเจน หรือในงานศึกษาของ Heather L. Maclean and Lester B. Lave (2003) ในเรื่อง “Evaluating Automobile Fuel/Propulsion System Technologies” ได้กล่าวว่า ไม่มีพลังงานใดที่จะดีในทุกๆอย่าง โดยต้องทำการตัดสินใจว่าจะเลือกอะไรจึงจะดีที่สุด เช่น ระหว่างราคาที่น้ำมันเชื้อเพลิงในปัจจุบันได้เปรียบ หรือการลดมลภาวะในอากาศที่พลังงานไฮโดรเจนได้เปรียบ โดยในด้านของการดูผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ได้ใช้วิธีการ LCA (Life Cycle Assessment) Methods ซึ่งเมื่อเทียบกับการใช้พลังงานตัวอื่นๆ แล้ว พบว่า ถึงแม้ในช่วงประสิทธิภาพจากบ่อถึงถังเก็บ (Well to Tank: WTT) ของพลังงานไฮโดรเจนจะต่ำ แต่ประสิทธิภาพจากถังเก็บถึงล้อ (Tank to Wheel: TTW) ของพลังงานไฮโดรเจนจะสูง และการปล่อยก๊าซที่ก่อให้เกิดสภาวะเรือนกระจก พลังงานไฮโดรเจนจะปล่อยออกมาน้อยที่สุด ซึ่งพลังงานไฮโดรเจนจากน้ำที่ผลิตจากพลังงานทดแทนจำพวกพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ จะไม่มีการปล่อยมลพิษออกมาเลย โดยจะมีแค่น้ำและความร้อนออกมาเท่านั้น ซึ่งดีต่อสิ่งแวดล้อมมากที่สุด โดยถ้าในอนาคตมีการให้ความสำคัญกับการลดมลภาวะทางอากาศ เช่น สภาวะเรือนกระจกอย่างเอาจริงเอาจัง รวมทั้งการที่ราคาของเชื้อเพลิงที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบันเพิ่มมากขึ้น 2 เท่า มีการพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีอย่างต่อเนื่อง การใช้พลังงานไฮโดรเจนก็จะเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด แต่อย่างไรก็ตามต้องได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาลด้วย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

2.2 ทฤษฎีและแนวความคิดที่เกี่ยวข้อง

2.2.1 การวิเคราะห์โครงการ

การวิเคราะห์โครงการเป็นวิธีการคัดเลือกการลงทุนแบบเป็นกรณีโดยกรณีไป องค์ประกอบหลักของการวิเคราะห์คือ การระบุรายการและการตีมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการทั้งหมด แล้วนำมาวิเคราะห์ภายใต้เกณฑ์การตัดสินใจลงทุน (Investment Decision Criteria) แบบต่างๆ เพื่อบ่งชี้ว่าโครงการใดมีความเหมาะสมต่อการลงทุนต่อไป โดยโครงการที่ได้รับการคัดเลือกแล้วนั้นจะเป็นโครงการที่มีการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพที่สุด และก่อให้เกิดคุณค่าสูงสุดต่อวัตถุประสงค์ ทั้งนี้ความขาดแคลนและหายากของทรัพยากรดังกล่าว จะถูกแสดงออกมาในรูปของราคาเงา (Shadow Price) หรือค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) ของทรัพยากรนั้นๆ ถ้าหากทรัพยากรยิ่งขาดแคลนและหายากมากเท่าใด ก็จะทำให้ราคาเงามีแนวโน้มสูงขึ้นมากเท่านั้น

การวิเคราะห์โครงการโดยทั่วไปจะประกอบด้วยการวิเคราะห์ในเรื่องต่างๆ ดังนี้[1]

1. การวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค (Technical Analysis) เป็นการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางเทคนิคของโครงการ โดยควรจะพิจารณาถึงรูปแบบทางเทคนิคในทางเลือกต่างๆ ซึ่งจะบรรลุถึงวัตถุประสงค์ของโครงการ ณ ต้นทุนที่ต่ำที่สุด รูปแบบที่เลือกมาควรมีเทคโนโลยีที่เหมาะสมที่สุดพร้อมกับวิธีการก่อสร้างที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด รูปแบบโครงการจะต้องมีความยืดหยุ่นเพื่อให้สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงที่อาจเกิดขึ้น และโครงการไม่ควรก่อให้เกิดผลในทางลบต่อสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ควรทำการวิเคราะห์ด้วยว่าองค์ประกอบต่างๆ มีความสัมพันธ์กันอย่างไรทั้งภายในโครงการกับโครงการอื่นๆในพื้นที่เดียวกัน และโครงการจะต้องรวมเอาความต้องการด้านการดำเนินการและบำรุงรักษาเมื่อโครงการจบสิ้นลงแล้วเข้าไว้ด้วย
2. การวิเคราะห์ทางด้านสังคม (Social Analysis) การวิเคราะห์ทางด้านสังคม จะพิจารณาการเปลี่ยนแปลงที่คาดว่าจะเกิดขึ้น (Expected Changes) จากโครงการต่อสิ่งแวดล้อมของมนุษย์ (Human Environment) ในรูปขององค์กรทางสังคมและมาตรฐานของการครองชีพ รวมทั้งการเข้าใจกระบวนการทางสังคมที่เกี่ยวข้อง
3. การวิเคราะห์ทางด้านบริหาร (Administration Analysis) เป็นการวิเคราะห์ว่าการจัดรูปแบบองค์กรและการบริหารงานของโครงการควรจะเป็นอย่างไรจึงจะมีความ

---

[1] ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี, เศรษฐศาสตร์การวิเคราะห์โครงการ,(กรุงเทพมหานคร: คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2538), หน้า 41-45.

เหมาะสมและมีประสิทธิภาพดีที่สุด เช่น รูปแบบการบริหารตามโครงการนี้ควรจะเป็นอิสระหรือว่าสังกัดหน่วยงานไหน ถ้าเป็นอิสระควรจะจัดรูปแบบองค์กรและจัดระบบงานอย่างไร ผู้อำนวยการโครงการและเจ้าหน้าที่จะต้องมีความรู้ ความสามารถ และความชำนาญระดับไหน รวมตลอดถึงระเบียบและวิธีการต่างๆ ที่จำเป็นจะเป็นอย่างไรบ้าง เป็นต้น ทั้งนี้ ผู้บริหารคือผู้นำทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดมาผสมผสานกันอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพเพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ที่ต้องการ

4. การวิเคราะห์ด้านสิ่งแวดล้อม (Environmental Analysis) โดยสิ่งแวดล้อมเกี่ยวพันกับเรื่องต่างๆ มากมาย รวมถึงการสาธารณสุขและความปลอดภัยในการประกอบอาชีพ การควบคุมมลพิษทางอากาศ น้ำ และดิน การจัดการที่เหมาะสมกับทรัพยากรธรรมชาติที่เกิดทดแทนใหม่ได้และหมดไป การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ทรัพยากรธรรมชาติโดยวิธีการใช้ให้หลากหลาย การนำกลับมาใช้อีก (Recycling) การอนุรักษ์พืชและสัตว์พันธุ์หายาก และการทำนุบำรุงวัฒนธรรม โดยที่ปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อมในประเทศที่พัฒนาแล้วกับประเทศกำลังพัฒนามีความแตกต่างกันในเรื่องขนาดความรุนแรงมากกว่าเรื่องประเภทของปัญหา ซึ่งการวิเคราะห์ทางด้านสิ่งแวดล้อม จะมีประเด็นต่างๆ ดังนี้
   4.1 การระบุถึงทรัพยากรประเภทที่เกิดทดแทนใหม่ได้ และประเภทที่ใช้แล้วหมดไป ว่าควรจะถูกนำมาใช้กับโครงการหรือไม่ อย่างไร และหากมีการใช้ทรัพยากรเหล่านี้แล้วจะก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบนิเวศวิทยาอย่างๆไร
   4.2 การระบุถึงความอ่อนไหว (Sensitive Analysis) ในระบบนิเวศวิทยาท้องถิ่น ซึ่งอาจได้รับผลในทางลบจากโครงการ
   4.3 การประเมินความเป็นไปได้ทางด้านมลพิษ อันเป็นผลเนื่องมาจากกิจกรรมต่างๆ ของโครงการ
   4.4 การประเมินโดยทั่วไป เพื่อพิจารณาว่าการออกแบบองค์ประกอบหลักๆของโครงการจะมีความยั่งยืนในเชิงนิเวศวิทยามากน้อยเพียงใดในระยะยาว กล่าวคือ จะต้องไม่ใช้ปัจจัยในจำนวนเพิ่มขึ้นอีกเลย เพื่อที่จะคงไว้ในระดับผลผลิตที่กำหนดให้
5. การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน (Economic and Financial Analysis) การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน จะช่วยให้กรอบงานที่เป็นข้อเสนอโครงการทุกด้านได้รับการประเมินแบบประสานอย่างเป็นระบบ ซึ่งผลการวิเคราะห์มีความสำคัญต่อผู้กำหนดนโยบายและหน่วยงานที่สนับสนุนทางการเงิน เพราะเป็นการบ่งชี้ถึงความสมเหตุสมผลสำหรับการตัดสินใจที่จะรับหรือปฏิเสธโครงการเพื่อการลงทุน โดยการ

คัดเลือกโครงการควรพิจารณาทางเลือกที่ดีที่สุดในรูปของความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน (Economic and Financial Worthiness) ซึ่งการประเมินโครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์และทางด้านการเงินมีความแตกต่างกัน ดังนี้

5.1 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ จะใช้ราคาที่แน่นอนเพื่อสะท้อนถึงมูลค่าที่แท้จริงทางสังคมหรือทางเศรษฐศาสตร์ (True Social or Economic Values) โดยมูลค่าต้นทุนจะสะท้อนถึงต้นทุนค่าเสียโอกาสของทรัพยากรนั้นๆ ส่วนมูลค่าผลประโยชน์จะสะท้อนถึงความเต็มใจจ่ายของผู้บริโภคเป็นหลัก โดยในบางกรณีราคาตลาดของทรัพยากรและผลผลิตของโครงการนั้นๆ สามารถนำมาคิดคำนวณได้เลย เพราะได้สะท้อนมูลค่าที่แท้จริงแล้ว แต่ในบางกรณีราคาตลาดอาจไม่ใช่ราคาที่สะท้อนถึงมูลค่าที่แท้จริง จึงต้องเปลี่ยนแปลงเพื่อให้เห็นมูลค่าทางสังคมหรือเศรษฐศาสตร์ที่แท้จริง ราคาที่นำมาใช้นั้นเรียกว่า “ราคาเงา” (Shadow Prices) โดยมีวิธีการปรับค่าดังนี้

- สินค้าและบริการที่ซื้อขายระหว่างประเทศได้ จะมีมูลค่าเท่ากับราคา ณ ท่าเรือ (FOB หรือ CIF Price) ปรับด้วยค่าขนส่งทางเศรษฐศาสตร์ และค่าขนถ่ายทางเศรษฐศาสตร์ และปรับด้วยตัวประกอบอัตราแลกเปลี่ยนเงา (Shadow Exchange Rate Factor: SERF) ในกรณีที่มีมูลค่าเป็นเงินตราต่างประเทศ และในประเทศมีการใช้อัตราแลกเปลี่ยนคงที่
- สินค้าและบริการที่ไม่มีการซื้อขายระหว่างประเทศ จะมีมูลค่าเท่ากับราคาตลาดปรับด้วยตัวประกอบปรับค่าของสินค้าหรือบริการนั้นๆ หรือตัวประกอบปรับค่ามาตรฐานในกรณีที่หาค่าตัวประกอบปรับค่าเฉพาะค่านั้นๆ ไม่ได้ หรือในกรณีที่มูลค่าของสินค้าและบริการนั้นๆ มีมูลค่าเพียงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับมูลค่าทั้งหมดของโครงการ

ส่วนการวิเคราะห์ทางด้านการเงินจะนำเอา “ราคาตลาด” (Market Price) มาใช้ในการประเมิน ซึ่งจะรวมเอาภาษีและเงินอุดหนุนเข้าไว้ด้วย

5.2 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ จะถือว่า “ภาษี” และ “เงินอุดหนุน” เป็นรายการเงินโอน (Transfer Payment) โดยภาษีเป็นส่วนหนึ่งของผลประโยชน์รวมของโครงการ ซึ่งโอนไปให้กับสังคมโดยส่วนรวมเพื่อใช้จ่ายต่อไป ส่วนเงินอุดหนุนคิดเป็นต้นทุนต่อสังคม เนื่องจากเงินอุดหนุนเป็นค่าใช้จ่ายของสังคมที่ใช้ไปในการดำเนินงานโครงการ ในขณะที่การวิเคราะห์ทางการเงิน การปรับค่าดังกล่าวไม่มีความจำเป็น เพราะถือว่าภาษีเป็นต้นทุนและเงินอุดหนุนเป็นผลตอบแทนของโครงการ

5.3 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ ดอกเบี้ยของทุนจะไม่ถูกแยกและหักออกจากผลตอบแทนเบื้องต้น ทั้งนี้เพราะรายการดอกเบี้ยนี้เป็นส่วนหนึ่งของผลตอบแทนต่อเงินลงทุนที่มีไว้ให้สังคมโดยส่วนรวม ส่วนการวิเคราะห์ทางการเงิน ดอกเบี้ยจ่ายให้กับแหล่งเงินทุนภายนอกจัดได้ว่าเป็นต้นทุนค่าใช้จ่าย จะต้องนำมาหักออกก่อนที่จะหาเป็นกระแสผลประโยชน์ ดอกเบี้ยที่จ่ายให้กับผู้ที่ร่วมโครงการ (Project Entity) จะไม่นำมาคิดว่าเป็นต้นทุน แต่เป็นส่วนหนึ่งของผลตอบแทนทางการเงินซึ่งเป็นผู้ที่ร่วมโครงการได้รับ

2.2.2 การวัดความคุ้มค่าของโครงการ

การตัดสินใจที่จะเลือกโครงการใดโครงการหนึ่งเพื่อการลงทุนขึ้นอยู่กับความคุ้มค่าของโครงการนั้นๆ (Project Worthiness) โดยเปรียบเทียบกันระหว่างผลประโยชน์ (Benefit) กับต้นทุน (Cost) ของโครงการ ทั้งในรูปของการวิเคราะห์โครงการเพื่อพิจารณาความเหมาะสมและความเป็นไปได้ ทั้งทางด้านการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์ แต่ประเด็นที่น่าสนใจอยู่ที่ว่าจะวัดผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการนั้นได้อย่างไร โดยถ้าหากสามารถวัดผลประโยชน์และต้นทุนในเชิงปริมาณได้ การวิเคราะห์โครงการก็จะเป็นไปตามวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost - Benefit Analysis : CBA)

2.2.3 การกำหนดต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ

การวัดต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการนั้นจะต้องคำนึงถึงคำถาม 2 ประการคือ ใครเป็นผู้ตัดสินใจ (Who are The Decisionmakers?) และวัตถุประสงค์ของเขาเหล่านั้นคืออะไร (What are Their Objectives?) ต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกี่ยวเนื่องกับการตัดสินใจจะแตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับว่าเป็นการพิจารณาจากแง่มุมของบุคคลโดยตรงหรือสังคมโดยรวม หรืออาจกล่าวได้ว่าเป็นการชี้ให้เห็นความแตกต่างระหว่างการวิเคราะห์ทางด้านการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์ นั่นคือ การวิเคราะห์ทางด้านการเงินใช้ต้นทุนและผลประโยชน์ที่วัดหรือนับจากแง่มุมของบุคคลหรือหน่วยงานต่างๆ ส่วนการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ใช้ต้นทุนและผลประโยชน์ที่วัดหรือนับจากแง่มุมของสังคมโดยรวม

ต้นทุนและผลประโยชน์จะถูกกำหนดโดยวัตถุประสงค์ของโครงการที่ได้ตั้งไว้ กล่าวคือ ต้นทุน หมายถึง มูลค่าของสิ่งของหรือทรัพยากรที่ใช้ในการผลิตของโครงการตามวัตถุประสงค์ที่ระบุ

ไว้ในโครงการ ส่วนผลประโยชน์ หมายถึง ผลตอบแทนที่เกิดจากโครงการโดยตรงตามวัตถุประสงค์และเป้าหมายเบื้องต้นของโครงการ ซึ่งการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ยึดเอากำไรสูงสุดเป็นเพียงวัตถุประสงค์เดียวสำหรับบุคคลและกิจการธุรกิจของเอกชน ในทำนองเดียวกันกับรายได้หรือการบริโภคประชาชาติสูงที่สุดก็จัดว่าเป็นวัตถุประสงค์โดยทั่วไปสำหรับประเทศชาติโดยส่วนรวม ทั้งนี้นิยามของวัตถุประสงค์สำหรับการวิเคราะห์ทางด้านการเงินจะอยู่ในรูปของเงินตราหรือหน่วยของเงินตรา (Money Term) ส่วนนิยามของวัตถุประสงค์สำหรับการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์จะต้องอยู่ในรูปที่แท้จริง (Real Term) หรือคุณลักษณะทางกายภาพที่มีตัวตนสามารถจับต้องได้ของสินค้าและบริการ ซึ่งวิธีการวัดต้นทุนและผลประโยชน์สามารถสรุปได้ดังนี้[2]

1. ต้นทุน ผลประโยชน์ทางตรงและทางอ้อม (Direct and Indirect Cost Benefit)

ต้นทุนทางตรงของโครงการ (Direct Cost) หมายถึง มูลค่าของสิ่งของหรือทรัพยากรที่ใช้ในการผลิตของโครงการตามวัตถุประสงค์และเป้าหมายเบื้องต้นของโครงการ ซึ่งในการก่อสร้างและดำเนินงานโครงการหนึ่งๆ จำเป็นต้องใช้ปัจจัยการผลิตหลายประเภท แต่ความต้องการปัจจัยเหล่านี้จะมากหรือน้อยแค่ไหน สามารถกำหนดได้ด้วยการศึกษาทางด้านเทคนิคและวิชาการ

ต้นทุนทางอ้อมของโครงการ (Indirect Cost) หมายถึง ค่าใช้จ่ายหรือมูลค่าที่เกิดจากผลพวงของการมีโครงการหรือความเสียหายที่กลุ่มคนได้รับจากโครงการโดยไม่มีการจ่ายชดเชย (Compensation) ซึ่งสามารถกำหนดและวัดได้โดยการสำรวจและสัมภาษณ์ผู้ที่ได้รับผลกระทบจากการมีโครงการนั้นๆ

ผลประโยชน์ทางตรงของโครงการ (Direct Benefit) หมายถึง มูลค่าของสินค้าหรือบริการที่เกิดขึ้นตรงตามวัตถุประสงค์และเป้าหมายของการมีโครงการ เช่น หากโครงการประสงค์จะเพิ่มผลผลิตแล้วผลผลิตที่เพิ่มขึ้นนั้นเนื่องมาจากการมีโครงการเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีโครงการก็จะเป็นผลประโยชน์ทางตรงของโครงการนั้น หรือหากโครงการประสงค์จะลดหรือประหยัดต้นทุน ต้นทุนที่สามารถประหยัดได้ก็จะจัดว่าเป็นผลประโยชน์ทางตรงของโครงการเช่นกัน

ผลประโยชน์ทางอ้อมของโครงการ (Indirect Benefit) หมายถึง ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นนอกเหนือจากวัตถุประสงค์และเป้าหมาย ซึ่งผู้ได้รับผลประโยชน์เหล่านี้ไม่จำเป็นต้องเข้ามามีส่วนในการลงทุนก่อสร้างหรือดำเนินงานโครงการแต่อย่างใด

---

[2] ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี, เศรษฐศาสตร์การวิเคราะห์โครงการ,(กรุงเทพมหานคร: คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2538), หน้า 70-84.

2. ต้นทุน ผลประโยชน์ภายในและภายนอก (Internal and External Cost Benefit)

โครงการนอกจากจะก่อให้เกิดต้นทุนและผลประโยชน์ภายในแล้ว ยังสามารถนำไปสู่ต้นทุนและผลประโยชน์ภายนอกได้อีกด้วย ซึ่งมีความจำเป็นที่จะต้องมีการประมาณต้นทุนและผลประโยชน์ภายนอกไปรวมกับต้นทุนและผลประโยชน์ทางตรงของโครงการ เพื่อว่าต้นทุนและผลประโยชน์นั้นๆ จะเป็นหนึ่งของโครงการอย่างแท้จริง ซึ่งการกระทำดังกล่าวเป็นกระบวนการที่ยากในเชิงทฤษฎีและอาจผิดพลาดได้ง่าย ดังนั้นแทนที่จะรวมต้นทุนและผลประโยชน์ภายนอกเข้าไว้ในการวิเคราะห์องค์การระหว่างประเทศจึงได้ใช้วิธีแปลงค่าต้นทุนและผลประโยชน์ภายนอกให้เป็นต้นทุนและผลประโยชน์ทางตรงในการวิเคราะห์โครงการ โดยอาศัย “ราคาเงา” เป็นพื้นฐาน (Based on Shadow Prices) กล่าวคือ ต้นทุนและผลประโยชน์ที่เป็นมูลค่าเพิ่ม (Value Added) ซึ่งเกิดขึ้นภายนอกโครงการจะกลายเป็นผลลัพธ์ของโครงการลงทุนทุกรายการ ในการวิเคราะห์จึงต้องตีค่าด้วยค่าเสียโอกาสหรือด้วยความเต็มใจที่จะจ่ายของผู้บริโภค (Consumer’s Willingness to pay) เพื่อขจัดรายการเงินโอนทั้งหมด เมื่อเป็นเช่นนี้จึงไม่จำเป็นต้องมีรายการต้นทุนและผลประโยชน์ภายนอกเพราะจะทำให้เกิดการนับซ้ำขึ้น

3. ต้นทุน ผลประโยชน์ที่มีตัวตนและที่ไม่มีตัวตน (Tangible and Intangible Cost Benefit)

โครงการส่วนใหญ่มักจะมีต้นทุนและผลประโยชน์ที่ไม่มีตัวตน ซึ่งผลประโยชน์ที่ไม่มีตัวตนรวมถึงการสร้างโอกาสการมีงานทำใหม่ๆ สุขภาพอนามัยที่ดีขึ้น การลดลงของการเสียชีวิตของเด็กทารก ความเป็นปึกแผ่นของชาติหรือแม้กระทั่งการป้องกันประเทศ ผลประโยชน์ที่ไม่มีตัวตนเหล่านี้ไม่จำเป็นต้องตีค่า เพราะว่าเป็นมูลค่าที่แท้จริงและสะท้อนค่าที่เป็นจริงอยู่แล้ว (Real and Reflect True Values) แต่เพื่อผลประโยชน์ชนิดนี้ อาจจะต้องปรับเปลี่ยนวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ตามปกติให้เป็นวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนต่ำสุด (Least-Cost Analysis) ทั้งนี้เพราะว่าผลประโยชน์ที่ไม่มีตัวตนนี้จะเป็นปัจจัยสำคัญในการคัดเลือกโครงการด้วย ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องพยายามกำหนดและประเมินมูลค่าผลประโยชน์เหล่านี้ให้มากที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้อย่างรอบคอบระมัดระวัง

ต้นทุนที่ไม่มีตัวตนที่อาจจะเกิดขึ้นจริงในโครงการได้ เช่น ต้นทุนที่เกิดขึ้นถ้าหากโครงการนำไปสู่มลพิษที่เพิ่มขึ้น ความสมดุลทางนิเวศวิทยาถูกทำลาย คุณค่าทิวทัศน์ที่สวยงามต้องสูญเสียไป หรือการไปทำลายแบบแผนดั้งเดิมของชีวิตครอบครัว โดยแม้ว่าจะเป็นไปได้ยากหรือเป็นไปไม่ได้ในการตีค่าต้นทุนที่ไม่มีตัวตน แต่ต้นทุนที่ไม่มีตัวตนเหล่านี้ก็ควรที่จะได้รับการนับรวมด้วย และการตีค่าก็ควรจะทำอย่างระมัดระวัง เพราะในท้ายที่สุดการตัดสินใจทุกโครงการจะต้องนำเอาปัจจัยด้านที่ไม่มีตัวตนเข้ามาร่วมพิจารณาด้วย ตามวิธีการประเมินผลแบบนามธรรม (Subjective Evaluation) ซึ่งต้นทุน

ที่ไม่มีตัวตนอาจมีนัยสำคัญและผลประโยชน์ที่ไม่มีตัวตนอาจมีส่วนสนับสนุนสำคัญต่อวัตถุประสงค์หลายประการของโครงการ

2.2.4 ค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซาก

ค่าเสื่อมราคา (Depreciation) จัดว่าเป็นเงินทุนภายในที่สำคัญประเภทหนึ่ง สินทรัพย์ถาวรที่มีตัวตนเท่านั้นที่จะนำมาคำนวณค่าเสื่อมราคา เพราะค่าเสื่อมราคาเป็นการหักค่าใช้สินทรัพย์ถาวรในแต่ละปี เนื่องจากสินทรัพย์ถาวรต้องจ่ายเงินทุนในการซื้อเป็นจำนวนสูง แต่ใช้ได้หลายปี เมื่อใช้ไปจะมีการเสื่อมสภาพตามอายุการใช้ ได้แก่ อาคาร โรงงาน เครื่องจักร รถยนต์ เป็นต้น (ยกเว้นที่ดิน ที่ไม่คิดค่าเสื่อมราคา เนื่องจากที่ดินเป็นสินทรัพย์ที่ไม่มีการเสื่อมสภาพและราคาที่ดินมีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นตลอดเวลา) จึงต้องหักค่าเสื่อมราคาของการใช้เพื่อสะสมไว้ซื้อสินทรัพย์ถาวรชิ้นใหม่ ค่าเสื่อมราคาที่สะสมไว้นี้ เมื่อยังไม่ได้นำไปซื้อสินทรัพย์ถาวรชิ้นใหม่ สามารถนำมาใช้เป็นเงินทุนสำหรับหมุนเวียนในกิจการได้

มูลค่าซาก (Salvage value) หมายถึง มูลค่าที่คาดว่าจะขายสินทรัพย์ถาวรนั้นได้เมื่อหมดอายุการใช้งาน หักด้วยค่ารื้อถอนและค่าใช้จ่ายในการจำหน่ายสินทรัพย์นั้น (ถ้ามี)

มูลค่าเสื่อมราคาทั้งสิ้น หมายถึง ราคาต้นทุนเดิมของสินทรัพย์ที่มีการเสื่อมสภาพ หรือราคาอื่นที่นำมาใช้แทนซึ่งปรากฏอยู่ในงบการเงิน หักด้วยมูลค่าซากที่ได้ประมาณไว้

มูลค่าเสื่อมราคาทั้งสิ้น = ราคาทุนของสินทรัพย์ - มูลค่าซาก

อายุการใช้งาน (Useful life) หมายถึง ระยะเวลาที่กิจการคาดว่าจะใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ถาวรนั้นๆ

วิธีคิดค่าเสื่อมราคา

การคิดค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์ถาวรมีได้หลายวิธีที่ใช้กัน ค่าเสื่อมราคาที่ได้ในแต่ละวิธีก็จะทำให้มีเงินทุนภายในสะสมเพิ่มขึ้นเป็นจำนวนแตกต่างกัน แต่เมื่อกิจการได้เลือกวิธีการคำนวณค่าเสื่อมราคาวิธีใดแล้ว ก็จำเป็นต้องใช้วิธีนั้นอย่างสม่ำเสมอทุกงวดบัญชี จะเปลี่ยนแปลงวิธีการคำนวณค่าเสื่อมราคาได้ก็ต่อเมื่อได้รับอนุมัติจากอธิบดีกรมสรรพากร ตัวอย่างเช่น บริษัทรับเหมาก่อสร้างแห่งหนึ่งซื้อเครื่องจักรมาใหม่มูลค่า 25,800 บาท โดยคาดว่ามีอายุการใช้งาน 5 ปี และมีมูลค่าซากในปลายปีที่ 5

มูลค่า 800 บาท ธุรกิจจึงได้กระจายมูลค่าการใช้งานของเครื่องจักร โดยคิดค่าเสื่อมราคาแต่ละปี ซึ่งวิธีคิดค่าเสื่อมราคาสามารถคิดได้หลายวิธี ได้แก่

1. วิธี Straight - Line เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาโดยเฉลี่ยมูลค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ให้เป็นค่าเสื่อมราคาในแต่ละปีเท่าๆกัน ตลอดอายุการใช้งานของสินทรัพย์ถาวรนั้นๆ สูตรในการคำนวณค่าเสื่อมราคา มีดังนี้

ค่าเสื่อมราคาต่อปี = (ราคาทุนของสินทรัพย์ - ราคาซาก) / อายุการใช้งาน

มูลค่าเครื่องจักร	25,800	บาท
มูลค่าซาก	800	บาท
มูลค่าเครื่องจักรหลังหักมูลค่าซาก	25,000	บาท
อายุการใช้งาน	5	ปี

ฉะนั้น ค่าเสื่อมราคาต่อปี คือ 25,000 / 5 = 5,000 บาท

2. วิธี Double - Declining Balance (DDB) เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาอีกวิธีหนึ่ง โดยคิดในปีแรกๆ สูงกว่าปีหลังๆ วิธีนี้เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่ง นั่นคือ คิดเป็น 2 เท่าของวิธี Straight - Line และค่าเสื่อมราคาแต่ละปีก็จะนำจำนวน 2 เท่าของวิธี Straight - Line นี้ไปคูณกับมูลค่าเครื่องจักรที่หักค่าเสื่อมราคาแต่ละปีออกแล้ว ดังนั้น จากในตัวอย่างเดิม

วิธี Straight - Line หักค่าเสื่อมปีละ 1/5 × (5,000/25,000) ของมูลค่าเครื่องจักรหลังหักมูลค่าซาก

วิธี Double - Declining Balance (DDB) จึงหักค่าเสื่อมปีละ (1/5) × 2 = 2/5 เท่าของเครื่องจักรหลังหักมูลค่าซาก และหักค่าเสื่อมแต่ละปีออกแล้ว ดังนี้

ปีที่ 1 ค่าเสื่อมราคาจึงเป็น 2/5 × (25,000) = 10,000 บาท

ปีที่ 2 ค่าเสื่อมราคาจึงเป็น 2/5 × (15,000) = 6,000 บาท

ปีที่ 3 ค่าเสื่อมราคาจึงเป็น 2/5 × (9,000) = 3,600 บาท

และเนื่องจากปีที่ 3 ค่าเสื่อมราคาต่ำกว่าการคิดแบบ Straight - Line ปีที่ 4 และ 5 จึงนำมูลค่าเครื่องจักรที่เหลือหาร 2 จึงเป็นปีละ 5,400/2 = 2,700 บาท

3. วิธี Units - of - Production Method เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาตามความเป็นจริง ถ้าเครื่องจักรผลิต 1,000 หน่วยก็คือค่าเสื่อมราคา 1,000 หน่วย ถ้าปีต่อมาผลิต 2,000 หน่วย ก็แสดงว่าใช้เครื่องจักรมากขึ้น ก็ต้องคิดค่าเสื่อมราคามากขึ้น เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาตามจำนวนหน่วยที่ผลิตได้ (หน่วยของสินค้าที่ผลิตโดยใช้เครื่องจักรนั้น) ในแต่ละงวด ดังนั้น จึงต้องคำนวณว่าเครื่องจักรนี้ ตลอดอายุจะสามารถผลิตผลผลิตได้รวมทั้งหมดกี่หน่วย และแต่ละหน่วยของผลผลิตจะทำให้เครื่องจักรเสื่อมราคาเท่าใด จากนั้นจะสามารถหาได้ว่าแต่ละงวดการผลิต จะเกิดค่าเสื่อมราคาของเครื่องจักรนี้เท่าใด

จากตัวอย่างเดิม สมมุติ เครื่องจักรนี้ผลิตสินค้าทั้งหมดได้ 5,000 หน่วย ฉะนั้น

ค่าเสื่อมราคาต่อหน่วยผลผลิต = (25,800 - 800) / 5,000

= 5 บาท

ถ้าปีแรกผลิตสินค้าได้ 1,000 หน่วย แสดงว่าค่าเสื่อมราคาเครื่องจักรปีแรก = 5 x 1,000 = 5,000 บาทและปีต่อ ๆ ไปก็คำนวณเช่นเดียวกันนี้

4. วิธี Sum of Years' Digits เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่งเช่นกัน คือ ค่าเสื่อมราคาในปีแรกๆจะมากและค่อยๆลดลงในปีหลังๆ อัตรานี้นำมาคำนวณค่าเสื่อม คือ สัดส่วนของจำนวนปีที่เหลือของอายุการใช้งานของเครื่องจักร ต่อ จำนวนปีของอายุการใช้งานที่เหลือรวมกัน นั่นคือ

ปีที่ 1 อายุการใช้งานที่เหลือของเครื่องจักร คือ 5 ปี

ปีที่ 2 อายุการใช้งานที่เหลือของเครื่องจักร คือ 4 ปี

ปีที่ 3 อายุการใช้งานที่เหลือของเครื่องจักร คือ 3 ปี

ปีที่ 4 อายุการใช้งานที่เหลือของเครื่องจักร คือ 2 ปี

ปีที่ 5 อายุการใช้งานที่เหลือของเครื่องจักร คือ 1 ปี

ฉะนั้น จำนวนปีของอายุการใช้งานที่เหลือรวมกัน คือ 5+4+3+2+1 = 15 ดังนั้น

ค่าเสื่อมราคาปีที่ 1 = 5/15 × (25,000) = 8,333 บาท

ค่าเสื่อมราคาปีที่ 2 = 4/15 × (25,000) = 6,667 บาท

ค่าเสื่อมราคาปีที่ 3 = 3/15 × (25,000) = 5,000 บาท

ค่าเสื่อมราคาปีที่ 4 = 2/15 × (25,000) = 3,333 บาท

ค่าเสื่อมราคาปีที่ 5 = 1/15 × (25,000) = 1,667 บาท

จากวิธีการคิดค่าเสื่อมราคาวิธีต่าง ๆ ทั้ง 4 วิธีที่กล่าวมาข้างต้นนี้ ในแต่ละบริษัทไม่จำเป็นว่าต้องคิดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธีการแบบเดียวกันหมด ทั้งนี้ แล้วแต่แนวคิดของบริษัทนั้น ๆ ว่าเป็นแนวคิดไหน และผู้บริหารจะรู้ว่าเงินทุนภายในมาจากค่าเสื่อมราคาเท่าไร

2.2.5 อัตราคิดลด

จากการที่เกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุนแบบปรับค่าของเวลาทั้ง 3 วิธี คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน จะต้องอาศัยอัตราคิดลดในการคำนวณ และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ จะต้องอาศัยอัตราคิดลดในการเปรียบเทียบ เพื่อใช้ในการตัดสินใจว่าจะเลือกลงทุนในโครงการนั้นหรือไม่ ดังนั้นจะเห็นได้ว่าอัตราคิดลดมีความสำคัญอย่างยิ่งในการวิเคราะห์โครงการ ผลการวิเคราะห์โครงการมีโอกาสเบี่ยงเบนไปได้มากหากอัตราคิดลดที่ใช้ไม่เหมาะสม เช่น หากเลือกใช้อัตราคิดลดน้อย โอกาสที่โครงการนั้นจะได้รับการตัดสินใจลงทุนก็จะมีมาก ซึ่งนักเศรษฐศาสตร์ตระหนักในความสำคัญข้อนี้ จึงได้มีการแสดงความคิดเห็นเกี่ยวกับบทบาท หน้าที่ ในการกำหนดอัตราส่วนลด ซึ่งความคิดเห็นค่อนข้างหลากหลายและบางความเห็นก็ขัดแย้งกัน อย่างไรก็ตามหากพิจารณาตามแนวคิดพื้นฐานในการวิเคราะห์โครงการ อัตราคิดลดที่เหมาะสมควรจะเป็นค่าเสียโอกาสของทุนในระบบเศรษฐกิจ (Opportunity Cost of Capital) หรือผลตอบแทนของการใช้ทุนไปในทางเลือกอื่นที่ดีที่สุด ในกรณีการวิเคราะห์โครงการทางด้านการเงิน อัตราคิดลดที่ใช้ควรจะเป็นอัตราดอกเบี้ยจากการ

กู้ยืม เนื่องจากโครงการที่ใช้การวิเคราะห์ทางการเงินส่วนใหญ่จะเป็นโครงการของเอกชน ซึ่งจะมีรายรับหรือผลประโยชน์ของโครงการเป็นตัวเงินที่แท้จริง เงินทุนที่นำมาใช้เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการจะเป็นเงินทุนที่มีอยู่แล้วหรือเงินทุนที่กู้ยืมมา ดังนั้นอัตราดอกเบี้ยจากการกู้ยืมน่าจะสะท้อนถึงค่าเสียโอกาสของทุนได้เป็นอย่างดี ในส่วนของโครงการที่ใช้การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์นั้นจะแสดงอัตราคิดลดที่เป็นต้นทุนค่าเสียโอกาสของทุน เนื่องจากโครงการที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ส่วนใหญ่จะเป็นโครงการของรัฐ ซึ่งรายรับหรือผลประโยชน์ของโครงการส่วนใหญ่จะไม่ใช่ตัวเงินที่แท้จริง เงินทุนที่นำมาใช้เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการก็หามาได้จากหลายแหล่ง เช่น เงินภาษี เงินบริจาค เงินจากการออกพันธบัตร เป็นต้น ดังนั้นอัตราคิดลดที่จะสะท้อนถึงต้นทุนค่าเสียโอกาสของเงินทุนเหล่านี้จึงเป็นไปได้หลายแนวคิด โดยที่โครงการของภาครัฐมีจุดประสงค์ที่จะก่อให้เกิดประโยชน์สุขต่อสังคม อัตราคิดลดที่ใช้ในการวิเคราะห์โครงการของภาครัฐ จึงถูกเรียกว่าอัตราคิดลดทางสังคม (Social Rate of Discount) ซึ่งควรจะยึดถือความต้องการหรือความพอใจของสังคมเป็นตัววัดค่าเสียโอกาสของทุนเป็นหลัก โดยแนวความคิดในการเลือกใช้อัตราคิดลดทางสังคมพอจะสรุปได้เป็น 2 แนวคิด[3] คือ อัตราคิดลดทางสังคมควรเป็นอัตราที่แสดงถึงอัตราชดเชยของการบริโภคต่างเวลาทางสังคม (Social Rate of Time Reference) ซึ่งหมายถึงอัตราเปรียบเทียบความพอใจในการบริโภคของสังคมในอนาคตกับการบริโภคของสังคมในปัจจุบัน อัตราดังกล่าวคืออัตราที่ถูกกำหนดจากความพอใจของสังคม และอัตราคิดลดทางสังคมควรเป็นอัตราที่แสดงถึงอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนหน่วยเพิ่มของภาคเอกชน (Social Rate of Opportunity Cost) โดยการที่รัฐจะนำเอาทรัพยากรส่วนหนึ่งของสังคมมาใช้ในโครงการของรัฐย่อมก่อให้เกิดต้นทุนค่าเสียโอกาสขึ้นกับสังคม นั่นคือภาคเอกชนไม่สามารถนำเอาทรัพยากรจำนวนดังกล่าวไปใช้ในโครงการลงทุนภาคเอกชนได้ ดังนั้นอัตราคิดลดทางสังคมจึงควรจะสะท้อนถึงต้นทุนค่าเสียโอกาสทางสังคม

เนื่องจากแนวความคิดเกี่ยวกับอัตราคิดลดยังมีความขัดแย้งกันอยู่ และการคำนวณหาค่าอัตราคิดลดจากแนวความคิดต่างๆทำได้ยาก ดังนั้นในทางปฏิบัติผู้วิเคราะห์โครงการทางเศรษฐศาสตร์ที่เลือกใช้แนวความคิดของอัตราคิดลดที่แสดงถึงอัตราชดเชยการบริโภคต่างเวลาของสังคม จะเลือกใช้อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาว ส่วนผู้วิเคราะห์โครงการที่เลือกใช้แนวความคิดของอัตราคิดลดที่สะท้อนถึงต้นทุนค่าเสียโอกาสของสังคม จะเลือกใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่ำสุดของภาคเอกชน ซึ่งการพิจารณาเลือกใช้อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวเป็นอัตราคิดลดในการวิเคราะห์โครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์ดูจะเหมาะสมกว่าในสมมุติฐานที่ว่าเงินทุนของภาครัฐสามารถจัดหามาได้โดย

---

[3] เยาวเรศ ทับพันธุ์, การประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์,(กรุงเทพมหานคร: คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2541), หน้า 91-99.

การออกพันธบัตรรัฐบาล ดังนั้นอัตราดอกเบี้ยพันธบัตรระยะยาวน่าจะสะท้อนถึงค่าเสียโอกาสของทุนได้เป็นอย่างดี

สำหรับประเทศกำลังพัฒนา อัตราคิดลดที่ใช้ในการวิเคราะห์โครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์จะเลือกใช้ระหว่างร้อยละ 8 – 15 เนื่องจากในทางปฏิบัติการคำนวณค่าเสียโอกาสของทุนทำได้ยาก Gittinger (1982) จึงแนะให้ใช้หลัก Rule of Thumb นั่นคือเลือกใช้อัตราคิดลดร้อยละ 12 ซึ่งเป็นอัตราคิดลดที่นิยมใช้และเป็นที่ยอมรับโดยทั่วไป อย่างไรก็ตามวิธีที่เหมาะสมอีกวิธีหนึ่งก็คือ การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis) ที่อัตราคิดลดระหว่างร้อยละ 8 – 15 เช่น ร้อยละ 12 และร้อยละ 15 เป็นต้น

อย่างไรก็ตามการวิเคราะห์โครงการยังมีปัจจัยเรื่องอายุของโครงการเข้ามาเกี่ยวข้อง หากกำหนดให้อายุโครงการยาวนานขึ้นก็จะส่งผลให้ผลตอบแทนมีมากขึ้นไปด้วย ดังนั้นการเลือกใช้อัตราคิดลดน่าจะมีความสัมพันธ์กับอายุโครงการ ดัง Marglin (1969: 47-63) ได้เสนอแนวคิดที่ว่าอัตราคิดลดในการวิเคราะห์โครงการของภาครัฐควรจะเป็นอัตราคิดลดสังเคราะห์ (Synthetic Discount Rate) ซึ่งคำนวณมาจากองค์ประกอบต่างๆ คือ อัตราคิดลดทางสังคม (Social Rate of Discount) ที่สะท้อนถึงผลตอบแทนส่วนเพิ่มของการบริโภคจากการลงทุนของภาครัฐ อัตราผลตอบแทนทางสังคมของการลงทุนภาคเอกชน ผลกระทบจากการลงทุนของภาครัฐที่ทำให้ภาคเอกชนลงทุนลดลง (Crowding Out Effect) และอัตราการนำเอาผลประโยชน์หรือผลลัพธ์ (Output) จากการลงทุนของภาครัฐไปลงทุนต่อโดยภาคเอกชน (Reinvestment Rate)

ตามสมมุติฐานที่ Marglin นำเสนอนั้น อัตราส่วนลดสังเคราะห์ที่คำนวณได้จะมีค่าลดลงเมื่ออายุโครงการมากขึ้น เช่น อายุโครงการ 10 ปี อัตราคิดลดจะเป็นร้อยละ 12 อายุโครงการ 20 ปี อัตราคิดลดจะเป็นร้อยละ 8 อายุโครงการ 30 ปี อัตราคิดลดจะเป็นร้อยละ 7 หากอายุโครงการมากกว่า 50 ปีขึ้นไป อัตราคิดลดจะเป็นร้อยละ 6 ซึ่งให้เหตุผลได้ว่าหากโครงการของภาครัฐได้นำทรัพยากรของประเทศที่จำกัดมาใช้โดยจะให้ผลตอบแทนในระยะสั้นหรืออายุโครงการสั้นแล้ว อัตราผลตอบแทนก็ควรจะมีค่าสูงกว่าในกรณีที่อายุโครงการยาวกว่า เนื่องจากทรัพยากรของประเทศมีจำกัดหากนำมาใช้ในปัจจุบันและส่งผลประโยชน์แค่ในระยะสั้น หมายความว่าชนรุ่นหลังจะไม่ได้รับประโยชน์อันนั้น ดังนั้นอัตราผลตอบแทนก็ควรจะสูง แต่ถ้าอายุโครงการยาวขึ้น ชนรุ่นหลังก็มีโอกาสที่จะได้รับประโยชน์ ดังนั้นอัตราผลตอบแทนก็สามารถลดลงได้ ดังนั้นการกำหนดอัตราคิดลดกับอายุโครงการควรจะสอดคล้องกัน อย่างไรก็ตามอัตราคิดลดและอายุโครงการเป็นเพียงปัจจัยหนึ่งของการวิเคราะห์โครงการเท่านั้น วิธีการประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ก็เป็นส่วนประกอบที่สำคัญเช่นกันที่จะกำหนดความถูกต้องของผลการวิเคราะห์โครงการ

2.2.6 เกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน

การวิเคราะห์โครงการทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ จะเน้นถึงผลตอบแทนสุทธิที่มีต่อระบบการเงินหรือเศรษฐกิจโดยรวม เพื่อบรรลุถึงประสิทธิภาพในการจัดสรรทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัด โดยผลการวิเคราะห์จะอยู่ในรูปของผลประโยชน์ที่ได้เทียบกับต้นทุนที่เสียไป หลักเกณฑ์ที่ใช้เปรียบเทียบค่าของโครงการเหล่านี้ แบ่งเป็น 2 ประเภท[4] คือ

1. เกณฑ์การตัดสินใจการลงทุนแบบไม่ปรับค่าเวลา เป็นเกณฑ์การตัดสินใจแบบเก่า สำหรับโครงการที่ลงทุนไม่มากและระยะเวลาของโครงการสั้น เช่น 1 ปี หรือต้องการตรวจสอบอย่างคร่าวๆ ก็สามารถใช้เกณฑ์การตัดสินใจแบบนี้ได้
2. เกณฑ์การตัดสินใจแบบปรับค่าของเวลา จากโดยทั่วไปโครงการส่วนใหญ่ที่มีอายุโครงการมากกว่า 1 ปี ผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการจะเกิดขึ้นในระยะเวลาต่างๆกันตลอดอายุของโครงการ ดังนั้นจึงยากที่จะนำมาเปรียบเทียบกันโดยตรง ซึ่งจะต้องมีการปรับค่าของเวลาการได้มาซึ่งผลประโยชน์และต้นทุนที่จะต้องเสียไปให้เป็นมูลค่าในอนาคตโดยการคิดแบบทบต้น (Compounding) โดยใช้อายุของโครงการเป็นเวลาในอนาคต หรือการปรับให้เป็นมูลค่าในปัจจุบัน (Present Value) โดยการคำนวณหักส่วนลด (Discounting) จึงจะสามารถทำการวินิจฉัยได้ว่าโครงการนั้นจะให้ผลตอบแทนคุ้มค่าหรือไม่

เกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุนแบบปรับค่าของเวลาในการวิเคราะห์โดยทั่วๆไป ใช้ตัวบ่งชี้ของโครงการ 4 ตัว คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ และระยะเวลาคืนทุน ซึ่งแต่ละวิธีมีการคำนวณเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน ดังนี้

2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) คือมูลค่าผลประโยชน์สุทธิที่ได้รับตลอดระยะเวลาของโครงการที่ได้ปรับค่าของเวลาแล้ว ซึ่งอาจมีค่าเป็นบวก เป็นลบ หรือเป็นศูนย์ก็ได้ขึ้นอยู่กับขนาดของมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์รวม (Present Value Benefit : PVB) หักออกด้วยมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม (Present Value Cost : PVC) ของโครงการนั้น

สูตรการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เขียนได้ดังนี้

---

[4] ชัยยศ สันติวงษ์, การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ,(กรุงเทพมหานคร: ไทยวัฒนาพานิช, 2533), หน้า 159-169.

$$NPV = PVB - PVC$$

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

โดย NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

PVB = มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์รวม

PVC = มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม

B_t = ผลประโยชน์ในปีที่ 0, 1, 2, ... , n

C_t = ต้นทุนในปีที่ 0, 1, 2, ..., n

i = อัตราคิดลด

t = ปีของโครงการ

n = อายุของโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจ (Decision Rule) ที่จะยอมรับโครงการว่ามีความเหมาะสมทางด้านเศรษฐกิจและการเงินหรือไม่นั้น ให้ดูที่ NPV คือเมื่อ NPV มีค่ามากกว่าศูนย์ แสดงว่า มูลค่าผลประโยชน์สุทธิมีค่าเป็นบวก ถือว่าโครงการมีความคุ้มค่าเหมาะสมที่จะลงทุนได้

2.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio : BCR) คือ มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ตลอดอายุของโครงการ หารด้วยมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวมตลอดอายุของโครงการนั้น

สูตรการคำนวณอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน เขียนได้ดังนี้

$$BCR = \frac{PVB}{PVC}$$

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

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

โดย BCR = อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน

PVB = มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์รวม

PVC = มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม

B_t = ผลประโยชน์ในปีที่ 0, 1, 2, ... , n

C_t = ต้นทุนในปีที่ 0, 1, 2, ..., n

i = อัตราคิดลด

t = ปีของโครงการ

n = อายุของโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจที่จะยอมรับโครงการว่ามีความเหมาะสมทางด้านเศรษฐกิจและการเงินหรือไม่นั้น ให้ดูที่ BCR คือเมื่อ BCR มีค่ามากกว่าหนึ่ง แสดงว่ามูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์รวมมีค่ามากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม ถือว่าโครงการมีความคุ้มค่าเหมาะสมที่จะลงทุนได้

2.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) คือ ผลตอบแทนของเงินลงทุนตลอดอายุของโครงการคิดเป็นร้อยละ หรืออัตราดอกเบี้ยในกระบวนการคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับศูนย์ เกณฑ์การตัดสินใจนี้มีลักษณะคล้ายกับการหาค่า NPV แต่แตกต่างกันตรงที่เปลี่ยนจาก i ซึ่งเป็นอัตราดอกเบี้ยมาเป็น r หรืออัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ

2.3.1 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return : EIRR) ใช้สำหรับการวิเคราะห์โครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่าเสียโอกาสของทรัพยากรที่นำมาใช้ในโครงการหรืออัตราคิดลด ซึ่งถ้าค่า EIRR มีค่ามากกว่าอัตราคิดลด ถือว่าโครงการมีความคุ้มค่าเหมาะสมที่จะลงทุนได้

2.3.2 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการทางด้านการเงิน (Financial Internal Rate of Return : FIRR) ใช้สำหรับการวิเคราะห์โครงการทางด้านการเงิน เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่าเสียโอกาสของทรัพยากรที่นำมาใช้ในโครงการหรืออัตราคิดลด ซึ่งถ้าค่า FIRR มีค่ามากกว่าอัตราคิดลด ถือว่าโครงการมีความคุ้มค่าเหมาะสมที่จะลงทุนได้

สูตรการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ เขียนได้ดังนี้

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

โดย B_t = ผลประโยชน์ในปีที่ 0, 1, 2, ... , n

C_t = ต้นทุนในปีที่ 0, 1, 2, ..., n

r = อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ

t = ปีของโครงการ

n = อายุของโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจที่จะยอมรับโครงการว่ามีความเหมาะสมทางด้านเศรษฐกิจและการเงินหรือไม่นั้น ให้ดูที่ r คือเมื่อ r มีค่ามากกว่าอัตราคิดลด แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าเหมาะสมที่จะลงทุนได้

2.4 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) คือ ระยะเวลาที่มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิจากการดำเนินงานสะสมมีค่าเท่ากับต้นทุนในการลงทุนของโครงการ

สูตรการคำนวณระยะเวลาคืนทุน เขียนได้ดังนี้

$$\sum_{t=0}^{n} A_t \geq \sum_{t=0}^{n} I_t$$

โดยที่ $$A_t = \frac{B_t - K_t}{(1+i)^t}$$

โดย A_t = ผลประโยชน์สุทธิจากการดำเนินงานในปีที่ 0, 1, 2, ..., n

I_t = ต้นทุนในการลงทุนของโครงการในปีที่ 0, 1, 2, ..., n

B_t = ผลประโยชน์จากการดำเนินงานในปีที่ 0, 1, 2, ... , n

K_t = ต้นทุนจากการดำเนินงานในปีที่ 0, 1, 2, ..., n

i = อัตราคิดลด

t = ปีที่ดำเนินโครงการ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

n = ปีที่ผลประโยชน์สุทธิจากการดำเนินงานเท่ากับต้นทุนในการลงทุนของโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจที่จะยอมรับโครงการว่ามีความเหมาะสมทางด้านเศรษฐกิจและการเงินหรือไม่นั้น ให้ดูที่ ระยะเวลาคืนทุน (n) โดยระยะเวลาคืนทุน ยิ่งเร็วเท่าใด โครงการนั้นก็นับว่ายิ่งดีมากเท่านั้น เพราะทำให้โอกาสเสี่ยงต่อการลงทุนในอนาคตมีน้อยลง และยังสามารถนำผลประโยชน์ที่ได้ไปลงทุนในกิจการอื่นๆ ได้

2.2.7 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis) คือ การพิจารณาว่าถ้าข้อมูลหรือปัจจัยสำคัญบางตัวในโครงการเปลี่ยนแปลงไปแล้วจะส่งผลกระทบให้ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์โครงการเปลี่ยนไปหรือไม่ อย่างไร โดยใช้วิธี Cost – Benefit Analysis ซึ่งเป็นการวิเคราะห์โดยการวัดความคุ้มค่าของโครงการโดยการเปรียบเทียบกันระหว่างผลประโยชน์ (Benefit) กับต้นทุน (Cost) ของโครงการ และใช้เกณฑ์การตัดสินใจการลงทุนแบบปรับค่าของเวลา ซึ่งประกอบด้วย NPV BCR และ IRR โดยตัวแปรที่ใช้ในการวัดมูลค่าผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการทั้งในปัจจุบันและการคาดการณ์ล่วงหน้าในอนาคตมีค่าที่แน่นอน ซึ่งในความเป็นจริงการคาดการณ์เกี่ยวกับอนาคตนั้นจะต้องพิจารณาถึงความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้น และจะทำให้การวิเคราะห์มีโอกาสผิดพลาดได้ถ้าหากโครงการเกี่ยวข้องกับตัวแปรที่กำหนดขึ้นล่วงหน้า ดังนั้นจะต้องมีการวิเคราะห์ซ้ำเพื่อดูว่าจะเกิดอะไรขึ้นถ้าหากเหตุการณ์ต่างๆ ตามที่กำหนดไว้ได้เปลี่ยนแปลงไป

ปัจจัยที่ควรให้ความสนใจในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ[5]

1. ผลผลิตของโครงการ ซึ่งเป็นที่มาของผลประโยชน์ของโครงการ อาจจะมีการคาดการณ์ผลผลิตในปริมาณที่สูง ในกรณีเช่นนี้จะต้องมีการพิจารณาว่า หากผลผลิตเปลี่ยนแปลงไปจากที่คาดการณ์ไว้ จะมีผลต่อมูลค่าผลประโยชน์ของโครงการอย่างไรบ้าง
2. ต้นทุนของโครงการ อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ เช่น ต้องเพิ่มค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

[5] ชัยยศ สันติวงษ์, การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ,(กรุงเทพมหานคร: ไทยวัฒนาพานิช, 2533), หน้า 171.

3. ราคา เนื่องจากราคาที่นำมาใช้ประเมินต้นทุนของโครงการจะใช้ราคาปัจจุบันคงที่ซึ่งอาจจะทำให้ผลประเมินผิดพลาดได้ ซึ่งในความเป็นจริงราคาของปัจจัยการผลิตที่ใช้ประเมินย่อมจะไม่คงที่ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการ
4. ความล่าช้าในการดำเนินโครงการ ทำให้เกิดความเสียหายแก่โครงการได้ เช่น โครงการที่ก่อสร้างไม่เสร็จทันตามกำหนดระยะเวลา ต้องถูกปรับเป็นจำนวนเงินตามระยะเวลาที่ล่าช้า

2.2.8 The Economics of Nonrenewable Resources

ทรัพยากรธรรมชาติที่ใช้แล้วหมดไปไม่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ (Nonrenewable Resources) เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน เป็นต้น จะมี Model ในการวิเคราะห์โดยเฉพาะ ดังนี้[6]

A Simple Model

ณ ที่นี้ ทรัพยากรธรรมชาติที่ใช้แล้วหมดไป คือ น้ำมัน โดยกำหนดให้

R_0 = ปริมาณน้ำมันสำรองที่มีอยู่ในตอนต้น

R_t = ปริมาณน้ำมันสำรองที่มีอยู่ ณ เวลา t โดยที่ t = 0, 1, 2, …, T

q_t = ปริมาณน้ำมันที่ขุดเจาะนำขึ้นมาใช้ ณ เวลา t โดยที่ t = 0, 1, 2, …, T

สมมุติให้ ไม่มีการสำรวจและขุดพบแหล่งน้ำมันใหม่ รวมทั้งไม่มีต้นทุนในการขุดเจาะน้ำมัน

ดังนั้น จะได้ว่า $R_{t+1} = R_t - q_t$ (1)

กำหนดให้ ความพอใจของสังคม (Social Utility Function) คือ $U(q_t)$ โดยที่ $U'(q_t) > 0$ และ $U''(q_t) < 0$ (เป็น Concave Function)

ρ = อัตราส่วนลด

= $1 / (1 + \delta)$

ดังนั้น สมการเป้าหมาย คือ $\text{Max} \sum_{t=0}^{T} \rho^t U(q_t)$

สมการข้อจำกัด คือ $R_0 - \sum_{t=0}^{T} q_t = 0$

ใช้ Lagrangian ในการแก้สมการ หา q_t

[6] Conrad, Jon M, Resource Economics,(MA: Cambridge University Press, 1999), p. 77-88.

$$L = \sum_{t=0}^{T} \rho^t U(q_t) + \mu\left[R_0 - \sum_{t=0}^{T} q_t\right] \quad (2)$$

First – Order Condition with respect to q_t ได้

$$\frac{\partial L}{\partial q_t} = \rho^t U'(q_t) - \mu = 0 \quad (3)$$

และ

$$\frac{\partial L}{\partial \mu} = R_0 - \sum_{t=0}^{T} q_t = 0 \quad (4)$$

จาก (3) เมื่อ t = 0, 1, 2, …, T จะได้ว่า

$$U'(q_0) = \rho U'(q_1) = \rho^2 U'(q_2) = ... = \rho^T U(q_T) = \mu \quad (5)$$

นั่นคือ

$$\rho^t U'(q_t) = \rho^{t+1} U'(q_{t+1})$$

หรือ แทนค่า $\rho = 1/(1+\delta)$ จะได้ว่า

$$U'(q_{t+1}) = (1+\delta)U'(q_t)$$

หรือ $U'(q_t) = (1+\delta)^t U'(q_0)$ (6)

กำหนดให้ $U'(q_t) = p_t$ โดย p_t เป็นราคาของ q_t แทนเข้าไปใน (6) จะได้

$$p_t = (1+\delta)^t p_0 \quad (7)$$

จาก (7) เราจะได้ว่า ราคาที่สูงขึ้นจะขึ้นกับอัตราดอกเบี้ยที่นำมาคำนวณอัตราส่วนลด ซึ่งจะทำให้มูลค่าปัจจุบันมากที่สุด (Hotelling's Rule ,2474)

จาก (7) เราสามารถเขียนได้ว่า $p_{t+1} = (1+\delta)p_t$ หรือ

$$\frac{p_{t+1} - p_t}{p_t} = \delta \quad (8)$$

จาก (8) หมายความว่า มูลค่าส่วนเพิ่มของทรัพยากรธรรมชาติที่ใช้แล้วหมดไป (ในที่นี้คือน้ำมัน) ต้องเท่ากับอัตราดอกเบี้ยที่นำมาคำนวณอัตราส่วนลด

ในด้าน Demand จะเป็นแบบ Inverse Demand Curve : $p_t = D(q_t)$

และสมมุติให้ $D(q_t)$ ไม่เพิ่มเมื่อทำการเพิ่ม q_t : $D'(q_t) \le 0$

และ ราคาลดลงเมื่อเพิ่ม q_t

ดังนั้น เราจะได้ Linear Inverse Demand Curve

$$p_t = a - bq_t \quad (9)$$

และ Constant Elasticity Inverse Demand Curve

$$p_t = aq_t^{-b} \quad (10)$$

โดยที่ $a, b > 0$

รวมทั้ง Elasticity of Demand

$$\eta_t = \left[\frac{\frac{dq_t}{q_t}}{\frac{dp_t}{p_t}} \right] = \left[\frac{p_t}{q_t} * \frac{1}{(dp_t / dq_t)} \right] \tag{11}$$

Extraction and Price Paths in the Competitive Industry

ในตลาดแข่งขันสมบูรณ์ ราคาสูงสุด (Maximum Price or Choke-Off Price) จะเท่ากับจุดตัด (Intercept) คือจุด $p_t = a$ เมื่อ $q_t = 0$ คือไม่มีการขุดเจาะอีกต่อไปเพราะว่าปริมาณสำรองที่มีอยู่หมดลง ณ เวลา T $\left(R_T = q_T = 0\right)$ ดังนั้นราคาจะค่อยๆสูงขึ้นตามอัตราดอกเบี้ยที่นำมาคำนวณอัตราส่วนลด จนกระทั่งในที่สุดเท่ากับ a $(p_T = a)$ หรือ $p_T = a = (1+\delta)^T p_0$

ดังนั้น เราสามารถแก้สมการหาราคาเริ่มต้น (Initial Price) ได้ คือ

$p_0 = a(1+\delta)^{-T}$ นำมาแทนใน (7) ได้

$$p_t = a(1+\delta)^{t-T} \tag{12}$$

และ

$$q_t = (a/b)\left[1-(1+\delta)^{t-T}\right] \tag{13}$$

เนื่องจากปริมาณการขุดเจาะนำขึ้นมาใช้ เท่ากับปริมาณสำรองที่มีอยู่ทั้งหมดในตอนเริ่มแรก ดังนั้นเราสามารถหา T ได้จากแนวคิดนี้ คือ

$$\sum_{t=0}^{T-1} q_t = \sum_{t=0}^{T-1} (a/b)\left[1-(1+\delta)^{t-T}\right] = R_0 \tag{14}$$

Extraction and Price Paths under Monopoly

ในตลาดผูกขาด เมื่อผู้ผูกขาดที่ต้องการรายได้ (Revenue : π) ที่มากที่สุด และรู้รูปแบบของ Inverse Demand Curve ว่าเป็นแบบ Linear (ในกรณีนี้) เราจะได้รายได้ของผู้ผูกขาด ณ เวลา t คือ $\pi_t = p_t q_t = aq_t - bq_t^2$ และจาก Hotelling's Rule ผู้ผูกขาด ในฐานะผู้กำหนดราคา (Price Maker) จะทำการขุดเจาะจนกระทั่งได้รายได้เท่ากับรายได้ส่วนเพิ่มที่หักอัตราส่วนลดแล้ว (to Equate Discounted Marginal Revenue) ดังนั้น จาก รายได้ส่วนเพิ่ม (Marginal Revenue : MR) $MR_t = a - 2bq_t$ จะต้องเพิ่มเท่ากับอัตราดอกเบี้ยที่นำมาคิดอัตราส่วนลด คือ $MR_t = (1+\delta)^t MR_0$ และเมื่อทำการขุดเจาะจนหมดแล้วรายได้ส่วนเพิ่มจะเท่ากับราคา : $MR_T = p_T = a$ เมื่อ $q_T = 0$

ดังนั้น เราสามารถแก้สมการหารายได้ส่วนเพิ่ม ณ เวลาเริ่มต้นได้ คือ

$MR_0 = a(1+\delta)^{-T}$

ทำนองเดียวกับกรณี Competitive Industry จะได้ว่า

$$MR_t = a(1+\delta)^{t-T}$$

และ

$$q_t = [a/(2b)][1-(1+\delta)^{t-T}] \quad (15)$$

และ สามารถหา T ได้จาก

$$\sum_{t=0}^{T-1} q_t = \sum_{t=0}^{T-1} [a/(2b)][1-(1+\delta)^{t-T}] = R_0 \quad (16)$$

2.2.9 New Technology Diffusion Model

การเข้าสู่ตลาดของเทคโนโลยีใหม่ๆ ส่วนแบ่งตลาด (Market Share) ที่เทคโนโลยีนั้นจะได้ จะเป็นไปตาม Logistic Trajectory ที่เขียนเป็นสมการได้ดังนี้[7]

$$\ln\left(\frac{n_t}{N-n_t}\right) = \alpha + \beta(t-t_0)$$

โดยที่

n_t = ส่วนแบ่งตลาดที่เทคโนโลยีทำได้ ณ เวลา t

N = ส่วนแบ่งตลาดทั้งหมดที่เทคโนโลยีสามารถทำได้

t_0 = เวลาที่เทคโนโลยีเข้าสู่ตลาด

α = พารามิเตอร์ ของ Logistic Function แสดงเวลาที่เทคโนโลยีใช้ในกระบวนการแพร่กระจาย (Diffusion) ในตลาด ก่อนที่จะเข้าสู่วิถีโค้ง

β = พารามิเตอร์ ของ Logistic Function แสดงความลาดชันของวิถีโค้ง หรือแสดงความเร็วของการแพร่กระจาย (Speed of Diffusion)

ในกรณีที่เทคโนโลยีสามารถใช้ทดแทนกันได้ หรือมีการแข่งขันกันระหว่างเทคโนโลยีในตลาด ยกตัวอย่างเช่น ในตลาดมีเทคโนโลยี A อยู่ก่อน ต่อมามีการนำเทคโนโลยี B เข้ามาในตลาด รวมทั้งมีการคาดการณ์ว่าในอนาคตจะมีการนำเทคโนโลยี C เข้ามาในตลาด ดังนั้นการคาดการณ์ส่วน

[7] Collantes, Gustavo Oscar, "Incorporating stakeholders' perspective into models of new technology diffusion: The case of fuel-cell vehicles," Technological Forecasting & Social Change (2006): 1-13.

แบ่งตลาดของแต่ละเทคโนโลยี จะต้องมีการนำเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องเข้ามาคิดในสมการด้วย หรือเรียกว่า The Modeling of Simultaneous Diffusion Curves – A Market Substitution Problem ดังนี้

$$\left(\frac{n_t}{N}\right)_C = \frac{1}{1+\exp\left[-\left(\alpha_C + \beta_C\left(t - t_0\right)\right)\right]}$$

$$\left(\frac{n_t}{N}\right)_B = \frac{1}{1+\exp\left[-\left(\alpha_B + \beta_B t\right)\right]} - \left(\frac{n_t}{N}\right)_C$$

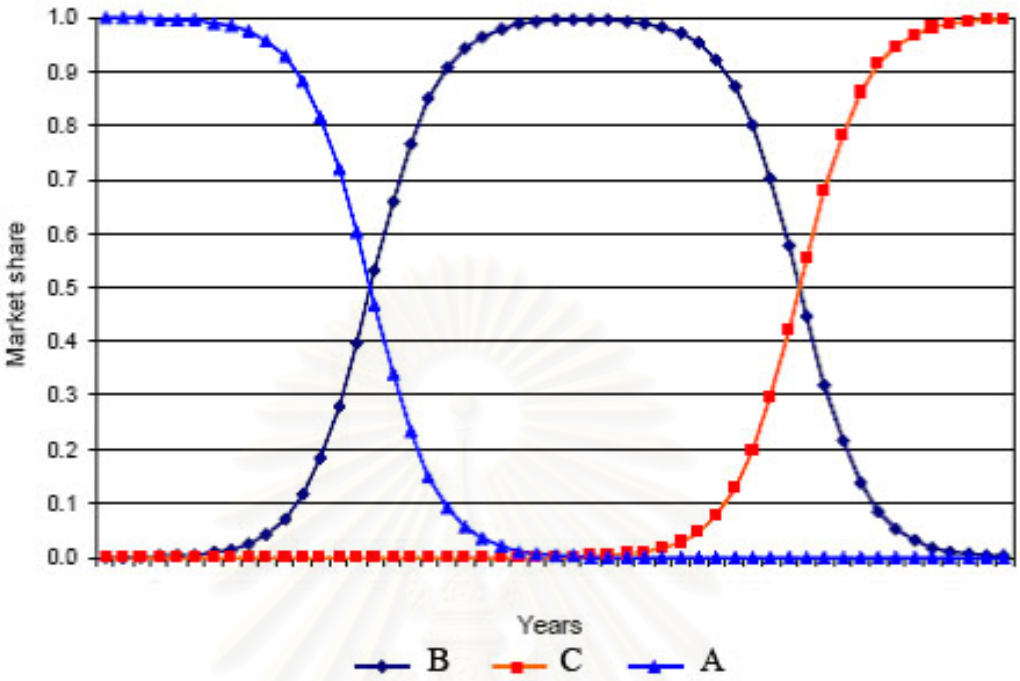
$$\left(\frac{n_t}{N}\right)_A = 1 - \left(\frac{n_t}{N}\right)_B - \left(\frac{n_t}{N}\right)_C$$

โดยเทคโนโลยี A และ B นำข้อมูลที่เกิดขึ้นจริงมาคำนวณได้เลย แต่สำหรับเทคโนโลยี C จะไม่มีข้อมูลเนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่จะเข้ามาในตลาดในอนาคต ดังนั้นเพื่อที่จะสามารถคำนวณได้ จึงใช้การสัมภาษณ์สอบถามผู้เชี่ยวชาญ และผู้ที่เกี่ยวข้องในเทคโนโลยีนั้นๆ เพื่อที่จะนำมาหา ปีที่เทคโนโลยีนั้นจะเข้ามาสู่ตลาด (t_0) และปีที่เทคโนโลยีครองส่วนแบ่งตลาดได้ในระยะเริ่มต้นก่อนที่จะเข้าสู่ช่วงวิถีโค้ง (α) ซึ่งถ้าเป็นเทคโนโลยีที่ต้องมีการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานที่ใช้ประกอบกันในมูลค่าที่สูง จะมีการใช้ตัวเลขการครองตลาดที่ 5% ในการหาค่า α เนื่องจากมีการพบว่าหลังจากทำการครองตลาดได้แล้ว 5% เทคโนโลยีแบบนี้ จะมีการแพร่กระจายในตลาดสูงกว่าเทคโนโลยีอื่นๆ หรือเข้าสู่ช่วงวิถีโค้งนั่นเอง ซึ่งจะมีความเร็วของการแพร่กระจาย หรือค่า β เท่ากัน[8]

ทำการแก้สมการทั้ง 3 สมการ เพื่อให้ได้ส่วนแบ่งตลาดในแต่ละปีของแต่ละเทคโนโลยีออกมา ซึ่งถ้านำมาเขียนกราฟ จะได้กราฟที่มีรูปร่างเป็น S – Shape ดังรูป

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

[8] Christophe, Vav Den Bulte, "New product diffusion acceleration: measurement and analysis," Marketing Science 19 (4 2000): 366-380.



2.2.10 การประเมินวัฏจักรชีวิต (Life Cycle Assessment: LCA)

การประเมินวัฏจักรชีวิต (LCA) เป็นการประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมตลอดช่วงอายุของผลิตภัณฑ์ โดยมีจุดประสงค์เพื่อ ทำการเปรียบเทียบผลด้านสิ่งแวดล้อมระหว่างผลิตภัณฑ์ต่างๆ เพื่อเลือกผลิตภัณฑ์ที่จะก่อให้เกิดภาระต่อสิ่งแวดล้อมที่น้อยที่สุด คำว่า วัฏจักรชีวิต (Life Cycle) สะท้อนถึงแนวคิดที่ให้มีการประเมินในองค์รวมอย่างเป็นธรรม ตั้งแต่การผลิตวัตถุดิบ การแปรรูป การกระจายสินค้า การนำไปใช้ และการทิ้ง (รวมถึงการขนส่งในแต่ละขั้นตอน) ซึ่งก็คือวัฏจักรชีวิตของผลิตภัณฑ์ หลักการคิดดังกล่าวสามารถนำไปใช้เพื่อปรับปรุงผลด้านสิ่งแวดล้อมให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม ทั้งสำหรับผลิตภัณฑ์ใดผลิตภัณฑ์หนึ่ง (การออกแบบที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม หรือ Ecodesign) หรือของทั้งบริษัท

โดยมาตรฐานการประเมินวัฏจักรชีวิต ประกอบด้วย

- ISO 14040 เป็นหลักการพื้นฐานและกรอบดำเนินงาน
- ISO 14041 เป็นการรวบรวมข้อมูลด้านสิ่งแวดล้อม
- ISO 14042 เป็นการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
- ISO 14043 เป็นการแปรผลที่ได้จากข้อมูล

หลักการของการประเมินวัฏจักรชีวิตผลิตภัณฑ์ ประกอบด้วย

1. การระบุถึงปริมาณของเสียที่เกิดขึ้น และเป็นภาระต่อสภาวะแวดล้อม (Environmental Loads) จากกิจกรรมทุกกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับผลิตภัณฑ์
2. การประเมินและการหาค่าผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (Environmental Impacts) ที่มีโอกาสเกิดขึ้น
3. การประเมินเพื่อหาแนวทางในการปรับปรุงคุณภาพสิ่งแวดล้อม และการใช้ข้อมูลที่มีการแสดงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของกิจกรรมเหล่านี้ เพื่อเป็นองค์ประกอบในการตัดสินใจ

กรอบการดำเนินงานของการประเมินวัฏจักรชีวิต

1. ขั้นตอนการกำหนดเป้าหมายและขอบเขตการศึกษา
2. ขั้นตอนการวิเคราะห์เพื่อทำบัญชีรายการสิ่งแวดล้อม ประกอบด้วย
   - การสร้างผังการไหลของกระบวนการ
   - การเก็บรวบรวมข้อมูล
   - การกำหนดขอบเขตของระบบ (System Boundary)
   - การจัดทำข้อมูล
3. ขั้นตอนการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Impact Assessment) ประกอบด้วย
   - การทำ Classification และ Characterization
   - การประเมินค่า
4. ขั้นตอนการแปรผลและประเมินการปรับปรุงผลิตภัณฑ์ (Improvement Assessment)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 3

พลังงานไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง

3.1 พลังงานไฮโดรเจน

3.1.1 นิยามพลังงานไฮโดรเจน

ธาตุไฮโดรเจนถูกค้นพบเป็นครั้งแรกโดย เฮนรี่ คาเวนดิช (Henry Cavendish) นักเคมีชาวอังกฤษเมื่อ พ.ศ. 2319 โดยมาจากความบังเอิญ เพราะคาเวนดิชทดลองเอาผงเหล็กซึ่งสมัยโบราณจัดว่าเป็นธาตุดินใส่ลงไปในกรดซึ่งเป็นธาตุน้ำแล้วได้ฟองฟู่ทำปฏิกิริยา ได้ก๊าซซึ่งเป็นธาตุลมออกมาจำนวนหนึ่ง และธาตุลมอันนี้เป็นธาตุที่จุดไฟติดได้ในบรรยากาศปกติ ให้สภาพการเปลี่ยนแปลงต่อเป็นธาตุไฟยิ่งไปกว่านั้น เมื่อก๊าซที่เกิดจากผงเหล็กทำปฏิกิริยาจากกรด ถูกเผาไหม้ให้ความร้อนแล้ว สิ่งที่ได้ตามมาจะกลับเป็นของเหลวใหม่ และเมื่อพิสูจน์ธาตุดูจะกลายเป็น "น้ำบริสุทธิ์" กลับจากธาตุไฟเป็นธาตุน้ำใหม่

อย่างไรก็ดี คนที่ตั้งชื่อก๊าซนี้ว่า “ไฮโดรเจน” นั้น ไม่ใช่คาเวนดิช แต่กลายเป็นนักเคมีชาวฝรั่งเศส คือ อังตวน ลอรองต์ ลาวัวซิเยร์ (Antoine Laurent Lavoisier) ซึ่งทำการทดลองแบบเดียวกับที่คาเวนดิชทำได้ ในปี พ.ศ. 2328 โดยเขาให้ชื่อ “อากาศซึ่งทำให้สิ่งม่ชีวิตดำรงอยู่ได้” ว่า “ออกซิเจน” และให้ชื่อ “อากาศซึ่งติดไฟได้” ว่า “ไฮโดรเจน” โดยใช้คุณสมบัติการติดไฟของก๊าซดังกล่าวแล้วได้ธาตุ "น้ำ" คือ น้ำบริสุทธิ์ออกมาจากการเผาไหม้ โดยตั้งชื่อตามภาษากรีกซึ่งนิยมใช้เป็นชื่อของที่ค้นพบใหม่ๆ ทางวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีตลอดมาทุกยุคทุกสมัยว่า "Hydrogene" คำว่า ไฮดอร์ (Hydor) ภาษากรีกแปลว่าน้ำ และคำต่อท้ายคำคือ "gene" แปลว่า เกิดจาก หรือ ถูกสร้างขึ้นโดย ดังนั้นคำที่กลับมาเป็นภาษาอังกฤษว่า ไฮโดรเจน (Hydrogen) นั้นแปลจากกรีกอย่างตรงๆ ว่า อะไรที่สร้างน้ำขึ้นมา คือธาตุที่สามารถสร้างน้ำขึ้นมาได้ มีสัญลักษณ์คือ H มีน้ำหนักอะตอม 1.00794 g/mol (กรัมต่อโมเลกุล) จุดหลอมเหลวติดลบ 259.14 องศาเซลเซียส จุดเดือดติดลบ 252.87 ององศาเซลเซียส ความหนาแน่น 0.08988 g/L (กรัมต่อลิตร) เป็นก๊าซไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ไม่มีรส ละลายน้ำได้น้อยมาก เป็นธาตุที่มีอะตอมเล็กที่สุด เบาที่สุด เคลื่อนที่ได้เร็วเฉลี่ย 7 ไมล์ต่อนาที ณ อุณหภูมิห้อง และเป็นตัวพาพลังงาน (Energy Carrier) เช่นเดียวกับไฟฟ้า คือเป็นพลังงานทุติยภูมิซึ่งจะต้องผลิตขึ้นมา

ไฮโดรเจน เป็นธาตุที่มีมากที่สุดในจักรวาล นักดาราศาสตร์ต่างลงความเห็นว่าในจักรวาลมีไฮโดรเจนอยู่ถึง 90 ใน 100 แม้แต่ดวงอาทิตย์ก็มีไฮโดรเจนเป็นส่วนประกอบมากกว่า 30% ส่วนโลกของเรามีไฮโดรเจนปะปนอยู่ในชั้นบรรยากาศ 3% แต่จะไม่พบธาตุไฮโดรเจนอย่างอิสระบนพื้นโลกเลย ต้องอยู่รวมกับธาตุอื่นๆ เกิดเป็นสารประกอบต่างๆ เช่น น้ำ และสารอินทรีย์ (สารประกอบไฮโดรคาร์บอน) โดยพบว่า 70% ของผิวโลกประกอบไปด้วยไฮโดรเจน ซึ่งอยู่ในน้ำและสารอินทรีย์ต่างๆ อะตอมของไฮโดรเจนคล้ายกับของออกซิเจน คือ ในโมเลกุลหนึ่งๆ จะประกอบขึ้นด้วย 2 อะตอม แต่โมเลกุลของไฮโดรเจนเล็กกว่า และเล็กกว่าโมเลกุลของธาตุทุกชนิด

ไฮโดรเจนถูกนำมาใช้ประโยชน์ได้จริงเป็นครั้งแรกในการทำสงคราม โดย กีตัน เดอ นอร์โว (Guyton de Norveau) นักเคมีสมาชิกคณะกรรมการบรรเทาสาธารณภัย อันเป็นหน่วยงานด้านสงคราม ซึ่งก่อตั้งขึ้นในประเทศฝรั่งเศส ได้เสนอให้ผลิตก๊าซไฮโดรเจนขึ้นเป็นจำนวนมากเพื่อใช้เติมบัลลูนลาดตระเวนเพื่อการสอดแนม และมีการสร้างเครื่องกำเนิดไฮโดรเจนเครื่องแรกขึ้นที่ค่ายทหารแห่งหนึ่งนอกเมืองปารีสในปี พ.ศ. 2337

การผลิตไฮโดรเจนเพื่อการค้าเกิดขึ้นในช่วงทศวรรษ 2460 ในยุโรปและอเมริกาเหนือ โดยมีบริษัทอิเล็กโทรไลเซอร์ (Electrolyser Corporation Limited) จากประเทศแคนาดาเป็นผู้นำร่อง โดยทำการผลิตและจำหน่ายเครื่องอิเล็กโทรไลเซอร์ (Electrolizer) เครื่องมือที่ใช้แยกน้ำให้เป็นไฮโดรเจนและออกซิเจน เครื่องแรกให้แก่บริษัทแห่งหนึ่งในซานฟรานซิสโก ในปี พ.ศ. 2460 ปัจจุบัน บริษัทอิเล็กโทรไลเซอร์เป็นหนึ่งในบรรดาผู้สร้างโรงงานผลิตไฮโดรเจนจากน้ำที่ใหญ่ที่สุดในโลก

มีการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในการบินเป็นครั้งแรกในช่วงทศวรรษ 2460 – 2470 โดยวิศวกรชาวเยอรมันใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงเร่งกำลังในเรือเหาะเซปลิน (Zeppelin) ซึ่งเป็นเรือเหาะขนาดใหญ่ของประเทศเยอรมันที่ใช้ขนส่งผู้โดยสารพาณิชย์ข้ามมหาสมุทรแอตแลนติก ซึ่งเรือเหาะดังกล่าวใช้เบนซินผสมกับแกสโซลีนเป็นเชื้อเพลิงหลัก และยังมีการดัดแปลงเครื่องยนต์ให้ใช้ไฮโดรเจนพยุงเรือเหาะให้ลอยอยู่ในอากาศได้เป็นแหล่งพลังงานเสริม เมื่อถึงทศวรรษ 2470 – 2480 ก็ได้มีการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงทดลองในรถยนต์ รถบรรทุก รถไฟ หรือแม้กระทั่งเรือดำน้ำและตอร์ปิโดไร้วิถี ในประเทศเยอรมัน และอังกฤษ

ในปัจจุบันมีการผลิตไฮโดรเจนประมาณ 400,000 ล้านลูกบาศก์เมตรทั่วโลก ซึ่งเท่ากับประมาณ 10% ของการผลิตน้ำมันโลกในปี พ.ศ. 2542 ไฮโดรเจนส่วนใหญ่ถูกใช้เป็นวัตถุดิบทางเคมีเพื่อการผลิตสินค้าประเภทปุ๋ยแอมโมเนีย และใช้ในการเพิ่มไฮโดรเจน (Hydrogenation) ในน้ำมันสำหรับการบริโภค เช่น น้ำมันถั่วเหลือง น้ำมันปลา น้ำมันถั่วลิสง และน้ำมันข้าวโพด นอกจากนี้ยังมี

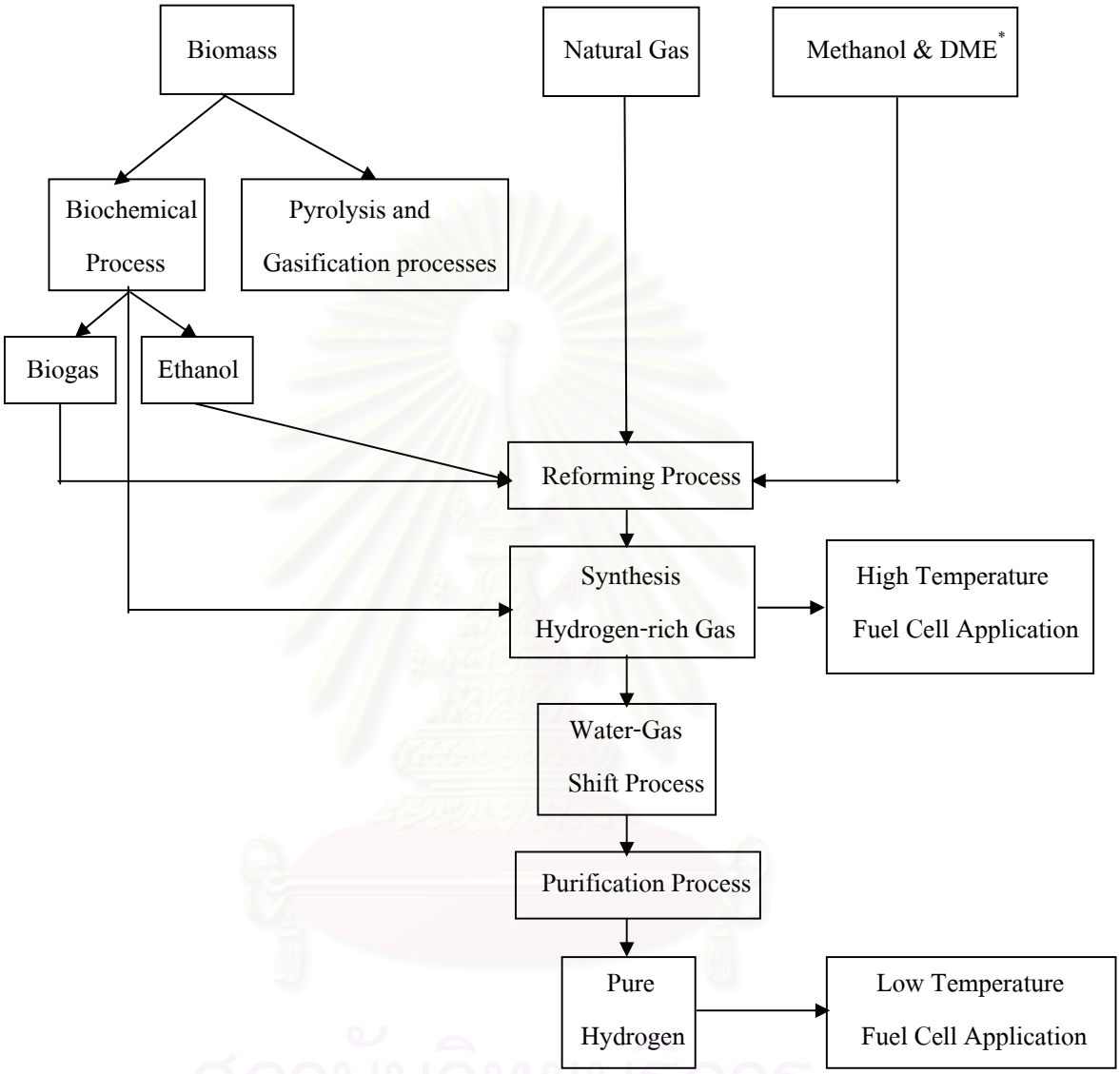
การใช้ไฮโดรเจนในการเปลี่ยนน้ำมันให้เป็นมาร์การีน ในกระบวนการผลิตโพลีโพรพีลีน รวมทั้งการทำความเย็นให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและมอเตอร์ต่างๆ

หลายคนมีทัศนคติว่าการใช้ไฮโดรเจนอาจทำให้เกิดอันตรายได้ จากเหตุการณ์หนึ่งได้เกิดขึ้นในปี พ.ศ. 2480 และทำให้คนส่วนใหญ่กลัวอันตรายจากไฮโดรเจน คือการที่เรือเหาะของเยอรมันที่ชื่อฮินเดนเบิร์ก (Hindenberg) เกิดไฟลุกไหม้ขึ้นขณะพยายามบินลงจอดที่เมืองเลคเฮิร์ส (Lakehurst) ในรัฐนิวเจอร์ซีย์ ประเทศสหรัฐอเมริกา ทำให้ผู้โดยสารบนเครื่องเสียชีวิตกว่าสามสิบหกคน แต่ความเป็นจริงไม่ได้เป็นอย่างที่ผู้คนคิด นั่นคือ ฮินเดนเบิร์ก ยังไม่ได้ระเบิดและสาเหตุของการเกิดไฟไหม้ในครั้งนั้นก็ไม่ได้มาจากไฮโดรเจน ในปี พ.ศ. 2540 แอดิสัน เบน (Addison Ben) อดีตหัวหน้าโครงการไฮโดรเจนที่ศูนย์อวกาศเคนเนดี้ได้เสนอรายงานเกี่ยวกับการเกิดอุบัติเหตุในครั้งนั้น หลังจากที่ได้ทำการค้นคว้านานนับทศวรรษ การศึกษาของเบนพบว่า สาเหตุของการเกิดไฟไหม้น่าจะมาจากไฟฟ้าสถิตในอากาศที่ทำให้เกิดประกายไฟ และลุกไหม้ติดผ้าฝ้ายที่ใช้คลุมเรือเหาะ เมื่อไฟลามออกไปจึงไปจุดระเบิดไฮโดรเจน แต่ทั้งนี้ทั้งนั้นไฮโดรเจนไม่ใช่สาเหตุเบื้องต้นของการเกิดไฟไหม้ในครั้งนั้น

การศึกษาซึ่งทำกันมานานนับปีให้ผลสรุปว่า ไฮโดรเจนไม่มีอันตรายใดๆ มากไปกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น ซ้ำยังอาจจะปลอดภัยกว่าด้วยซ้ำในบางสถานการณ์ เนื่องจากหากมีการรั่วไหล ไฮโดรเจนจะระเหยไปในอากาศอย่างรวดเร็วจากคุณสมบัติเป็นธาตุที่มีอะตอมเล็กที่สุด เบาที่สุด แต่ถ้าหากเป็นน้ำมันก็จะกระจายออกไปตามพื้น ในปี พ.ศ. 2536 สำนักประเมินผลทางเทคโนโลยีของรัฐบาลเยอรมัน (Germany’s Office for the Assessment of Technology Consequences) ได้เขียนรายงานขึ้นฉบับหนึ่งชื่อว่า Bundestag ซึ่งมีการสรุปการรายงานว่า “โดยหลักการแล้ว ความเสี่ยงทางเทคนิคของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบพลังงานไฮโดรเจนทั้งหมด ตั้งแต่การผลิตไปจนถึงการใช้งาน ล้วนเป็นสิ่งที่ควบคุมได้” ปัจจุบัน องค์กรมาตรฐานสากล (International Organization for Standardization: ISO) ที่เมืองเจนีวา ประเทศสวิตเซอร์แลนด์ ได้มีการกำหนดมาตรฐานสากลในการผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง และการใช้ไฮโดรเจน ออกมาแล้วในขณะนี้ 6 ฉบับ มีประเทศร่วมทำงาน (Participating Member) 20 ประเทศ ประเทศสังเกตการณ์ (Observer Member) 10 ประเทศ รวมทั้งประเทศไทยด้วย

การที่เราจะนำไฮโดรเจนมาใช้ได้นั้น ต้องทำการแยกไฮโดรเจนออกมาจากที่ๆ มันไปเป็นส่วนประกอบอยู่ โดยไฮโดรเจนสามารถผลิตจากสารประกอบ เช่น น้ำ ชีวมวล ก๊าซธรรมชาติ และเชื้อเพลิงฟอสซิล ดังแสดงในภาพที่ 3.1

ภาพที่ 3.1 แผนภาพเทคโนโลยีต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฮโดรเจน



ที่มา : MTEC

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

* Dimethyl Ether

3.1.2 กระบวนการผลิตไฮโดรเจน

กระบวนการผลิตไฮโดรเจน สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 กระบวนการ คือ กระบวนการทางเคมี และกระบวนการทางชีวเคมี

1. การผลิตไฮโดรเจนจากกระบวนการทางเคมี

พลังงานที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจนในกระบวนการทางเคมี มาจากความร้อน แสง หรือไฟฟ้า แต่ในปัจจุบันผลิตไฮโดรเจนจากการใช้ไอน้ำเป็นส่วนใหญ่ เรียกวิธีนี้ว่า Steam Reforming โดยให้ไอน้ำทำปฏิกิริยากับก๊าซธรรมชาติ หรือก๊าซไฮโดรคาร์บอนเบา และมีนิเกิลเป็นตัวเร่งปฏิกิริยา ผลผลิตจะเป็นก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งเมื่อผ่านเข้าไปในน้ำ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะละลายน้ำเหลือแต่ก๊าซไฮโดรเจน วิธีนี้เป็นที่นิยมใช้มาก เนื่องจากต้นทุนต่ำ

อีกวิธีหนึ่งคือ วิธี Partial Oxidation ซึ่งใช้กับเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ก๊าซไฮโดรคาร์บอนชนิดเบา น้ำมัน หรือไฮโดรคาร์บอนแข็ง โดยให้เชื้อเพลิงทำปฏิกิริยากับออกซิเจนที่มีปริมาณจำกัด แต่วิธีนี้ต้นทุนจะสูงกว่าเพราะจะต้องใช้ออกซิเจนที่บริสุทธิ์เพื่อไม่ให้มีก๊าซอื่นๆ ปนออกมากับก๊าซไฮโดรเจน ซึ่งจะต้องมีกระบวนการแยกก๊าซเหล่านี้ออกอีกครั้งหนึ่ง

ทั้งสองวิธีที่กล่าวมาจะสังเกตได้ว่า มีก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลผลิตด้วย แต่ไฮโดรเจนยังอาจผลิตจากน้ำด้วยวิธีอิเล็คโตรไลซีสท์ (Electrolysis)* โดยใช้พลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานนิวเคลียร์ หรือพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งวิธีนี้จะไม่มีก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แต่ต้นทุนสูง นอกจากนั้น ยังอาจผลิตไฮโดรเจนจากชีวมวลโดยผ่านกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification) และไพโรไลซิส (Pyrolysis)** จากนั้นจึงไปผ่านกระบวนการรีฟอร์มมิ่ง (Reforming)*** หรือนำชีวมวลไปหมักเพื่อให้ได้แอลกอฮอล์ แล้วนำไปผ่านกระบวนการรีฟอร์มมิ่ง เพื่อผลิตก๊าซไฮโดรเจน

---

* กระบวนการไฟฟ้า-เคมีที่ใช้กระแสไฟฟ้าทำให้สารประกอบแตกตัวและมีไอออนของโลหะเคลื่อนที่ในสารละลายนั้น กระบวนการเช่นนี้เกิดขึ้นได้ในธรรมชาติ ตัวอย่างเช่น การเกิดสนิม Electrolysis นิยมใช้ในอุตสาหกรรมทำโลหะให้บริสุทธิ์ หรือชุบวัตถุที่เป็นโลหะให้สวยงามและมีโลหะเคลือบอย่างสม่ำเสมอ

** กระบวนการที่เกี่ยวข้องและต่อเนื่องกันในการเปลี่ยนชีวมวลซึ่งมีองค์ประกอบหลักคือ คาร์บอน ไฮโดรเจน และออกซิเจน ให้กลายเป็นก๊าซที่เผาไหม้ได้ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) และก๊าซมีเทน (CH_4) โดยกระบวนการดังกล่าวเป็นการเผาไหม้อินทรียสารแบบจำกัดปริมาณออกซิเจน ทำให้เกิดการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์

*** การเปลี่ยนสารประกอบไฮโดรคาร์บอนโซ่ตรงเป็นไอโซเมอร์แบบโซ่กิ่ง หรือการเปลี่ยนสารประกอบไฮโดรคาร์บอนแบบวงให้เป็นสารอะโรมาติก โดยใช้ความร้อน และตัวเร่งปฏิกิริยา

2. การผลิตไฮโดรเจนจากกระบวนการทางชีวเคมี

การผลิตไฮโดรเจนจากกระบวนการทางชีวเคมี จะเรียกไฮโดรเจนที่ได้ว่า "ไบโอไฮโดรเจน" ซึ่งก็คือ เชื้อเพลิงที่เกิดขึ้นจากกระบวนการทางชีวภาพโดยใช้จุลินทรีย์ในการเปลี่ยนของเสียและน้ำเสียชีวมวลไปเป็นก๊าซไฮโดรเจน การผลิตโดยใช้จุลินทรีย์มีระบบชีวภาพหลักๆ 5 แบบ แต่ละแบบขึ้นอยู่กับชนิดของจุลินทรีย์และปฏิกิริยาในการเกิดไฮโดรเจนของจุลินทรีย์ชนิดนั้นๆ ดังนี้

2.1 Direct Biophotolysis เป็นกระบวนการที่สาหร่ายสีเขียว (Green Algae) และสาหร่ายสีน้ำเงินแกมเขียว (Cyanobacteria) ผลิตไฮโดรเจนจากน้ำ (Photolysis)* โดยใช้แสงอาทิตย์

2.2 Indirect Biophotolysis เป็นกระบวนการ Photolysis ทางชีวภาพ แต่ไม่ได้เกิดกับน้ำโดยตรง แต่เป็น Photolysis ของกลูโคสที่เกิดจากกระบวนการสังเคราะห์แสง โดยที่สาหร่ายสีน้ำเงินแกมเขียว สังเคราะห์แสงได้กลูโคส ซึ่งจะถูก Hydrolysis** โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ ได้เป็นก๊าซไฮโดรเจน

2.3 Photo-Fermentation โดยใช้พวก Photosynthetic*** Bacteria เช่น Purple Non-Sulphur Bacteria ที่ไม่สามารถสร้างไฮโดรเจนจากการ Photolysis น้ำได้โดยตรง แต่ในสภาวะที่มีไนโตรเจนต่ำ เอนไซม์ Nitrogenase ใน Purple Non-Sulphur Bacteria จะสามารถเร่งปฏิกิริยา Photo-Fermentation เพื่อเปลี่ยน Reduced Compounds เช่น กรดอินทรีย์ให้เป็นก๊าซไฮโดรเจน และคาร์บอนไดออกไซด์

---

* กระบวนการที่เกิดการแยกโมเลกุลน้ำ ในการสังเคราะห์ด้วยแสง เมื่อระบบแสง 2 (Photosystem II) ได้รับแสงตกกระทบมาที่ระบบ จะมีการถ่ายทอดอิเล็กตรอน ผ่านไปตามตัวนำอิเล็กตรอนไปเรื่อยๆ ทำให้ตัวระบบแสงเองขาดอิเล็กตรอนไป ดังนั้นจึงต้องดึงอิเล็กตรอนมาจากแหล่งอื่นซึ่งแหล่งที่ว่านั้นก็คือ น้ำ การสลายน้ำเพื่อให้ได้อิเล็กตรอนจึงเกิดขึ้น โดยสมการคร่าวๆว่า $H_2O \rightarrow 2H^+ + 2e^- + 1/2\ O_2$ อิเล็กตรอนที่ได้จะถูกส่งต่อไปให้ระบบแสง ส่วนออกซิเจนถือเป็นผลพลอยได้จาก Photolysis และเป็นเหตุผลว่าทำไมต้นไม้สร้างออกซิเจนได้

** การสลายตัวโดยกระบวนการแยกสลายด้วยน้ำ ปฏิกิริยานี้จะเกิดได้ต้องมีน้ำอยู่ ปฏิกิริยา hydrolysis ใช้โมเลกุลของน้ำไปแยกโมเกุลของสารเคมีให้มีขนาดเล็กลง การแตกสลายโมเลกุลของสารฆ่าศัตรูพืชและสัตว์หลายชนิดเกิดจากปฏิกิริยา hydrolsis ร่วมกับการแตกสลายโดยแสงแดดเข้ามาเกี่ยวข้อง

*** กระบวนการสังเคราะห์แสงทั้งหมด ซึ่งรวมตั้งแต่การที่แสงตกกระทบแล้วเกิดการถ่ายทอดอิเล็กตรอน มีการสร้าง NADPH และ ATP หรือที่เรียกว่า Light Reaction และกระบวนการตรึงคาร์บอนไดออกไซด์เพื่อนำมา สร้างสารอินทรีย์ หรือที่เรียกว่า Calvin Cycle สมการของการสังเคราะห์แสงคือ $6CO_2 + 6H_2O \rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6O_2$

2.4 Hydrogen Synthesis Via the Water-gas Shift Reaction ใช้แบคทีเรียในกลุ่ม Photoheterotrophic Bacteria พวก Purple Non-Sulphur Bacteria ในสกุล Rhodospirillaceae เช่น Rhodospirillum Rubrum และสกุล Rubrivivax เช่น Rx.gelatinosus ที่สามารถเจริญเติบโตได้ในที่มืด โดยใช้ CO (คาร์บอนมอนอกไซด์) เป็นแหล่งของคาร์บอน และสร้าง ATP* โดยจะปลดปล่อยก๊าซไฮโดรเจนออกมาจากปฏิกิริยา Water-Gas Shift

2.5 Dark Fermentation โดยอาศัยแบคทีเรียที่ไม่ใช้ออกซิเจน เช่น กลุ่มของ Enterbacto Bacillus และ Clostridium กระบวนการหมักนี้มีหลักการเดียวกับกระบวนการหมักเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพที่ได้กล่าวข้างต้น แต่วิธีนี้ต่างจากวิธีอื่นๆ ที่กล่าวมาตรงที่นอกจากจะได้ก๊าซไฮโดรเจนแล้ว ยังได้เป็นก๊าซชีวภาพ (Biogas) ซึ่งมีก๊าซ H_2 (ไฮโดรเจน) และ CO_2 (คาร์บอนไดออกไซด์) เป็นส่วนใหญ่ นอกจากนี้ยังมี CH_4 (มีเทน) CO (คาร์บอนมอนอกไซด์) และ H_2S (ไฮโตรเจนซัลไฟด์) ในสัดส่วนที่น้อยกว่า ปริมาณของก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากการหมักนี้ขึ้นอยู่กับสารตั้งต้น (Substrate) กระบวนการ (Pathway of Fermentation) และผลิตภัณฑ์ของการหมักที่ได้

3.1.3 การขนส่งไฮโดรเจน

การขนส่งไฮโดรเจนจากโรงงานผลิตไปยังผู้ใช้ สามารถส่งทางระบบท่อ หรือบรรจุใส่ถังแล้วขนส่งทางรถยนต์ โดยการส่งด้วยระบบท่อจะมีประสิทธิภาพดีกว่าการส่งแบบบรรจุถัง แต่จะมีปัญหาตรงท่อเหล็กคาร์บอน ซึ่งจะมีคุณสมบัติเปราะเมื่อสัมผัสกับก๊าซไฮโดรเจน ดังนั้นไฮโดรเจนที่ทำการบรรจุลงในถังอาจต้องแปลงสภาพให้อยู่ในรูปของเหลวที่อุณหภูมิต่ำ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

---

* การหายใจระดับเซลล์เป็นกระบวนการเผาผลาญอาหารภายในเซลล์ เพื่อให้เกิดพลังงานเก็บไว้ในรูปของพลังงานเคมี ATP (Adenosine Triphosphate) ซึ่งถ้าเป็นกระบวนการหายใจแบบใช้ O_2 (Aerobic Respiration) จะได้ ATP จำนวนมากมี CO_2 และ H_2O เป็น End Product แต่ถ้าเป็นกระบวนการหายใจแบบไม่ใช้ O_2 (Anaerobic Respiration) จะได้ ATP จำนวนน้อย End Product คือ C_2H_5OH (Ethyl Alcolhol และ CO_2 ในเซลล์พืชและได้ $C_3H_6O_3$ (Lactic Acid) ในเซลล์สัตว์

3.1.4 การกักเก็บไฮโดรเจน

ไฮโดรเจนกักเก็บได้ในถังในรูปแบบของ ของเหลว ก๊าซ หรือของแข็งในรูปสารประกอบเคมี โดยการเก็บในรูปของก๊าซจะต้องใช้ถังที่มีความดันสูงเนื่องจากก๊าซไฮโดรเจนมีความหนาแน่นต่ำมากที่ความดันบรรยากาศ เพื่อให้สามารถเก็บมวลไฮโดรเจนได้มากจึงต้องอัดด้วยความดันสูง เพื่อลดปริมาตรของถังเก็บ

การเก็บในรูปของเหลวจะต้องเก็บในถังความดันที่มีอุณหภูมิต่ำมากถึงติดลบ 253 °C ซึ่งต้องใช้พลังงานไฟฟ้ามาก หรือ 1/3 ของพลังงานไฮโดรเจน

การเก็บในรูปสารประกอบเคมี โดยใช้เมทัลไฮดรายด์ (Metal Hydride) ต้องคำนึงถึงน้ำหนักถังและอุณหภูมิที่เหมาะสม เมทัลไฮดรายด์สามารถเก็บไฮโดรเจนได้ประมาณ 2 – 3% ของน้ำหนักถัง การบรรจุไฮโดรเจนเข้าถังเก็บต้องมีการระบายความร้อนออกจากถังเก็บ และในการจ่ายไฮโดรเจนออกจากถังเก็บก็ต้องให้ความร้อนกับเมทัลไฮดรายด์ ถึงจะได้ก๊าซไฮโดรเจนออกมาที่แต่ละสภาวะของอุณหภูมิและความดัน นอกจากนี้ ไฮโดรเจนสามารถกักเก็บไว้ในท่อนาโนคาร์บอน (Carbon Nanotube) โดยใช้คุณสมบัติการดูดซับทางกายภาพ ซึ่งขึ้นอยู่กับอุณหภูมิและความดัน โดยถังเก็บก๊าซไฮโดรเจนขนาดความจุ 50 ลิตร ที่ความดัน 700 บรรยากาศ จะเก็บพลังงานได้ 350 MJ (Megajoule)

3.1.5 การเปลี่ยนรูปพลังงานไฮโดรเจน

ไฮโดรเจนเป็นตัวกลางในการส่งผ่านพลังงาน เนื่องจากในการผลิตไฮโดรเจนต้องใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ชีวมวล หรือน้ำ และเมื่อต้องการใช้พลังงานจากไฮโดรเจน ก็นำไฮโดรเจนมาสันดาป หรือนำมาทำปฏิกิริยาเคมีในเซลล์เชื้อเพลิง ซึ่งจะให้พลังงานไฟฟ้าพร้อมกับความร้อนออกมา โดยก๊าซไฮโดรเจนมีพลังงาน 120 MJ/Kg หรือ 87 MJ/L ที่ความดัน 700 บรรยากาศ (ก๊าซธรรมชาติ NGV เก็บ ณ แรงดันมาตรฐาน 200 บรรยากาศ) ในขณะที่น้ำมันเบนซินมีพลังงาน 44 MJ/Kg หรือ 32 MJ/L (ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ, 2547)

3.1.6 การสันดาป

ไฮโดรเจนสามารถสันดาปกับออกซิเจนแล้วให้ความร้อนกับน้ำออกมา จึงเป็นข้อได้เปรียบที่ไม่มีมลพิษเหมือนเชื้อเพลิงอื่นๆ และได้มีการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในจรวดมานานแล้ว ปัจจุบันได้เริ่มมีการนำมาใช้กับเครื่องยนต์ กังหันก๊าซ รวมทั้งเครื่องมืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ขนาดเล็ก เช่น

คอมพิวเตอร์ขนาดพกพา โทรศัพท์เคลื่อนที่ ทั้งที่ใช้ร่วมกับเชื้อเพลิงอื่นหรือใช้เฉพาะไฮโดรเจนอย่างเดียว

3.2 เซลล์เชื้อเพลิง

3.2.1 นิยามเซลล์เชื้อเพลิง

เซลล์เชื้อเพลิงถูกประดิษฐ์ขึ้นครั้งแรกในปี ค.ศ. 1839 โดยเซอร์วิลเลียม โรเบิร์ต โกรฟ (Sir William Robert Grove) ผู้พิพากษาชาวเวลส์ที่มีความเป็นนักประดิษฐ์และนักฟิสิกส์ในตัวเอง โดยเขามีความเชื่อว่า เมื่อเราสามารถแยกน้ำด้วยไฟฟ้าได้ก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซออกซิเจน ในทางกลับกันหากผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซออกซิเจนด้วยวิธีที่เหมาะสมก็ควรจะได้พลังงานไฟฟ้าออกมาเช่นกัน ดังนั้นเขาจึงเริ่มสร้างเครื่องมือทดลองที่เรียกว่า "ก๊าซแบตเตอรี่" ออกมา เครื่องมือของโกรฟถือว่าเป็นต้นแบบของเซลล์เชื้อเพลิงในปัจจุบัน หลังจากทดลองอยู่นานหลายปี ในที่สุดเขาได้ทดลองผสมไฮโดรเจน และออกซิเจนในสารละลายอิเล็กโทรไลต์ (Electrolyte)* คือ กรดซัลฟูริค และใช้ขั้วแพลตินัมทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าและน้ำ แต่ว่าในขณะนั้นสิ่งประดิษฐ์ของโกรฟยังไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าออกมามากพอที่จะใช้งานได้

คำว่า "Fuel Cell" ถูกใช้ครั้งแรกในปี ค.ศ. 1889 โดยลุดวิด มอนด์ (Ludwid Mond) และชารลส์ แลงเกอร์ (Charles Langer) ทั้งสองพยายามประดิษฐ์เซลล์เชื้อเพลิงที่ใช้งานได้จริงโดยใช้อากาศและก๊าซถ่านหิน (Coal Gas) นอกจากนักประดิษฐ์ทั้งสองคนแล้ว วิลเลียม ไวท์ จาคส์ (William White Jaques) ก็เป็นอีกผู้หนึ่งที่ถูกบันทึกว่าเป็นผู้เริ่มใช้คำนี้เช่นกัน โดยจาคส์เป็นนักวิจัยคนแรกที่ใช้กรดฟอสฟอริกเป็นสารละลายอิเล็กโทรไลต์

3.2.2 หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิง

เซลล์เชื้อเพลิงประกอบด้วยขั้วไฟฟ้า (Electrode) 2 ขั้วประกบติดกับสารอิเล็กโทรไลต์ การผลิตกระแสไฟฟ้าทำโดยการผ่านก๊าซไฮโดรเจนเข้าที่ขั้วลบ (แอโนด) และผ่านก๊าซออกซิเจนเข้าไปที่

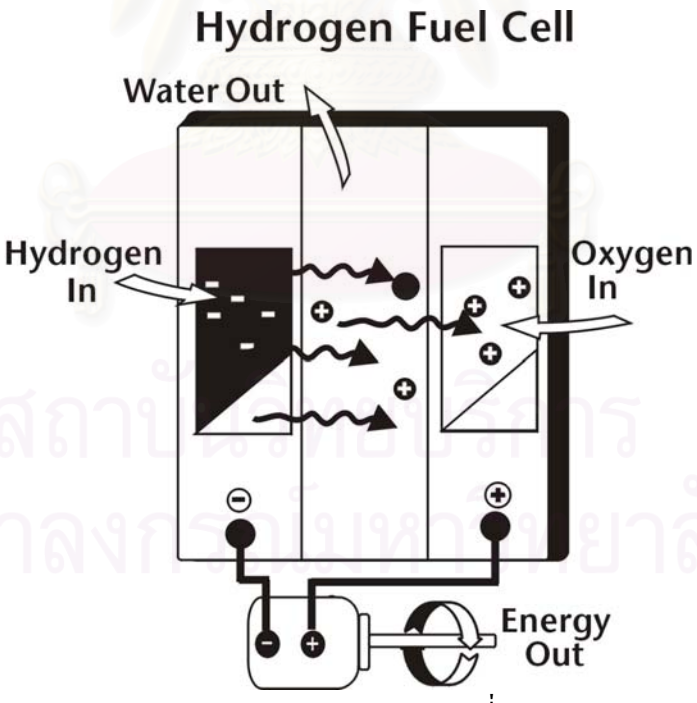
---

* สารละลายที่สามารถนำไฟฟ้าได้ ถ้านำไฟฟ้าได้ดีเรียกว่าสารละลายอิเล็กโตรไลต์แก่ (Strong Electrolyte) เช่น กรดแก่-เบสแก่ แต่ถ้านำไฟฟ้าได้เพียงเล็กน้อยเรียกว่าอิเล็กโตรไลต์อ่อน (Weak Electrolyte) เช่น กรดอ่อน-เบสอ่อน

ขั้วบวก (แคโทด) ไฮโดรเจนจะทำปฏิกิริยากับสารเร่งปฏิกิริยาโลหะบนขั้วไฟฟ้าและเกิดการแตกตัวเป็นโปรตอน (H+) และอิเล็กตรอนออกมา อิเล็กตรอนที่เกิดขึ้นจะเดินทางผ่านวงจรไฟฟ้าภายนอกออกมาในรูปของไฟฟ้ากระแสตรงสำหรับนำไปใช้เป็นพลังงานสำหรับอุปกรณ์ต่างๆ ส่วนโปรตอนจะเคลื่อนที่ผ่านสารอิเล็กโทรไลต์ไปที่ขั้วแคโทดเพื่อรวมตัวกับออกซิเจนและอิเล็กตรอนที่จะไหลกลับมาที่แคโทดอีกครั้งกลายเป็นโมเลกุลน้ำ (H_2O) ออกมา ในเซลล์เชื้อเพลิงบางชนิด ออกซิเจนจะรวมตัวกับอิเล็กตรอนที่ขั้วแคโทดและเคลื่อนที่ผ่านทางอิเล็กโทรไลต์ซึ่งใช้ออกซิเจนไอออนเป็นตัวเคลื่อนที่ (Charge Carrier) ในอิเล็กโทรไลต์ บางชนิดอาจใช้ไฮดรอกไซด์ไอออน (OH-) เป็นตัวเคลื่อนที่ก็ได้

เซลล์เชื้อเพลิงมีข้อดีคือ ความเงียบในการทำงาน เนื่องจากไม่มีอุปกรณ์ที่เคลื่อนไหว ไม่มีมลพิษ สามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องตราบใดที่ยังคงมีการป้อนเชื้อเพลิงและก๊าซออกซิแดนท์ (Oxidant) เข้าไป โดยเชื้อเพลิงที่ป้อนเข้าไปในที่นี้คือ ก๊าซไฮโดรเจน ในขณะที่ก๊าซออกซิแดนท์ คือ ก๊าซออกซิเจน และเนื่องจากการเปลี่ยนรูปพลังงานนี้จะได้น้ำเป็นผลผลิตเพียงอย่างเดียว จึงมีประสิทธิภาพสูงกว่าการสันดาป ดังภาพที่ 3.2

ภาพที่ 3.2 การทำงานของเซลล์เชื้อเพลิง



ที่มา : Energy Information Administration

3.2.3 ชนิดของเซลล์เชื้อเพลิง

เซลล์เชื้อเพลิง ในปัจจุบัน มีทั้งหมด 8 ประเภทด้วยกัน แบ่งตาม สารอิเล็กโทรไลต์ ที่ใช้ ได้แก่

1. เซลล์เชื้อเพลิงแบบกรดฟอสฟอริก (Phosphoric Acid Fuel Cell) ใช้กรดฟอสฟอริกเป็นสารอิเล็กโทรไลต์ โดยปัจจุบันมีการผลิตเซลล์แบบนี้ออกมาเพื่อจำหน่ายในเชิงพาณิชย์ เซลล์แบบกรดฟอสฟอริกทำงานในช่วงอุณหภูมิประมาณ 150 - 200 องศาเซลเซียส ที่อุณหภูมิต่ำกว่านี้กรดฟอสฟอริกจะนำประจุไฟฟ้าได้น้อย เซลล์มีประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าประมาณ 40 เปอร์เซ็นต์ แต่ว่าสามารถใช้ประโยชน์จากไอน้ำร้อนที่เกิดขึ้นโดยนำไปใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าร่วม (Cogeneration) ต่อได้

ข้อดี - เป็นเซลล์ที่สามารถใช้กับเชื้อเพลิงได้หลายชนิดแม้แต่น้ำมันเชื้อเพลิง แต่ต้องกำจัดกำมะถันในน้ำมันออกให้เหลืออยู่น้อยที่สุดก่อน

ข้อด้อย - ต้องใช้โลหะแพลทินัมที่มีราคาสูงเป็นสารเร่งปฏิกิริยา เซลล์มีขนาดใหญ่ น้ำหนักมาก มีประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้าต่ำเมื่อเทียบกับเซลล์ชนิดอื่น ชิ้นส่วนภายในจำเป็นต้องใช้วัสดุที่ทนทานต่อการกัดกร่อนของกรดได้ดี

2. เซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (Proton Exchange Membrane Fuel Cell - PEMFC) หรือ เซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนอิเล็คโทรไลต์โพลิเมอร์ (Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell) เป็นเซลล์เชื้อเพลิงที่ใช้อิเล็กโทรไลต์ในรูปแบบแผ่นโพลิเมอร์บาง ทำงานในสภาวะอุณหภูมิต่ำประมาณ 80 องศาเซลเซียส มีประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าประมาณ 40 - 50 เปอร์เซ็นต์ สามารถให้พลังงานไฟฟ้าได้ตั้งแต่ช่วง 50 - 250 กิโลวัตต์

ข้อดี - เนื่องจากเซลล์ชนิดนี้ทำงานที่อุณหภูมิต่ำและใช้สารอิเล็กโทรไลต์เป็นของแข็ง จึงไม่มีปัญหาการรั่วซึม เกิดการกัดกร่อนน้อย เซลล์แบบนี้จึงเหมาะสำหรับการใช้งานในอาคารบ้านเรือนและรถยนต์

ข้อเสีย - ต้องใช้เชื้อเพลิงที่มีความบริสุทธิ์สูงเท่านั้น และโลหะแพลทินัมที่เป็นสารเร่งปฏิกิริยามีราคาแพง อีกทั้งแผ่นเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตรอนก็มีราคาสูงอีกด้วย

3. เซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์แข็ง (Solid Oxide Fuel Cell) เซลล์ชนิดนี้ใช้อิเล็กโทรไลต์ที่เป็นของแข็งทำจากสารประกอบเซรามิก เช่น เซอร์โคเนียมออกไซด์ เป็นต้น มีประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าประมาณ 60 เปอร์เซ็นต์ และหากนำมาใช้กับระบบการผลิตกระแสไฟฟ้าแบบความร้อนร่วมแล้วจะให้ประสิทธิภาพสูงถึง 85 เปอร์เซ็นต์ เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ทำงานที่สภาวะอุณหภูมิ 800 - 1,000 องศาเซลเซียส

ข้อดี - เนื่องจากเซลล์ทำงานที่สภาวะอุณหภูมิสูงมาก ดังนั้นจึงไม่จำเป็นต้องใช้โลหะแพลทินัมเป็นตัวเร่งปฏิกิริยา และไม่ต้องใช้ระบบรีฟอร์มเมอร์ (Reformer) ในการเปลี่ยนสภาพเชื้อเพลิงจึงอาจจะช่วยลดต้นทุนในการสร้างระบบรีฟอร์มเมอร์ (Reformer) นอกจากนี้ยังสามารถใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลายชนิดเพราะเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ทนทานต่อคาร์บอนมอนอกไซด์ได้ดี

ข้อเสีย - เนื่องจากเป็นเซลล์ที่ทำงานในสภาวะอุณหภูมิสูงต้องเสียเวลาในการอุ่นเครื่องนาน และจำเป็นต้องสร้างผนังหนาเพื่อป้องกันความร้อนที่แผ่ออกมา

4. เซลล์เชื้อเพลิงแบบอัลคาไลน์ (Alkaline Fuel Cell) เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าสูงถึง 70 เปอร์เซ็นต์ องค์การนาซาใช้เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้เป็นแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าและน้ำให้กับยานอวกาศในโครงการอพอลโล และโครงการเจมินีมาแล้ว เชื้อเพลิงที่ใช้กับเซลล์ชนิดนี้คือ ไฮโดรเจนและออกซิเจนบริสุทธิ์ และใช้สารอิเล็กโทรไลต์ เช่น โปตัสเซียมไฮดรอกไซด์ สภาวะอุณหภูมิที่ใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าอยู่ในช่วง 150 - 200 องศาเซลเซียส

ข้อดี - มีประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้าสูง และใช้สารอิเล็กโทรไลต์ เช่น โปตัสเซียมไฮดรอกไซด์ ที่ราคาถูก

ข้อเสีย - เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จำเป็นต้องใช้ก๊าซไฮโดรเจนและออกซิเจนที่มีความบริสุทธิ์สูงมากซึ่งมีราคาแพงมาก และต้นทุนการผลิตของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีราคาแพง ทำให้การใช้เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จำกัดอยู่เฉพาะงานในด้านอวกาศเท่านั้น

5. เซลล์เชื้อเพลิงแบบเกลือคาร์บอเนตหลอม (Molten Carbonate Fuel Cell) เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ใช้สารลิเธียมคาร์บอเนต หรือโซเดียมคาร์บอเนต หรือโปตัสเซียมคาร์บอเนตที่หลอมเหลวเป็นสารอิเล็กโทรไลต์ อุณหภูมิการทำงานของเซลล์ประมาณ 650 องศาเซลเซียส เซลล์ชนิดนี้มีประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าประมาณ 60 เปอร์เซ็นต์ และหากใช้รวมกับระบบผลิตกระแสไฟฟ้าความร้อนร่วมแล้วจะมีประสิทธิภาพสูงถึง 85 เปอร์เซ็นต์

ข้อดี - เนื่องจากเซลล์ทำงานที่สภาวะอุณหภูมิสูง ดังนั้นจึงสามารถประยุกต์ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าได้หลายชนิด เช่น ก๊าซไฮโดรเจน ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซโพรเพน น้ำมันดีเซล เป็นต้น

ข้อเสีย - ที่สภาวะอุณหภูมิสูงจะมีการกัดกร่อนค่อนข้างมากจึงไม่เหมาะกับการใช้งานขนาดเล็กกว่าเมกกะวัตต์

6. เซลล์เชื้อเพลิงแบบสังกะสี-อากาศ (Zinc-Air Fuel Cell) เซลล์เชื้อเพลิงสังกะสี-อากาศใช้โลหะสังกะสีเป็นขั้วแอโนด เชื้อเพลิงที่ใช้คือ ก๊าซไฮโดรเจนหรือสารประกอบไฮโดรคาร์บอนก็ได้ ขั้ว

แคโทดเป็นอากาศและใช้แผ่นกรองสำหรับแยกก๊าซออกซิเจนออกมาจากอากาศเพื่อป้อนเข้าระบบ เซลล์ชนิดนี้ใช้สารโปตัสเซียมไฮดรอกไซด์เป็นสารอิเล็กโทรไลต์ อุณหภูมิการทำงานของระบบอยู่ในช่วงประมาณ 700 องศาเซลเซียส

ข้อดี - โลหะสังกะสีที่ใช้ทำขั้วแอโนดมีราคาต่ำ เซลล์ทำงานได้โดยไม่ต้องใช้สารเร่งปฏิกิริยา และสามารถใช้เชื้อเพลิงได้หลายรูปแบบตั้งแต่ก๊าซไฮโดรเจนบริสุทธิ์จนถึงน้ำมันเชื้อเพลิง

ข้อเสีย - หลังจากทำปฏิกิริยาเคมีแล้วโลหะสังกะสีจะเปลี่ยนเป็นซิงค์ออกไซด์ (ZnO) จึงต้องคอยเปลี่ยนแผ่นสังกะสีใหม่เป็นระยะ

7. เซลล์เชื้อเพลิงแบบป้อนสารเมทานอลโดยตรง (Direct Methanol Fuel Cell) เป็นเซลล์ที่เพิ่งถูกพัฒนาขึ้นมาจากแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตรอน แต่มีแนวโน้มที่สามารถจะพัฒนาให้ใช้กับอุปกรณ์ที่มีขนาดเล็กหรือในรถยนต์ได้ เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าจากเมทานอลได้โดยไม่ต้องผ่านสารเข้าระบบรีฟอร์มเมอร์ ซึ่งแตกต่างจากเซลล์เชื้อเพลิงชนิดอื่นที่จะทำงานโดยการป้อนไฮโดรเจนเข้าระบบโดยตรง เซลล์เชื้อเพลิงแบบป้อนสารเมทานอลโดยตรงมีประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้าประมาณ 40 เปอร์เซ็นต์ ทำงานที่สภาวะอุณหภูมิระหว่าง 50 - 100 องศาเซลเซียส

เนื่องจากเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ทำงานที่สภาวะอุณหภูมิค่อนข้างต่ำจึงเหมาะสมที่จะพัฒนาให้เป็นแหล่งพลังงานในอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์แบบพกพา เช่น คอมพิวเตอร์แล็บท็อบ โทรศัพท์มือถือ นอกจากนี้ยังเหมาะที่จะนำมาใช้กับรถยนต์ขับเคลื่อนด้วยพลังงานไฟฟ้าแบบเติมเมทานอลด้วย

8. เซลล์เชื้อเพลิงแบบระบบหมุนเวียนน้ำ (Regenerative Fuel Cell) เป็นเซลล์เชื้อเพลิงที่ทำงานแบบหมุนเวียนน้ำในระบบ น้ำจะถูกแยกด้วยไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้เป็นไฮโดรเจนและออกซิเจน ก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซออกซิเจนที่ได้จะถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงป้อนระบบเซลล์เชื้อเพลิงเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าออกมา ซึ่งนอกจากกระแสไฟฟ้าแล้วยังได้ความร้อนและน้ำเป็นผลิตผลร่วมด้วย น้ำที่ได้จะถูกนำไปแยกด้วยกระแสไฟฟ้าอีกครั้ง ดังนั้นน้ำจึงถูกหมุนเวียนอยู่ในระบบปิดตลอด ปัจจุบันเซลล์เชื้อเพลิงแบบนี้ยังอยู่ในขั้นการวิจัยและพัฒนาโดยองค์การนาซาและสถาบันอื่นๆ ทั่วโลก

สำหรับประเทศไทย มีการศึกษาและพัฒนาเซลล์เชื้อเพลิง อยู่ 3 ประเภทด้วยกัน ได้แก่

1. เซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (Proton Exchange Membrane Fuel Cell - PEMFC) มีการดำเนินการวิจัยที่ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย มหาวิทยาลัยมหิดล และศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ

2. เซลล์เชื้อเพลิงแบบเกลือคาร์บอเนตหลอม หรือ Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC) มีการศึกษาที่ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
3. เซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์แข็ง หรือ Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) มีการศึกษาวิจัยที่ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง (สจล.) และมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร (มทม.)

3.1 สถานภาพเทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนในประเทศไทย

งานวิจัยด้านเทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิงของประเทศไทยนั้น ยังล้าหลังหลายๆ ประเทศ เช่น สหรัฐอเมริกา แคนาดา ญี่ปุ่น และประเทศในยุโรปอยู่มาก เนื่องจากเทคโนโลยีเหล่านี้พึ่งจะมีการศึกษาวิจัยอย่างแพร่หลายในประเทศไทยในช่วง 5 ปีที่ผ่านมาเท่านั้น และงบประมาณที่ทุ่มเทให้กับงานวิจัยพัฒนาเทคโนโลยีก็น้อยมากเมื่อเทียบกับประเทศต่างๆ ดังกล่าวข้างต้น โดยทางศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี (National Metal and Materials Technology Center : MTEC) ได้ทำการสรุปปัญหา อุปสรรค และเสนอแนะแนวทางเพื่อการดำเนินการในอนาคต ในหนังสือ “สถานภาพปัจจุบันและข้อเสนอสู่อนาคตด้านเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีเชื้อเพลิงของประเทศไทย” (2547) ไว้ดังนี้

ในปัจจุบัน เทคโนโลยีไฮโดรเจนยังไม่อยู่ในนโยบายด้านการพัฒนาพลังงานของประเทศ และรัฐบาลยังไม่มีนโยบายสนับสนุนหรือส่งเสริมเทคโนโลยีดังกล่าวอย่างเป็นรูปธรรม ทำให้เกิดจุดอ่อนหรือปัญหา อุปสรรค คือ

- ขีดความสามารถในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจนของประเทศไทยในปัจจุบันยังต่ำอยู่เมื่อเทียบกับประเทศพัฒนาแล้วทั้งหลาย
- ขาดการทำงานร่วมกันระหว่างนักวิจัยแบบบูรณาการ
- งบประมาณการวิจัยไม่เพียงพอ
- นโยบายของรัฐบาลยังไม่ชัดเจน และไม่มีความต่อเนื่อง
- การสนับสนุนของภาครัฐบาลในการศึกษาเทคโนโลยีของประเทศไทย มักจะดำเนินการเพียงแค่การรวบรวมข้อมูลการวิจัยซึ่งมีการกระทำอยู่บ่อยครั้ง และมีความซ้ำซ้อนกันในหลายๆ หน่วยงาน แต่รัฐบาลไม่พยายามที่จะพัฒนาเทคโนโลยีดังกล่าวให้สามารถใช้งานได้จริงในเชิงพาณิชย์

ดังนั้น จึงมีการเสนอแนวทางสู่การบรรลุเป้าหมายสำหรับประเทศไทย ดังนี้

- จัดตั้งหน่วยงานหรือสมาคมที่ทำหน้าที่ศึกษา และส่งเสริมวิจัยพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจนขึ้น รวมถึงการผลักดันและส่งเสริมให้เกิดการดำเนินการทั้งในด้านเทคนิค และนโยบาย
- จัดทำ Technology Roadmap โดยกำหนด Milestone of Achievement ของเทคโนโลยีขึ้นเพื่อระบุ Key Performance Index (KPI) ของงานวิจัยในแต่ละช่วงเวลา
- รวบรวมเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน และเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงเข้าด้วยกัน เนื่องจากเทคโนโลยีทั้งสองประเภทควรมีการดำเนินการควบคู่กันไป
- ส่งเสริมและประชาสัมพันธ์ในแง่ของความเป็นไปได้ และความน่าเชื่อถือของเทคโนโลยีไฮโดรเจนในการใช้ประโยชน์ในเชิงพาณิชย์
- ระบุปัจจัยต่างๆ ที่จำเป็น รวมถึงแนวทางการวิจัยในการพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจน ให้สามารถใช้งานจริงได้ในอนาคต
- สร้างความร่วมมือกับต่างประเทศในการพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจนร่วมกัน

นอกจากนั้น ยังมีการเสนอแนะแนวทางเพื่อการดำเนินการในอนาคต ดังนี้

- สร้างความร่วมมือในงานวิจัยการผลิตไฮโดรเจนระหว่างหน่วยงานการศึกษา ภาคอุตสาหกรรม และภาครัฐ โดยการจัดตั้งคณะกรรมการเพื่อการส่งเสริมความร่วมมือดังกล่าวขึ้น
- สร้างความเชื่อมโยงระหว่างนักวิจัยที่ทำการศึกษางานวิจัยในแขนงต่างๆ ที่มีความเกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน เช่น เทคโนโลยีถ่านหิน หรือเทคโนโลยีชีวมวล เป็นต้น
- จัดทำฐานข้อมูลของนักวิจัย และงานวิจัยด้านเทคโนโลยีไฮโดรเจนที่กำลังดำเนินการอยู่ในประเทศไทย (Technical Communication) อย่างมีระบบเพื่อส่งเสริมการกระจายความรู้ที่มีให้เป็นประโยชน์ในการพัฒนาเทคโนโลยีต่อไป
- รวบรวมข้อมูลศักยภาพด้านทรัพยากรที่สามารถนำมาเปลี่ยนเป็นก๊าซไฮโดรเจนได้ของประเทศไทย เช่น ปริมาณก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ แหล่งชีวมวลต่างๆ ในประเทศ
- ในส่วนของแผนพัฒนางานวิจัยในระดับชาติ ควรมีการเพิ่มเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนเข้าไปในแผนต่างๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน
- รวบรวมข้อมูลของเทคโนโลยีไฮโดรเจนทั้งด้านแหล่งทรัพยากรด้านการผลิต และการใช้งาน เพื่อหาตัวเลขของการลงทุนในการสร้าง และใช้เทคโนโลยีไฮโดรเจนต่างๆ อย่างถูกต้อง

บทที่ 4

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ จะแบ่งการวิเคราะห์ออกเป็น 4 ส่วนด้วยกัน คือ การวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุนและผลประโยชน์ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ และการวิเคราะห์ความอ่อนไหว

4.1 การวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุนและผลประโยชน์ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย

การวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุนและผลประโยชน์ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย จะเริ่มด้วยการวิเคราะห์คาดการณ์ข้อมูลทั่วไป ประกอบด้วย การคาดการณ์ปริมาณรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนและน้ำมันเชื้อเพลิงในตลาดรถยนต์ประเทศไทย ด้วยการหาส่วนแบ่งตลาดจาก New Technology Diffusion Model มาคูณกับปริมาณรถยนต์จดทะเบียนใหม่ที่คาดการณ์ในอนาคต การคาดการณ์ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ การคาดการณ์ค่าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ การคาดการณ์ปริมาณมลพิษทางอากาศ และมูลค่ามลพิษทางอากาศ

การวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุนของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ประกอบด้วย การคาดการณ์ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน การคาดการณ์มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์มายังสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน การคาดการณ์ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง การคาดการณ์ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์ และการคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์

การวิเคราะห์คาดการณ์ผลประโยชน์ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ประกอบด้วย การคาดการณ์มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน การคาดการณ์มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์ การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลง และการคาดการณ์มูลค่าคาร์บอนเครดิต

4.1.1 การวิเคราะห์คาดการณ์ข้อมูลทั่วไป

4.1.1.1 การคาดการณ์ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนและน้ำมันเชื้อเพลิงในตลาดรถยนต์ประเทศไทย

การเข้าสู่ตลาดของเทคโนโลยีใหม่ๆ เช่น เทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนอย่างในงานวิจัยนี้ จะใช้การวิเคราะห์ส่วนแบ่งตลาด (Market Share) ด้วยวิธี New Technology Diffusion Model ที่เป็นไปตาม Logistic Trajectory ที่เขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$\ln\left(\frac{n_t}{N-n_t}\right)=\alpha+\beta(t-t_0)$$

โดยที่

n_t = ส่วนแบ่งตลาดที่เทคโนโลยีทำได้ ณ เวลา t

N = ส่วนแบ่งตลาดทั้งหมดที่เทคโนโลยีสามารถทำได้

t_0 = เวลาที่เทคโนโลยีเข้าสู่ตลาด

α = พารามิเตอร์ ของ Logistic Function แสดงเวลาที่เทคโนโลยีใช้ในกระบวนการแพร่กระจาย (Diffusion) ในตลาด ก่อนที่จะเข้าสู่วิถีโค้ง

β = พารามิเตอร์ ของ Logistic Function แสดงความลาดชันของวิถีโค้ง หรือแสดงความเร็วของการแพร่กระจาย (Speed of Diffusion)

และเนื่องจากมีเทคโนโลยีที่สามารถใช้ทดแทนกันได้ หรือมีการแข่งขันกันระหว่างเทคโนโลยีในตลาด โดยในงานวิจัยสมมุติว่ามี 3 เทคโนโลยี คือ น้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ ก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ (Natural Gas Vehicles: NGV) และพลังงานไฮโดรเจน โดยมีน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์อยู่ในตลาดมาก่อน ต่อมามีก๊าซ NGV เข้ามาเป็นเทคโนโลยีใหม่ และในอนาคตจะมีพลังงานไฮโดรเจนเข้ามาในตลาด ดังนั้นการคาดการณ์ส่วนแบ่งตลาดของแต่ละเทคโนโลยี จะต้องมีการนำเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องเข้ามาคิดในสมการด้วย หรือเรียกว่า The Modeling of Simultaneous Diffusion Curves – A Market Substitution of Competing Technologies ดังนี้

$$\left(\frac{n_t}{N}\right)_C = \frac{1}{1+\exp\left[-\left(\alpha_C + \beta_C\left(t-t_0\right)\right)\right]}$$

$$\left(\frac{n_t}{N}\right)_B = \frac{1}{1+\exp\left[-\left(\alpha_B + \beta_B\left(t-t_0\right)\right)\right]} - \left(\frac{n_t}{N}\right)_C$$

$$\left(\frac{n_t}{N}\right)_A = 1 - \left(\frac{n_t}{N}\right)_B - \left(\frac{n_t}{N}\right)_C$$

โดยที่

A = เทคโนโลยีน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์

B = เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ (Natural Gas Vehicles: NGV)

C = เทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจน

โดยเทคโนโลยีน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ และก๊าซ NGV จะนำข้อมูลที่เกิดขึ้นจริงมาคำนวณได้เลย แต่สำหรับเทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนจะไม่มีข้อมูลเนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่จะเข้ามาในตลาดในอนาคต ดังนั้นเพื่อที่จะสามารถคำนวณได้ จึงใช้การสัมภาษณ์สอบถามผู้เชี่ยวชาญ และผู้ที่เกี่ยวข้องในเทคโนโลยีนั้นๆ เพื่อที่จะนำมาหาปีที่เทคโนโลยีนั้นจะเข้ามาสู่ตลาด (t_0) และปีที่เทคโนโลยีครองส่วนแบ่งตลาดได้ในระยะเริ่มต้นก่อนที่จะเข้าสู่ช่วงวิถีโค้ง (α) ซึ่งถ้าเป็นเทคโนโลยีที่ต้องมีการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานที่ใช้ประกอบกันในมูลค่าที่สูง จะมีการใช้ตัวเลขการครองตลาดที่ 5% ในการหาค่า α เนื่องจากมีการพบว่าหลังจากทำการครองตลาดได้แล้ว 5% เทคโนโลยีลักษณะนี้ จะมีการแพร่กระจายในตลาดสูงกว่าเทคโนโลยีอื่นๆ หรือเข้าสู่ช่วงวิถีโค้งนั่นเอง ซึ่งจะมีความเร็วของการแพร่กระจาย หรือค่า β เท่ากัน[1]

ซึ่งค่า β จะประกอบด้วยหลายๆ ปัจจัย จากงานของ Peter Lund (2005) ที่ทำการศึกษาเรื่อง “Market Penetration Rates of New Energy Technologies” ได้ทำการรวบรวมปัจจัยที่มีผลกระทบต่อค่า β จากงานวิจัยต่างๆ เช่น ความสามารถในการทำกำไร ขนาดการลงทุนของเทคโนโลยี และสัดส่วนของอุตสาหกรรมที่ใช้เทคโนโลยี (Davies, 1979) ลักษณะและการตัดสินใจของผู้บริโภค ลักษณะเฉพาะของเทคโนโลยี และสภาพเศรษฐกิจมหภาค (Dieperink et al., 2004) การรับรู้ข้อมูลข่าวสารของผู้บริโภคและผู้ผลิตในตลาด ต้นทุนราคาและความเสี่ยงของเทคโนโลยี การสนับสนุนของรัฐ และขนาดของตลาด (Rogers, 1995; Lund, 2001) หรือ ในงานวิจัยของ Rene Kemp (1997) ที่ทำการศึกษาเรื่อง

[1] Christophe, Vav Den Bulte, “New product diffusion acceleration: measurement and analysis,” Marketing Science 19 (4 2000): 366-380.

“Environmental Policy and Technical Change: A Comparison of the Technological Impact of Policy Instruments” ได้ทำการสรุปปัจจัยหลักๆ ที่มีผลต่อค่า β ได้เป็น 3 กลุ่ม คือ ลักษณะของผู้บริโภค เช่น รายได้ ความสนใจ เป็นต้น ลักษณะของสภาพเศรษฐกิจ-สังคม เช่น นโยบายของรัฐ และลักษณะของเทคโนโลยี เช่น ราคา ประสิทธิภาพ เป็นต้น ซึ่งในงานวิจัยนี้ จะสมมุติว่า ปัจจัยที่มีผลต่อค่า β ในเทคโนโลยีก๊าซ NGV และเทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจน เหมือนกันทั้งหมด ดังนั้น ในงานวิจัยนี้ ค่า β_C ของเทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจน จะเท่ากับ ค่า β_B ของเทคโนโลยีก๊าซ NGV

ดังนั้นจึงต้องทำการวิเคราะห์หาส่วนแบ่งตลาดรถยนต์ใหม่ของเทคโนโลยีก๊าซ NGV ก่อน ซึ่งได้ผลดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์ใหม่ของเทคโนโลยี NGV ในตลาดรถยนต์ประเทศไทย

ปี	ปริมาณรถยนต์ใหม่ที่ใช้ก๊าซ NGV (คัน)	ปริมาณรถยนต์ใหม่ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง (คัน)	ส่วนแบ่งตลาดของรถยนต์ใหม่ที่ใช้ก๊าซ NGV (%)
2544	100	299,457	0.03339
2545	732	404,617	0.18087
2546	557	538,378	0.10330
2547	2,914	658,706	0.44145
2548	5,982	719,922	0.82599

ที่มา: บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และกรมการขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม

นำส่วนแบ่งตลาดของรถยนต์ใหม่ที่ใช้ก๊าซ NGV มาหา α_B และ β_B จากสมการ Logistic Trajectory ด้วยวิธีสมการถดถอย (Regression Equation) โดยใช้วิธีกำลังสองน้อยที่สุด (Least Square Method) ได้ผลดังนี้

α_B	=	-8.475597	ที่ระดับนัยสำคัญ	0.0007
β_B	=	0.730905	ที่ระดับนัยสำคัญ	0.0252
			R-Squared =	0.8526

นำค่า β_B มาใช้ในการคาดการณ์ หา α_C โดยงานวิจัยนี้ ได้เอาผลการสัมภาษณ์สอบถามผู้เชี่ยวชาญ และผู้ที่เกี่ยวข้องในเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง รวมทั้งพลังงานไฮโดรเจน เพื่อที่จะนำมาหาปีที่เทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนจะเข้ามาสู่ตลาด (t_0) และปีที่เทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนครองส่วน

แบ่งตลาดได้ในระยะเริ่มต้นก่อนที่จะเข้าสู่ช่วงวิถีโค้ง (α_C) มาจากงานของ Gustavo O. Collantes (2006) ที่ทำเรื่อง “Incorporating stakeholders’ perspectives into models of new technology diffusion: The case of fuel-cell vehicles” ที่ทำการสอบถามประเด็นดังกล่าวกับผู้เชี่ยวชาญ ผู้เกี่ยวข้องในประเทศสหรัฐอเมริกากว่า 2,000 คน ซึ่งสรุปได้ว่า ปีที่เทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนจะเข้ามาสู่ตลาด (t_0) คือปี พ.ศ. 2557 ดังนั้น ค่า t_0 ในกรณีนี้จะเท่ากับ 9 เนื่องจากงานของ Gustavo O. Collantes ทำการวิจัยในปี พ.ศ. 2548 (ค.ศ. 2005) เพราะฉะนั้นเทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนจะเข้ามาในตลาดในอีก 9 ปีข้างหน้า และปีที่เทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนครองส่วนแบ่งตลาดได้ในระยะเริ่มต้นก่อนที่จะเข้าสู่ช่วงวิถีโค้ง (α_C) คือปี พ.ศ. 2576 ดังนั้น ค่า t ในกรณีนี้จะเท่ากับ 33 เนื่องจากปี พ.ศ. 2576 เป็นปีหลังจากที่เริ่มมีการวิเคราะห์การใช้ก๊าซ NGV (นับปี พ.ศ. 2544 เป็นปีที่ 1) เท่ากับ 33 ปี นำค่าที่ได้มาคิดในสมการ Logistic Trajectory เพื่อหา α_C

จาก

$$\ln\left(\frac{n_t}{N-n_t}\right) = \alpha + \beta(t - t_0)$$

จะได้

$$\ln(0.05/0.95) = \alpha_C + 0.730905 * (33 - 9)$$

ดังนั้น ได้ค่า α_C เท่ากับ -20.486159

นำค่า α และ β ของ เทคโนโลยีก๊าซ NGV และพลังงานไฮโดรเจน มาใส่ใน The Modeling of Simultaneous Diffusion Curves – A Market Substitution of Competing Technologies เพื่อหาส่วนแบ่งตลาด (Market Share) รถยนต์ใหม่ของทั้ง 3 เทคโนโลยีพลังงาน ได้ผลออกมาดังตารางที่ 4.2 และนำมาวาดกราฟได้กราฟรูป S-Shape ดังภาพที่ 4.1 ตามลำดับ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

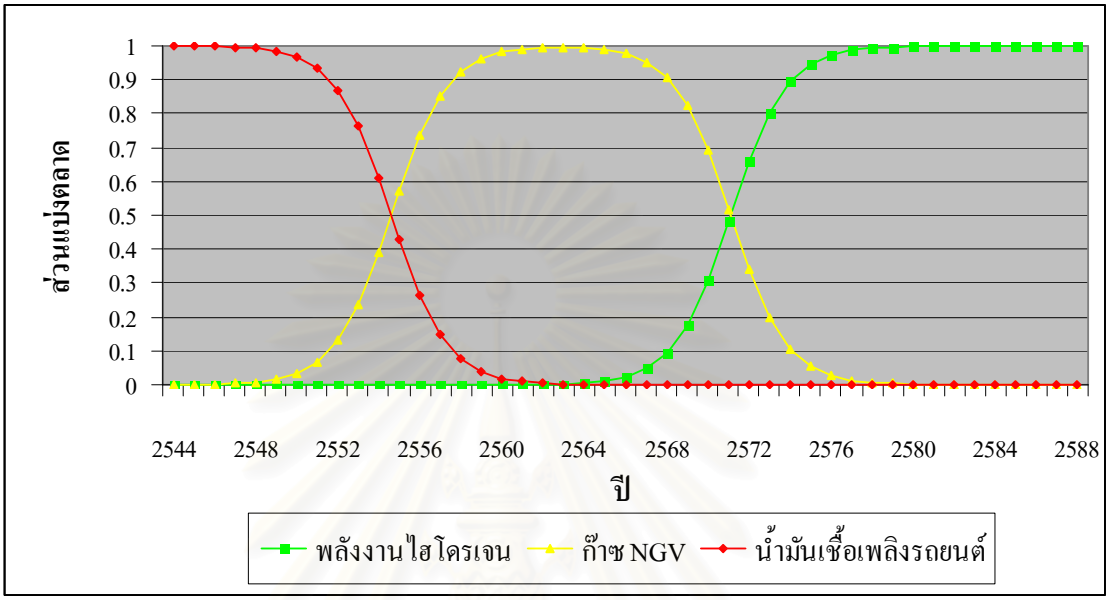
ตารางที่ 4.2 ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์ใหม่ของทั้ง 3 เทคโนโลยีพลังงาน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: ร้อยละ

ปี	พลังงานไฮโดรเจน	ก๊าซ NGV	น้ำมันเชื้อเพลิง	ปี	พลังงานไฮโดรเจน	ก๊าซ NGV	น้ำมันเชื้อเพลิง
2549	0.0000097	1.6460844	98.3539059	2569	17.7420575	82.2552648	0.0026777
2550	0.0000201	3.3592973	96.6406826	2570	30.9380523	69.0606584	0.0012893
2551	0.0000417	6.7335143	93.2664440	2571	48.1979808	51.8013984	0.0006208
2552	0.0000866	13.0396263	86.9602870	2572	65.8989201	34.1007811	0.0002989
2553	0.0001799	23.7477898	76.2520303	2573	80.0544026	19.9454535	0.0001439
2554	0.0003736	39.2776146	60.7220118	2574	89.2889613	10.7109694	0.0000693
2555	0.0007759	57.3276352	42.6715889	2575	94.5396581	5.4603086	0.0000334
2556	0.0016116	73.6156193	26.3827691	2576	97.2943875	2.7055964	0.0000161
2557	0.0033472	85.2809223	14.7157305	2577	98.6787847	1.3212075	0.0000077
2558	0.0069517	92.3225207	7.6705276	2578	99.3694823	0.6405139	0.0000037
2559	0.0144372	96.1394355	3.8461273	2579	99.6905803	0.3094179	0.0000018
2560	0.0299808	98.0805300	1.8894892	2580	99.8507834	0.1492158	0.0000009
2561	0.0622489	99.0190116	0.9187395	2581	99.9281006	0.0718990	0.0000004
2562	0.1292018	99.4263325	0.4444657	2582	99.9653695	0.0346303	0.0000002
2563	0.2679740	99.5175334	0.2144926	2583	99.9833233	0.0166766	0.0000001
2564	0.5549696	99.3416430	0.1033874	2584	99.9919699	0.0080300	0.0000000
2565	1.1458011	98.8043940	0.0498049	2585	99.9961336	0.0038664	0.0000000
2566	2.3507742	97.6252398	0.0239859	2586	99.9981384	0.0018616	0.0000000
2567	4.7619060	95.2265440	0.0115500	2587	99.9991037	0.0008963	0.0000000
2568	9.4078169	90.5866217	0.0055616	2588	99.9995684	0.0004316	0.0000000

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ภาพที่ 4.1 ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์ใหม่ของ 3 เทคโนโลยีพลังงาน คือ พลังงานไฮโดรเจน ก๊าซ NGV และน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์



ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.1.2 การคาดการณ์จำนวนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนและน้ำมันเชื้อเพลิงในประเทศไทย

ในงานวิจัยนี้ จะทำการคาดการณ์จำนวนรถยนต์ในประเทศไทยที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง และพลังงานไฮโดรเจน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 เพื่อนำมาใช้ในการคาดการณ์การใช้พลังงานไฮโดรเจนเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) และปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศในอนาคต เพื่อนำมาคิดเป็นต้นทุนและผลประโยชน์ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ต่อไป

การคาดการณ์จำนวนรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง และพลังงานไฮโดรเจนในประเทศไทย จะใช้จำนวนรถยนต์ที่จดทะเบียนใหม่ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2536 – 2548 (ไม่รวมรถยนต์สามล้อ รถจักรยานยนต์ รถแทรกเตอร์ รถบดถนน รถพ่วง รถใช้งานเกษตรกรรม และรถตามกฎหมายว่าด้วยล้อเลื่อน เนื่องจากไม่เหมาะสมในการติดตั้งพลังงานไฮโดรเจน) จากกรมขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม และผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product: GDP) ราคาคงที่โดยกำหนดปี พ.ศ. 2531 เป็นปีฐาน จากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ และผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศราคาคงที่ โดยกำหนดปี พ.ศ. 2531 เป็นปีฐาน ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2536 – 2548

ปี	รถยนต์จดทะเบียนใหม่ (คัน)	GDP (ล้านบาท)
2536	466,017	2,470,908
2537	511,180	2,692,973
2538	579,772	2,941,736
2539	624,842	3,115,338
2540	488,053	3,072,615
2541	165,605	2,749,684
2542	203,499	2,871,980
2543	270,155	3,008,401
2544	299,557	3,073,601
2545	405,449	3,237,042
2546	539,767	3,468,166
2547	663,009	3,685,944
2548	727,120	3,951,295

ที่มา: กรมขนส่งทางบก และสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

นำข้อมูลดังกล่าวมาคาดการณ์จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ในปี พ.ศ. 2549 – 2588 ด้วยวิธีสมการถดถอย (Regression Equation) โดยใช้วิธีกำลังสองน้อยที่สุด (Least Square Method) โดยมีแบบจำลอง ซึ่งอ้างอิงมาจากงานของ Stephen D. Clark (2007) ที่ทำการศึกษาเรื่อง “Estimating local car ownership models” และงานของ Gregory K. Ingram and Zhi Liu (1999) ที่ทำการศึกษาเรื่อง "Determinants of Motorization and Road Provision " ที่กล่าวว่า ตัวแปรที่สำคัญที่สุดในการกำหนดปริมาณการซื้อรถยนต์ คือ รายได้ หรือถ้ามองรวมในแง่ของทั้งประเทศก็คือ ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (GDP) นั่นเอง

ดังนั้น สมการที่ใช้ในการคาดการณ์จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ของประเทศไทย ในงานวิจัยนี้ คือ

$$\log CAR = c + a\log(GDP)$$

โดยที่

CAR = จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทย

GDP = ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศราคาคงที่ โดยใช้ปี พ.ศ. 2531 เป็นปีฐาน

c = ค่าคงที่

a = ค่าสัมประสิทธิ์

ได้ผลดังนี้

c	=	-5.062665	ที่ระดับนัยสำคัญ	0.6905
a	=	1.210779	ที่ระดับนัยสำคัญ	0.1720

ดังนั้น จะได้สมการถดถอยของจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทย คือ

$$\text{Log(CAR)} = -5.062665 + 1.210779 \log(\text{GDP})$$

นำสมการถดถอยของจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทยที่ได้ มาคาดการณ์หาจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทยในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 ถึง พ.ศ. 2588 โดยผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) ราคาคงที่ โดยใช้ปี พ.ศ. 2531 เป็นปีฐาน จะสมมุติว่ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นปีละ 2.5% ตามการคาดการณ์ของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ที่เสนอต่อกระทรวงพลังงาน ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2550 – 2564 (PDP 2007) ดังนั้น จะได้ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศราคาคงที่โดยใช้ปี พ.ศ. 2531 เป็นปีฐานที่คาดการณ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ดังตารางที่ 4.4

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.4 ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศราคาคงที่ โดยใช้ปี พ.ศ. 2531 เป็นปีฐาน ที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: ล้านบาท

ปี	GDP	ปี	GDP
2549	3,947,577	2569	6,468,565
2550	4,046,267	2570	6,630,279
2551	4,147,423	2571	6,796,036
2552	4,251,109	2572	6,965,937
2553	4,357,387	2573	7,140,086
2554	4,466,321	2574	7,318,588
2555	4,577,979	2575	7,501,552
2556	4,692,429	2576	7,689,091
2557	4,809,740	2577	7,881,319
2558	4,929,983	2578	8,078,352
2559	5,053,233	2579	8,280,310
2560	5,179,564	2580	8,487,318
2561	5,309,053	2581	8,699,501
2562	5,441,779	2582	8,916,989
2563	5,577,823	2583	9,139,913
2564	5,717,269	2584	9,368,411
2565	5,860,201	2585	9,602,621
2566	6,006,706	2586	9,842,687
2567	6,156,873	2587	10,088,754
2568	6,310,795	2588	10,340,973

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

นำข้อมูลผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศราคาคงที่ โดยใช้ปี พ.ศ. 2531 เป็นปีฐาน ที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 มาใส่ในสมการถดถอยของจำนวนรถยนต์จดทะเบียน

ใหม่ในประเทศไทย จะได้จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทยที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588

หน่วย: คัน

ปี	รถยนต์จดทะเบียนใหม่	ปี	รถยนต์จดทะเบียนใหม่
2549	613,778	2569	1,116,081
2550	632,405	2570	1,149,953
2551	651,598	2571	1,184,852
2552	671,373	2572	1,220,811
2553	691,748	2573	1,257,861
2554	712,742	2574	1,296,036
2555	734,373	2575	1,335,369
2556	756,660	2576	1,375,895
2557	779,624	2577	1,417,652
2558	803,284	2578	1,460,676
2559	827,663	2579	1,505,005
2560	852,781	2580	1,550,680
2561	878,662	2581	1,597,742
2562	905,328	2582	1,646,231
2563	932,804	2583	1,696,192
2564	961,113	2584	1,747,669
2565	990,282	2585	1,800,709
2566	1,020,336	2586	1,855,358
2567	1,051,302	2587	1,911,666
2568	1,083,207	2588	1,969,682

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

นำจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทยที่คาดการณ์ได้ มาทำการคาดการณ์จำนวนรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง และพลังงานไฮโดรเจน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 โดยการนำส่วนแบ่งตลาดรถยนต์ใหม่ที่คาดการณ์ด้วยวิธี New Technology Diffusion Model ที่หาได้ มาคูณกับจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ที่ดาดการณ์ไว้ ได้ผลดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน และน้ำมันเชื้อเพลิง คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: คัน

ปี	รถยนต์ไฮโดรเจน	รถยนต์ใช้น้ำมัน	ปี	รถยนต์ไฮโดรเจน	รถยนต์ใช้น้ำมัน
2549	0	603,675	2569	198,016	30
2550	0	611,161	2570	355,773	15
2551	0	607,722	2571	571,075	7
2552	1	583,828	2572	804,501	4
2553	1	527,472	2573	1,006,973	2
2554	3	432,791	2574	1,157,217	1
2555	6	313,369	2575	1,262,453	0
2556	12	199,628	2576	1,338,669	0
2557	26	114,727	2577	1,398,922	0
2558	56	61,616	2578	1,451,320	0
2559	119	31,833	2579	1,500,348	0
2560	256	16,113	2580	1,548,366	0
2561	547	8,073	2581	1,596,593	0
2562	1,170	4,024	2582	1,645,661	0
2563	2,500	2,001	2583	1,695,909	0
2564	5,334	994	2584	1,747,529	0
2565	11,347	493	2585	1,800,639	0
2566	23,986	245	2586	1,855,323	0
2567	50,062	121	2587	1,911,649	0
2568	101,906	60	2588	1,969,673	0

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

นำจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในแต่ละปี มารวมเป็นจำนวนรถยนต์รวมในแต่ละปี โดยรถยนต์แต่ละคันจะมีอายุการใช้งาน 10 ปี ตามการสำรวจการประกอบการของรถโดยสาร ของสำนักงานสถิติแห่งชาติ ในปี พ.ศ. 2548 ได้จำนวนรถยนต์รวมในแต่ละปี แยกเป็นรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน และรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ดังตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 จำนวนรถยนต์รวมในแต่ละปี แยกเป็นรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน และรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: คัน

ปี	รถยนต์ไฮโดรเจน	รถยนต์ใช้น้ำมัน	ปี	รถยนต์ไฮโดรเจน	รถยนต์ใช้น้ำมัน
2549	0	603,675	2569	395,124	32,154
2550	0	1,214,836	2570	750,641	16,056
2551	0	1,822,558	2571	1,321,169	7,990
2552	1	2,406,386	2572	2,124,500	3,970
2553	2	2,933,858	2573	3,128,973	1,971
2554	5	3,366,649	2574	4,280,856	978
2555	11	3,680,018	2575	5,531,962	485
2556	23	3,879,646	2576	6,846,645	240
2557	49	3,994,373	2577	8,195,505	119
2558	105	4,055,989	2578	9,544,919	59
2559	224	3,484,147	2579	10,847,251	29
2560	480	2,889,099	2580	12,039,844	14
2561	1,027	2,289,450	2581	13,065,362	7
2562	2,196	1,709,646	2582	13,906,522	3
2563	4,695	1,184,175	2583	14,595,458	1
2564	10,026	752,378	2584	15,185,770	0
2565	21,367	439,502	2585	15,723,956	0
2566	45,341	240,119	2586	16,240,610	0
2567	95,377	125,513	2587	16,753,337	0
2568	197,227	63,957	2588	17,271,690	0

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.1.3 การคาดการณ์ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์

เนื่องจากงานวิจัยนี้ จะใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์เป็นตัวเปรียบเทียบเพื่อแสดงถึงผลประโยชน์ของการใช้พลังงานไฮโดรเจนในการทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ ดังนั้นจึงต้องทำการคาดการณ์ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของประเทศไทยในอนาคตด้วย

วิธีการในการคาดการณ์ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์สำหรับประเทศไทย จะนำเอาข้อมูลปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถของประเทศไทย และปริมาณรถในประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2536 – 2548 มาหาอัตราการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงต่อรถยนต์ 1 คัน โดยข้อมูลปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถของประเทศไทย นำมาจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน และจำนวนรถในประเทศไทย นำมาจากกรมการขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม ดังตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถของประเทศไทย และจำนวนรถในประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2536 – 2548

ปี	น้ำมันเชื้อเพลิง (ล้านลิตร)	รถ (คัน)
2536	16,745.5	11,101,758
2537	18,660.2	12,579,903
2538	21,717.4	14,097,719
2539	24,583.6	16,093,896
2540	24,743.3	17,666,240
2541	22,340.3	18,860,512
2542	22,185.0	20,096,536
2543	21,629.8	20,835,684
2544	21,976.9	22,589,185
2545	23,289.7	24,517,250
2546	25,085.9	26,378,862
2547	27,196.0	20,624,719
2548	26,816.2	25,266,294

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน กรมการขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม

นำข้อมูลดังกล่าวมาเฉลี่ยหาอัตราการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงต่อรถยนต์ 1 คัน ได้เท่ากับ 1,233.89 ลิตรต่อปี นำจำนวนรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน ที่คาดการณ์ไว้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ซึ่งเป็นการใช้แทนรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง มาคูณกับอัตราการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงต่อรถยนต์ 1 คัน เพื่อที่จะได้ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของประเทศไทย ดังตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของประเทศไทย คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: ลิตร

ปี	ปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิง	ปี	ปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิง
2549	0	2569	487,539,552
2550	0	2570	926,208,423
2551	0	2571	1,630,177,217
2552	1,234	2572	2,621,399,305
2553	2,468	2573	3,860,808,495
2554	6,169	2574	5,282,105,410
2555	13,573	2575	6,825,832,592
2556	28,379	2576	8,448,006,799
2557	60,461	2577	10,112,351,664
2558	129,558	2578	11,777,380,105
2559	276,391	2579	13,384,314,536
2560	592,267	2580	14,855,843,113
2561	1,267,205	2581	16,121,219,518
2562	2,709,622	2582	17,159,118,431
2563	5,793,114	2583	18,009,189,672
2564	12,370,981	2584	18,737,569,745
2565	26,364,528	2585	19,401,632,069
2566	55,945,806	2586	20,039,126,273
2567	117,684,727	2587	20,671,774,991
2568	243,356,423	2588	21,311,365,574

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

จากปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ที่ได้ นำมาแบ่งว่าเป็นการใช้ทดแทนน้ำมันเบนซิน และน้ำมันดีเซลอย่างละเท่าใด โดยจากงานวิจัยนี้ เทคโนโลยีไฮโดรเจนเหมาะสำหรับรถบางประเภทเท่านั้น คือ ไม่รวมรถยนต์สามล้อ รถจักรยานยนต์ รถแทรกเตอร์ รถบดถนน รถพ่วง รถใช้งานเกษตรกรรม และรถตามกฎหมายว่าด้วยล้อเลื่อน ซึ่งเป็นรถที่ใช้น้ำมันดีเซลทั้งหมด ดังนั้นการใช้น้ำมันเบนซินจะเป็นอัตราต่อเนื่องจากข้อมูลเดิมที่มีอยู่ โดยปริมาณการใช้ทดแทนน้ำมันเบนซินจะหาจากการเทียบสัดส่วนของน้ำมันเบนซินกับน้ำมันเชื้อเพลิงรถทั้งหมด ซึ่งข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน พบว่า อยู่ในอัตราส่วนประมาณร้อยละ 29 ส่วนปริมาณการใช้น้ำมันดีเซล ก็จะเป็นปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงที่เหลือจากน้ำมันเบนซิน ดังนั้น ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ จะแบ่งเป็นน้ำมันเบนซิน และน้ำมันดีเซล ดังตารางที่ 4.10

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.10 ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ แบ่งเป็นน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซล คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: ลิตร

ปี	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	ปี	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล
2549	0	0	2569	141,386,470	346,153,082
2550	0	0	2570	268,600,443	657,607,981
2551	0	0	2571	472,751,393	1,157,425,824
2552	358	876	2572	760,205,798	1,861,193,507
2553	716	1,752	2573	1,119,634,464	2,741,174,031
2554	1,789	4,380	2574	1,531,810,569	3,750,294,841
2555	3,936	9,637	2575	1,979,491,452	4,846,341,140
2556	8,230	20,149	2576	2,449,921,972	5,998,084,827
2557	17,534	42,927	2577	2,932,581,983	7,179,769,682
2558	37,572	91,986	2578	3,415,440,230	8,361,939,874
2559	80,153	196,238	2579	3,881,451,216	9,502,863,321
2560	171,757	420,510	2580	4,308,194,503	10,547,648,610
2561	367,489	899,716	2581	4,675,153,660	11,446,065,858
2562	785,791	1,923,832	2582	4,976,144,345	12,182,974,086
2563	1,680,003	4,113,111	2583	5,222,665,005	12,786,524,667
2564	3,587,585	8,783,397	2584	5,433,895,226	13,303,674,519
2565	7,645,713	18,718,815	2585	5,626,473,300	13,775,158,769
2566	16,224,284	39,721,523	2586	5,811,346,619	14,227,779,654
2567	34,128,571	83,556,156	2587	5,994,814,747	14,676,960,244
2568	70,573,363	172,783,060	2588	6,180,296,016	15,131,069,558

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.1.4 การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์

เนื่องจากงานวิจัยนี้ จะทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการที่มีอายุ 40 ปี คือตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 ถึง พ.ศ. 2588 โดยจะใช้ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์เป็นตัวเปรียบเทียบเพื่อแสดงถึงผลประโยชน์ของการใช้พลังงานไฮโดรเจนในการแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ ซึ่งวิธีการคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์นั้น จะแบ่งออกเป็น 2 วิธี คือ 1. การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของผู้วิจัย และ 2. การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์จาก EIA

4.1.1.4.1 การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของผู้วิจัย

การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ของผู้วิจัย จะทำการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบเสียก่อน โดยการนำหลักของ The Economics of Nonrenewable Resources มาประยุกต์ โดยการนำปัจจัยที่มีผลกระทบต่อราคาน้ำมัน นอกเหนือจากปริมาณการใช้น้ำมัน ตามการศึกษาของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และ บริษัทเชลล์แห่งประเทศไทย จำกัด โดยนำเอา ปริมาณน้ำมันดิบทั้งหมดที่คาดว่าจะผลิตขึ้นมาได้จากหลุมเจาะหรือจากแอ่งน้ำมัน ภายใต้สภาวะเศรษฐกิจและสภาพทางวิศวกรรมในปัจจุบัน (Estimated Ultimately Recoverable : EUR) และผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศของทั้งโลก (GDPW) มาเป็นตัวแปรอิสระเพิ่มเติมในแบบจำลอง

ดังนั้น จะได้แบบจำลองดังนี้

$$P = C + aQ + bGDPW + dEUR$$

โดยที่

P = ราคาน้ำมันดิบ
C = ค่าคงที่
a, b, d = ค่าสัมประสิทธิ์
Q = ปริมาณการใช้น้ำมันดิบของโลก
GDPW = ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศของทั้งโลก
EUR = ปริมาณน้ำมันดิบทั้งหมดที่คาดว่าจะผลิตขึ้นมาได้จากหลุม เจาะหรือจากแอ่งน้ำมัน ภายใต้สภาวะเศรษฐกิจและสภาพทางวิศวกรรมในปัจจุบัน

ซึ่งข้อมูลที่นำมาใช้ในการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบ จะเป็นข้อมูลย้อนหลังไป 9 ปี คือตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 ถึง พ.ศ. 2548 ดังตารางที่ 4.11 – 4.14

ตารางที่ 4.11 ราคาน้ำมันดิบ All Countries Spot Price FOB Weighted by Estimated Export Volume (ราคา ณ สัปดาห์แรกของแต่ละเดือน) รายเดือนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 - 2548 ($/Barrel)

เดือน/ปี	ราคา
1/2540	23.18
2/2540	21.56
3/2540	18.54
4/2540	17.62
5/2540	17.25
6/2540	17.69
7/2540	17.39
8/2540	17.68
9/2540	17.22
10/2540	18.66
11/2540	18.25
12/2540	17.01

เดือน/ปี	ราคา
1/2541	15.21
2/2541	13.38
3/2541	11.81
4/2541	12.39
5/2541	12.39
6/2541	12.11
7/2541	10.82
8/2541	11.49
9/2541	11.61
10/2541	13.76
11/2541	11.79
12/2541	9.48

เดือน/ปี	ราคา
1/2542	9.76
2/2542	10.04
3/2542	10.26
4/2542	14.09
5/2542	15.94
6/2542	14.21
7/2542	16.28
8/2542	18.74
9/2542	20.09
10/2542	22.68
11/2542	21.49
12/2542	24.33

เดือน/ปี	ราคา
1/2543	23.17
2/2543	25.95
3/2543	27.15
4/2543	23.39
5/2543	24.29
6/2543	27.72
7/2543	28.70
8/2543	25.21
9/2543	30.59
10/2543	28.33
11/2543	29.37
12/2543	29.66

เดือน/ปี	ราคา
1/2544	22.10
2/2544	24.76
3/2544	23.44
4/2544	22.76
5/2544	25.38
6/2544	26.55
7/2544	23.73
8/2544	23.61
9/2544	24.90
10/2544	20.09
11/2544	18.31
12/2544	17.35

เดือน/ปี	ราคา
1/2545	18.68
2/2545	17.77
3/2545	19.16
4/2545	24.83
5/2545	24.50
6/2545	22.31
7/2545	24.14
8/2545	24.51
9/2545	26.07
10/2545	27.44
11/2545	24.53
12/2545	24.27

เดือน/ปี	ราคา
1/2546	29.03
2/2546	30.00
3/2546	31.71
4/2546	25.01
5/2546	22.04
6/2546	25.72
7/2546	26.52
8/2546	26.66
9/2546	27.05
10/2546	26.29
11/2546	26.28
12/2546	27.23

เดือน/ปี	ราคา
1/2547	28.00
2/2547	27.56
3/2547	30.88
4/2547	30.07
5/2547	33.63
6/2547	35.29
7/2547	31.61
8/2547	38.27
9/2547	37.05
10/2547	41.62
11/2547	40.84
12/2547	36.83

เดือน/ปี	ราคา
1/2548	35.16
2/2548	41.54
3/2548	45.07
4/2548	46.84
5/2548	45.20
6/2548	46.65
7/2548	52.55
8/2548	55.05
9/2548	60.75
10/2548	55.99
11/2548	53.39
12/2548	49.42

ที่มา : U.S. Energy Information Administration

ตารางที่ 4.12 ปริมาณการใช้น้ำมันดิบของโลก ต่อวันเฉลี่ยทั้งปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 - 2548

หน่วย: ล้านบาร์เรลต่อวัน

ปี	ปริมาณการใช้น้ำมันดิบของโลก
2540	73.29272
2541	73.94489
2542	75.59647
2543	76.61937
2544	77.40645
2545	78.08171
2546	79.74216
2547	82.45221
2548	83.98525

ที่มา : U.S. Energy Information Administration

ตารางที่ 4.13 ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศของทั้งโลก ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 - 2548

หน่วย: ล้านล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ปี	ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศของทั้งโลก
2540	29,875.733
2541	29,628.951
2542	30,726.944
2543	31,546.106
2544	31,309.580
2545	32,517.308
2546	36,481.109
2547	40,894.780
2548	43,886.037

ที่มา : International Monetary Fund

ตารางที่ 4.14 ปริมาณน้ำมันดิบทั้งหมดที่คาดว่าจะผลิตขึ้นมาได้จากหลุมเจาะหรือจากแอ่งน้ำมันภายใต้สภาวะเศรษฐกิจและสภาพทางวิศวกรรมในปัจจุบัน (EUR) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 - 2548

หน่วย: ล้านล้านบาร์เรล

ปี	ปริมาณ EUR
2540	1,018.515
2541	1,020.075
2542	1,032.753
2543	1,016.772
2544	1,028.132
2545	1,031.954
2546	1,213.112
2547	1,265.026
2548	1,277.228

ที่มา : U.S. Energy Information Administration

นำข้อมูลมาหาสมการถดถอย (Regression Equation) ของราคาน้ำมันดิบ โดยใช้วิธีกำลังสองน้อยที่สุด (Least Square Method) ได้ผลดังนี้

C	=	-23.81953	ที่ระดับนัยสำคัญ	0.3557
a	=	2.974651	ที่ระดับนัยสำคัญ	0.5709
b	=	0.042613	ที่ระดับนัยสำคัญ	0.0000
d	=	-0.082679	ที่ระดับนัยสำคัญ	0.0000
			R-Squared =	0.8547

ดังนั้น จะได้สมการถดถอยของราคาน้ำมันดิบ คือ

P = -23.81953 + 2.974651 Q + 0.042613 GDPW – 0.082679 EUR

นำสมการถดถอยของราคาน้ำมันดิบที่ได้ มาคาดการณ์หาราคาน้ำมันดิบในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 ถึง พ.ศ. 2588 โดยมีข้อสมมุติ ว่า อัตราการเพิ่มขึ้นหรือลดลงของตัวแปรอิสระ ซึ่งได้แก่ Q GDPW และ EUR เป็นไปในอัตราเดิม

จากข้อมูลตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 - 2548 จะได้ว่า

Q มีอัตราการเพิ่มขึ้นปีละ 1.52894 %

GDPW	มีอัตราการเพิ่มขึ้นปีละ	4.47291 %
EUR	มีอัตราการเพิ่มขึ้นปีละ	2.68182 %

นำอัตราการเปลี่ยนแปลงเฉลี่ยของทั้ง 3 ตัวแปรอิสระที่ได้ มาเป็นข้อมูลในอนาคตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588 เพื่อนำมาคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588 ได้ดังตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 ราคาน้ำมันดิบที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588

หน่วย: ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรล

ปี	ราคาน้ำมันดิบ	ปี	ราคาน้ำมันดิบ
2549	55.33	2569	219.97
2550	60.19	2570	233.33
2551	65.31	2571	247.35
2552	70.70	2572	262.09
2553	76.37	2573	277.56
2554	82.35	2574	293.80
2555	88.64	2575	310.86
2556	95.26	2576	328.77
2557	102.23	2577	347.57
2558	109.56	2578	367.30
2559	117.28	2579	388.01
2560	125.39	2580	409.74
2561	133.93	2581	432.54
2562	142.90	2582	456.47
2563	152.33	2583	481.57
2564	162.25	2584	507.91
2565	172.68	2585	535.53
2566	183.64	2586	564.51
2567	195.16	2587	594.90
2568	207.26	2588	626.77

ที่มา : จากการประมาณการของผู้วิจัย

นำราคาน้ำมันดิบที่ได้จากการคาดการณ์ มาหาราคาน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ ซึ่ง ณ ที่นี้คือราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ขายที่สถานีบริการน้ำมัน ซึ่งจะมีการรวมค่าใช้จ่ายต่างๆ เพิ่มขึ้นมา ได้แก่ ค่าการกลั่น ภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล ภาษีมูลค่าเพิ่ม กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และค่าการตลาด

ณ ที่นี้ จะกำหนดค่าต่างๆ ดังนี้ (อ้างอิงจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2549 และ บริษัทเชลล์แห่งประเทศไทย จำกัด, 2549)

1. ค่าการกลั่น 4 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา/บาร์เรล เท่ากันทั้งน้ำมันเบนซินและดีเซล
2. ภาษีสรรพสามิต ภาษีสรรพสามิตของน้ำมันเบนซินจะเท่ากับ 3.70 บาท/ลิตร และน้ำมันดีเซลจะเท่ากับ 2.30 บาท/ลิตร
3. ภาษีเทศบาล ร้อยละ 10 ของภาษีสรรพสามิต
4. ภาษีมูลค่าเพิ่ม ร้อยละ 7 ของราคาน้ำมันที่จำหน่าย ณ สถานีบริการน้ำมัน
5. กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง 50 สตางค์/ลิตร
6. กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน 4 สตางค์/ลิตร
7. ค่าการตลาด ร้อยละ 5 ของราคาน้ำมันที่จำหน่าย ณ สถานีบริการน้ำมัน

ดังนั้น จะได้ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทยที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 ถึง พ.ศ. 2588 แยกออกเป็น ราคาน้ำมันเบนซิน และราคาน้ำมันดีเซล ดังตารางที่ 4.16 และ 4.17 โดย 1 บาร์เรล เท่ากับ 158.987 ลิตร และ 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เท่ากับ 41.86 บาท โดยมาจากอัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544 - 2548 จากธนาคารแห่งประเทศไทย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.16 ราคาน้ำมันเบนซินที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588

หน่วย: บาทต่อลิตร

ปี	ราคาน้ำมันเบนซิน	ปี	ราคาน้ำมันเบนซิน
2549	22.73	2569	71.43
2550	24.17	2570	75.38
2551	25.68	2571	79.53
2552	27.27	2572	83.89
2553	28.95	2573	88.47
2554	30.72	2574	93.27
2555	32.58	2575	98.32
2556	34.54	2576	103.62
2557	36.60	2577	109.18
2558	38.77	2578	115.01
2559	41.05	2579	121.14
2560	43.45	2580	127.57
2561	45.98	2581	134.31
2562	48.63	2582	141.39
2563	51.42	2583	148.82
2564	54.36	2584	156.61
2565	57.44	2585	164.78
2566	60.68	2586	173.35
2567	64.09	2587	182.34
2568	67.67	2588	191.77

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ตารางที่ 4.17 ราคาน้ำมันดีเซลที่คาดการณ์ในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588

หน่วย: บาทต่อลิตร

ปี	ราคาน้ำมันดีเซล	ปี	ราคาน้ำมันดีเซล
2549	21.00	2569	69.70
2550	22.44	2570	73.65
2551	23.95	2571	77.80
2552	25.54	2572	82.16
2553	27.22	2573	86.74
2554	28.99	2574	91.54
2555	30.85	2575	96.59
2556	32.81	2576	101.89
2557	34.87	2577	107.45
2558	37.04	2578	113.28
2559	39.32	2579	119.41
2560	41.72	2580	125.84
2561	44.25	2581	132.58
2562	46.90	2582	139.66
2563	49.69	2583	147.09
2564	52.63	2584	154.88
2565	55.71	2585	163.05
2566	58.95	2586	171.62
2567	62.36	2587	180.61
2568	65.94	2588	190.04

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.1.4.2 การคาดการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์จาก EIA

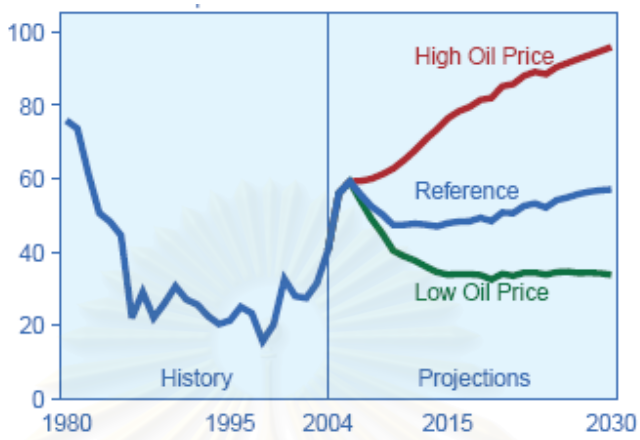
นอกจากผู้วิจัยจะทำการคาดการณ์ราคาน้ำมันเองด้วยวิธีที่ได้กล่าวไปข้างต้นแล้ว ยังได้มีการนำผลการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบจากองค์กรที่น่าเชื่อถือ และศึกษาด้านนี้โดยเฉพาะมาเปรียบเทียบเป็นอีกเหตุการณ์ (Scenario) หนึ่ง

ซึ่งผู้วิจัยได้นำตัวเลขการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบจาก Energy Information Administration (EIA) ของประเทศสหรัฐอเมริกา ที่ได้เขียนไว้ในรายงาน “International Energy Outlook 2006” และ “Annual Energy Outlook 2006” ซึ่งได้ทำการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 – 2573 (ค.ศ. 2005 – 2030) โดยแบ่งออกเป็น 3 กรณี คือ กรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง (World Oil Price Reference Case) กรณีราคาน้ำมันดิบโลกสูง (High World Oil Price Case) และ กรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำ (Low World Oil Price Case)

โดยในกรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง ได้มีการใช้ราคาน้ำมันดิบจริงๆ ที่ประเทศสหรัฐอเมริกานำเข้าจากต่างประเทศ ตั้งแต่อดีตจนถึงปี พ.ศ. 2547 และอาศัยข้อมูลนั้น ร่วมกันกับข้อสมมุติต่างๆ เช่น การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของโลก ความยืดหยุ่นของอุปทานและอุปสงค์ต่อน้ำมัน (Supply and Demand Elasticities) ปริมาณสำรองน้ำมันดิบของโลก และปริมาณการผลิตน้ำมันของกลุ่ม OPEC รวมทั้งการสมมุติว่า ตลาดน้ำมันมีการดำเนินการอย่างปกติ อุปทานของน้ำมันมีเพียงพอต่ออุปสงค์ และจุดสูงสุดของการผลิตน้ำมันของโลกยังไม่มาถึงในปี พ.ศ. 2573 มาทำการคาดการณ์ราคาน้ำมัน และใช้วิธีการเดียวกันในการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบในกรณีที่สูงและต่ำกว่ากรณีอ้างอิง โดยในกรณีราคาน้ำมันดิบโลกสูง มีการสมมุติว่า ปริมาณสำรองน้ำมันดิบน้อยกว่าที่คาดเอาไว้ 15% มีต้นทุนการผลิตมากกว่า และความสนใจในการผลิตของกลุ่ม OPEC ลดลง กรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำ มีการสมมุติว่าปริมาณสำรองน้ำมันดิบมากกว่าที่คาดเอาไว้ 15% มีต้นทุนการผลิตน้อยกว่า และความสนใจในการผลิตของกลุ่ม OPEC มากขึ้น แต่ทั้ง 3 กรณี ไม่ได้มีการนำปัญหาที่อาจเกิดผลกระทบต่ออุปทานน้ำมัน เช่น สงคราม การก่อการร้าย สภาพภูมิอากาศ อำนาจเหนือดินแดน เป็นต้น มาคิดในการคาดการณ์ ผลการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบทั้ง 3 กรณีของ EIA เป็นดังภาพที่ 4.2

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาพที่ 4.2 ผลการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบทั้ง 3 กรณีของ EIA ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 – 2573 (ค.ศ. 2005 – 2030)



ที่มา: International Energy Outlook 2006 by Energy Information Administration

โดยในกรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง มีการคาดการณ์ว่า ถึงแม้ว่าราคาน้ำมันดิบจะสูงขึ้นจาก $28.46 ต่อบาร์เรลในปี พ.ศ. 2546 (ค.ศ. 2003) เท่ากับ $7 เป็น $35.99 ในปี พ.ศ. 2547 (ค.ศ. 2004) และเพิ่มขึ้นอีก $14 ในปี พ.ศ. 2548 (ค.ศ. 2005) แต่จะลดลงเรื่อยๆ จนถึง $43 ต่อบาร์เรล ในปี พ.ศ. 2558 (ค.ศ. 2015) เนื่องจากข้อสมมุติที่ว่า ตลาดน้ำมันดำเนินการอย่างปกติ ไม่มีการเก็งกำไร และไม่มีการก่อการร้าย สงครามเกิดขึ้น ดังนั้นผลของราคาน้ำมันที่สูงขึ้นในช่วงปี พ.ศ. 2547 – 2548 จึงหมดไป รวมทั้งอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้น ยังน้อยกว่าในด้านของอุปทานทั้งการผลิตและปริมาณสำรองที่พบ แต่ราคาน้ำมันดิบโลกจะค่อยๆ ขยับสูงขึ้นประมาณปีละ 1.08% จนกระทั่งเท่ากับ $49.99 ต่อบาร์เรลในปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030) จากอุปสงค์เพิ่มมากขึ้น โดยเฉพาะในกลุ่มประเทศนอกองค์กรความร่วมมือและพัฒนาทางเศรษฐกิจ (Non-Organization for Economic Cooperation and Development: Non-OECD) ในแถบทวีปเอเชีย เช่น ประเทศจีน และอินเดีย จนมากกว่าการเพิ่มขึ้นของอุปทาน ซึ่งในกรณีราคาน้ำมันดิบโลกสูงจะเท่ากับ $89.98 ต่อบาร์เรล และในกรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำจะเท่ากับ $27.99 ต่อบาร์เรล

แต่เนื่องจากในงานวิจัยนี้ จะต้องทำการคาดการณ์ราคาน้ำมันถึงปี พ.ศ. 2588 (ค.ศ. 2045) ดังนั้น จะต้องทำการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบต่อจากงานของ EIA ไปอีก 15 ปี ซึ่งผู้วิจัยจะอาศัยแนวทางของ EIA ในการคาดการณ์ต่อไป โดยราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิงจะค่อยๆ ขยับสูงขึ้นปีละ 1.08% ต่อจากปี พ.ศ. 2573 ไปจนกระทั่งถึงปี พ.ศ. 2588 กรณีน้ำมันดิบโลกสูงจะขยับขึ้นปีละ $1 ต่อบาร์เรล จากราคาพยากรณ์ของ EIA ที่มีการเพิ่มขึ้นในอัตราปีละ $1 ต่อบาร์เรล ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2563 จนถึงปี พ.ศ. 2573 ในขณะที่กรณีน้ำมันดิบโลกต่ำจะอยู่ที่ $27.99 ต่อบาร์เรลจนกระทั่งถึงปี พ.ศ. 2588 ตามการคาดการณ์ของ EIA ที่คงอยู่ ณ ราคานี้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2563

ดังนั้น ในกรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง กรณีราคาน้ำมันดับโลกสูง และกรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำ จะเป็นดังตารางที่ 4.18

ตารางที่ 4.18 ผลการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบทั้ง 3 กรณี ต่อจากของ EIA ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรล

ปี	กรณีอ้างอิง	กรณีสูง	กรณีต่ำ	ปี	กรณีอ้างอิง	กรณีสูง	กรณีต่ำ
2549	53.95	53.95	53.95	2569	48.39	85.98	27.99
2550	51.46	55.21	49.72	2570	48.80	86.98	27.99
2551	48.98	56.47	45.48	2571	49.19	87.98	27.99
2552	46.49	57.73	41.23	2572	49.58	88.98	27.99
2553	43.99	58.99	37.00	2573	49.99	89.98	27.99
2554	43.78	61.59	35.23	2574	50.53	90.98	27.99
2555	43.59	64.18	33.55	2575	51.08	91.98	27.99
2556	43.39	66.79	31.96	2576	51.63	92.98	27.99
2557	43.19	69.39	30.44	2577	52.19	93.98	27.99
2558	43.00	71.98	28.99	2578	52.75	94.98	27.99
2559	43.39	73.59	28.79	2579	53.32	95.98	27.99
2560	43.78	75.18	28.59	2580	53.90	96.98	27.99
2561	44.19	76.78	28.40	2581	54.48	97.98	27.99
2562	44.59	78.39	28.20	2582	55.07	98.98	27.99
2563	44.99	79.98	27.99	2583	55.66	99.98	27.99
2564	45.59	80.98	27.99	2584	56.26	100.98	27.99
2565	46.19	81.98	27.99	2585	56.87	101.98	27.99
2566	46.80	82.98	27.99	2586	57.48	102.98	27.99
2567	47.39	83.98	27.99	2587	58.11	103.98	27.99
2568	47.99	84.98	27.99	2588	58.73	104.98	27.99

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

นำราคาน้ำมันดิบที่ได้จากการคาดการณ์ต่อจาก EIA มาหาราคาน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ ซึ่ง ณ ที่นี้คือราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ขายที่สถานีบริการน้ำมัน ซึ่งจะมีการรวมค่าใช้จ่ายต่างๆ เพิ่มขึ้นมา ได้แก่ ค่าการกลั่น ภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล ภาษีมูลค่าเพิ่ม กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และค่าการตลาด เช่นเดียวกันกับการหาราคาน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ในกรณีที่คาดการณ์จากวิธีการของผู้วิจัยเอง

ดังนั้น จะได้ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทยที่คาดการณ์ในอนาคต ในกรณีของ EIA ทั้ง 3 กรณี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588 แยกออกเป็น ราคาน้ำมันเบนซิน และราคาน้ำมันดีเซล ดังตารางที่ 4.19 และ 4.20 โดย 1 บาร์เรล เท่ากับ 158.987 ลิตร และ 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เท่ากับ 41.86 บาท โดยมาจากอัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544 - 2548 จากธนาคารแห่งประเทศไทย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.19 ราคาน้ำมันเบนซินที่คาดการณ์ในอนาคต จาก EIA ทั้ง 3 กรณี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588

หน่วย: บาทต่อลิตร

ปี	กรณีอ้างอิง	กรณีสูง	กรณีต่ำ	ปี	กรณีอ้างอิง	กรณีสูง	กรณีต่ำ
2549	22.32	22.32	22.32	2569	20.68	31.80	14.64
2550	21.59	22.69	21.07	2570	20.80	32.09	14.64
2551	20.85	23.07	19.81	2571	20.91	32.39	14.64
2552	20.11	23.44	18.56	2572	21.03	32.68	14.64
2553	19.38	23.81	17.31	2573	21.15	32.98	14.64
2554	19.31	24.58	16.78	2574	21.31	33.28	14.64
2555	19.26	25.35	16.29	2575	21.47	33.57	14.64
2556	19.20	26.12	15.82	2576	21.64	33.87	14.64
2557	19.14	26.89	15.37	2577	21.80	34.16	14.64
2558	19.08	27.66	14.94	2578	21.97	34.46	14.64
2559	19.20	28.13	14.88	2579	22.14	34.75	14.64
2560	19.31	28.60	14.82	2580	22.31	35.05	14.64
2561	19.43	29.08	14.76	2581	22.48	35.35	14.64
2562	19.55	29.55	14.70	2582	22.65	35.64	14.64
2563	19.67	30.02	14.64	2583	22.83	35.94	14.64
2564	19.85	30.32	14.64	2584	23.01	36.23	14.64
2565	20.03	30.61	14.64	2585	23.19	36.53	14.64
2566	20.21	30.91	14.64	2586	23.37	36.82	14.64
2567	20.38	31.20	14.64	2587	23.55	37.12	14.64
2568	20.56	31.50	14.64	2588	23.74	37.42	14.64

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ตารางที่ 4.20 ราคาน้ำมันดีเซลที่คาดการณ์ในอนาคต จาก EIA ทั้ง 3 กรณี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 - 2588

หน่วย: บาทต่อลิตร

ปี	กรณีอ้างอิง	กรณีสูง	กรณีต่ำ	ปี	กรณีอ้างอิง	กรณีสูง	กรณีต่ำ
2549	20.59	20.59	20.59	2569	18.95	30.07	12.91
2550	19.85	20.96	19.34	2570	19.07	30.36	12.91
2551	19.12	21.34	18.08	2571	19.18	30.66	12.91
2552	18.38	21.71	16.83	2572	19.30	30.95	12.91
2553	17.65	22.08	15.58	2573	19.42	31.25	12.91
2554	17.58	22.85	15.05	2574	19.58	31.55	12.91
2555	17.53	23.62	14.56	2575	19.74	31.84	12.91
2556	17.47	24.39	14.09	2576	19.90	32.14	12.91
2557	17.41	25.16	13.64	2577	20.07	32.43	12.91
2558	17.35	25.93	13.21	2578	20.24	32.73	12.91
2559	17.47	26.40	13.15	2579	20.41	33.02	12.91
2560	17.58	26.87	13.09	2580	20.58	33.32	12.91
2561	17.70	27.35	13.03	2581	20.75	33.62	12.91
2562	17.82	27.82	12.97	2582	20.92	33.91	12.91
2563	17.94	28.29	12.91	2583	21.10	34.21	12.91
2564	18.12	28.59	12.91	2584	21.28	34.50	12.91
2565	18.30	28.88	12.91	2585	21.46	34.80	12.91
2566	18.48	29.18	12.91	2586	21.64	35.09	12.91
2567	18.65	29.47	12.91	2587	21.82	35.39	12.91
2568	18.83	29.77	12.91	2588	22.01	35.69	12.91

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.1.5 การคาดการณ์ค่าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์

ในงานวิจัยนี้ ไฟฟ้าที่ใช้ในการแยกน้ำให้เป็นไฮโดรเจนจะใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ ไม่ค่อยมีใครใช้ไฟฟ้า เช่น เวลานอน หรือวันหยุดราชการ (Off Peak) เนื่องจาก สามารถผลิตและเก็บก๊าซไฮโดรเจนเอาไว้ได้ที่สถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ที่จะทำการสร้างขึ้นมา เพื่อเป็นสถานีในการเติมพลังงานไฮโดรเจนให้กับรถยนต์

ในงานวิจัยนี้ จะนำข้อมูลต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ มาจากการไฟฟ้าการผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยทำการหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยในหน่วยบาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (บาท/kWh) จากมูลค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ และพลังงานไฟฟ้าที่ได้ออกมา ดังตารางที่ 4.21

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.21 มูลค่าเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ พลังงานไฟฟ้าจากถ่านหินลิกไนต์ และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2512 – 2548

ปี	มูลค่าเชื้อเพลิง (ล้านบาท)	พลังงานไฟฟ้า (ล้าน kWh)	ต้นทุนต่อหน่วย (บาท/kWh)
2512	23.28	266.44	0.08747
2513	22.97	262.16	0.08762
2514	27.65	278.10	0.09943
2515	23.84	251.28	0.09487
2516	23.98	230.10	0.10422
2517	35.99	226.85	0.15865
2518	53.51	294.98	0.18140
2519	43.89	301.33	0.14565
2520	51.96	291.71	0.17812
2521	65.73	370.80	0.17727
2522	268.00	1,165.09	0.23003
2523	230.95	1,327.08	0.17403
2524	353.48	1,671.41	0.21149
2525	540.32	1,725.87	0.31307
2526	713.46	1,850.49	0.38555
2527	872.31	2,126.55	0.41020
2528	2,058.45	4,445.31	0.46306
2529	2,410.99	5,378.86	0.44823
2530	2,772.27	6,681.87	0.41489
2531	2,690.94	6,788.56	0.39639
2532	3,184.17	7,358.15	0.43274
2533	3,936.30	10,230.53	0.38476
2534	5,368.78	12,514.55	0.42900
2535	5,799.43	15,081.76	0.38453
2536	5,608.40	13,830.94	0.40550
2537	6,163.00	14,064.63	0.43819
2538	5,686.59	14,840.39	0.38318
2539	7,348.67	16,670.16	0.44083
2540	8,959.69	18,808.54	0.47636
2541	8,418.41	16,817.17	0.50058
2542	7,706.76	15,587.78	0.49441
2543	8,025.53	15,450.42	0.51944
2544	8,497.72	17,306.58	0.49101
2545	8,653.33	16,890.30	0.51233
2546	8,878.08	17,133.53	0.51817
2547	8,810.95	17,505.82	0.50332
2548	8,664.59	18,334.45	0.47259

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จากการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ทำการคาดการณ์ราคาเชื้อเพลิงลิกไนต์เอาไว้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า พ.ศ. 2550 – 2564 (PDP 2007) ว่า เฉลี่ยแล้ว ราคาลิกไนต์ จะเพิ่มขึ้น

3.14% ต่อปี นำข้อมูลที่ได้นี้ มาคาดการณ์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ในช่วงเวลา Off Peak ต่อจนถึงปี พ.ศ. 2588 ดังตารางที่ 4.22

ตารางที่ 4.22 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ในช่วงเวลา Off Peak ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย	ปี	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย
2549	0.48742	2569	0.90435
2550	0.50272	2570	0.93274
2551	0.51850	2571	0.96201
2552	0.53477	2572	0.99221
2553	0.55156	2573	1.02335
2554	0.56887	2574	1.05547
2555	0.58672	2575	1.08860
2556	0.60514	2576	1.12277
2557	0.62413	2577	1.15801
2558	0.64372	2578	1.19436
2559	0.66393	2579	1.23184
2560	0.68477	2580	1.27051
2561	0.70626	2581	1.31039
2562	0.72843	2582	1.35152
2563	0.75129	2583	1.39394
2564	0.77487	2584	1.43769
2565	0.79919	2585	1.48381
2566	0.82428	2586	1.52935
2567	0.85015	2587	1.57736
2568	0.87683	2588	1.62687

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.1.6 การคาดการณ์ปริมาณมลพิษทางอากาศ

ในงานวิจัยนี้ จะทำการคาดการณ์ปริมาณมลพิษทางอากาศ ซึ่งมี 2 ส่วน คือ 1. มลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้รถยนต์ในการคมนาคมขนส่ง 2. มลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ถ่านหินลิกไนต์ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อนำมาแยกน้ำให้ได้ก๊าซไฮโดรเจน

มลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้รถยนต์ในการคมนาคมขนส่ง นำมาคิดเพื่อเป็นผลประโยชน์ในการใช้พลังงานไฮโดรเจนมาแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ ซึ่งมลพิษที่เกิดจากการคมนาคมขนส่งทางรถยนต์นั้น มีอยู่ 5 ชนิดด้วยกัน คือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide: CO_2) ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (Carbon Monoxide: CO) ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (Oxide of Nitrogen: NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Sulfurdioxide: SO_2) ฝุ่นละออง (Suspended Particulate Matter: SPM) ซึ่งข้อมูลที่นำมาใช้เป็นปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศเหล่านี้ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 – 2548 จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน กรมควบคุมมลพิษ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และสำนักงานสถิติแห่งประเทศไทย

การคาดการณ์มลพิษทางอากาศที่เกิดจากการคมนาคมขนส่งโดยรถยนต์ในประเทศไทย ในงานวิจัยนี้ จะทำการหาค่าเฉลี่ยว่ารถยนต์ 1 คันจะทำการปล่อยมลพิษแต่ละประเภทออกมาเท่าใดในเวลา 1 ปี โดยการนำปริมาณมลพิษแต่ละประเภทหารด้วยจำนวนรถที่มีในปีนั้นๆ แล้วหาค่าเฉลี่ยต่อปีออกมา

$$\text{มลพิษทางอากาศที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมาในแต่ละประเภท} = \frac{\sum_{i=1}^{9}\left(\frac{Pollution_i}{Car_i}\right)}{9}$$

โดยที่

Pollution = ปริมาณมลพิษทางอากาศในแต่ละประเภท ปีที่ 1, 2, ..., 9

Car = จำนวนรถในประเทศไทย ปีที่ 1, 2, ..., 9

(ปีที่ 1 คือปี พ.ศ. 2540 ปีที่ 2 คือปี พ.ศ. 2541 ไปเรื่อยๆจนกระทั่งปีที่ 9 คือปี พ.ศ. 2548)

ดังนั้น จะได้มลพิษทางอากาศ ซึ่งได้แก่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide: CO_2) ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (Carbon Monoxide: CO) ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (Oxide of Nitrogen: NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Sulfurdioxide: SO_2) ฝุ่นละออง (Suspended Particulate Matter: SPM) ที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมา ดังตารางที่ 4.23

ตารางที่ 4.23 ปริมาณมลพิษทางอากาศแต่ละประเภทที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมา

หน่วย: กิโลกรัม

ประเภทมลพิษทางอากาศ	ปริมาณที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมาต่อปี
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)	2,336.24
ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO)	22.53
ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x)	10.27
ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)	1.41
ฝุ่นละออง (SPM)	3.51

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ในส่วนของมลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ถ่านหินลิกไนต์ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อนำมาแยกน้ำให้ได้ก๊าซไฮโดรเจน นำมาคิดเนื่องจากเป็นต้นทุนที่จับต้องไม่ได้ของงานวิจัยนี้ โดยนำข้อมูลมาจากกรมควบคุมมลพิษ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ได้ทำรายงานไว้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2550 – 2564 (PDP 2007) ที่เสนอต่อกระทรวงพลังงาน ซึ่งได้ผลออกมาดังตารางที่ 4.24

ตารางที่ 4.24 ปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ขนาด 700 MW

ประเภทมลพิษทางอากาศ	ปริมาณที่โรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ปล่อยออกมาต่อปี
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)	4.44 ล้านตัน
ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x)	350 ส่วนในล้านส่วน หรือ 0.000350 กรัม
ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)	320 ส่วนในล้านส่วน หรือ 0.000320 กรัม
ฝุ่นละออง (SPM)	120 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร หรือ 0.000244 กรัม

ที่มา: กรมควบคุมมลพิษ และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จากข้อมูลข้างต้น ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกมาจากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ 1 kWh จะเท่ากับ 0.72 กิโลกรัม

จากมาตรฐานที่ทาง US DOE ตั้งไว้ว่า รถยนต์พลังงานไฮโดรเจน 1 คัน จะติดตั้งอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน 5 กิโลกรัม และจากข้อมูลในงานของ Jonathan X. Weinert and Timothy E. Lipman (2006) ที่ทำการศึกษาเรื่อง “An Assessment of the Near-Term Costs of Hydrogen Refueling Stations

and Station Components” งานของ Jonathan X. Weinert, Liu Shaojun, Joan M. Ogden, and Ma Jianxin (2006) ที่ทำการศึกษาเรื่อง “Hydrogen Refueling Station Costs in Shanghai” งานของ Seth, Dunn (2002) ที่ทำการศึกษาเรื่อง “Hydrogen futures: toward a sustainable energy system” รวมทั้งการศึกษาของศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ (MTEC) ได้กล่าวไว้คล้ายๆกันว่า พลังงานไฮโดรเจน 1 กิโลกรัม จะเทียบเท่ากับพลังงานจากน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ประมาณ 1 แกลลอน (1 แกลลอน เท่ากับ 3.7854118 ลิตร) เมื่อพิจารณารวมกับอัตราเฉลี่ยการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงต่อรถยนต์ในประเทศไทย 1 คัน ที่ได้เท่ากับ 1,233.89 ลิตรต่อปี จะได้ว่า รถยนต์พลังงานไฮโดรเจน 1 คัน ในประเทศไทย จะใช้ก๊าซไฮโดรเจน เท่ากับ 325 กิโลกรัมต่อปี

จากการผลิตและบีบอัดกักเก็บก๊าซไฮโดรเจนที่ได้จากการแยกน้ำ ในสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนในงานของ Jonathan X. Weinert and Timothy E. Lipman (2006) ที่ทำการศึกษาเรื่อง “An Assessment of the Near-Term Costs of Hydrogen Refueling Stations and Station Components” ใช้พลังงานไฟฟ้า 63 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อก๊าซไฮโดรเจน 1 กิโลกรัม ดังนั้น พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องใช้ต่อรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน 1 คัน จะเท่ากับ 20,475 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี นำจำนวนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่คาดการณ์ไว้ มาคูณกับพลังงานไฟฟ้าที่ต้องใช้ต่อคันต่อปี เพื่อหาปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่โรงงานไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ปล่อยออกมา ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ได้ดังตารางที่ 4.25

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.25 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่โรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ปล่อยออกมา คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: กิโลกรัม

ปี	ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	ปี	ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
2549	0	2569	5,824,918,008
2550	0	2570	11,065,949,622
2551	0	2571	19,476,673,398
2552	14,742	2572	31,319,379,000
2553	29,484	2573	46,127,319,966
2554	73,710	2574	63,108,379,152
2555	162,162	2575	81,552,183,804
2556	339,066	2576	100,933,240,590
2557	722,358	2577	120,818,134,710
2558	1,547,910	2578	140,711,195,898
2559	3,302,208	2579	159,910,174,242
2560	7,076,160	2580	177,491,380,248
2561	15,140,034	2581	192,609,566,604
2562	32,373,432	2582	205,009,947,324
2563	69,213,690	2583	215,166,241,836
2564	147,803,292	2584	223,868,621,340
2565	314,992,314	2585	231,802,559,352
2566	668,417,022	2586	239,419,072,620
2567	1,406,047,734	2587	246,977,694,054
2568	2,907,520,434	2588	254,619,253,980

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.1.7 มูลค่ามลพิษทางอากาศ

การตีมูลค่าของมลพิษทางอากาศออกมาเป็นจำนวนเงิน นำมาจากงานของ Bent Sorensen (2005) ที่เขียนไว้ในหนังสือ “Hydrogen and Fuel Cells Emerging Technologies and Applications” ซึ่งได้ทำการตีค่ามลพิษทางอากาศต่างๆ คือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide: CO_2) ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (Oxide of Nitrogen: NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Sulfurdioxide: SO_2) ฝุ่นละออง (Suspended Particulate Matter: SPM) และงานของ Jane C. Powell, David Pearce, and Inger Brisson (1995) ในหนังสือ “Valuation for Life Cycle Assessment of Waste Management Options” ที่ได้ทำการตีค่ามลพิษก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (Carbon Monoxide: CO) ออกมาเป็นจำนวนเงิน ดังตารางที่ 4.26

ตารางที่ 4.26 มลพิษทางอากาศตีค่าออกมาเป็นจำนวนเงินยูโร

หน่วย: ยูโรเซนต์ต่อกรัม

ประเภทมลพิษทางอากาศ	มูลค่า
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)	0.03781
ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO)	0.08495
ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x)	0.60526
ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)	0.58621
ฝุ่นละออง (SPM)	0.66667

ที่มา: Bent Sorensen (2005),“Hydrogen and Fuel Cells Emerging Technologies and Applications” และ Jane C. Powell, David Pearce, and Inger Brisson (1995), “Valuation for Life Cycle Assessment of Waste Management Options”

นำมูลค่าของมลพิษทางอากาศแต่ละประเภทที่ได้ มาทำให้อยู่ในรูปของเงินบาท ซึ่งอัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ยจากธนาคารแห่งประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544 – 2548 เท่ากับ 45.45 บาท/ยูโร โดยทำให้อยู่ในรูปของบาทต่อกิโลกรัม ดังตารางที่ 4.27

ตารางที่ 4.27 มลพิษทางอากาศตีค่าออกมาเป็นจำนวนเงินบาท

หน่วย: บาทต่อกิโลกรัม

ประเภทมลพิษทางอากาศ	มูลค่า
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)	17.11
ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO)	38.44
ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x)	273.88
ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)	265.26
ฝุ่นละออง (SPM)	301.67

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.1.8 สรุปการวิเคราะห์คาดการณ์ข้อมูลทั่วไป

การวิเคราะห์คาดการณ์ข้อมูลทั่วไป สามารถสรุปได้ดังนี้

4.1.1.1 ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนและน้ำมันเชื้อเพลิงใน ประเทศไทย ใช้ New Technology Diffusion Model

4.1.1.2 จำนวนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนและน้ำมันเชื้อเพลิงในประเทศไทย
= จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทย X ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์

4.1.1.3 ปริมาณการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์
= รถยนต์ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน X อัตราการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงต่อรถยนต์ 1 คัน

4.1.1.4 ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ มี 4 กรณี คือ
1. ผู้วิจัย 2. EIA กรณีอ้างอิง 3. EIA กรณีสูง 4. EIA กรณีต่ำ

4.1.1.5 ค่าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์
= มูลค่าเชื้อเพลิงลิกไนต์ / พลังงานไฟฟ้า

4.1.1.6 ปริมาณมลพิษทางอากาศ มาจาก 2 แหล่ง คือ
1. การคมนาคมขนส่ง 2. โรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์

4.1.1.7 มูลค่ามลพิษทางอากาศ ของมลพิษทั้ง 5 ประเภท คือ
CO_2 CO NO_x SO_2 และ SPM

4.1.2 การวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุน

4.1.2.1 การคาดการณ์ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน

การคาดการณ์ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน ทำได้โดยการหาราคาก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตจากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ซึ่งสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนจะมีต้นทุนอยู่ 3 ประเภทใหญ่ๆ ด้วยกัน คือ ต้นทุนวัสดุอุปกรณ์ (Equipment Costs) ต้นทุนการติดตั้ง (Installation Costs) และ ต้นทุนการดำเนินงาน (Operating Costs) ดังนี้

ต้นทุนวัสดุอุปกรณ์ (Equipment Costs)

1. เครื่องมือการผลิตไฮโดรเจน (Hydrogen Production Equipment) เช่น Electrolyzer, Steam Reformer หรือ อุปกรณ์ในการเก็บ (Storage Equipment) กรณีมีการขนส่ง
2. เครื่องฟอก (Purifier) เพื่อฟอกก๊าซให้เหมาะกับการนำไปใช้กับรถยนต์
3. เครื่องบีบอัด (Compressor) บีบอัดก๊าซให้อยู่ที่ความดัน 5,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (pounds per square inch: psi) เพื่อเติมเป็นเชื้อเพลิงให้กับรถยนต์
4. สถานที่เก็บ (Storage Vessels) สำหรับเก็บไฮโดรเจนในรูปของเหลวหรือก๊าซ
5. อุปกรณ์เพื่อความปลอดภัย (Safety Equipment) เช่น ช่องระบายอากาศ รั้ว หลักปิดกั้นถนน
6. อุปกรณ์เครื่องกล เครื่องจักร (Mechanical Equipment) เช่น ท่อใต้ดิน ลิ้นลูกสูบ
7. อุปกรณ์ไฟฟ้า (Electrical Equipment) เช่น แผงควบคุมวงจรไฟฟ้า

ต้นทุนการติดตั้ง (Installation Costs)

1. การออกแบบ (Engineering and Design)
2. การเตรียมสถานที่ (Site Preparation)
3. การขออนุญาต (Permitting)
4. การติดตั้ง (Installation)
5. ค่าคอมมิชชั่น (Commissioning)
6. ค่าเผื่อฉุกเฉิน (Contingency)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ต้นทุนการดำเนินงาน (Operating Costs)

1. วัตถุดิบ (Feedstock Costs) เช่น ก๊าซธรรมชาติ ไฟฟ้า
2. การดูแลรักษาอุปกรณ์ (Equipment Maintenance)
3. แรงงาน (Labor) ที่สถานีเชื้อเพลิง
4. ที่ดิน (Real Estate)
5. ประกันภัย (Insurance)

ในงานวิจัยนี้ ใช้การผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) ดังนั้น สถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน จึงเป็นสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าเช่นกัน ซึ่งในงานของ Jonathan X. Weinert and Timothy E. Lipman (2006) ที่ทำการศึกษาเรื่อง “An Assessment of the Near-Term Costs of Hydrogen Refueling Stations and Station Components” ได้ทำการศึกษาต้นทุนของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ที่มีกำลังการผลิต 30 และ 100 กิโลกรัมต่อวัน ด้วยวิธีการ The Hydrogen Station Cost Model (HSCM) ซึ่งเป็นโมเดลที่เกิดจากการผสมกันระหว่างวิศวกรรมกับเศรษฐศาสตร์ ในการหาต้นทุนของสถานีเชื้อเพลิงจากผู้ผลิตอุปกรณ์ไฮโดรเจน (Hydrogen Equipment Suppliers) ผู้ผลิตพลังงาน (Energy Suppliers) และข้อมูลของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่มีอยู่ก่อนหน้า (Previous Hydrogen Station Installations) ซึ่งมีข้อสมมุติ คือ

- เป็นเหตุการณ์ที่รัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา ในปี พ.ศ. 2553
- ตัวประกอบกำลัง (Capacity Factor) เท่ากับ 47% คือ สามารถจำหน่ายไฮโดรเจนได้ 47% จากกำลังการผลิต ซึ่งมาจากการสมมุติว่า มีสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน 250 แห่ง ให้บริการรถยนต์ขนาดเล็ก 20,000 คัน และรถขนาดใหญ่ 3,000 คัน
- ตัวประกอบของการคืนทุน (Capital Recovery Factor: CRF)* เท่ากับ 13% คือ มีระยะเวลาในการคืนทุนของต้นทุนคงที่ ประมาณ 7.69 ปี
- พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการแยกน้ำให้เป็นก๊าซไฮโดรเจน (Electrolysis) เท่ากับ 60.0 กิโลวัตต์ชั่วโมง ต่อก๊าซไฮโดรเจน 1 กิโลกรัม (60 kWh/kg)
- พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการบีบอัดก๊าซไฮโดรเจน รวมทั้งการใช้ไฟฟ้าทั่วๆไปในสถานีเชื้อเพลิงเท่ากับ 3 กิโลวัตต์ชั่วโมง ต่อก๊าซไฮโดรเจน 1 กิโลกรัม (3 kWh/kg)

---

* $CRF = \frac{i*(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$

ได้ต้นทุนของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ดังตารางที่ 4.28

ตารางที่ 4.28 ต้นทุนของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ที่รัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา คาดการณ์ในปี พ.ศ. 2553

Component	**EL-G 30**	**EL-G 100**
Hydrogen Equipment	$147,000	$250,000
Storage System	$51,000	$189,000
Compressor	$28,000	$52,000
Dispenser	$42,000	$42,000
Additional Equipment	$67,000	$72,000
Installation Costs	$165,000	$229,000
Contingency	$49,000	$89,000
Total Investment	**$550,000**	**$923,000**
Electricity $/yr	$43,000	$143,000
Labor, Overhead $/yr	$34,000	$60,000
Total Operating Cost	**$77,000**	**$203,000**
Annualized Cost	$149,000	$324,000
Annualized Cost/kg	**$29**	**$19**
Capacity kg/day	30	100
Capacity Utilization	47%	47%
Hydrogen Sales kg/yr	**5,197**	**17,324**

โดย Additional Equipment includes Mechanical, Electrical, and Safety equipment.

Labor and Overhead Costs are Maintenance, Rent, Labor, Insurance, Property Tax.

Installation Costs includes Engineering and Design, Permitting, Site Development and Safety & Haz-Ops Analysis, Installation, Delivery, Start-Up & Commissioning.

ที่มา: Jonathan X. Weinert and Timothy E. Lipman (2006), "An Assessment of the Near-Term Costs of Hydrogen Refueling Stations and Station Components"

สำหรับการสร้างสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนในประเทศไทย ในงานวิจัยนี้ จะอาศัยข้อมูลจากงานของ Jonathan X. Weinert and Timothy E. Lipman (2006) ที่กล่าวไปเป็นหลัก แต่จะทำการเปลี่ยนแปลงข้อมูลบางตัว เพื่อให้เหมาะสมกับประเทศไทยมากยิ่งขึ้น โดยทำการศึกษาจากงานของ Jonathan X. Weinert, Liu Shaojun, Joan M. Ogden, and Ma Jianxin (2006) ที่ทำการศึกษาเรื่อง "Hydrogen Refueling Station Costs in Shanghai" ได้ทำการศึกษาต้นทุนการสร้างสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ที่มีกำลังการผลิต 30 กิโลกรัมต่อวัน ที่เซี่ยงไฮ้ ประเทศจีน ในปี พ.ศ. 2553 โดยทำการนำข้อมูลต้นทุนสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนของประเทศสหรัฐอเมริกา มาเป็นพื้นฐานในการคิดต้นทุนในกรณีของเซี่ยงไฮ้ โดยทำการเปลี่ยนแปลงตัวเลขต้นทุนบางตัวให้เข้ากับสภาพข้อเท็จจริงของเซี่ยงไฮ้ คือ

- ค่าแรงของคนงานในเซี่ยงไฮ้ที่ต่ำกว่าคนงานในสหรัฐอเมริกา โดยทำการหาค่าเฉลี่ยค่าแรงของคนงานในเซี่ยงไฮ้ คือประมาณ $88 – $ 125 ต่อเดือน ในขณะที่ค่าเฉลี่ยค่าแรงของคนงานในสหรัฐอเมริกา เท่ากับ $1,936 ต่อเดือน ดังนั้น จึงทำการใช้ตัวประกอบลดต้นทุนการติดตั้ง (Installation Cost Reduction Factor) เท่ากับ 25%
- ตัวประกอบกำลัง (Capacity Factor) เท่ากับ 80%
- ตัวประกอบของการคืนทุน (Capital Recovery Factor: CRF) เท่ากับ 13.1%
- อัตราภาษีอากรขาเข้า สำหรับวัสดุอุปกรณ์ในการสร้างสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน เท่ากับ 27% แต่สำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่สามารถผลิตเองได้ ก็ไม่ต้องอาศัยการนำเข้าจากต่างประเทศ เช่น เครื่องมือ Electrolyzer ซึ่งทำให้ประหยัดต้นทุนไปได้มาก

ได้ต้นทุนของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ที่เซี่ยงไฮ้ ดังตารางที่ 4.29

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.29 ต้นทุนของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าที่เชื่องไฮ้ ประเทศจีน คาดการณ์ในปี พ.ศ. 2553

Equipment Capital Costs	**EL- 30**[c]
Hydrogen Production Equipment	$99,000
Storage System	$65,000
Compressor	$36,000
Dispenser	$43,000
Additional Equipment	$67,000
Installation Costs	$45,000
Contingency	$29,000
Total Investment	**$380,000**
Operating Costs ($/yr)	
Electricity	$43,000
Labor, Overhead	$25,000
Total Operating Cost	**$68,000**
Annualized Costs	
Annualized Investment Cost $/yr	$50,000
Annualized Cost $/yr	$120,000
Annualized Cost $/kg	**$13.5**
Actual Production / Capacity (kg/day)[e]	24/30
Annual Hydrogen Production kg/yr	8,760

ที่มา: Jonathan X. Weinert, Liu Shaojun, Joan M. Ogden, and Ma Jianxin (2006), "Hydrogen Refueling Station Costs in Shanghai"

ในงานวิจัยนี้ ต้นทุนการสร้างสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย จะอาศัยแนวทางของการสร้างสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่เซี่ยงไฮ้ ประเทศจีน มาประกอบ โดยจะทำการเปลี่ยนแปลงข้อมูลให้เข้ากับสภาพข้อเท็จจริงของประเทศไทย ดังนี้

- ค่าแรงของคนงาน เป็นอัตราค่าจ้างขั้นต่ำของแรงงานไทย โดยอัตราค่าจ้างขั้นต่ำพื้นฐานของแรงงานไทย จากประกาศกระทรวงแรงงาน ฉบับที่ 6 เมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน พ.ศ. 2548 เท่ากับ 140 บาทต่อวัน หรือคิดเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ณ สิ้นปี พ.ศ. 2548 ที่อัตราแลกเปลี่ยน 40.27 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เท่ากับ $3.48 ต่อวัน หรือประมาณ $105 ต่อเดือน ซึ่งใกล้เคียงกับค่าแรงเฉลี่ยของแรงงานในเซี่ยงไฮ้ ดังนั้น ตัวประกอบลดต้นทุนการติดตั้ง (Installation Cost Reduction Factor) สำหรับประเทศไทย ในที่นี้จะใช้เท่ากับของเซี่ยงไฮ้ คือ เท่ากับ 25% (ใช้คนงานในสถานี 20 คน)
- ค่าไฟฟ้าในการแยกน้ำเป็นไฮโดรเจน คิดจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ ไม่ค่อยมีใครใช้ไฟฟ้า (Off Peak) ที่ได้ทำการคาดการณ์เอาไว้
- อัตราภาษีอากรขาเข้า จากกรมศุลกากร สำหรับวัสดุอุปกรณ์ในการสร้างสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน แบ่งเป็นอุปกรณ์ในการผลิตก๊าซไฮโดรเจน จะใช้ในอัตราเดียวกับ เครื่องจักร ประเภท 84.19* ที่มีอัตราอากร เท่ากับ 30% อุปกรณ์ในการบีบอัด และเก็บก๊าซไฮโดรเจน จะใช้อัตราเดียวกับ ภาชนะสำหรับบรรจุก๊าซอัดหรือก๊าซเหลว ในหมวด 15 ของพิกัดอัตราขาเข้า ที่มีอัตราอากร เท่ากับ 17%
- อัตราภาษีมูลค่าเพิ่ม จากหนังสือพิกัดอัตราศุลกากรตามคำสั่งกรมศุลกากรที่ 359/2544 เท่ากับ 7%
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้สำหรับการนำมาคิดค่าตัวประกอบของการคืนทุน (Capital Recovery Factor: CRF) เท่ากับ 6.55% (เฉลี่ยจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ลูกค้ารายใหญ่ชั้นดี (MLR : Minimum Loan Rate) จากธนาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ของไทย 5 แห่ง ได้แก่ ธนาคารกรุงเทพ ธนาคารไทยพาณิชย์ ธนาคารกรุงไทย ธนาคารกสิกรไทย และธนาคารกรุงศรี

---

* เครื่องจักร เครื่องจักรโรงงาน หรือเครื่องอุปกรณ์ห้องปฏิบัติการ จะทำความร้อนด้วยไฟฟ้าหรือไม่ก็ตาม (ไม่รวมถึงเตาเผา เตาอบ และเครื่องอุปกรณ์อื่น ตามประเภทที่ 85.14) สำหรับใช้กระทำกับวัตถุโดยกรรมวิธีที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนอุณหภูมิ เช่น การทำให้ร้อน การทำให้สุก การย่าง การกลั่น การกลั่นลำดับส่วน การสเตอรีไลส์ การพาสเจอไรส์ การอบไอน้ำ การทำให้แห้ง การทำให้ระเหย การทำให้เป็นไอ การควบแน่น หรือการทำให้เย็น นอกจากเครื่องจักรหรือเครื่องจักรโรงงานชนิดที่ใช้ตามบ้านเรือน เครื่องทำน้ำร้อนแบบทำน้ำร้อนชั่วขณะหรือแบบทำน้ำร้อนเก็บสะสมที่ไม่ใช้ไฟฟ้า

อยุธยา ณ วันที่ 30 ธันวาคม พ.ศ. 2548) ดังนั้น ค่า CRF จะเท่ากับ 10.67% คือ มีระยะเวลาในการคืนทุนของต้นทุนคงที่ ประมาณ 9.37 ปี

- อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เท่ากับ 41.86 บาท จากอัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544 - 2548 จากธนาคารแห่งประเทศไทย

ดังนั้น ต้นทุนวัสดุอุปกรณ์และการติดตั้ง ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า คาดการณ์กรณีประเทศไทย จะเป็นดังตารางที่ 4.30

ตารางที่ 4.30 ต้นทุนวัสดุอุปกรณ์และการติดตั้ง ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า คาดการณ์กรณีประเทศไทย

หน่วย: บาท

Equipment Capital Costs	**EL- 30**[c]
Hydrogen Production Equipment	5,677,472
Purifier	-
Storage System	2,656,627
Compressor	1,471,363
Dispenser	1,757,461
Additional Equipment	2,804,620
Installation Costs	1,883,700
Contingency	1,213,940
Total Investment	**17,465,183**
Actual Production / Capacity (kg/day)[e]	24/30
Annual Hydrogen Production kg/yr	8,760

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ในส่วนของต้นทุนการดำเนินงาน (Operating Costs) เนื่องจากค่าไฟฟ้าที่ได้จากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ที่ได้ทำการคาดการณ์เอาไว้ ไม่ได้เป็นค่าคงที่ โดยมีการเปลี่ยนแปลงในแต่ละปี รวมทั้งค่าแรงของคนงาน ที่จะต้องเพิ่มขึ้นทุกปี โดยสมมุติว่า เพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นปีละ 2.5% ตามการคาดการณ์ของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ที่เสนอต่อกระทรวงพลังงาน ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2550 – 2564 (PDP 2007)

ดังนั้น การคิดต้นทุนการดำเนินงาน จะต้องทำการคิดเป็นต้นทุนการดำเนินงานในแต่ละปีออกมา แล้วนำไปรวมกับต้นทุนวัสดุอุปกรณ์และการติดตั้ง ซึ่งถือว่าเป็นต้นทุนคงที่ (Fixed Costs) ข้างต้น โดยต้นทุนการดำเนินงาน ของสถานีเชื้อเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า กรณีประเทศไทย คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 เป็นดังตารางที่ 4.31

ตารางที่ 4.31 ต้นทุนการดำเนินงาน ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า กรณีประเทศไทย คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาท

ปี	ค่าไฟฟ้า	ค่าแรง	รวม	ปี	ค่าไฟฟ้า	ค่าแรง	รวม
2549	268,996	1,047,550	1,316,546	2569	499,094	1,716,533	2,215,627
2550	277,440	1,073,739	1,351,179	2570	514,759	1,759,446	2,274,205
2551	286,148	1,100,582	1,386,730	2571	530,916	1,803,432	2,334,348
2552	295,129	1,128,097	1,423,226	2572	547,580	1,848,518	2,396,098
2553	304,392	1,156,299	1,460,691	2573	564,767	1,894,731	2,459,498
2554	313,946	1,185,207	1,499,153	2574	582,494	1,942,099	2,524,593
2555	323,800	1,214,837	1,538,637	2575	600,777	1,990,652	2,591,429
2556	333,964	1,245,208	1,579,172	2576	619,633	2,040,418	2,660,051
2557	344,446	1,276,338	1,620,784	2577	639,082	2,091,428	2,730,510
2558	355,257	1,308,246	1,663,503	2578	659,141	2,143,714	2,802,855
2559	366,408	1,340,953	1,707,361	2579	679,830	2,197,307	2,877,137
2560	377,908	1,374,476	1,752,384	2580	701,168	2,252,240	2,953,408
2561	389,770	1,408,838	1,798,608	2581	723,176	2,308,546	3,031,722
2562	402,003	1,444,059	1,846,062	2582	745,874	2,366,259	3,112,133
2563	414,621	1,480,161	1,894,782	2583	769,285	2,425,416	3,194,701
2564	427,635	1,517,165	1,944,800	2584	793,431	2,486,051	3,279,482
2565	441,057	1,555,094	1,996,151	2585	818,335	2,548,202	3,366,537
2566	454,901	1,593,971	2,048,872	2586	844,020	2,611,907	3,455,927
2567	469,179	1,633,820	2,102,999	2587	870,511	2,677,205	3,547,716
2568	483,905	1,674,666	2,158,571	2588	897,835	2,744,135	3,641,970

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

นำต้นทุนการดำเนินงานที่ได้ในแต่ละปี ไปรวมกับต้นทุนวัสดุอุปกรณ์ และการติดตั้ง (ต้นทุนคงที่) แล้วนำมาหาราคาต่อหน่วยกิโลกรัมของก๊าซไฮโดรเจนในแต่ละปี ได้ดังตารางที่ 4.32

ตารางที่ 4.32 ต้นทุนรวมของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ผลิตไฮโดรเจนโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า และราคาต่อหน่วยกิโลกรัมของก๊าซไฮโดรเจน กรณีประเทศไทย คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาท

ปี	ต้นทุนรวม	ราคาไฮโดรเจน	ปี	ต้นทุนรวม	ราคาไฮโดรเจน
2549	3,180,493	363.07	2569	4,079,573	465.70
2550	3,215,125	367.02	2570	4,138,152	472.39
2551	3,250,677	371.08	2571	4,198,295	479.26
2552	3,287,173	375.25	2572	4,260,045	486.31
2553	3,324,638	379.52	2573	4,323,445	493.54
2554	3,363,100	383.92	2574	4,388,540	500.97
2555	3,402,584	388.42	2575	4,455,375	508.60
2556	3,443,118	393.05	2576	4,523,998	516.44
2557	3,484,731	397.80	2577	4,594,457	524.48
2558	3,527,450	402.68	2578	4,666,802	532.74
2559	3,571,307	407.68	2579	4,741,084	541.22
2560	3,616,331	412.82	2580	4,817,354	549.93
2561	3,662,555	418.10	2581	4,895,668	558.87
2562	3,710,010	423.52	2582	4,976,080	568.05
2563	3,758,729	429.08	2583	5,058,648	577.47
2564	3,808,747	434.79	2584	5,143,429	587.15
2565	3,860,098	440.65	2585	5,230,484	597.09
2566	3,912,819	446.67	2586	5,319,874	607.29
2567	3,966,947	452.85	2587	5,411,663	617.77
2568	4,022,518	459.19	2588	5,505,917	628.53

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ข้อมูลในงานของ Jonathan X. Weinert and Timothy E. Lipman (2006) งานของ Jonathan X. Weinert, Liu Shaojun, Joan M. Ogden, and Ma Jianxin (2006) งานของ Seth, Dunn (2002) ที่ทำการศึกษาเรื่อง “Hydrogen futures: toward a sustainable energy system” รวมทั้งการศึกษาของศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ (MTEC) ได้กล่าวไว้คล้ายๆกันว่า ก๊าซไฮโดรเจน 1 กิโลกรัม จะเทียบเท่ากับพลังงานจากน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ประมาณ 1 แกลลอน (1 แกลลอน เท่ากับ 3.7854118 ลิตร) เมื่อพิจารณารวมกับอัตราเฉลี่ยการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงต่อรถยนต์ในประเทศไทย 1 คัน ที่ได้เท่ากับ 1,233.89 ลิตรต่อปี จะได้ว่า รถยนต์พลังงานไฮโดรเจน 1 คัน ในประเทศไทย จะใช้ก๊าซไฮโดรเจนเท่ากับ 325 กิโลกรัมต่อปี นำตัวเลขนี้มาคูณกับจำนวนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่คาดการณ์ไว้ รวมทั้งคูณราคาก๊าซไฮโดรเจนที่ประมาณการออกมา จะได้ต้นทุนการใช้ก๊าซไฮโดรเจนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ดังตารางที่ 4.33

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.33 ต้นทุนการใช้ก๊าซไฮโดรเจน ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาท

ปี	ต้นทุนการใช้ก๊าซไฮโดรเจน	ปี	ต้นทุนการใช้ก๊าซไฮโดรเจน
2549	0	2569	59,803,613,078
2550	0	2570	115,243,907,725
2551	0	2571	205,783,518,296
2552	121,956	2572	335,776,398,743
2553	246,691	2573	501,892,841,293
2554	623,863	2574	696,995,393,487
2555	1,388,612	2575	914,413,687,529
2556	2,938,049	2576	1,149,157,316,270
2557	6,334,970	2577	1,396,976,788,444
2558	13,741,352	2578	1,652,611,920,823
2559	29,679,355	2579	1,907,992,022,892
2560	64,400,421	2580	2,151,833,679,680
2561	139,551,281	2581	2,373,081,557,497
2562	302,264,135	2582	2,567,350,453,472
2563	654,720,365	2583	2,739,248,402,284
2564	1,416,736,390	2584	2,897,802,698,793
2565	3,059,998,082	2585	3,051,286,159,855
2566	6,582,034,005	2586	3,205,405,346,767
2567	14,037,160,304	2587	3,363,654,328,902
2568	29,433,618,351	2588	3,528,122,996,538

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.2.2 การคาดการณ์มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์มายังสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน

เนื่องจากพลังงานไฟฟ้าที่ส่งมาจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ จะมีการสูญเสียค่าพลังงานไฟฟ้าในระบบสายส่ง (Loss) ซึ่งจากการคาดการณ์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2550 – 2564 (PDP 2007) ได้กำหนดไว้ว่า ค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง จะมีสัดส่วนคงที่ตลอดช่วงของการพยากรณ์ (ปี พ.ศ. 2550 – 2564) เท่ากับร้อยละ 2.5 ของปริมาณไฟฟ้าที่ส่งไปทั้งหมด

ดังนั้น ในงานวิจัยนี้ จะอาศัยค่าตัวเลขการคาดการณ์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มาเป็นแนวทางในการสมมุติว่า ค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ มายังสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน จะเท่ากับร้อยละ 2.5 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ดังนั้น มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ จะเป็นดังตารางที่ 4.34

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.34 มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์มายังสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาท

ปี	มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสีย	ปี	มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสีย
2549	6,724.91	2569	12,477.35
2550	6,935.99	2570	12,868.98
2551	7,153.69	2571	13,272.90
2552	7,378.23	2572	13,689.50
2553	7,609.81	2573	14,119.18
2554	7,848.66	2574	14,562.34
2555	8,095.01	2575	15,019.42
2556	8,349.09	2576	15,490.84
2557	8,611.14	2577	15,977.05
2558	8,881.43	2578	16,478.53
2559	9,160.19	2579	16,995.75
2560	9,447.70	2580	17,529.20
2561	9,744.24	2581	18,079.39
2562	10,050.09	2582	18,646.85
2563	10,365.53	2583	19,232.13
2564	10,690.88	2584	19,835.77
2565	11,026.44	2585	20,458.37
2566	11,372.53	2586	21,100.50
2567	11,729.48	2587	21,762.79
2568	12,097.64	2588	22,445.86

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.2.3 การคาดการณ์ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง

ในงานวิจัยนี้ จะใช้เซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (Proton Exchange Membrane Fuel Cell - PEMFC) ซึ่งใช้แพลทินัมเป็นสารอิเล็กโทรไลต์ โดยสาเหตุที่เลือกมาใช้เป็นเซลล์เชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ เนื่องจาก เซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอนนี้ ทำงานในสภาวะที่มีอุณหภูมิต่ำกว่าเซลล์เชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ คือประมาณ 80 องศาเซลเซียส นอกจากนั้นจากการที่ใช้สารอิเล็กโทรไลต์เป็นของแข็ง จึงไม่มีปัญหาการรั่วซึม เกิดการกัดกร่อนน้อย จึงเหมาะสำหรับการใช้งานในรถยนต์

โดยข้อมูลที่นำมาใช้ในงานวิจัยนี้ อ้างอิงจากงาน “Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for Transportation” ของ E.J. Carlson, P. Kopf, J. Sinha, S. Sriramulu และ Y. Yang (2005) จาก TIAX LLC Cambridge, Massachusetts ที่ทำการศึกษาวิจัยร่วมกับ U.S. Department of Energy (DOE) ในเรื่องต้นทุนของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) โดยทำการหาต้นทุนของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จากโครงสร้าง (Bill-of-Materials: BOM) แบ่งเป็นต้นทุนส่วนโครงสร้าง (Stack Components) โดยใช้วิธีการแบ่งเป็นชิ้นย่อยแล้วตีราคา (Bottom-Up Cost Analysis) การจัดทำต้นทุนกิจกรรม (Activities-Based Costing) และต้นทุนส่วนสนับสนุนกระบวนการผลิต (Balance-of-Plants: BOP) จากการสอบถามผู้ผลิตที่เกี่ยวข้อง การคาดการณ์จากเทคโนโลยีที่คล้ายกัน

โดยรายละเอียดที่สำคัญของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน เป็นดังตารางที่ 4.35

ตารางที่ 4.35 รายละเอียดที่สำคัญของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC)

Parameter	Units	Value
Power Density	mW/cm^2	600
Cell Voltage	Volts	0.65
Net Power	kW	80
Gross Power	kW	90
Production Volume	Units/year	500,000
Platinum Loading	mg/cm^2	0.75
Platinum Cost	$/troz	900

ที่มา: E.J. Carlson, et.al., “Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for Transportation”

ตัวเลขที่อ้างถึงในตารางที่ 4.35 เป็นตัวเลขที่ใช้ในปี พ.ศ. 2548 โดยตัวเลขทั้งหมดมาจากการทำวิจัยและการสอบถามผู้เชี่ยวชาญในด้านต่างๆ โดยสาเหตุที่ใช้ Cell Voltage 0.65 Volts เพื่อที่จะทำให้ Stack มีขนาดที่เล็ก รวมทั้งต้นทุนที่ไม่สูง และการใช้ Net Power Electric ณ 80 kW ก็เพื่อที่จะให้ตรงกับสภาพของรถยนต์ที่ใช้ในปัจจุบัน ซึ่งเมื่อทำการเปรียบเทียบกับตลาดรถยนต์นั่งขนาดเล็ก (Sub Compact Car หรือ City Car) ขนาดเครื่องยนต์ 1,500 – 1,600 ซีซี ในประเทศไทย ก็พบว่าเป็นกำลังที่เหมาะสม ดังตารางที่ 4.36

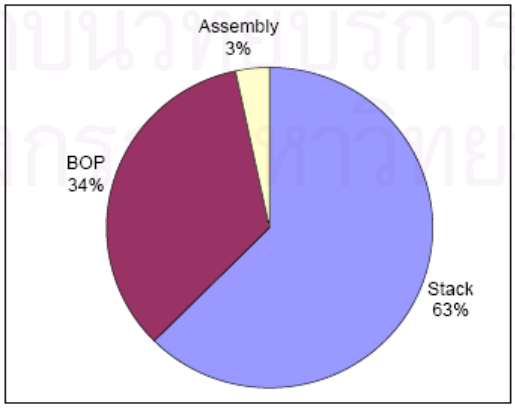
ตารางที่ 4.36 กำลังสูงสุดของรถยนต์นั่งขนาดเล็กในประเทศไทย

บริษัท/รุ่น	กำลังสูงสุดกิโลวัตต์ (kW)
Toyota/ Soluna Vios	80
Honda/ City VTEC	81
Mitsubishi/ Lancer 1.6	75
Nisson/ Tiida Sedan HR16DE	80
Mazda/ Mazda 3	77

ที่มา: บริษัทรถยนต์ในประเทศไทย

ต้นทุนของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) แบ่งออกได้เป็น 2 ส่วนใหญ่ๆ คือ ต้นทุนส่วนโครงสร้าง (Stack Components) และต้นทุนส่วนสนับสนุนกระบวนการผลิต (Balance-of-Plants: BOP) โดยมีต้นทุนในการประกอบ (Assembly) อีกเล็กน้อย ซึ่งในกรณีนี้ จะเป็นขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย มีรายละเอียดต้นทุนดังภาพที่ 4.3

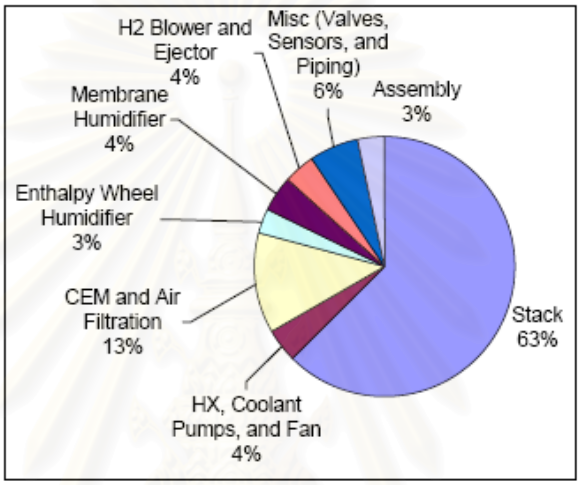
ภาพที่ 4.3 รายละเอียดต้นทุนของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย



ที่มา: E.J. Carlson, et.al., “Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for Transportation”

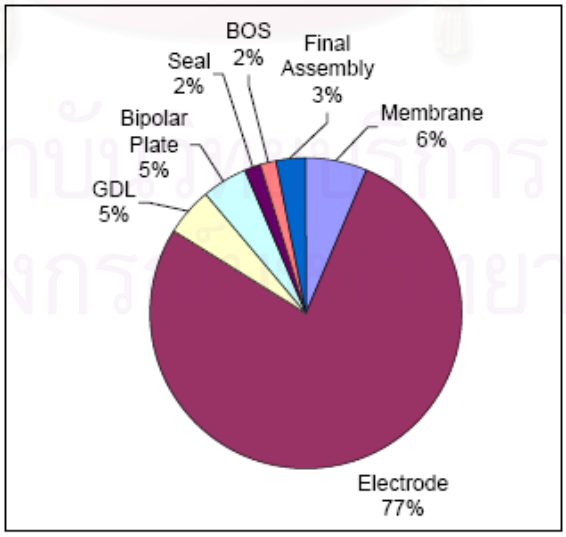
ซึ่งถ้าทำการแบ่งรายละเอียดของต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ออกมาดูในทีละส่วน รายละเอียดของต้นทุนส่วนสนับสนุนกระบวนการผลิต (Balance-of-Plants: BOP) และต้นทุนส่วนโครงสร้าง (Stack Components) จะได้ออกมาดังภาพที่ 4.4 และภาพที่ 4.5

ภาพที่ 4.4 รายละเอียดของต้นทุนส่วนสนับสนุนกระบวนการผลิต (Balance-of-Plants: BOP) ของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอนขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย



ที่มา: E.J. Carlson, et.al., “Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for Transportation”

ภาพที่ 4.5 รายละเอียดของต้นทุนส่วนโครงสร้าง (Stack Components) ของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอนขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย



ที่มา: E.J. Carlson, et.al., “Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for Transportation”

โดยราคาต้นทุนของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย จากการวิจัยของ E.J. Carlson, et.al. ในปี พ.ศ. 2548 และเป้าหมายของ U.S. Department of Energy (DOE) ในปี พ.ศ. 2548, 2553 และ 2558 เป็นดังตารางที่ 4.37

ตารางที่ 4.37 ราคาและเป้าหมายของต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย

Direct Hydrogen Fuel Cell Power System		E.J. Carlson, et.al.	DOE Target		
Characteristic	Units	2548	2548	2553	2558
System Cost	$/kW	108	125	45	30
Stack Cost	$/kW	67	65	30	20

ที่มา: E.J. Carlson, et.al., “Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for Transportation”

ในงานวิจัยนี้ จะอาศัยการคาดการณ์ราคาของเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW ทั้งของ E.J. Carlson, et.al. และ U.S. Department of Energy (DOE) มาเป็นแนวทางในการคาดการณ์หาราคาเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW ในกรณีของประเทศไทย โดยสมมุติว่า ราคาของ PEMFC มีการลดลงเป็นเส้นตรงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 จากราคา $108/kW เป็น $45/kW และ $30/kW ในปี พ.ศ. 2553 และ 2558 ตามลำดับ และจะคงอยู่ ณ ราคานี้ตลอดไปจนถึงปี พ.ศ. 2588 คิดเป็นเงินบาท ณ อัตราแลกเปลี่ยน 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เท่ากับ 41.86 บาท โดยมาจากอัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544 - 2548 จากธนาคารแห่งประเทศไทย ได้ผลดังตารางที่ 4.38

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.38 ราคาเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ขนาด 80 kW และมีการผลิตปีละ 500,000 หน่วย ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ในกรณีประเทศไทย

หน่วย: บาท

ปี	ราคา PEMFC	ปี	ราคา PEMFC
2549	308,090	2569	100,464
2550	261,206	2570	100,464
2551	221,021	2571	100,464
2552	184,184	2572	100,464
2553	150,696	2573	100,464
2554	140,650	2574	100,464
2555	130,603	2575	100,464
2556	120,557	2576	100,464
2557	110,510	2577	100,464
2558	100,464	2578	100,464
2559	100,464	2579	100,464
2560	100,464	2580	100,464
2561	100,464	2581	100,464
2562	100,464	2582	100,464
2563	100,464	2583	100,464
2564	100,464	2584	100,464
2565	100,464	2585	100,464
2566	100,464	2586	100,464
2567	100,464	2587	100,464
2568	100,464	2588	100,464

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

นำราคาเซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ที่ได้ มาคูณกับจำนวนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่เข้ามาในตลาดในแต่ละปีที่คาดการณ์ไว้ จะได้ต้นทุนการติดตั้งเซลล์เชื้อเพลิงแบบแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ดังตารางที่ 4.39

ตารางที่ 4.39 ต้นทุนการติดตั้งเซลล์เชื้อเพลิงแบบแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาท

ปี	ต้นทุนการติดตั้ง PEMFC	ปี	ต้นทุนการติดตั้ง PEMFC
2549	0	2569	19,893,479,424
2550	0	2570	35,742,378,672
2551	0	2571	57,372,478,800
2552	184,184	2572	80,823,388,464
2553	150,696	2573	101,164,535,472
2554	421,949	2574	116,258,648,688
2555	783,619	2575	126,831,078,192
2556	1,446,682	2576	134,488,042,416
2557	2,873,270	2577	140,541,299,808
2558	5,625,984	2578	145,805,412,480
2559	11,955,216	2579	150,730,961,472
2560	25,718,784	2580	155,555,041,824
2561	54,953,808	2581	160,400,119,152
2562	117,542,880	2582	165,329,686,704
2563	251,160,000	2583	170,377,801,776
2564	535,874,976	2584	175,563,753,456
2565	1,139,965,008	2585	180,899,396,496
2566	2,409,729,504	2586	186,393,169,872
2567	5,029,428,768	2587	192,051,905,136
2568	10,237,884,384	2588	197,881,228,272

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.2.4 การคาดการณ์ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์

อุปกรณ์ที่ต้องเพิ่มขึ้นมาในรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน จะประกอบด้วย อุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน และเซลล์เชื้อเพลิงเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) ในการเปลี่ยนก๊าซไฮโดรเจนให้เป็นพลังงานไฟฟ้าเพื่อขับเคลื่อนรถยนต์

อุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์ ในงานวิจัยจะใช้ เมทัลไฮดรายด์ (Metal Hydride) โดยอาศัยข้อมูลของ U.S. Department of Energy (DOE) ที่ทำการจัดตั้ง “National Hydrogen Storage Project” ขึ้นมาในปี พ.ศ. 2546 ซึ่งประกอบไปด้วยผู้เชี่ยวชาญต่างๆ จากมหาวิทยาลัยประมาณ 40 แห่ง บริษัท 15 แห่ง และห้องทดลองค้นคว้าวิจัยกว่า 10 แห่ง ในการศึกษาวิจัยเกี่ยวกับอุปกรณ์ในการเก็บก๊าซไฮโดรเจน และได้ผลออกมาในปี พ.ศ. 2548 โดยเป็นข้อมูลที่คาดการณ์ในปี พ.ศ. 2548 2553 และ 2558 โดยมีข้อสมมุติว่า มีการผลิตในปริมาณที่มาก คือ 500,000 ชิ้น เพื่อเป็นการลดต้นทุนในการผลิต และเป็นราคาที่รวมการซ่อมแซมดูแลรักษา เพื่อให้สามารถใช้งานได้ 15 ปี หรือขับเคลื่อนได้ 150,000 ไมล์ ดังตารางที่ 4.40

ตารางที่ 4.40 ราคาของอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์ ที่คาดการณ์ในปี พ.ศ. 2548 2553 และ 2558

หน่วย: ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อกิโลกรัมของก๊าซไฮโดรเจน

ปี	2548	2553	2558
ราคาอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน	200	133	67

ที่มา: US DOE Energy Efficiency and Renewable Energy

โดยมาตรฐานที่ได้ตั้งเอาไว้ คือสามารถขับได้ระยะทางมากกว่า 300 ไมล์ต่อการเติมก๊าซไฮโดรเจนหนึ่งครั้ง ซึ่งพบว่าจะต้องเติมก๊าซไฮโดรเจน 5 กิโลกรัม ดังนั้น ทำการหาราคาอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน กรณีที่สามารถเก็บก๊าซไฮโดรเจนได้ 5 กิโลกรัม ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 – 2588 โดยทำการคาดการณ์ตามข้อมูลของ DOE โดยสมมุติว่าราคามีการลดลงเป็นเส้นตรงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 จากราคา \$200/kg H_2 เป็น \$133/kg H_2 และ \$67/kg H_2 ในปี พ.ศ. 2553 และ 2558 ตามลำดับ และจะคงอยู่ ณ ราคานี้ตลอดไปจนถึงปี พ.ศ. 2588 คิดเป็นเงินบาท ณ อัตราแลกเปลี่ยน 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เท่ากับ 41.86 บาท โดยมาจากอัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544 - 2548 จากธนาคารแห่งประเทศไทย ได้ผลดังตารางที่ 4.41

ตารางที่ 4.41 ราคาของอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ในกรณีประเทศไทย

หน่วย: บาท

ปี	ราคาอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน	ปี	ราคาอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน
2549	39,055	2569	14,023
2550	36,251	2570	14,023
2551	33,446	2571	14,023
2552	30,642	2572	14,023
2553	27,837	2573	14,023
2554	25,074	2574	14,023
2555	22,311	2575	14,023
2556	19,549	2576	14,023
2557	16,786	2577	14,023
2558	14,023	2578	14,023
2559	14,023	2579	14,023
2560	14,023	2580	14,023
2561	14,023	2581	14,023
2562	14,023	2582	14,023
2563	14,023	2583	14,023
2564	14,023	2584	14,023
2565	14,023	2585	14,023
2566	14,023	2586	14,023
2567	14,023	2587	14,023
2568	14,023	2588	14,023

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

นำราคาของอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์ที่ได้ มาคูณกับจำนวนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่เข้ามาในตลาดในแต่ละปีที่คาดการณ์ไว้ จะได้ต้นทุนการติดตั้งอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ดังตารางที่ 4.42

ตารางที่ 4.42 ต้นทุนการติดตั้งอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน ที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาท

ปี	ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน	ปี	ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน
2549	0	2569	2,776,798,170
2550	0	2570	4,989,040,356
2551	0	2571	8,008,241,833
2552	30,642	2572	11,281,597,973
2553	27,837	2573	14,120,883,076
2554	75,222	2574	16,227,769,713
2555	133,868	2575	17,703,504,664
2556	234,583	2576	18,772,289,254
2557	436,432	2577	19,617,223,098
2558	785,294	2578	20,352,005,492
2559	1,668,749	2579	21,039,530,039
2560	3,589,914	2580	21,712,891,255
2561	7,670,636	2581	22,389,183,298
2562	16,407,027	2582	23,077,268,769
2563	35,057,750	2583	23,781,901,498
2564	74,799,215	2584	24,505,773,920
2565	159,120,116	2585	25,250,540,761
2566	336,358,077	2586	26,017,379,961
2567	702,024,432	2587	26,807,245,092
2568	1,429,038,029	2588	27,620,921,446

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.2.5 การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์

การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ทำได้โดยการนำปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่โรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ปล่อยออกมาในแต่ละปี มาคูณกับมูลค่าของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่คิดออกมาเป็นตัวเงิน

ดังนั้น มูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจน จะเป็นดังตารางที่ 4.43 (ไม่รวมก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละออง เนื่องจากมีปริมาณน้อยมาก)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.43 มูลค่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่โรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ปล่อยออกมาในการผลิตพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาท

ปี	มูลค่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	ปี	มูลค่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
2549	0	2569	99,664,347,117
2550	0	2570	189,338,398,032
2551	0	2571	333,245,881,840
2552	252,236	2572	535,874,574,690
2553	504,471	2573	789,238,444,618
2554	1,261,178	2574	1,079,784,367,291
2555	2,774,592	2575	1,395,357,864,886
2556	5,801,419	2576	1,726,967,746,495
2557	12,359,545	2577	2,067,198,284,888
2558	26,484,740	2578	2,407,568,561,815
2559	56,500,779	2579	2,736,063,081,281
2560	121,073,098	2580	3,036,877,516,043
2561	259,045,982	2581	3,295,549,684,594
2562	553,909,422	2582	3,507,720,198,714
2563	1,184,246,236	2583	3,681,494,397,814
2564	2,528,914,326	2584	3,830,392,111,127
2565	5,389,518,493	2585	3,966,141,790,513
2566	11,436,615,246	2586	4,096,460,332,528
2567	24,057,476,729	2587	4,225,788,345,264
2568	49,747,674,626	2588	4,356,535,435,598

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.3 การวิเคราะห์คาดการณ์ผลประโยชน์

4.1.3.1 การคาดการณ์มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน

การคาดการณ์มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน ทำได้โดยการนำปริมาณน้ำมันเบนซิน และน้ำมันดีเซล ที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจนในแต่ละปีที่หาได้ มาคูณกับราคาของน้ำมันทั้งสองประเภทที่ทำการคาดการณ์ไว้ทั้ง 4 กรณี คือ

1. การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย
2. การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง
3. การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกสูง
4. การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำ

ได้ผลออกมาดังตารางที่ 4.44 4.45 4.46 และ 4.47 ตามลำดับ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.44 มูลค่าน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 กรณีราคาน้ำมันดิบจากการคาดการณ์ของผู้วิจัย

หน่วย: บาท

ปี	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล
2549	0	0
2550	0	0
2551	0	0
2552	9,760	22,379
2553	20,721	47,699
2554	54,966	126,992
2555	128,250	297,317
2556	284,280	661,133
2557	641,784	1,496,992
2558	1,456,746	3,407,362
2559	3,290,627	7,716,834
2560	7,463,611	17,545,416
2561	16,896,719	39,811,150
2562	38,215,668	90,233,903
2563	86,393,377	204,398,357
2564	195,016,825	462,258,041
2565	439,193,827	1,042,880,539
2566	984,567,629	2,341,767,380
2567	2,187,347,886	5,210,663,005
2568	4,775,760,413	11,393,431,419

ปี	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล
2569	10,099,451,583	24,127,332,929
2570	20,247,667,032	48,434,087,707
2571	37,598,730,578	90,049,497,933
2572	63,773,596,227	152,915,137,888
2573	99,050,335,486	237,759,793,602
2574	142,875,741,247	343,310,505,940
2575	194,620,070,689	468,098,530,363
2576	253,849,628,456	611,116,091,556
2577	320,167,488,179	771,435,967,421
2578	392,818,296,402	947,259,808,509
2579	470,191,544,008	1,134,716,848,655
2580	549,581,120,058	1,327,276,754,337
2581	627,929,247,034	1,517,540,149,914
2582	703,575,744,810	1,701,468,653,222
2583	777,212,960,629	1,880,708,614,083
2584	850,977,507,323	2,060,409,805,726
2585	927,113,736,821	2,245,996,541,302
2586	1,007,387,042,792	2,441,744,618,550
2587	1,093,082,433,453	2,650,773,407,232
2588	1,185,169,616,502	2,875,442,539,302

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ตารางที่ 4.45 มูลค่าน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 กรณีราคาน้ำมันดิบอ้างอิงจากการคาดการณ์ของ EIA

หน่วย: บาท

ปี	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	ปี	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล
2549	0	0	2569	2,923,323,385	6,558,191,480
2550	0	0	2570	5,585,971,951	12,538,213,543
2551	0	0	2571	9,886,839,614	22,203,144,193
2552	7,197	16,105	2572	15,987,292,525	35,921,083,996
2553	13,867	30,919	2573	23,681,032,608	53,234,948,625
2554	34,556	77,025	2574	32,643,486,329	73,431,537,003
2555	75,794	168,891	2575	42,503,304,388	95,674,723,215
2556	157,998	351,960	2576	53,004,086,964	119,390,800,318
2557	335,580	747,320	2577	63,930,148,254	144,096,273,122
2558	716,905	1,596,027	2578	75,025,870,148	169,216,282,163
2559	1,538,761	3,427,782	2579	85,916,701,711	193,906,027,860
2560	3,317,408	7,394,368	2580	96,096,626,928	217,021,615,984
2561	7,142,141	15,929,252	2581	105,086,838,294	237,477,700,930
2562	15,363,596	34,285,726	2582	112,718,492,139	254,887,103,579
2563	33,049,413	73,797,617	2583	119,221,411,164	269,763,786,081
2564	71,204,435	159,131,156	2584	125,009,584,117	283,040,062,706
2565	153,115,598	342,482,118	2585	130,451,266,875	295,547,045,916
2566	327,814,999	733,855,769	2586	135,793,438,620	307,843,035,921
2567	695,554,964	1,558,342,404	2587	141,181,460,513	320,257,232,102
2568	1,450,939,237	3,253,351,988	2588	146,696,907,578	332,974,872,624

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ตารางที่ 4.46 มูลค่าน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 กรณีราคาน้ำมันดิบสูงจากการคาดการณ์ของ EIA

หน่วย: บาท

ปี	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	ปี	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล
2549	0	0	2569	4,495,452,699	10,407,197,730
2550	0	0	2570	8,619,706,612	19,965,632,885
2551	0	0	2571	15,310,939,954	35,482,838,127
2552	8,387	19,019	2572	24,845,474,082	57,608,356,083
2553	17,041	38,690	2573	36,923,590,182	85,656,382,686
2554	43,981	100,099	2574	50,971,347,043	118,303,195,992
2555	99,775	227,604	2575	66,453,581,264	154,311,607,980
2556	214,961	491,420	2576	82,971,129,580	192,758,387,413
2557	471,465	1,080,004	2577	100,184,784,486	232,857,623,897
2558	1,039,084	2,384,810	2578	117,690,820,217	273,671,849,574
2559	2,254,751	5,180,723	2579	134,897,008,785	313,823,331,385
2560	4,912,491	11,299,572	2580	151,002,561,450	351,446,490,161
2561	10,685,081	24,603,347	2581	165,247,459,540	384,767,497,774
2562	23,220,462	53,521,502	2582	177,358,228,608	413,143,010,108
2563	50,435,970	116,364,706	2583	187,689,552,088	437,392,682,826
2564	108,764,978	251,089,726	2584	196,888,031,853	459,018,331,300
2565	234,056,214	540,647,073	2585	205,530,132,436	479,360,820,221
2566	501,467,066	1,159,003,931	2586	214,002,438,433	499,320,242,361
2567	1,064,951,893	2,462,727,989	2587	222,531,956,911	519,425,688,799
2568	2,223,047,186	5,143,685,242	2588	231,245,343,044	539,972,766,352

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ตารางที่ 4.47 มูลค่าน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 กรณีราคาน้ำมันดิบต่ำจากการคาดการณ์ของ EIA

หน่วย: บาท

ปี	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	ปี	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล
2549	0	0	2569	2,070,162,148	4,469,417,417
2550	0	0	2570	3,932,812,447	8,490,823,031
2551	0	0	2571	6,921,963,878	14,944,310,493
2552	6,641	14,743	2572	11,130,833,571	24,031,132,765
2553	12,386	27,292	2573	16,393,540,933	35,393,158,663
2554	30,030	65,943	2574	22,428,569,395	48,422,602,439
2555	64,112	140,291	2575	28,983,454,152	62,574,400,221
2556	130,177	283,848	2576	35,871,436,111	77,445,344,781
2557	269,462	585,444	2577	42,938,480,672	92,702,880,079
2558	561,233	1,214,899	2578	50,008,427,791	107,966,681,909
2559	1,192,616	2,580,324	2579	56,831,699,500	122,697,918,998
2560	2,545,573	5,504,704	2580	63,080,018,729	136,187,851,084
2561	5,425,002	11,725,223	2581	68,452,986,572	147,787,926,024
2562	11,554,206	24,959,288	2582	72,860,052,690	157,302,648,376
2563	24,598,382	53,107,163	2583	76,469,575,852	165,095,499,627
2564	52,528,942	113,408,396	2584	79,562,381,042	171,772,772,418
2565	111,947,527	241,691,322	2585	82,382,083,935	177,860,425,615
2566	237,553,836	512,871,542	2586	85,088,974,822	183,704,521,105
2567	499,706,055	1,078,850,247	2587	87,775,291,086	189,504,196,609
2568	1,033,325,918	2,230,919,379	2588	90,491,083,496	195,367,510,218

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.3.2 การคาดการณ์มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์

เมื่อมีการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนมาทดแทนรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งจะมีการติดตั้งเซลล์เชื้อเพลิงที่มีคุณสมบัติเช่นเดียวกับแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์ แต่เซลล์เชื้อเพลิงมีข้อดีกว่า คือ ความเงียบในการทำงานเนื่องจากไม่มีอุปกรณ์ที่เคลื่อนไหว ไม่มีมลพิษ และสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องตราบใดที่ยังคงมีการป้อนเชื้อเพลิงและก๊าซออกซิแดนท์ ดังนั้น แบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์ที่ถูกเปลี่ยนออกไป จึงเป็นผลประโยชน์อีกอย่างหนึ่งของการใช้พลังงานไฮโดรเจนในรถยนต์

ในงานวิจัยนี้ การคิดผลประโยชน์ของแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์ที่ถูกเปลี่ยนออกไป จะอาศัยข้อมูลราคาแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์สำหรับรถยนต์ไฮบริด ซึ่งเป็นรถยนต์ที่ใช้เครื่องยนต์ที่มีการทำงานร่วมกันระหว่างเครื่องยนต์สันดาปภายในกับมอเตอร์ไฟฟ้าในการช่วยส่งกำลังขับเคลื่อนให้กับตัวรถยนต์ จากบริษัทโตโยต้า มอเตอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ในรถยนต์ไฮบริดรุ่น Prius และบริษัท ฮอนด้า ออโตโมบิล (ประเทศไทย) จำกัด ในรถยนต์ไฮบริดรุ่น Insight ซึ่ง ณ ปี พ.ศ. 2548 มีราคาเท่ากับ $3,000 และ $3,600 ตามลำดับ หรือนำมาเฉลี่ยคิดเป็นเงินบาท ณ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เท่ากับ 41.86 บาท จากอัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544 - 2548 จากธนาคารแห่งประเทศไทย จะเท่ากับ 138,000 บาท

นำราคาแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์ไฮบริด มาคูณกับจำนวนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่คาดการณ์ไว้ จะได้มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์ด้วยพลังงานไฮโดรเจน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ดังตารางที่ 4.48

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.48 มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์ด้วยพลังงานไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาท

ปี	มูลค่าทดแทนเครื่องยนต์น้ำมันเชื้อเพลิง	ปี	มูลค่าทดแทนเครื่องยนต์น้ำมันเชื้อเพลิง
2549	0	2569	27,326,208,000
2550	0	2570	49,096,674,000
2551	0	2571	78,808,350,000
2552	138,000	2572	111,021,138,000
2553	138,000	2573	138,962,274,000
2554	414,000	2574	159,695,946,000
2555	828,000	2575	174,218,514,000
2556	1,656,000	2576	184,736,322,000
2557	3,588,000	2577	193,051,236,000
2558	7,728,000	2578	200,282,160,000
2559	16,422,000	2579	207,048,024,000
2560	35,328,000	2580	213,674,508,000
2561	75,486,000	2581	220,329,834,000
2562	161,460,000	2582	227,101,218,000
2563	345,000,000	2583	234,035,442,000
2564	736,092,000	2584	241,159,002,000
2565	1,565,886,000	2585	248,488,182,000
2566	3,310,068,000	2586	256,034,574,000
2567	6,908,556,000	2587	263,807,562,000
2568	14,063,028,000	2588	271,814,874,000

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.3.3 การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลง

การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนทดแทนรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ทำได้โดยนำปริมาณมลพิษทางอากาศที่รถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิงปล่อยออกมาต่อ 1 คัน มาคูณกับมูลค่าของมลพิษทางอากาศแต่ละประเภท จะได้มูลค่าของมลพิษทางอากาศที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมาต่อปี สำหรับประเทศไทย ดังตารางที่ 4.49

ตารางที่ 4.49 มูลค่าของมลพิษทางอากาศที่รถยนต์ 1 คัน ปล่อยออกมาต่อปี สำหรับประเทศไทย

หน่วย: บาท

ประเภทมลพิษทางอากาศ	มูลค่าที่รถยนต์ 1 คัน ปล่อยออกมาต่อปี
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)	39,973.07
ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO)	866.05
ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x)	2,812.75
ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)	374.02
ฝุ่นละออง (SPM)	1,058.86

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

นำมูลค่าของมลพิษทางอากาศที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมาต่อปี มาคูณกับจำนวนรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน ที่คาดการณ์ไว้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ซึ่งเป็นการใช้แทนรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งจะเป็นการลดมลพิษที่เกิดขึ้นต่อสังคม คิดเป็นมูลค่าต่อปี ดังตารางที่ 4.50

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.50 มูลค่าของมลพิษทางอากาศที่ลดลง จากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนแทนรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาท

ปี	มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลง	ปี	มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลง
2549	0	2569	17,814,066,759
2550	0	2570	33,842,461,825
2551	0	2571	59,564,574,073
2552	45,085	2572	95,782,551,375
2553	90,170	2573	141,068,965,462
2554	225,424	2574	193,001,322,546
2555	495,932	2575	249,407,123,780
2556	1,036,949	2576	308,679,278,164
2557	2,209,153	2577	369,492,294,049
2558	4,733,899	2578	430,330,286,885
2559	10,098,984	2579	489,045,599,522
2560	21,640,680	2580	542,813,356,779
2561	46,302,038	2581	589,048,579,430
2562	99,006,111	2582	626,972,067,740
2563	211,672,901	2583	658,032,575,066
2564	452,019,704	2584	684,646,644,008
2565	963,325,853	2585	708,910,625,271
2566	2,044,187,650	2586	732,203,841,698
2567	4,300,048,201	2587	755,320,010,311
2568	8,891,929,988	2588	778,689,825,728

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.1.3.4 การคาดการณ์มูลค่าคาร์บอนเครดิต

จากการที่ประเทศไทยได้ลงนามในพิธีสารเกียวโต ในเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2542 และทำการให้สัตยาบันพิธีสารเกียวโต ในวันที่ 28 สิงหาคม พ.ศ. 2545 โดยมีสำนักนโยบายและแผนธรรมชาติ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เป็นหน่วยประสานงานกลางของอนุสัญญาและพิธีสารเกียวโต ถึงแม้ว่าประเทศไทยจะยังไม่มีพันธกรณีในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในช่วงพันธกรณีแรก แต่ก็สามารถมีส่วนร่วมในกลไกของพิธีสารเกียวโต คือ กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) โดยร่วมดำเนินโครงการ CDM กับประเทศที่พัฒนาแล้ว หรือประเทศในกลุ่มภาคผนวกที่ 1 ที่มีพันธกรณีที่จะต้องลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยทำการขายคาร์บอนเครดิต (Carbon Credit) หรือเรียกว่า Certified Emissions Reduction (CER) มีหน่วยวัดเป็นตันของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ในงานวิจัยนี้ จะทำการคิดปริมาณการขายคาร์บอนเครดิต จากการที่ประเทศไทยสามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้จากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนแทนรถยนต์ที่ใช้พลังงานเชื้อเพลิง โดยราคาขายคาร์บอนเครดิต จะเป็นราคาซื้อขายเฉลี่ยที่ประเทศเยอรมัน จากข้อมูลของสำนักนโยบายและแผนธรรมชาติ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ราคาซื้อขาย ณ ปี พ.ศ. 2549 อยู่ที่ประมาณ $10 ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้น จะได้ผลประโยชน์จากการขายคาร์บอนเครดิต จากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ดังตารางที่ 4.51 โดยอัตราแลกเปลี่ยน 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาเท่ากับ 41.86 บาท จากอัตราแลกเปลี่ยนถัวเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2544 - 2548 จากธนาคารแห่งประเทศไทย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.51 ผลประโยชน์จากการขายคาร์บอนเครดิต จากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนแทนรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิง คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

หน่วย: บาท

ปี	ผลประโยชน์จากการขายคาร์บอนเครดิต	ปี	ผลประโยชน์จากการขายคาร์บอนเครดิต
2549	0	2569	386,411,541
2550	0	2570	734,089,414
2551	0	2571	1,292,037,308
2552	978	2572	2,077,654,911
2553	1,956	2573	3,059,979,346
2554	4,890	2574	4,186,463,399
2555	10,757	2575	5,409,982,592
2556	22,493	2576	6,695,676,916
2557	47,920	2577	8,014,794,639
2558	102,685	2578	9,334,454,147
2559	219,061	2579	10,608,069,810
2560	469,416	2580	11,774,366,210
2561	1,004,355	2581	12,777,271,604
2562	2,147,578	2582	13,599,884,080
2563	4,591,476	2583	14,273,629,085
2564	9,804,927	2584	14,850,924,743
2565	20,895,859	2585	15,377,243,777
2566	44,341,234	2586	15,882,505,589
2567	93,273,943	2587	16,383,926,991
2568	192,878,157	2588	16,890,850,341

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

4.2 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน จะอาศัยข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุนและผลประโยชน์ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ที่ได้กล่าวไปในหัวข้อที่ผ่านมา ในการเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ทางการเงินของงานวิจัยนี้

ต้นทุนทางการเงิน ประกอบด้วย

- การคาดการณ์ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน
- การคาดการณ์ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง
- การคาดการณ์ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์
- ค่าเสื่อมราคา

ผลประโยชน์ทางการเงิน ประกอบด้วย

- การคาดการณ์มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน
- การคาดการณ์มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์
- การคาดการณ์มูลค่าคาร์บอนเครดิต
- มูลค่าซาก

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน จะต้องนำการคิดค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซาก เข้ามาวิเคราะห์ด้วย โดยค่าเสื่อมราคาเป็นต้นทุนทางการเงิน และมูลค่าซากเป็นผลประโยชน์ทางการเงิน ซึ่งสินทรัพย์ถาวรในที่นี้ ก็คือ สถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ซึ่งมีอายุการใช้งาน 15 ปี จากการที่อายุโครงการในงานวิจัยนี้เท่ากับ 40 ปี คือตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 โดยสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน จะเริ่มดำเนินการเมื่อมีรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนเกิดขึ้น คือจะเริ่มดำเนินการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552 ดังนั้น จะมีการสร้างปรับปรุงสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนจำนวน 3 ครั้ง และในครั้งสุดท้ายจะมีอายุการใช้งานเพียงแค่ 7 ปี จึงมีมูลค่าซากเหลืออยู่ด้วย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สินทรัพย์ถาวร ที่นำมาคิดค่าเสื่อมราคาประกอบด้วย

- เครื่องมือการผลิตไฮโดรเจน (Hydrogen Production Equipment)
- เครื่องบีบอัดก๊าซไฮโดรเจน (Compressor)
- อุปกรณ์ในการเก็บก๊าซไฮโดรเจน (Storage System)
- อุปกรณ์แจกจ่ายก๊าซไฮโดรเจน (Dispenser)
- เครื่องมือ อุปกรณ์อื่นๆ (Additional Equipment)

การกำหนดค่าเสื่อมราคา จะกำหนดตามประมวลรัษฎากรว่าด้วยการหักค่าสึกหรอและค่าเสื่อมราคาของทรัพย์สิน (ฉบับที่ 145) พ.ศ. 2527 ซึ่งกำหนดในมาตรา 4 วรรค 5 ว่า ทรัพย์สินอย่างอื่น ซึ่งโดยสภาพของทรัพย์สินนั้นสึกหรอ หรือเสื่อมราคาได้นอกจากที่ดินและสินค้า สามารถหักค่าสึกหรอและค่าเสื่อมราคาได้ไม่เกินร้อยละ 20 โดยในงานวิจัยนี้ จะหักค่าสึกหรอและค่าเสื่อมราคา ร้อยละ 20 ต่อปี

การกำหนดมูลค่าซาก จะกำหนดจากการคิดค่าเสื่อมราคาด้วยวิธี Straight - Line ซึ่งเป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาโดยเฉลี่ยมูลค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ให้เป็นค่าเสื่อมราคาในแต่ละปีเท่าๆกัน ตลอดอายุการใช้งานของสินทรัพย์ถาวรนั้นๆ แล้วนำมาหักออกจากราคาสินทรัพย์ถาวร ดังนั้น ค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซากของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนในแต่ละปี จะเป็นดังตารางที่ 4.52

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.52 ค่าเสื่อมราคาและมูลค่าซากของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588

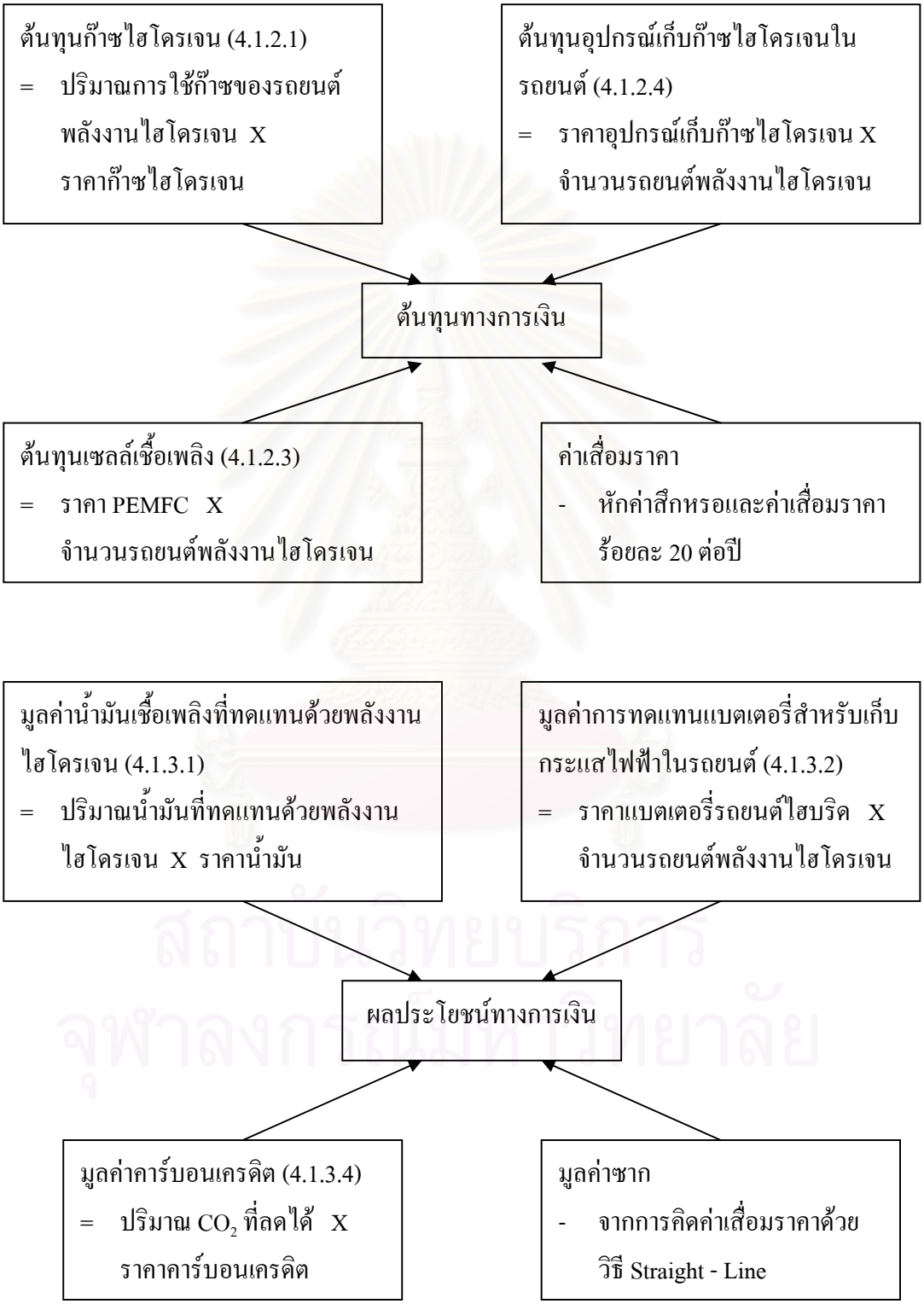
หน่วย: บาท

ปี	ค่าเสื่อมราคา	มูลค่าซาก	ปี	ค่าเสื่อมราคา	มูลค่าซาก
2549	0	0	2569	2,873,508	0
2550	0	0	2570	2,873,508	0
2551	0	0	2571	2,873,508	0
2552	2,873,508	0	2572	0	0
2553	2,873,508	0	2573	0	0
2554	2,873,508	0	2574	0	0
2555	2,873,508	0	2575	0	0
2556	2,873,508	0	2576	0	0
2557	0	0	2577	0	0
2558	0	0	2578	0	0
2559	0	0	2579	0	0
2560	0	0	2580	0	0
2561	0	0	2581	0	0
2562	0	0	2582	2,873,508	0
2563	0	0	2583	2,873,508	0
2564	0	0	2584	2,873,508	0
2565	0	0	2585	2,873,508	0
2566	0	0	2586	2,873,508	0
2567	2,873,508	0	2587	0	0
2568	2,873,508	0	2588	0	7,662,689

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

สรุปต้นทุนและผลประโยชน์ การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน ได้ดังภาพที่ 4.6

ภาพที่ 4.6 แผนภาพต้นทุนและผลประโยชน์ของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน



เขียนสมการต้นทุนและผลประโยชน์ของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน ได้ดังนี้

FNC = HC + HK + FC + DE

HC = UH x HP

UH = FHC x HPC

FHC = NC x MHC

HPC = UGC / 3.78

UGC = UG / C

HP = HSC / PH

HSC = FCH + OCH

OCH = LW + EC

HK = PHK x FHC

FC = PFC x FHC

FNB = GV + BV + CV + SV

GV = QG x PG

QG = FHC x UGC

BV = BHP x FHC

CV = DCO2 x PC

DCO2 = FHC x CO2C

CO2C = CO2 / C

โดยที่

BHP = ราคาแบตเตอรี่รถยนต์ไฮบริด

BV = มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่สำหรับเก็บกระแสไฟฟ้าในรถยนต์

C = จำนวนรถในประเทศไทย

CO2 = ปริมาณ CO_2

CO2C = ปริมาณ CO_2 ที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมา

CV = มูลค่าคาร์บอนเครดิต

DCO2 = ปริมาณ CO_2 ที่ลดได้

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

DE	=	ค่าเสื่อมราคา
EC	=	ค่าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์
FC	=	ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง
FCH	=	ต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน
FHC	=	จำนวนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน
FNB	=	ผลประโยชน์ทางการเงิน
FNC	=	ต้นทุนทางการเงิน
GV	=	มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน
HC	=	ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน
HK	=	ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์
HP	=	ราคาก๊าซไฮโดรเจน
HPC	=	อัตราการใช้ก๊าซไฮโดรเจนต่อรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน 1 คัน
HSC	=	ต้นทุนรวมของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน
LW	=	ค่าแรงงานของคนงาน
MHC	=	ส่วนแบ่งตลาดรถยนต์ไฮโดรเจน
NC	=	จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทย
OCH	=	ต้นทุนการดำเนินงานของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน
PC	=	ราคาคาร์บอนเครดิต
PFC	=	ราคา PEMFC
PG	=	ราคาน้ำมัน
PH	=	ปริมาณก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตได้
PHK	=	ราคาอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจน
QG	=	ปริมาณน้ำมันที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน
SV	=	มูลค่าซาก
UGC	=	อัตราการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงต่อรถยนต์ 1 คัน
UG	=	ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงรถของประเทศไทย
UH	=	ปริมาณการใช้ก๊าซของรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน จะแบ่งออกเป็น 4 กรณี ตามการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกที่แตกต่างกัน คือ

1. การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย
2. การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง
3. การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกสูง
4. การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำ

อัตราคิดลดที่ใช้ เท่ากับร้อยละ 6.55 โดยมาจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ลูกค้ารายใหญ่ชั้นดี (MLR : Minimum Loan Rate) เฉลี่ยจากธนาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ของไทย 5 แห่ง ได้แก่ ธนาคารกรุงเทพ ธนาคารไทยพาณิชย์ ธนาคารกรุงไทย ธนาคารกสิกรไทย และธนาคารกรุงศรีอยุธยา ณ วันที่ 30 ธันวาคม พ.ศ. 2548

ได้ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน ดังตารางที่ 4.53

ตารางที่ 4.53 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน

กรณีศึกษา	NPV (ล้านบาท)	FIRR (ร้อยละ)	Payback Period
ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย	- 250,366	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีอ้างอิง	- 3,417,153	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีสูง	- 3,058,613	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีต่ำ	- 3,635,625	-	-

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

จากผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน ทั้ง 4 กรณี ตามการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกที่แตกต่างกัน จะพบว่า ทุกกรณีไม่เหมาะในการลงทุน เพราะมีค่า NPV ติดลบ FIRR และ Payback Period หาค่าไม่ได้ เนื่องจากผลตอบแทนของโครงการติดลบ โดยกรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลก

ของ EIA จะติดลบมากกว่ากรณีของการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัยมาก เนื่องจาก ราคาน้ำมันดิบโลกที่คาดการณ์โดย EIA ต่ำกว่าการคาดการณ์ของผู้วิจัยมาก ดังนั้น ผลประโยชน์ในการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงจึงน้อย และน้อยกว่าต้นทุนในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่ต้องใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิง

4.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ จะนำเอาต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดทางอ้อมเกิดกับสังคมภายนอก รวมทั้งรวมต้นทุนและผลประโยชน์ที่ไม่มีตัวตน เข้ามาในการวิเคราะห์ด้วย โดยจะอาศัยข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์คาดการณ์ต้นทุนและผลประโยชน์ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทยที่ได้กล่าวไปในหัวข้อที่ผ่านมา ในการเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของงานวิจัยนี้

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในงานวิจัยนี้ จะแบ่งออกเป็น 2 ระดับ คือ

1. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับประเทศ (Local)
2. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับโลก (Global)

ซึ่งสาเหตุที่ต้องทำการแยกการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ออกเป็น 2 ระดับ ก็เนื่องจาก มลพิษทางอากาศทั้ง 5 ชนิด ที่เกิดจากรถยนต์น้ำมันเชื้อเพลิงและโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ จะส่งผลกระทบแตกต่างกัน โดย ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (Carbon Monoxide: CO) ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (Oxide of Nitrogen: NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Sulfurdioxide: SO_2) และฝุ่นละออง (Suspended Particulate Matter: SPM) จะส่งผลกระทบแค่ในระดับประเทศ แต่ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide: CO_2) จะส่งผลกระทบต่อโลก ในฐานะที่เป็นส่วนหนึ่งของ “ก๊าซเรือนกระจก” (Greenhouse Gas) เนื่องจากมีคุณสมบัติในการกักเก็บความร้อน ดังนั้น การคิดต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ จะไม่รวมก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เข้ามาในส่วนของมลพิษทางอากาศ ในขณะที่การคิดต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก จะรวมมลพิษทางอากาศทั้ง 5 ประเภท เข้าไปในการวิเคราะห์

ดังนั้น ต้นทุนและผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ และระดับโลก เป็นดังนี้

ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ ประกอบด้วย

- การคาดการณ์ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน
- การคาดการณ์ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง
- การคาดการณ์ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์
- การคาดการณ์มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์มายังสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน

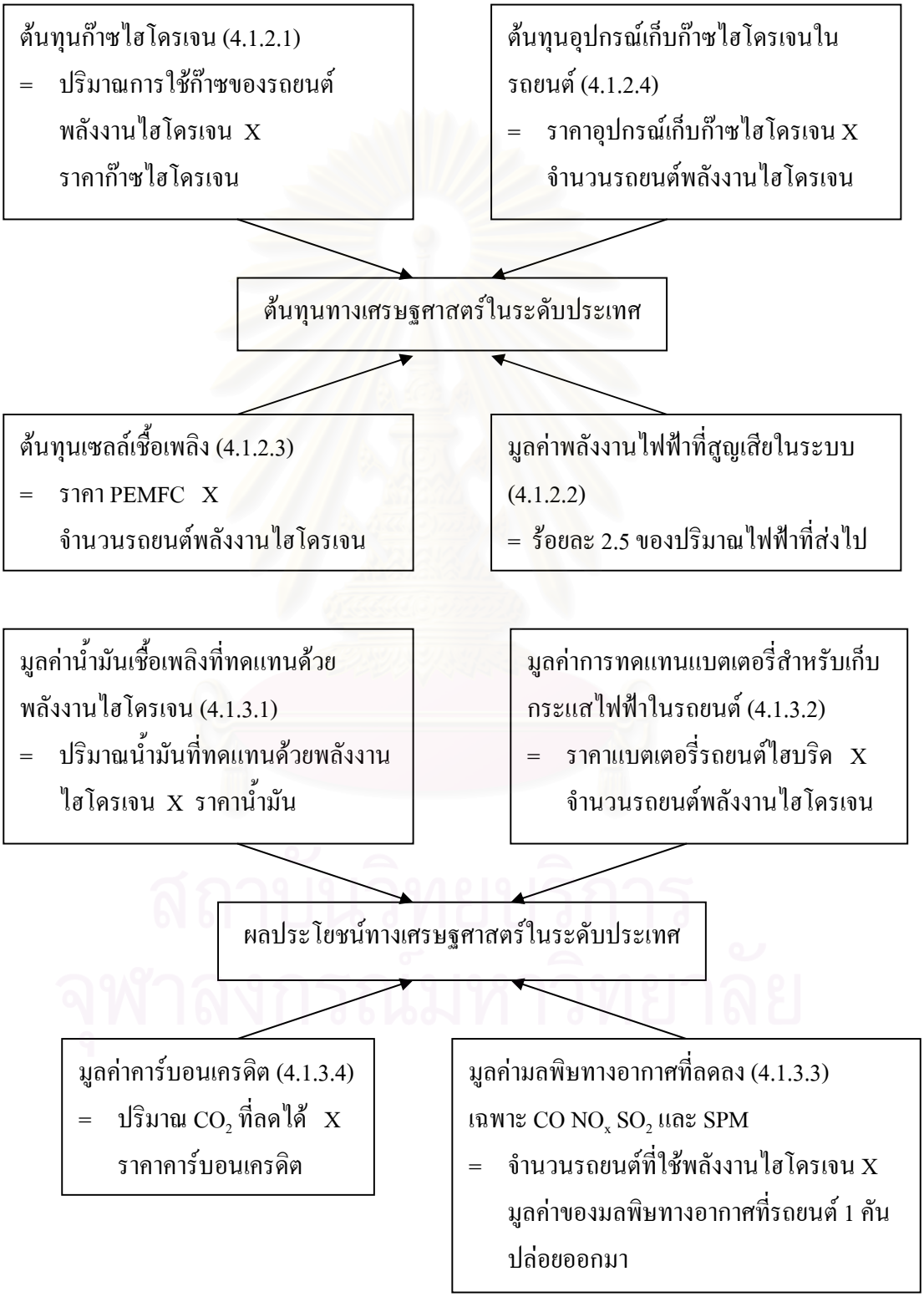
ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ ประกอบด้วย

- การคาดการณ์มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน
- การคาดการณ์มูลค่าการทดแทนเครื่องยนต์น้ำมันเชื้อเพลิง
- การคาดการณ์มูลค่าคาร์บอนเครดิต
- การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจน (CO NO_x SO_2 และ SPM)

สรุปต้นทุนและผลประโยชน์ การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศได้ดังภาพที่ 4.7

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาพที่ 4.7 แผนภาพต้นทุนและผลประโยชน์ของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ



เขียนสมการต้นทุนและผลประโยชน์ของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ ได้ดังนี้

LEC = HC + HK + FC + LE

HC = UH x HP

UH = FHC x HPC

FHC = NC x MHC

HPC = UGC / 3.78

UGC = UG / C

HP = HSC / PH

HSC = FCH + OCH

OCH = LW + EC

HK = PHK x FHC

FC = PFC x FHC

LEB = GV + BV + CV + TDV

GV = QG x PG

QG = FHC x UGC

BV = BHP x FHC

CV = DCO2 x PC

DCO2 = FHC x CO2C

CO2C = CO2 / C

TDV = FHC x TVC

TVC = ETC x TP

ETC = QT / C

QT = CO, NOX, SO2, SPM

TP = PCO, PNOX, PSO2, PSPM

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

โดยที่

CO	=	ปริมาณ CO
ETC	=	มลพิษแต่ละประเภทที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมา
LE	=	มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบ
LEB	=	ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ
LEC	=	ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ
NOX	=	ปริมาณ NO_x
PCO	=	มูลค่าของ CO
PNOX	=	มูลค่าของ NO_x
PSO2	=	มูลค่าของ SO_2
PSPM	=	มูลค่าของ SPM
QT	=	ปริมาณมลพิษแต่ละประเภท
SO2	=	ปริมาณ SO_2
SPM	=	ปริมาณ SPM
TDV	=	มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลง
TP	=	มูลค่ามลพิษทางอากาศ
TVC	=	มูลค่าของมลพิษทางอากาศที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมา

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก ประกอบด้วย

- การคาดการณ์ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน
- การคาดการณ์ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง
- การคาดการณ์ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์
- การคาดการณ์มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์มายังสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน
- การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์

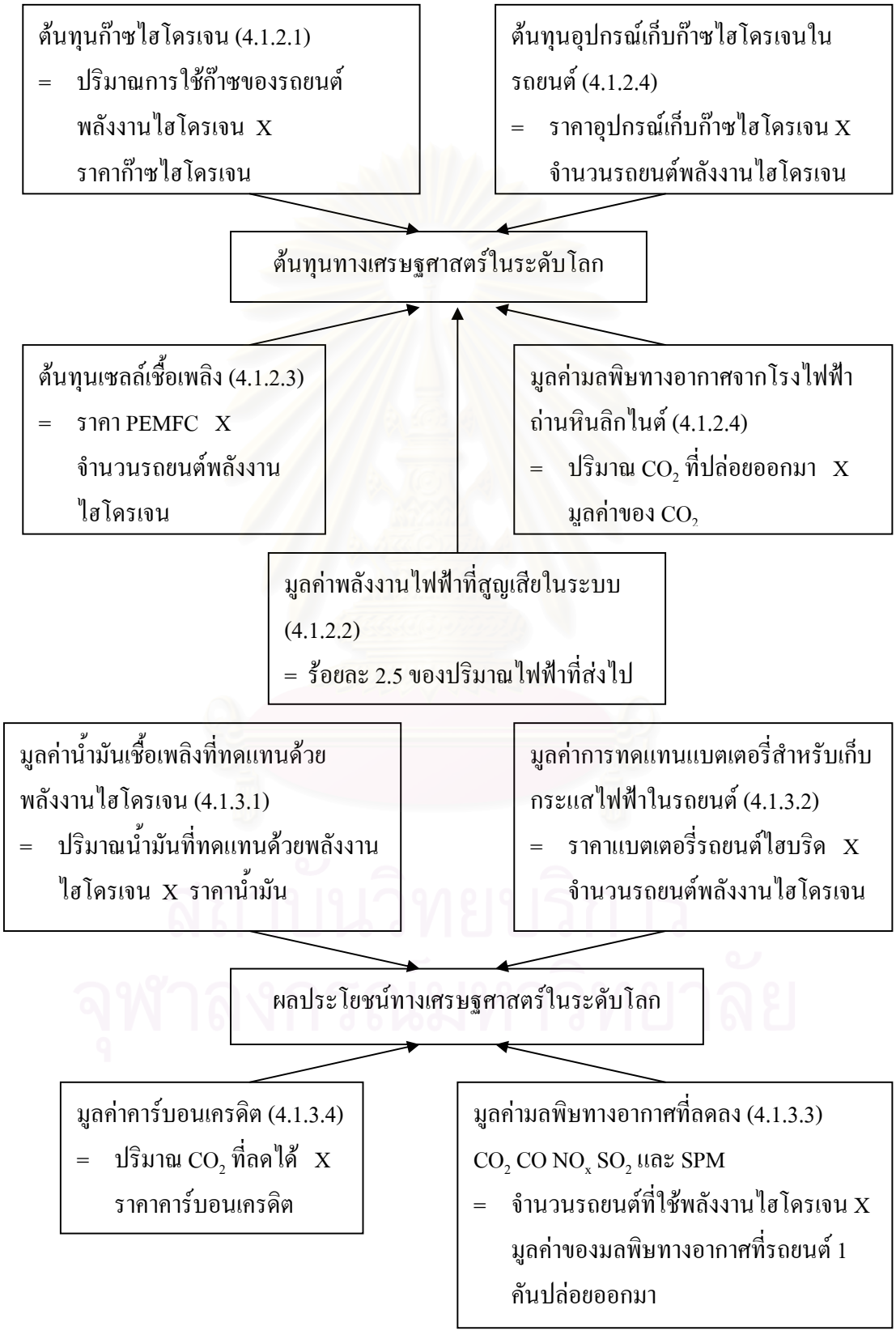
ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก ประกอบด้วย

- การคาดการณ์มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน
- การคาดการณ์มูลค่าการทดแทนเครื่องยนต์น้ำมันเชื้อเพลิง
- การคาดการณ์มูลค่าคาร์บอนเครดิต
- การคาดการณ์มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจน (CO_2 CO NO_x SO_2 และ SPM)

สรุปต้นทุนและผลประโยชน์ การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก ได้ดังภาพที่ 4.8

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาพที่ 4.8 แผนภาพต้นทุนและผลประโยชน์ของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก



เขียนสมการต้นทุนและผลประโยชน์ของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก ได้ดังนี้

GEC = HC + HK + FC + LE + TLC

HC = UH x HP

UH = FHC x HPC

FHC = NC x MHC

HPC = UGC / 3.78

UGC = UG / C

HP = HSC / PH

HSC = FCH + OCH

OCH = LW + EC

HK = PHK x FHC

FC = PFC x FHC

TLC = LCO2 x PCO2

LCO2 = FHC x UE x 0.72

GEB = GV + BV + CV + TDV

GV = QG x PG

QG = FHC x UGC

BV = BHP x FHC

CV = DCO2 x PC

DCO2 = FHC x CO2C

CO2C = CO2 / C

TDV = FHC x TVC

TVC = ETC x TP

ETC = QT / C

QT = CO_2, CO, NOX, SO2, SPM

TP = PCO2, PCO, PNOX, PSO2, PSPM

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

โดยที่

GEB = ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก

GEC = ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก

LCO2 = ปริมาณ CO_2 ที่ปล่อยออกมา

PCO2 = มูลค่าของ CO_2

TLC = มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์

UE = พลังงานไฟฟ้าที่ต้องใช้ต่อคันต่อปี

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ จะใช้ราคาที่แน่นอนเพื่อสะท้อนถึงมูลค่าที่แท้จริงทางสังคมหรือทางเศรษฐศาสตร์ (True Social or Economic Values) โดยมูลค่าต้นทุนจะสะท้อนถึงต้นทุนค่าเสียโอกาสของทรัพยากรนั้นๆ ส่วนมูลค่าผลประโยชน์จะสะท้อนถึงความเต็มใจจ่ายของผู้บริโภคเป็นหลัก โดยในบางกรณีราคาตลาดของทรัพยากรและผลผลิตของโครงการนั้นๆ สามารถนำมาคิดคำนวณได้เลย เพราะได้สะท้อนมูลค่าที่แท้จริงแล้ว แต่ในบางกรณีราคาตลาดอาจไม่ใช่ราคาที่สะท้อนถึงมูลค่าที่แท้จริง จึงต้องเปลี่ยนแปลงเพื่อให้เห็นมูลค่าทางสังคมหรือเศรษฐศาสตร์ที่แท้จริง ราคาที่นำมาใช้นั้นเรียกว่า “ราคาเงา” (Shadow Prices) โดยมีวิธีการปรับค่าดังนี้

- สินค้าและบริการที่ซื้อขายระหว่างประเทศได้ จะมีมูลค่าเท่ากับราคา ณ ท่าเรือ (FOB หรือ CIF Price) ปรับด้วยค่าขนส่งทางเศรษฐศาสตร์ (Transportation Conversion Factor: TCF) และปรับด้วยตัวประกอบอัตราแลกเปลี่ยนเงา (Shadow Exchange Rate Factor: SERF) ในกรณีที่มีมูลค่าเป็นเงินตราต่างประเทศ และในประเทศมีการใช้อัตราแลกเปลี่ยนคงที่
- สินค้าและบริการที่ไม่มีการซื้อขายระหว่างประเทศ จะมีมูลค่าเท่ากับราคาตลาดปรับด้วยตัวประกอบปรับค่าของสินค้าหรือบริการนั้นๆ หรือตัวประกอบปรับค่ามาตรฐาน (Standard Conversion Factor: SCF) ในกรณีที่หาค่าตัวประกอบปรับค่าเฉพาะค่านั้นๆ ไม่ได้ หรือในกรณีที่มูลค่าของสินค้าและบริการนั้นๆ มีมูลค่าเพียงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับมูลค่าทั้งหมดของโครงการ

ในงานวิจัยนี้จะใช้ตัวประกอบปรับค่าของบรรษัทอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยที่ทำการศึกษากรณีของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2541 ดังนี้

Standard Conversion Factor (SCF)	0.940
Construction Conversion Factor (CCF)	0.925
Transportation Conversion Factor (TCF)	0.926
Machinery Conversion Factor (MCF)	0.970
Land Conversion Factor (LCF)	0.940
Pre-Operating Expenses Conversion Factor (FCF)	0.940

นอกจากนี้ การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ จะไม่รวม ภาษี และเงินอุดหนุน เข้ามาในการวิเคราะห์ เนื่องจากถือว่าภาษีเป็นส่วนหนึ่งของผลประโยชน์รวมของโครงการ ซึ่งโอนไปให้กับสังคมโดยส่วนรวมเพื่อใช้จ่ายต่อไป ส่วนเงินอุดหนุนคิดเป็นต้นทุนต่อสังคม เนื่องจากเงินอุดหนุนเป็นค่าใช้จ่ายของสังคมที่ใช้ไปในการดำเนินงานโครงการ และดอกเบี้ยของทุนจะไม่ถูกแยกและหักออกจากผลตอบแทนเบื้องต้น ทั้งนี้เพราะรายการดอกเบี้ยนี้เป็นส่วนหนึ่งของผลตอบแทนต่อเงินลงทุนที่มีไว้ให้สังคมโดยส่วนรวม

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในแต่ละระดับ จะแบ่งออกเป็น 4 กรณี ตามการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกที่แตกต่างกัน เช่นเดียวกับการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน คือ

1. การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย
2. การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง
3. การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกสูง
4. การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำ

อัตราคิดลดที่ใช้ เท่ากับร้อยละ 5.29 โดยมาจากอัตราดอกเบี้ยเฉลี่ยของพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวอายุ 10 ปีขึ้นไป ในปี พ.ศ. 2548 จากธนาคารแห่งประเทศไทย

ได้ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ และระดับโลก แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน ดังตารางที่ 4.54 และ 4.55

ตารางที่ 4.54 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับประเทศ แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน

กรณีศึกษา	NPV (ล้านบาท)	BCR (ร้อยละ)	EIRR (ร้อยละ)	Payback Period
ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย	2,141	1.10	6.30	39 ปี 11 เดือน
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีอ้างอิง	- 4,435,620	0.37	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีสูง	- 3,939,461	0.43	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีต่ำ	- 4,738,899	0.34	-	-

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

จากผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ ทั้ง 4 กรณี ตามการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกที่แตกต่างกัน จะพบว่า มีเพียงกรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัยเท่านั้น ที่ NPV เป็นบวก BCR มากกว่า 1 EIRR มากกว่าอัตราคิดลด และระยะเวลาการคืนทุนอยู่ในช่วงก่อนจบโครงการในงานวิจัย ในขณะที่กรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลก ทั้ง 3 แบบของ EIA มีค่า NPV ติดลบ BCR มีค่าต่ำกว่า 1 EIRR และ Payback Period หาค่าไม่ได้ เนื่องจากผลตอบแทนของโครงการติดลบ เนื่องจาก การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA ที่ต่ำกว่าการคาดการณ์ของผู้วิจัยมาก ดังนั้น ผลประโยชน์ในการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงจึงน้อย และน้อยกว่าต้นทุนในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่ต้องใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิง

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.55 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับโลก แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน

กรณีศึกษา	NPV (ล้านบาท)	BCR (ร้อยละ)	EIRR (ร้อยละ)	Payback Period
ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย	- 7,114,675	0.40	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีอ้างอิง	- 11,552,436	0.24	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีสูง	- 11,056,277	0.27	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีต่ำ	- 11,855,715	0.23	-	-

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

จากผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก ทั้ง 4 กรณี ตามการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกที่แตกต่างกัน จะพบว่า ทุกกรณีไม่เหมาะในการลงทุน เพราะมีค่า NPV ติดลบ BCR มีค่าต่ำกว่า 1 EIRR และ Payback Period หาค่าไม่ได้ เนื่องจากผลตอบแทนของโครงการติดลบ แม้ว่าในกรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย จะมีค่า NPV ติดลบน้อยที่สุด แต่ก็ติดลบไปมากกว่าเจ็ดล้านล้านบาท ตลอดอายุของโครงการวิจัย 40 ปี ซึ่งถ้าดูถึงสาเหตุที่ทำให้ผลตอบแทนสุทธิติดลบมากที่สุดของทั้ง 4 กรณี จะพบว่ามาจาก มูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากน้ำ ด้วยวิธีการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า มีมูลค่าที่สูงมากเนื่องจากมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาในปริมาณที่สูง

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

4.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว

ในงานวิจัยนี้ จะแบ่งการวิเคราะห์ความอ่อนไหวออกเป็น 2 ส่วนคือ การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Breakeven) ของราคาน้ำมันดิบโลก และการวิเคราะห์กรณีที่ข้อมูลหรือปัจจัยสำคัญบางตัวเปลี่ยนแปลงไป

4.4.1 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของราคาน้ำมันดิบโลก

เนื่องจากผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ และระดับโลก พบว่า เกือบทุกกรณีของการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลก ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน ดังนั้น จึงจะทำการหาราคาน้ำมันดิบโลกที่จะทำให้โครงการคุ้มทุน เพื่อที่จะเป็นแนวทางในการลงทุนโครงการของผู้ประกอบธุรกิจ หรือรัฐบาลต่อไป

ราคาน้ำมันดิบโลกที่จะทำให้โครงการคุ้มทุน ในการวิเคราะห์ทางการเงิน การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ และระดับโลก หามาจากราคาเฉลี่ยของราคาน้ำมันดิบโลกในแต่ละปี ที่ทำให้โครงการในแต่ละกรณีการวิเคราะห์มีความคุ้มทุน ดังตารางที่ 4.56

ตารางที่ 4.56 ราคาน้ำมันดิบโลกที่จะทำให้โครงการคุ้มทุน ในการวิเคราะห์ทางการเงิน การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ และระดับโลก

หน่วย: ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรล

กรณีการวิเคราะห์	ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบโลกที่ทำให้โครงการคุ้มทุน
การวิเคราะห์ทางการเงิน	407.38
การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ	375.39
การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก	997.65

ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบโลกที่ทำให้โครงการคุ้มทุนมีค่าแตกต่างกัน โดยในกรณีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศมีค่าน้อยสุด เนื่องจาก มีการคิดผลประโยชน์ของมูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจน ในขณะที่กรณีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลกมีค่ามากสุด เนื่องจาก ต้นทุนในส่วนของมูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากน้ำ ด้วยวิธีการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า มีมูลค่าที่สูงมาก เนื่องจากมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาในปริมาณที่สูง

4.4.2 การวิเคราะห์กรณีข้อมูลหรือปัจจัยสำคัญบางตัวเปลี่ยนแปลงไป

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis) คือ การพิจารณาว่าถ้าข้อมูลหรือปัจจัยสำคัญบางตัวในโครงการเปลี่ยนแปลงไปแล้วจะส่งผลกระทบให้ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์โครงการเปลี่ยนไปหรือไม่ อย่างไร ซึ่งการคาดการณ์ที่เกี่ยวกับอนาคตนั้นจะต้องพิจารณาถึงความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้น และการวิเคราะห์จะมีโอกาสผิดพลาดได้ถ้าหากโครงการเกี่ยวข้องกับตัวแปรที่กำหนดขึ้นล่วงหน้า ดังนั้นจะต้องมีการวิเคราะห์ซ้ำ เพื่อดูว่าจะเกิดอะไรขึ้นถ้าหากเหตุการณ์ต่างๆ ตามที่กำหนดไว้ได้เปลี่ยนแปลงไป

โดยในงานวิจัยนี้ ได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวจากการที่ข้อมูลในงานวิจัยเปลี่ยนแปลงไป 5 กรณี ได้แก่ จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ในประเทศไทยที่คาดการณ์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2588 ซึ่งจากการคาดการณ์ของผู้วิจัย พบว่าค่าสัมประสิทธิ์ค่อนข้างมีนัยสำคัญต่ำ ดังนั้นจึงทำการหาจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ระดับสูง และระดับต่ำ ในช่วงความเชื่อมั่น 90% มาวิเคราะห์ และจากผลการศึกษาของ National Academy of Engineering (NAE) (2004) ในหนังสือ “The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs” ที่มีการคาดการณ์ว่า ต้นทุนคงที่ของอุปกรณ์ในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจะมีการลดลงในอนาคต จากการพัฒนาประสิทธิภาพในการผลิต และมีการผลิตในปริมาณมาก ทำให้คาดการณ์ว่า ต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน จะลดลงโดยเฉลี่ย 50% นำข้อมูลที่อาจเปลี่ยนแปลงไปจากการวิเคราะห์เดิมเหล่านี้ มาทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการแยกเป็น 5 กรณี คือ

1. จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ระดับสูงในช่วงความเชื่อมั่น 90%
2. จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ระดับต่ำในช่วงความเชื่อมั่น 90%
3. ต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ลดลง 50%
4. จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ระดับสูงในช่วงความเชื่อมั่น 90% และต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ลดลง 50%
5. จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ระดับต่ำในช่วงความเชื่อมั่น 90% และต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ลดลง 50%

นำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวทั้ง 5 กรณี มาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ และระดับโลก ได้ผลดังตารางที่ 4.57 4.58 และ 4.59

ตารางที่ 4.57 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน รวมการวิเคราะห์ความอ่อนไหว แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน

กรณีศึกษา	กรณีการวิเคราะห์ความอ่อนไหว	NPV (ล้านบาท)	FIRR (ร้อยละ)	Payback Period
ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย	1	- 418,676	-	-
	2	- 82,053	-	-
	3	534,637	34.56	31 ปี 4 เดือน
	4	934,078	34.76	31 ปี 3 เดือน
	5	135,199	32.65	31 ปี 6 เดือน
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีอ้างอิง	1	- 5,894,036	-	-
	2	- 940,266	-	-
	3	- 2,632,149	-	-
	4	- 4,514,282	-	-
	5	- 723,013	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีสูง	1	- 5,275,827	-	-
	2	- 841,397	-	-
	3	- 2,273,610	-	-
	4	- 3,923,073	-	-
	5	- 624,144	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีต่ำ	1	- 6,270,994	-	-
	2	- 1,000,254	-	-
	3	- 2,850,622	-	-
	4	- 4,918,240	-	-
	5	- 783,001	-	-

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ตารางที่ 4.58 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ รวมการวิเคราะห์ความอ่อนไหว แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน

กรณีศึกษา	กรณีการวิเคราะห์ความอ่อนไหว	NPV (ล้านบาท)	BCR (ร้อยละ)	EIRR (ร้อยละ)	Payback Period
ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย	1	20,737	1.10	7.06	39 ปี 11 เดือน
	2	- 16,452	0.74	-	-
	3	858,038	1.19	40.97	29 ปี 9 เดือน
	4	1,496,671	1.19	41.87	29 ปี 8 เดือน
	5	219,406	1.19	38.85	29 ปี 11 เดือน
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีอ้างอิง	1	- 7,656,666	0.37	-	-
	2	- 1,214,572	0.35	-	-
	3	- 3,579,723	0.43	-	-
	4	- 6,180,732	0.43	-	-
	5	- 978,714	0.40	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีสูง	1	- 6,800,596	0.44	-	-
	2	- 1,078,326	0.41	-	-
	3	- 3,083,565	0.51	-	-
	4	- 5,324,662	0.51	-	-
	5	- 842,467	0.48	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีต่ำ	1	- 8,180,293	0.34	-	-
	2	- 1,297,503	0.31	-	-
	3	- 3,883,003	0.39	-	-
	4	- 6,704,359	0.39	-	-
	5	- 1,061,645	0.36	-	-

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ตารางที่ 4.59 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก รวมการวิเคราะห์ความอ่อนไหว แบ่งออกตามเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน

กรณีศึกษา	กรณีการวิเคราะห์ความอ่อนไหว	NPV (ล้านบาท)	BCR (ร้อยละ)	IRR (ร้อยละ)	Payback Period
ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย	1	- 12,251,721	0.41	-	-
	2	- 1,977,624	0.39	-	-
	3	- 6,258,779	0.43	-	-
	4	- 10,775,787	0.43	-	-
	5	- 1,741,766	0.41	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีอ้างอิง	1	- 19,929,124	0.24	-	-
	2	- 3,175,744	0.23	-	-
	3	- 10,696,540	0.26	-	-
	4	- 18,453,190	0.26	-	-
	5	- 2,939,886	0.24	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีสูง	1	- 19,073,054	0.27	-	-
	2	- 3,039,498	0.25	-	-
	3	- 10,200,381	0.28	-	-
	4	- 17,597,120	0.29	-	-
	5	- 2,803,639	0.27	-	-
ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA กรณีต่ำ	1	- 20,452,751	0.23	-	-
	2	- 3,258,675	0.21	-	-
	3	- 10,999,819	0.24	-	-
	4	- 18,976,817	0.24	-	-
	5	- 3,022,817	0.23	-	-

ที่มา: จากการประมาณการของผู้วิจัย

ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน ที่รวมการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเข้าไป 5 กรณี พบว่า กรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย ที่ต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนลดลง 50% จะมีความคุ้มค่าในการลงทุน ไม่ว่าจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่จะอยู่ในระดับสูง หรือระดับต่ำ โดยมีค่า NPV เป็นบวก FIRR มากกว่าอัตราคิดลด และ Payback Period อยู่ในช่วงก่อนจบโครงการในงานวิจัย โดยในกรณีที่จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่อยู่ในระดับสูง ณ ช่วงความเชื่อมั่น 90% และต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ลดลง 50% เป็นกรณีที่มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากที่สุด เนื่องจากต้นทุนของก๊าซไฮโดรเจนมีค่าน้อยกว่าผลประโยชน์ที่ได้ในการใช้ทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงในระยะยาว ดังนั้นยิ่งมีการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนมาก รวมทั้งต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนลดลง ก็ยิ่งทำให้มีผลประโยชน์เพิ่มมากขึ้น ในขณะที่การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินกรณีที่ EIA คาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกทั้ง 3 แบบ ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน เนื่องจากมีค่า NPV ติดลบ FIRR และ Payback Period หาค่าไม่ได้ เนื่องจากผลตอบแทนของโครงการติดลบ ถึงแม้ว่าจะทำการเปลี่ยนแปลงข้อมูลจากการวิเคราะห์ไปจากเดิม 5 กรณีก็ตาม ซึ่งสาเหตุก็มาจากการที่การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA ต่ำกว่าการคาดการณ์ของผู้วิจัยมาก ดังนั้น ผลประโยชน์ในการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงจึงน้อย และน้อยกว่าต้นทุนในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่ต้องใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิง

ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับประเทศ ที่รวมการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเข้าไป 5 กรณี พบว่า กรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย คุ้มค่าในการลงทุนเกือบทุกกรณี เนื่องจากผลประโยชน์ของมูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้นมาในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยมีค่า NPV เป็นบวก BCR มากกว่า 1 EIRR มากกว่าอัตราคิดลด และ Payback Period อยู่ในช่วงก่อนจบโครงการในงานวิจัย ยกเว้นกรณีที่จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่อยู่ในระดับต่ำ ณ ช่วงความเชื่อมั่น 90% ที่มีค่า NPV ติดลบ BCR มีค่าต่ำกว่า 1 FIRR และ Payback Period หาค่าไม่ได้ เนื่องจากผลตอบแทนของโครงการติดลบ เช่นเดียวกับกรณีที่ EIA คาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกทั้ง 3 แบบ ถึงแม้ว่าจะทำการเปลี่ยนแปลงข้อมูลจากการวิเคราะห์ไปจากเดิม 5 กรณีก็ตาม ซึ่งสาเหตุก็มาจากกการที่การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA ต่ำกว่าการคาดการณ์ของผู้วิจัยมาก ดังนั้น ผลประโยชน์ในการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงจึงน้อย และน้อยกว่าต้นทุนในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่ต้องใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิง

ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับโลก ที่รวมการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเข้าไป 5 กรณี พบว่ายังคงไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนในทุกกรณี เนื่องจากมีค่า NPV ติดลบ BCR มีค่าต่ำกว่า 1 EIRR และ Payback Period หาค่าไม่ได้ เนื่องจากผลตอบแทนของโครงการติดลบ ถึงแม้ว่าจะ

ทำการเปลี่ยนแปลงข้อมูลจากการวิเคราะห์ไปจากเดิม 5 กรณีก็ตาม ซึ่งสาเหตุก็มาจากมูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากน้ำ ด้วยวิธีการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า มีมูลค่าที่สูงมากเนื่องจากมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาในปริมาณที่สูง โดยถ้ายิ่งมีการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนมากขึ้นเท่าไร ก็จะยิ่งทำให้มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมามากขึ้นเท่านั้น และทำให้ความเป็นไปได้ในการใช้พลังงานไฮโดรเจนมาทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ในที่สุด

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 5

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการศึกษา

งานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาต้นทุนและผลประโยชน์ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจนของประเทศไทยในปัจจุบัน และแนวโน้มในอนาคต รวมทั้งเพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย โดยได้ทำการแบ่งการวิเคราะห์ออกเป็น การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ และระดับโลก โดยมีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเข้ามาประกอบ ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลบางข้อมูลที่อาจจะทำการคาดการณ์ไม่เที่ยงตรงได้ คือจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ และต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน

งานวิจัยนี้มีขอบเขตงานวิจัยคือ จะทำการศึกษาวิจัยต้นทุนและผลประโยชน์เฉพาะพลังงานไฮโดรเจน กับน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์เท่านั้น โดยจะไม่นำต้นทุนและผลประโยชน์ในการใช้พลังงานทดแทนอื่นๆ มาวิเคราะห์ และจะทำการศึกษาเฉพาะในประเทศไทย ซึ่งโครงการจะเริ่มตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 ถึงปี พ.ศ. 2588 รวมอายุโครงการ 40 ปี ที่มีการศึกษาว่าเป็นปีที่น้ำมันจะหมดไปจากโลก ถ้ามีการใช้น้ำมันและเทคโนโลยีดังเช่นปัจจุบัน โดยมีข้อสมมุติว่า ตัวเลขข้อมูลต้นทุนและผลประโยชน์ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจน น้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ที่มีในอดีตจนถึงปัจจุบัน สามารถที่จะนำมาพยากรณ์ตัวเลขข้อมูลในอนาคตได้ รวมทั้งสามารถนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ได้อย่างสมบูรณ์

ข้อมูลที่ใช้ในงานวิจัยนี้ นำมาจากหน่วยงานในประเทศไทย และประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นหลัก โดยนำข้อมูลที่เกี่ยวกับเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง และพลังงานไฮโดรเจน มาจากประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งได้ทำการศึกษาวิจัยมาเป็นเวลานานจนได้ข้อมูลที่น่าเชื่อถือ และมีเป้าหมายในการศึกษาที่แน่นอน มาปรับให้เข้ากับข้อมูลของประเทศไทย เช่น ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ปริมาณมลพิษทางอากาศ และอัตราดอกเบี้ยต่างๆ เป็นต้น

เพื่อให้การวิเคราะห์ในงานวิจัยมีความหลากหลายและมีความน่าเชื่อถือมากยิ่งขึ้น จึงนำราคาน้ำมันดิบของโลกที่ประเทศไทยนำมาใช้เป็นน้ำมันสำเร็จรูป ซึ่งเป็นผลประโยชน์ที่สำคัญตัวหนึ่งของโครงการในงานวิจัยโดยนำมาคิดเป็นมูลค่าที่พลังงานไฮโดรเจนทดแทนการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงได้ มาทำการคาดการณ์แบ่งออกเป็น 4 กรณีด้วยกัน ได้แก่ การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัยเอง จากทฤษฎี บทความ และงานวิจัยต่างๆ ที่เกี่ยวกับตัวแปรในการกำหนดราคาน้ำมันดิบโลก การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของ Energy Information Administration (EIA) ของประเทศสหรัฐอเมริกา ที่เป็นหน่วยงานที่ทำการศึกษาเรื่องนี้เป็นเวลานาน ในกรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง กรณีราคาน้ำมันดิบโลกสูง และกรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำ ได้ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก และการวิเคราะห์ความอ่อนไหว รวมทั้งจุดคุ้มทุนของราคาน้ำมันดิบโลก ดังนี้

ผลการวิเคราะห์ทางการเงิน พบว่า การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกที่แตกต่างกันทั้ง 4 กรณี ไม่มีกรณีใดเหมาะสมในการลงทุน เพราะมีค่า NPV ติดลบ FIRR และ Payback Period หาค่าไม่ได้ เนื่องจากผลตอบแทนของโครงการติดลบ โดยกรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA จะติดลบมากกว่ากรณีของการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย เนื่องจาก ราคาน้ำมันดิบโลกที่คาดการณ์โดย EIA ต่ำกว่าการคาดการณ์ของผู้วิจัยมาก เพราะ EIA เชื่อว่าน้ำมันดิบจะไม่หมดไปจากโลกในระยะเวลา 40 ปีข้างหน้าตามที่ผู้วิจัยคาดการณ์เอาไว้ ดังนั้น ผลประโยชน์ในการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงจึงน้อย และน้อยกว่าต้นทุนในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่ต้องใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิง แต่เมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเพิ่มเติม 5 กรณี พบว่า กรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย ที่ต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนลดลง 50% จะมีความคุ้มค่าในการลงทุน ไม่ว่าจำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่จะอยู่ในระดับสูง หรือระดับต่ำ โดยมีค่า NPV เป็นบวก FIRR มากกว่าอัตราคิดลด และ Payback Period อยู่ในช่วงก่อนจบโครงการในงานวิจัย โดยในกรณีที่จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่อยู่ในระดับสูง ณ ช่วงความเชื่อมั่น 90% และต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ลดลง 50% เป็นกรณีที่มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากที่สุด เนื่องจากต้นทุนของก๊าซไฮโดรเจนมีค่าน้อยกว่าผลประโยชน์ที่ได้ในการใช้ทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงในระยะยาว ดังนั้นยิ่งมีการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนมาก รวมทั้งต้นทุนคงที่ของสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนลดลง ก็ยิ่งทำให้มีผลประโยชน์เพิ่มมากขึ้น ในขณะที่การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน กรณีที่ EIA คาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกทั้ง 3 แบบ ยังคงไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน

ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ พบว่า จากการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกที่แตกต่างกันทั้ง 4 กรณี มีเพียงกรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัยเท่านั้น ที่ NPV เป็น

บวก BCR มากกว่า 1 EIRR มากกว่าอัตราคิดลด และระยะเวลาการคืนทุนอยู่ในช่วงก่อนจบโครงการในงานวิจัย เนื่องจากผลประโยชน์ของมูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้นมาในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ ในขณะที่กรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลก ทั้ง 3 แบบของ EIA มีค่า NPV ติดลบ BCR มีค่าต่ำกว่า 1 EIRR และ Payback Period หาค่าไม่ได้ เพราะผลตอบแทนของโครงการติดลบ เนื่องจาก การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของ EIA ที่ต่ำกว่าการคาดการณ์ของผู้วิจัยมาก เพราะ EIA เชื่อว่าน้ำมันดิบจะไม่หมดไปจากโลกในระยะเวลา 40 ปีข้างหน้าตามที่ผู้วิจัยคาดการณ์เอาไว้ ดังนั้น ผลประโยชน์ในการใช้พลังงานไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงจึงน้อย และน้อยกว่าต้นทุนในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่ต้องใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิง เมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเพิ่มเติม 5 กรณี พบว่า ยังคงมีเพียงกรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัยเท่านั้นที่คุ้มค่าในการลงทุนเกือบทุกกรณี ยกเว้นกรณีที่จำนวนรถยนต์จดทะเบียนใหม่อยู่ในระดับต่ำ ณ ช่วงความเชื่อมั่น 90% ที่มีค่า NPV ติดลบ BCR มีค่าต่ำกว่า 1 FIRR และ Payback Period หาค่าไม่ได้ เนื่องจากผลตอบแทนของโครงการติดลบ เช่นเดียวกับกรณีของ EIA ทั้ง 3 แบบ แม้ว่าจะทำการเปลี่ยนแปลงข้อมูลจากการวิเคราะห์ไปจากเดิม 5 กรณีแล้วก็ตาม

ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก ที่รวมผลกระทบของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เข้ามาวิเคราะห์เพิ่มเติมจากในระดับประเทศ พบว่า การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกที่แตกต่างกันทั้ง 4 กรณี ไม่มีกรณีใดเหมาะในการลงทุน เพราะมีค่า NPV ติดลบ BCR มีค่าต่ำกว่า 1 EIRR และ Payback Period หาค่าไม่ได้ เนื่องจากผลตอบแทนของโครงการติดลบ ซึ่งถ้าดูถึงสาเหตุที่ทำให้ผลตอบแทนสุทธิติดลบมากที่สุดของทั้ง 4 กรณี จะพบว่ามาจาก มูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากน้ำ ด้วยวิธีการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า มีมูลค่าที่สูงมากเนื่องจากมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาในปริมาณที่สูง แม้ว่าจะทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวเพิ่มเติม 5 กรณี ก็พบว่ายังคงไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนในทุกกรณี โดยถ้ายิ่งมีการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนมากขึ้นเท่าไร ก็จะยิ่งทำให้มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมามากขึ้นเท่านั้น และทำให้ความเป็นไปได้ในการใช้พลังงานไฮโดรเจนมาทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ในที่สุด

ราคาน้ำมันดิบโลกที่จะทำให้โครงการคุ้มทุน ในการวิเคราะห์ทางการเงิน การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ และระดับโลก มีค่าเฉลี่ยแตกต่างกัน คือ 407.38 375.39 และ 997.65 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยในกรณีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศมีค่าน้อยสุด เนื่องจาก มีการคิดผลประโยชน์ของมูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากการใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจน ในขณะที่กรณีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลกมีค่ามากสุด

เนื่องจากต้นทุนในส่วนของมูลค่ามลพิษทางอากาศที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากน้ำด้วยวิธีการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า มีมูลค่าที่สูงมากเนื่องจากมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาในปริมาณที่สูง

5.1 ข้อเสนอแนะด้านนโยบาย

หลังจากทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ทำให้ได้ทราบถึงปัญหา อุปสรรค รวมทั้งสาเหตุว่า ตัวแปรใดที่ทำให้โครงการไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน ซึ่งนำมาเป็นข้อเสนอแนะด้านนโยบายให้กับรัฐบาล ถ้ารัฐบาลมีแนวคิดที่จะใช้พลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทย ดังนี้

1. โรงไฟฟ้าที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากน้ำ ด้วยวิธีการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) ไม่ควรเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า แต่ควรใช้พลังงานทดแทนที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ (Renewable Energy) เช่น พลังงานน้ำ พลังงานคลื่น พลังงานน้ำขึ้นน้ำลง เป็นต้น หรือ การใช้พลังงานนิวเคลียร์ ซึ่งนอกจากจะมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำแล้วยังเป็นพลังงานที่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยด้วย แต่รัฐบาลต้องออกมาให้ความเชื่อมั่นกับประชาชนว่า พลังงานนิวเคลียร์มีความปลอดภัย และคุ้มค่าในการใช้งาน
2. รัฐบาลควรช่วยเหลือ สนับสนุนงบประมาณในการวิจัยเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง และพลังงานไฮโดรเจนให้มากกว่าที่เป็นอยู่ เนื่องจากในปัจจุบัน งบประมาณที่เกี่ยวกับด้านนี้มีน้อยมาก ต่างจากหลายๆ ประเทศที่ให้ความสำคัญกับเทคโนโลยีนี้ไปมากแล้ว โดยในปัจจุบันประเทศไทยไปให้ความสำคัญกับการทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงด้วยเทคโนโลยีอื่นๆ อยู่ ซึ่งส่วนใหญ่ยังคงเป็นเทคโนโลยีที่มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอยู่ เช่น ก๊าซโซฮอล์ ไบโอดีเซล NGV เป็นต้น ซึ่งเทคโนโลยีเหล่านี้ ยังคงมีการปล่อยมลพิษทางอากาศ ซึ่งกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอยู่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

5.2 ข้อจำกัดของงานวิจัย

งานวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์ในประเทศไทยฉบับนี้ มีข้อจำกัดของงานวิจัย ดังนี้

1. เนื่องจากขอบเขตของการศึกษาจะเริ่มตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 ถึงปี พ.ศ. 2588 รวมอายุโครงการ 40 ปี ที่มีการศึกษาว่าเป็นปีที่น้ำมันจะหมดไปจากโลก ถ้ามีการใช้น้ำมันและเทคโนโลยีดังเช่นปัจจุบัน ดังนั้น ต้องทำการคาดการณ์ข้อมูลต่างๆ ในอนาคตไปอีก 40 ปีข้างหน้า ซึ่งเป็นระยะเวลาที่ค่อนข้างยาว ทำให้การคาดการณ์มีความผิดพลาดได้ง่าย แม้ว่าจะมีการนำการคาดการณ์ของข้อมูลบางตัว มาจากหน่วยงานที่เชื่อถือได้ จากในประเทศและต่างประเทศ รวมทั้งการวิเคราะห์ความอ่อนไหวก็ตาม
2. ข้อมูลบางข้อมูล ได้มาจากการเฉลี่ยข้อมูลที่มีในอดีตจนถึงปัจจุบัน ซึ่งค่าที่ได้อาจจะต่ำกว่าหรือมากกว่าที่ควรจะเป็น ดังนั้น อาจทำให้การวิเคราะห์มีการผิดพลาดได้ เช่น
   - อัตราการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงต่อรถยนต์ 1 คัน เนื่องจากในความเป็นจริง มีทั้งรถยนต์ที่ไม่ได้ใช้งานเป็นประจำ และรถยนต์ที่ใช้งานเป็นประจำ ดังนั้น ค่าเฉลี่ยที่ได้ออกมาอาจจะต่ำกว่าความเป็นจริงได้
   - ค่าการกลั่นน้ำมัน เนื่องจากค่าการกลั่นน้ำมันจะเป็นไปตามราคาน้ำมันดิบ ดังนั้น ในอดีตราคาน้ำมันดิบมีราคาต่ำ เมื่อเทียบกับในปัจจุบัน ทำให้เมื่อเฉลี่ยค่าการกลั่นน้ำมันออกมาแล้ว อาจจะต่ำกว่าความเป็นจริงที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน
   - มลพิษทางอากาศที่รถยนต์ 1 คันปล่อยออกมาในแต่ละปี เนื่องจากมีทั้งรถยนต์ที่ไม่ได้ใช้งานเป็นประจำ และรถยนต์ที่ใช้งานเป็นประจำ ดังนั้น ค่าเฉลี่ยที่ได้ออกมาอาจจะต่ำกว่าความเป็นจริงได้
3. เนื่องจากเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง และพลังงานไฮโดรเจน สำหรับในประเทศไทย ยังไม่มีการศึกษาวิจัยที่มากนัก ดังนั้น ในงานวิจัยนี้ จึงอาศัยข้อมูลเหล่านี้จากการศึกษาวิจัยของประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นหลัก ซึ่งข้อมูลบางอย่าง เมื่อนำมาใช้ในประเทศไทย อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ จากสภาพแวดล้อมที่แตกต่างกัน

5.3 ข้อเสนอแนะเพื่อการศึกษาต่อ

จากข้อจำกัดของงานวิจัย และข้อเสนอแนะด้านนโยบาย ทำให้มีข้อเสนอแนะเพื่อการศึกษาต่อเกี่ยวกับงานวิจัย ดังนี้

1. เนื่องจากงานวิจัยนี้ อาศัยข้อมูลจากต่างประเทศค่อนข้างมาก ดังนั้น ในอนาคตถ้ามีข้อมูลการศึกษาวิจัยของประเทศไทยเกี่ยวกับเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง และพลังงานไฮโดรเจนมากขึ้น ก็ควรที่จะลองใช้ข้อมูลที่ประเทศไทยศึกษาวิจัยมาได้ ในการวิเคราะห์แทนข้อมูลจากต่างประเทศ เพื่อให้ผลที่ได้เข้ากับสถานการณ์ของประเทศไทยมากขึ้น
2. สาเหตุที่งานวิจัยนี้ ใช้พลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ ก็เนื่องมาจากต้นทุนที่ถูก รวมทั้งประเทศไทยมีถ่านหินลิกไนต์ในประเทศค่อนข้างมาก ใช้ได้อีกเป็นระยะเวลานาน แต่ในอนาคตเมื่อมีการสร้างโรงไฟฟ้าที่อาศัยพลังงานทดแทนที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ (Renewable Energy) มากขึ้น หรือมีการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขึ้น ซึ่งจะลดการปล่อยมลพิษทางอากาศลงไปได้มาก รวมทั้งมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่า ดังนั้น การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ก็น่าจะมีโอกาสที่จะคุ้มค่าในการลงทุนเพิ่มมากขึ้น ซึ่งน่าจะลองทำการศึกษาดู

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รายการอ้างอิง

ภาษาไทย

กรมโรงงานอุตสาหกรรม. พิธีสารเกียวโต[ออนไลน์]. กรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม: 2549. แหล่งที่มา: http://www.diw.go.th[23 มกราคม 2550].

กรมส่งเสริมคุณภาพสิ่งแวดล้อม. มลพิษทางอากาศ[ออนไลน์]. กรมส่งเสริมคุณภาพสิ่งแวดล้อม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม: 2549. แหล่งที่มา: http://www.deqp.go.th/info/wrapper_openContent.jsp?contentID=4&templateID=1&rowID=297&languageID=th[18 กันยายน 2549].

กรมส่งเสริมอุตสาหกรรม. มาตรฐานสากล ISO[ออนไลน์]. กรมส่งเสริมอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม: 2549. แหล่งที่มา: http://www.smethai.net/effectivemanagement/pdf/7ISO_3.pdf[19 มกราคม 2550].

กรมศุลกากร. พิกัดอัตราศุลกากร[ออนไลน์]. กรมศุลกากร กระทรวงการคลัง: 2550. แหล่งที่มา: http://igtf.customs.go.th/igtf/th/main_frame.jsp[6 มีนาคม 2550].

กระทรวงแรงงาน. ประกาศกระทรวงแรงงาน เรื่อง อัตราค่าจ้างขั้นต่ำ (ฉบับที่ 6)[ออนไลน์]. กระทรวงแรงงาน: 2548. แหล่งที่มา: http://www.mol.go.th/download/wages_48.6.pdf [22 กุมภาพันธ์ 2550].

กันยา ธาราไชย. ความเป็นไปได้ของโครงการผลิตเชื้อเพลิงแอลกอฮอล์จากอ้อยและ/หรือกากน้ำตาลในประเทศไทย. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาเศรษฐศาสตร์ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2545.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ข้อมูลสถิติ[ออนไลน์]. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย: 2549. แหล่งที่มา: http://prinfo.egat.co.th/statistic.htm[19 กุมภาพันธ์ 2550].

เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์. ผลตอบแทนทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก กรณีระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ก๊าซธรรมชาติและชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2545.

เกรียงศักดิ์ ตั้งตรงคิด. การศึกษาความเป็นไปได้ในการตั้งโรงงานผลิตไฮโดรเจนเปอร์ออกไซด์จากมีเธน. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2528.

จันทรา ทองคำเภา. การประเมินวัฏจักรชีวิต(Life Cycle Assessment: LCA)[ออนไลน์]. สถาบันวิจัยสภาวะแวดล้อม จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย: 2549. แหล่งที่มา: http://www.eric.chula.ac.th/eric/pdf/study/P2-cycle.pdf[19 มกราคม 2550].

ชัยยศ สันติวงษ์. การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ. กรุงเทพมหานคร: ไทยวัฒนาพานิช, 2533.

ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี. เศรษฐศาสตร์การวิเคราะห์โครงการ. กรุงเทพมหานคร: คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2538.

ณรงค์ เพ็ชรประเสริฐ. น้ำมันสถานการณ์พลังงานกับกระบวนทัศน์ใหม่ด้านพลังงานทางเลือก. พิมพ์ครั้งที่สอง. กรุงเทพมหานคร: บริษัทเอดิสันเพรส โปรดักส์ จำกัด, 2547.

ธนวดี ศุภโลวัฒนา. การศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2546.

นรินทร์ ตระกูลจินดารัตน์. การศึกษาผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพโดยวิธีฝังกลบขยะมูลฝอย กรณีศึกษาที่ฝังกลบขยะมูลฝอยอำเภอกำแพงแสน จังหวัดนครปฐม. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2546.

พงศธร อาทรธุระสุข. Life Cycle Assessment (LCA) and Green Productivity (GP): เครื่องมือเพื่อการพัฒนาผลผลิตอุตสาหกรรมอย่างยั่งยืน[ออนไลน์]. สถาบันสิ่งแวดล้อมอุตสาหกรรม สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย: 2549. แหล่งที่มา: http://www.ftpi.or.th/dwnld/prdarticle/21_lifecycass.pdf#search=%22lca%22. [4 กันยายน 2549].

พีรศักดิ์ วรสุนทโรสถ. ไฮโดรเจนจากเหล็ก[ออนไลน์]. สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย:2546. แหล่งที่มา: http://www.technologymedia.co.th/article/articleview.asp?id=90[13 กันยายน 2549].

ภาควิชาฟิลิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล. ไฮโดรเจน[ออนไลน์]. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล: 2548. แหล่งที่มา: http://www.rmutphysics.com/charud/naturemystery/sci2/hydrogen/hydrogen1.htm [20 สิงหาคม 2549].

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม. การเผาไหม้แบบแบบไพโรไลซิส(Pyrolysis)และแก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification)[ออนไลน์]. มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม: 2547. แหล่งที่มา: http://www.efe.or.th/index.php?option=content&task=view&id=291&Itemid=46 [13 มิถุนายน 2549].

เยาวเรศ ทับพันธุ์. การประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์. กรุงเทพมหานคร : คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2541.

ระบบสารสนเทศนักศึกษามหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์. บทที่ 10 การปนเปื้อนของสารฆ่าศัตรูพืชและสัตว์ในสิ่งแวดล้อม (Pesticide contamination in the environment)[ออนไลน์]. ระบบสารสนเทศนักศึกษามหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์: 2547. แหล่งที่มา: http://classroom.psu.ac.th/users/naran/536-412/Content/Pest_part10.htm[13 มิถุนายน 2549].

วารสารนโยบายพลังงาน. แนวทางการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง. วารสารนโยบายพลังงาน 67 (2548): 16.

วิทยา ผาสุก. เมืองไฮโดรเจน เลิกพึ่งพาน้ำมัน!?[ออนไลน์]: 2549. แหล่งที่มา: http://futurethai.blogspot.com/2006_05_01_futurethai_archive.html[20 สิงหาคม 2549].

วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, กระทรวง. ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ. สถานภาพปัจจุบันและข้อเสนอสู่อนาคตด้านเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีเชื้อเพลิงของประเทศไทย. พิมพ์ครั้งที่หนึ่ง. ปทุมธานี: ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, 2547.

ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ. อิเล็คโตรไลซีสท์[ออนไลน์]. สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี: 2548. แหล่งที่มา: http://www.mtec.or.th/Th/news/word/mat_word17.html[13 มิถุนายน 2549].

สถาบันนวัตกรรมและพัฒนากระบวนการเรียนรู้. ผลกระทบของสารมลพิษทางอากาศ[ออนไลน์]. สถาบันนวัตกรรมและพัฒนากระบวนการเรียนรู้ มหาวิทยาลัยมหิดล: 2546. แหล่งที่มา: http://www.il.mahidol.ac.th/course/ecology/chapter2/chapter2_airpolution5.htm [18 กันยายน 2549].

สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. ราคาน้ำมันดิบปี 2538 – 2548[ออนไลน์]. สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย: 2549. แหล่งที่มา: http://www.ptit.org.[16 เมษายน 2549].

สถาบันรับรองมาตรฐานไอเอสโอ. รายงานสารสนเทศมาตรฐานระบบการจัดการ ฉบับที่ 4 ประจำเดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2549[ออนไลน์]. สถาบันรับรองมาตรฐานไอเอสโอ: 2549. แหล่งที่มา: http://www.masci.or.th/fileupload/intellegence_unit/Monthly_Reports/Monthly_Reports-07-2006.pdf[17 มกราคม 2550].

สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. การศึกษาการดัดแปลงใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนกับยานพาหนะ. โครงการวิจัย, 2538.

สมโชติ รัตนผุสดีกุล. การศึกษาความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์ในการนำก๊าซมีเทนจากก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงแทนน้ำมันเตาในโรงงานอุตสาหกรรม. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2527.

สมนึก บุญพาไสว. เซลล์เชื้อเพลิง วิธีใช้เชื้อเพลิงในศตวรรษที่ 21[ออนไลน์]: 2548. แหล่งที่มา: http://www.ipst.ac.th/design/document/Fuel_cell.pdf[16 สิงหาคม 2549] .

สรินทร ลิ่มปนาท. คาร์บอนมอนอกไซด์ มหันตภัยที่มองไม่เห็น[ออนไลน์]. สถาบันวิจัยโลหะและวัสดุ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย: 2544. แหล่งที่มา: http://www.material.chula.ac.th/RADIO44/august/radio8-5.htm[18 กันยายน 2549].

สำนักจัดระบบการขนส่งทางบก กลุ่มวิชาการและวางแผน ฝ่ายสถิติ. สถิติต่างๆ[ออนไลน์]. กรมขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม: 2549. แหล่งที่มา: http://www.dlt.go.th/statistics_web/statistics.html[23 มกราคม 2550].

สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ. ข้อมูลเศรษฐกิจและสังคม[ออนไลน์]. สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ: 2549. แหล่งที่มา: http://www.nesdb.go.th/[2 มีนาคม 2550].

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. ถ่านหิน[ออนไลน์]. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน: 2548. แหล่งที่มา: http://www.eppo.go.th/coal/index.html [19 กุมภาพันธ์ 2550].

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. Thai Energy Database[ออนไลน์]. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน: 2549. แหล่งที่มา: http://www.eppo.go.th/info/index.html [11มกราคม 2550].

สำนักงานปรมาณูเพื่อสันติ. สาระน่ารู้[ออนไลน์]. สำนักงานปรมาณูเพื่อสันติ กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี: 2549. แหล่งที่มา: http://www.oaep.go.th/info/index.html[24 มกราคม 2550].

สำนักงานสถิติแห่งชาติ. สำรวจการประกอบการขนส่งด้วยรถโดยสารประจำทาง ตาราง 14 จำนวนรถโดยสาร มูลค่า และอายุการใช้งานที่คาดหมายเฉลี่ยต่อคันของรถที่ซื้อก่อนปี 2547 และที่ซื้อใหม่ในปี 2547 จำแนกตามประเภทรถ และขนาดของกิจการ เป็นรายภาค พ.ศ.2547[ออนไลน์]. สำนักงานสถิติแห่งชาติ กระทรวงเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร: 2548. แหล่งที่มา: http://service.nso.go.th/nso/nso_center/project/search_center/23project-th.htm [25 เมษายน 2550].

สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง. ค่าเสื่อมราคา[ออนไลน์]. สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง: 2548. แหล่งที่มา: http://www.fpo.go.th/fseg/Source/ECO/ECO23.htm[22 เมษายน 2549].

สุกาญจน์ รัตนเลิศนุสรณ์. หลักการจัดการสิ่งแวดล้อม. พิมพ์ครั้งที่ห้า. กรุงเทพมหานคร : สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี (ไทย-ญี่ปุ่น), 2549.

สุรีย์พร พานิชอัตรา. การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำคีรีธารแบบสูบกลับ. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาเศรษฐศาสตร์ บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2540.

อุดมศักดิ์ สินธิพงษ์. กฎหมายเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม. พิมพ์ครั้งที่สอง. กรุงเทพมหานคร : วิญญูชน, 2549.

เอกประพันธ์ อักษรพันธ์. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการสาธิตระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, ภาควิชาเศรษฐศาสตร์ บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2543.

ภาษาอังกฤษ

Carlson J. Eric, Kopf P., Sinha J., Sriramulu S., and Yang Y. Cost analysis of PEM fuel cell systems for transportation. Cambridge, Massachusetts: TIAX LLC, 2005.

Christophe, Vav Den Bulte. New product diffusion acceleration: measurement and analysis. Marketing Science 19 (4 2000): 366-380.

Clark, Stephen D. Estimating local car ownership models. Journal of Transport Geography 15 (2007): 184 – 197.

Collantes, Gustavo Oscar. Incorporating stakeholders' perspective into models of new technology diffusion: The case of fuel-cell vehicles. Technological Forecasting & Social Change (2006): 1-13.

Conrad, Jon M. Resource economics. Cambridge, MA: Cambridge University Press, 1999.

Dunn, Seth. Hydrogen futures: Toward a sustainable energy system. International Journal of Hydrogen Energy 27 (2002): 235 – 264.

Energy Information Administration. Annual energy outlook 2006[Online]. Energy Information Administration: 2006. Available from: http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/aeo06/index.html[2007, February 19].

Energy Information Administration. International data petroleum(oil)[Online]. Energy Information Administration: 2006. Available from: http://www.eia.doe.gov/emeu/international/contents.html[2006, November 7].

Energy Information Administration. International energy outlook 2006[Online]. Energy Information Administration: 2006. Available from: http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2006).pdf [2007, February 19].

Energy Information Administration. Uses of hydrogen [Online]. Energy Information Administration: 2006. Available from: http://www.eia.doe.gov/kids/energyfacts/sources/images/IntHydrogen2.jpg[2006, June 21].

Hoffmann, Peter. Tomorrow's energy: Hydrogen, fuelcells, and the prospect for a cleaner planet. Cambridge, MA: MIT Press, 2001.

Ingram, Gregory K. and Liu, Zhi. Determinants of motorization and road provision. Washington, DC: World Bank, 1999.

International Monetary Fund. World GDP[Online]. International Monetary Fund: 2006. Available from: http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2006/02/data/index.aspx[2006, November 10].

Jonathan X. Weinert and Timothy E. Lipman. An assessment of the near-term costs of hydrogen refueling stations and station components. Davis, CA: University of California, 2006.

Jonathan X. Weinert, Liu Shaojun, Joan M. Ogden, and Ma Jianxin. Hydrogen refueling station costs in Shanghai. Davis, CA: University of California, 2006.

Ludwig-Bolkow-Systemtechnik. Hydrogen filling stations worldwide[Online]. H2 Stations.org:2006. Available from: http://www.h2stations.org[2006, September 13].

Lund, Peter. Market penetration rates of new energy technologies. Energy Policy 34 (2006): 3317 – 3326.

Maclean, Heather L., and Lave, Lester B. Evaluating automobile fuel/propulsion system technologies. Progress in Energy and Combustion Science 29 (2003): 1 – 69.

Powell C. Jane, Pearce David, and Brisson Inger. Valuation for life cycle assessment of waste management options. Norwich UK: CSERGE, 1995.

Sorensen, Bent. Hydrogen and fuel cells emerging technologies and applications. MA: ELSEVIER ACADEMIC Press, 2005.

Sperling, Daniel, and Cannon, S. James. The hydrogen energy transition: Moving toward the post petroleum age in transportation. Burlington, MA: ELSEVIER ACADEMIC Press, 2004.

Thomas, C. E. et al. Fuel options for the fuel cell vehicle: Hydrogen, methanol or gasoline?. International Journal of Hydrogen Energy Vol.25 (2000): 552 – 564.

Withaya Yongchareon. Position paper for hydrogen for future fuels. The workshop on foresighting future fuel technology 2004: 1 – 13.

Youngquist, Walter. Geodestinies: The inevitalbe control of earth resources over nations and individuals. Portland, OR: National Book Company, 1997.

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก

ถ่านหิน

ถ่านหิน คือ หินตะกอนชนิดหนึ่งและเป็นแร่เชื้อเพลิงสามารถติดไฟได้ มีสีน้ำตาลอ่อนจนถึงสีดำ มีทั้งชนิดผิวมันและผิวด้าน น้ำหนักเบา ถ่านหินประกอบด้วยธาตุที่สำคัญ 4 อย่างได้แก่ คาร์บอน ไฮโดรเจน ไนโตรเจน และออกซิเจน นอกจากนั้น มีธาตุหรือสารอื่น เช่น กำมะถันเจือปนเล็กน้อย ถ่านหินที่มีจำนวนคาร์บอนสูงและมีธาตุอื่นๆ ต่ำ เมื่อนำมาเผาจะให้ความร้อนมาก ถือว่าเป็นถ่านหินคุณภาพดี

ประเภทของถ่านหิน

ถ่านหินสามารถแยกประเภทตามลำดับชั้นได้เป็น 5 ประเภท คือ

1. พีต (Peat) เป็นขั้นแรกในกระบวนการเกิดถ่านหิน ประกอบด้วยซากพืชซึ่งบางส่วนได้สลายตัวไปแล้ว สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงได้
2. ลิกไนต์ (Lignite) มีซากพืชหลงเหลืออยู่เล็กน้อย มีความชื้นมาก เป็นถ่านหินที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง
3. ซับบิทูมินัส (Subbituminous) มีสีดำ เป็นเชื้อเพลิงที่มีคุณภาพเหมาะสมในการผลิตกระแสไฟฟ้า
4. บิทูมินัส (Bituminous) เป็นถ่านหินเนื้อแน่น แข็ง ประกอบด้วยชั้นถ่านหินสีดำมันวาว ใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อการถลุงโลหะ
5. แอนทราไซต์ (Anthracite) เป็นถ่านหินที่มีลักษณะดำเป็นเงา มันวาวมาก มีรอยแตกเว้าแบบก้นหอย ติดไฟยาก

การใช้ประโยชน์ถ่านหิน

ถ่านหินถูกนำมาใช้ประโยชน์อย่างแพร่หลาย เนื่องจากมีแหล่งสำรองกระจายอยู่ทั่วโลกและปริมาณค่อนข้างมาก การขุดถ่านหินขึ้นมาใช้ประโยชน์ไม่ยุ่งยากซับซ้อน ถ่านหินราคาถูกกว่าน้ำมัน ถ่านหินส่วนใหญ่จึงถูกนำมาเป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมต่างๆ ที่ใช้หม้อน้ำร้อนในกระบวนการผลิต เช่น การผลิตไฟฟ้า การถลุงโลหะ การผลิตปูนซีเมนต์ การบ่มใบยาสูบ และการผลิตอาหาร เป็นต้น

นอกจากนั้นยังมีการใช้ประโยชน์ในด้านอื่น เช่น การทำถ่านสังเคราะห์ (Activated Carbon) เพื่อดูดซับกลิ่น การทำคาร์บอนด์ไฟเบอร์ (Carbon Fiber) ซึ่งเป็นวัสดุที่มีความแข็งแกร่งแต่มีน้ำหนักเบา และการแปรสภาพถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเหลว (Coal liquefaction) หรือ เป็นแปรสภาพก๊าซ (Coal Gasification) ซึ่งเป็นการใช้ถ่านหินแบบเชื้อเพลิงสะอาดเพื่อช่วยลดมลภาวะจากการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงได้อีกทางหนึ่ง ภายใต้กระบวนการแปรสภาพถ่านหิน จะสามารถแยกเอาก๊าซที่มีฤทธิ์เป็นกรดหรือเป็นพิษและสารพลอยได้ต่างๆ ที่มีอยู่ในถ่านหินนำไปใช้ประโยชน์อื่นได้อีก เช่น กำมะถันใช้ทำกรดกำมะถันและแร่ยิปซัม แอมโมเนียใช้ทำปุ๋ยเพื่อเกษตรกรรม เถ้าถ่านหินใช้ทำวัสดุก่อสร้าง เป็นต้น

แหล่งถ่านหินในประเทศไทย

ประเทศไทยมีแหล่งถ่านหินกระจายอยู่ทั่วทุกภาค ในปี พ.ศ. 2548 มีปริมาณสำรองทั้งสิ้นประมาณ 2,197 ล้านตัน แหล่งสำคัญอยู่ในภาคเหนือประมาณ 1,803 ล้านตัน หรือร้อยละ 82 ของปริมาณสำรองทั่วประเทศ ส่วนอีก 394 ล้านตัน หรือ ร้อยละ 18 อยู่ภาคใต้ ถ่านหินส่วนใหญ่มีคุณภาพต่ำอยู่ในขั้นลิกไนต์และซับบิทูมินัส มีค่าความร้อนระหว่าง 2,800 - 5,200 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลกรัม หรือถ่านลิกไนต์ 2 - 3.7 ตัน ให้ค่าความร้อนเท่ากับน้ำมันเตา 1 ตัน ลิกไนต์เป็นถ่านหินที่พบมากที่สุดในประเทศไทย ที่แม่เมาะ จังหวัดลำปาง และ จังหวัดกระบี่ จัดว่าเป็นลิกไนต์ที่คุณภาพแย่ที่สุด พบว่าส่วนใหญ่ มีเถ้าปนอยู่มากแต่มีกำมะถันเพียงเล็กน้อย คาร์บอนคงที่อยู่ระหว่างร้อยละ 41 - 74 ปริมาณความชื้นอยู่ระหว่างร้อยละ 7 - 30 และเถ้าอยู่ระหว่างร้อยละ 2 - 45 โดยน้ำหนัก ในช่วงที่ราคาน้ำมันยังไม่แพงประเทศไทยไม่นิยมใช้ลิกไนต์มากนักแต่ภายหลังที่เกิดวิกฤตินำ้มัน จึงได้มีการนำลิกไนต์มาใช้แทนน้ำมันเชื้อเพลิงมากขึ้นทั้งในด้านการผลิตกระแสไฟฟ้าและอุตสาหกรรม แหล่งถ่านหินที่มีการสำรวจพบบางแหล่งได้ทำเหมืองผลิตถ่านหินขึ้นมาใช้ประโยชน์แล้ว แต่บางแหล่งยังรอการพัฒนาขึ้นมาใช้ประโยชน์ต่อไป

เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology)

เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด เป็นการพัฒนาด้านเทคโนโลยีการกำจัดหรือลดมลพิษเพื่อนำถ่านหินมาใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยให้มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด ซึ่งปัญหามลพิษที่เกิดจากการเผาไหม้ของถ่านหิน ได้แก่ ฝุ่นละออง ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ไนโตรเจนออกไซด์ และคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นต้น ปัจจุบันเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดได้รับการพัฒนาและสามารถกำจัดปัญหามลพิษที่เกิดจากการเผาไหม้ของถ่านหินได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยเฉพาะปัญหาฝุ่นละออง ก๊าซ

ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ แต่สำหรับปัญหาก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ยังอยู่ระหว่างการพัฒนาเทคโนโลยีในการควบคุมให้เกิดประสิทธิภาพ

อย่างไรก็ตาม ประเทศญี่ปุ่นในฐานะประเทศผู้นำในการพัฒนาเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดในภูมิภาคเอเชีย ได้ดำเนินการพัฒนาการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินควบคู่ไปกับเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด เพื่อแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะในภาคการผลิตไฟฟ้า

ประเภทของเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด

1. เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดก่อนการเผาไหม้ (Pre-Combustion Technology) เป็นการกำจัดสิ่งเจือปนต่างๆ ออกจากถ่านหิน เช่น ฝุ่นละออง เศษดิน เศษหิน และสารประกอบอนินทรีย์ เช่น Pyritic Sulfur เพื่อลดปริมาณเถ้าและกำมะถัน ซึ่งจะช่วยเพิ่มค่าความร้อนของถ่านหินก่อนนำไปเผาไหม้เป็นเชื้อเพลิงต่อไป โดยมีวิธีการทำความสะอาดดังกล่าว ได้แก่
   1.1 การทำความสะอาดโดยวิธีทางกายภาพ (Physical Cleaning) คือ การแยกสารที่ไม่ต้องการ เช่น ฝุ่นละออง เศษดิน เศษหิน และ Pyritic Sulfur ออกจากเนื้อถ่านหิน
   1.2 การทำความสะอาดโดยวิธีทางเคมี (Chemical Cleaning) คือ การใช้สารเคมีที่มีคุณสมบัติชะล้างแร่ธาตุและกำมะถันอินทรีย์ ซึ่งไม่สามารถกำจัดได้ด้วยวิธีการทำความสะอาดทางกายภาพ วิธีทางเคมีดังกล่าว เช่น Molten Caustic Leaching
   1.3 การทำความสะอาดโดยวิธีทางชีวภาพ (Biological Cleaning) คือ การใช้สิ่งมีชีวิตเล็กๆ เช่น แบคทีเรีย และ เชื้อรา ในการกำจัดกำมะถันในถ่านหิน

2. เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดขณะการเผาไหม้ (Combustion Technology) เป็นการปรับปรุงเตาเผาและหม้อไอน้ำ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการเผาไหม้ถ่านหินและลดมลพิษที่เกิดระหว่างการเผาไหม้ ซึ่งจะควบคุมไม่ให้มีการปล่อยก๊าซมลพิษ (Zero Emission) เทคโนโลยีดังกล่าว ได้แก่
   2.1 Pulverized Fuel Combustion (PFC) คือ วิธีการเผาไหม้ถ่านหินด้วยการบดถ่านหินให้มีขนาดเล็กมาก แล้วพ่นเข้าไปในเตาเผาพร้อมอากาศ เมื่อถ่านหินติดไฟจะให้ความร้อนแก่หม้อไอน้ำ ซึ่งไอน้ำจะไปหมุนกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในปัจจุบันมีการพัฒนาเทคโนโลยีของเตาเผาทำให้ประสิทธิภาพในการเผาไหม้ถ่านหินเพิ่มขึ้นถึงประมาณร้อยละ 40 สำหรับ ระบบ Advanced Pulverized Coal ผงถ่านหินจะถูกเผา

ไหม้ในห้องเผาไหม้ของหม้อไอน้ำ และไอน้ำที่ได้นำไปขับกังหันไอน้ำ ประสิทธิภาพการกำเนิดไฟฟ้าขึ้นอยู่กับสภาพของไอน้ำ

2.2 Fluidized Bed Combustion (FBC) คือ วิธีการเผาไหม้ถ่านหินด้วยการนำถ่านหินที่บดจนมีขนาดเล็กมากผสมกับหินปูนพ่นเข้าไปในหม้อไอน้ำพร้อมอากาศร้อน ถ่านหินและหินปูนที่พ่นเข้าไปจะแขวนลอยอยู่ในคลื่นอากาศร้อน โดยมีลักษณะคล้ายของเหลวเดือด ขณะที่ถ่านหินเผาไหม้ หินปูนจะทำหน้าที่คล้ายฟองน้ำดักจับกำมะถันที่เกิดขึ้น ความร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้ถ่านหินจะนำมาต้มน้ำทำให้เกิดไอน้ำไปหมุนกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กระบวนการนี้สามารถลดปริมาณกำมะถันที่จะถูกปล่อยออกมาจากการเผาไหม้ได้มากถึงร้อยละ 90 นอกจากนี้อุณหภูมิของหม้อไอน้ำที่ใช้กระบวนการนี้ยังต่ำกว่าอุณหภูมิที่ใช้ในวิธีการเดิม ประโยชน์ของการเผาไหม้ที่อุณหภูมิต่ำ คือ ลดปริมาณมลพิษที่เกิดจากไนโตรเจนในถ่านหิน สำหรับ Pressured Fluidized Bed Combustion เป็นการเผาไหม้ถ่านหินแบบ Fluidized Bed ภายใต้ความดันสูง ความร้อนที่ผลิตได้นำไปใช้ผลิตไอน้ำเพื่อขับกังหันไอน้ำ ส่วนก๊าซร้อนที่ได้มีแรงดันและอุณหภูมิสูงสามารถนำไปขับกังหันก๊าซเพื่อผลิตไฟฟ้าร่วม การผลิตพลังงานความร้อนร่วมแบบนี้มีประสิทธิภาพสูง และยังมีการพัฒนาระบบการเผาไหม้ถ่านหินแบบ Fluidized Bed ภายใต้ความดันสูง ชนิดฟองอากาศ (Bubbling Type PFBC)

2.3 Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) คือ การผสมผสานระหว่างเทคโนโลยีที่เปลี่ยนสถานะถ่านหินให้เป็นก๊าซ (Coal Gasification) กับ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซ (Gas Fired Combined Cycle Plant) เข้าด้วยกัน โดยกระบวนการเริ่มจากการนำถ่านหินไปผสมกับไอน้ำและออกซิเจน โดยใช้แรงดันและอุณหภูมิสูงจนเกิดปฏิกิริยาทางเคมี จะได้ก๊าซที่มีส่วนประกอบของคาร์บอนมอนอกไซด์ และไฮโดรเจน ก๊าซที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงนี้ จะผ่านขั้นตอนในการทำให้สะอาด โดยการสกัดฝุ่นละออง กำมะถัน และไนโตรเจนออกไป ก่อนที่จะนำไปเผาไหม้ผ่านเครื่องกังหันก๊าซ เพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้ ความร้อนหรือก๊าซเสียที่ออกมาจากเครื่องกังหันก๊าซ จะนำไปใช้ให้ความร้อนแก่หม้อกำเนิดไอน้ำ เพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อีกทอดหนึ่ง

2.4 Ultra Super Critical (USC) คือ การใช้หม้อกำเนิดไฟฟ้าแรงดันสูง เพื่อกำจัดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ปัจจุบันเทคโนโลยีดังกล่าวอยู่ระหว่างการพัฒนาประสิทธิภาพการใช้งาน

3. เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดหลังการเผาไหม้ (Post-Combustion Technology) เป็นการกำจัดมลพิษที่เกิดจากการเผาไหม้และป้องกันผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับกระบวนการที่เกิดขึ้นหลังจากถ่านหินเผาไหม้แล้ว เทคโนโลยีดังกล่าว ได้แก่

3.1 Electrostatic Precipitator คือ การดักจับฝุ่นด้วยการใช้ไฟฟ้าสถิตดักจับเถ้าลอย โดยให้ฝุ่นละอองมีประจุไฟฟ้าขั้วหนึ่งและถังเก็บฝุ่นละอองมีประจุไฟฟ้าอีกขั้วหนึ่ง ระบบนี้มีประสิทธิภาพสูงในการดักจับฝุ่น หรือใช้ไซโคลน (Cyclone) ในการแยกฝุ่น โดยใช้หลักของแรงเหวี่ยงเพื่อให้ก๊าซเกิดการหมุนตัว ฝุ่นจะถูกแยกออกมา สามารถใช้ร่วมกับหม้อไอน้ำแบบ Fluidized Bed หรือกับหม้อไอน้ำแบบ Pulverized Coal นอกจากนี้อาจใช้อุปกรณ์ดักจับฝุ่นแบบถุงกรอง (Bag Filter) มีเทคโนโลยีหลักๆ คือ High Temperature ESP, Low Temperature ESP และ Low Lower Temperature ESP

3.2 Flue Gas Desulfurization (FGD) คือ ขบวนการกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ออกมาพร้อมก๊าซทิ้ง เทคโนโลยีดังกล่าวมี 2 แบบหลักๆ คือ แบบเปียก (Wet Type) และแบบแห้ง (Dry Type) เทคโนโลยีแบบเปียกจะเป็นที่นิยมมาก ส่วนใหญ่ที่ใช้เป็นแบบ Limestone-Gypsum คือ ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในก๊าซทิ้งจะทำปฏิกิริยากับของผสมระหว่างน้ำกับหินปูนที่ฉีดเข้าไปในระบบก๊าซทิ้ง เกิดเป็นยิบซัม ซึ่งเป็นสารประกอบที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์อื่นได้

3.3 Flue Gas Denitrifurizer คือ ขบวนการกำจัดก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ในก๊าซทิ้ง มีเทคโนโลยีหลักๆ คือ Selective Catalytic Reduction (SCR), Two Stage Combustion และ Low Nox Burner แต่อย่างไรก็ตาม เทคโนโลยี SCR นิยมใช้กันแพร่หลายเนื่องจากมีประสิทธิภาพสูง ขบวนการคือ ใช้แอมโมเนียทำปฏิกิริยากับก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ เกิดเป็นไนโตรเจนและน้ำ

4. เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดโดยการแปรสภาพถ่านหิน (Coal Conversion) ปัจจุบันได้มีการพัฒนา ดังนี้

4.1 Coal Gasification Technology คือ การแปรสภาพถ่านหินให้เป็นก๊าซ ซึ่งเป็นกระบวนการออกซิเดชั่นถ่านหินเพียงบางส่วน โดยถ่านหินทำปฏิกิริยากับก๊าซ

ออกซิเจนหรืออากาศและไอน้ำภายใต้อุณหภูมิและความดันสูง ให้ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) ซึ่งประกอบด้วยไฮโดรเจนและคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นส่วนใหญ่ ก๊าซเชื้อเพลิงที่ได้จะถูกนำมาทำให้สะอาดโดยการกำจัดมลพิษก่อน ก๊าซที่ได้นี้สามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง หรือเป็นสารตั้งต้นในการสังเคราะห์แอมโมเนีย เมทานอล หรือก๊าซไฮโดรเจน เตาปฏิกรณ์ที่ใช้ในการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภทใหญ่ๆ คือ Entraied Flow, Fluidised Bed และ Moving Bed การเลือกใช้จึงขึ้นอยู่กับคุณลักษณะของถ่านหิน และขนาดของโรงงาน นอกจากขบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงในโรงงานแล้ว ยังสามารถผลิตก๊าซเชื้อเพลิงจากถ่านหินที่อยู่ใต้ดินซึ่งไม่คุ้มค่าต่อการขุดขึ้นมา กระบวนการนี้เรียกว่า Underground Gasification ซึ่งทำโดยการอัดไอน้ำและออกซิเจนเข้าไปในชั้นถ่านหินผ่านหลุมเจาะจากพื้นผิวดิน เมื่อชั้นถ่านหินบางส่วนติดไฟ ความร้อนที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้จะทำให้ถ่านหินที่เหลือผลิตก๊าซเชื้อเพลิงก๊าซที่เกิดขึ้นจะผ่านขึ้นมาตามท่อ และนำไปแยกมลพิษออกก่อนที่จะนำไปใช้ นอกจากนี้สามารถนำมาใช้ร่วมในการผลิตกระแสไฟฟ้า เช่น การผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับกระบวนการผลิตก๊าซจากถ่านหิน (Integrated Coal Gasification Combined Cycle Power Generation, IGCC) และการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมโดยกระบวนการผลิตก๊าซจากถ่านหินและเซลเชื้อเพลิง (Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle Power Generation, IGFC) เป็นระบบการผลิตไฟฟ้าประสิทธิภาพสูงที่รวมกังหันก๊าซและไอน้ำ ประสิทธิภาพความร้อนสูงถึงร้อยละ 55

4.2 Coal Liquefaction Technology คือ การแปลงถ่านหินให้อยู่ในสภาพของเหลว เป็นการแปรรูปถ่านหิน ให้อยู่ในรูปเชื้อเพลิงเหลว (Liquid Fuel) โดยทั่วไปการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากถ่านหิน ทำได้โดยการแยกคาร์บอนออก หรือการเติมไฮโดรเจนเข้าไป กรณีแรกเรียกว่า Carbonisation หรือ Pyrolysis สำหรับการเติมไฮโดรเจน เรียกว่า Liquefaction เชื้อเพลิงเหลวที่ได้จากถ่านหิน สามารถนำมากลั่นในขบวนการกลั่นน้ำมัน จะได้น้ำมันสำหรับรถยนต์ และผลิตภัณฑ์อื่นๆ เช่น พลาสติก และสารละลายต่างๆ (Solvent) กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสามารถแบ่งได้เป็น 2 วิธี คือ การผลิตเชื้อเพลิงเหลวโดยตรง (Direct Liquefaction) เป็นการแปรรูปถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเหลว โดยใช้กระบวนการเดียว (Single Process) และการผลิตเชื้อเพลิงเหลวโดยทางอ้อม (Indirect Liquefaction) เป็นการนำถ่านหินมาผ่านกระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงก่อน จึงนำมาแปรรูปเป็นของเหลว

4.3 Dimethyl Ether (DME) คือ เทคโนโลยีสังเคราะห์เชื้อเพลิงสะอาด โดยนำก๊าซมีเทน ซึ่งมาจากเหมืองถ่านหิน (CBM) นำมาผ่านกระบวนการสังเคราะห์ทำให้ได้ผลิตภัณฑ์ คือ DME ซึ่งคุณสมบัติเปรียบเสมือน LPG (Liquefied Petroleum Gas) คาร์บอนไดออกไซด์ และเมทานอล

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ข

โรงไฟฟ้าพลังความร้อน

โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Steam Power Plant)

ลักษณะการทำงาน

เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องกังหันไอน้ำเป็นเครื่องต้นกำลังหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ไอน้ำที่มีความดันและอุณหภูมิสูงนี้ได้จากการเปลี่ยนสถานะของน้ำในหม้อน้ำ เมื่อได้รับพลังความร้อนจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงในเตาเผา (Furnace) ไอน้ำจะถูกส่งไปขับดันกังหันไอน้ำ ซึ่งมีเพลาต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังจากนั้นก็จะผ่านไปกลั่นตัวเป็นน้ำที่เครื่องควบแน่น (Condenser) และถูกส่งกลับมารับความร้อนใหม่ในหม้อน้ำ เนื่องจากไม่สามารถเปลี่ยนสถานะของน้ำให้เป็นไอได้อย่างรวดเร็ว เมื่อเริ่มเดินเครื่องแต่ละครั้งจนใช้งานได้ จะใช้เวลาอย่างน้อยประมาณ 2 – 3 ชั่วโมง ดังนั้น จึงเหมาะที่จะใช้เป็นโรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Plant) ซึ่งทำหน้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าตลอดเวลา เป็นระยะเวลานานก่อนการหยุดเครื่องแต่ละครั้ง โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำมีขนาดประมาณ 1 – 1,300 เมกะวัตต์ สามารถใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิด เช่น ถ่านหิน น้ำมันเตา ก๊าซธรรมชาติ ขยะ ฯลฯ และมีประสิทธิภาพประมาณ 30 – 35 % และมีอายุการใช้งานประมาณ 25 ปี

ส่วนประกอบที่สำคัญ

หม้อน้ำ (Boiler) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ให้เป็นพลังงานความร้อนในรูปของไอน้ำที่มีความดันและอุณหภูมิสูง หม้อน้ำมีลักษณะแตกต่างกันไปตามการใช้งาน เช่น Fire – Tube Boiler เป็นหม้อน้ำขนาดเล็กๆ ใช้ผลิตไอน้ำที่มีความดันและอุณหภูมิไม่สูงมาก Water – Tube Boiler เป็นหม้อน้ำขนาดใหญ่ใช้ผลิตไอน้ำที่มีความดันและอุณหภูมิสูงโดยทั่วไปมีอยู่ 2 แบบ คือ แบบ DRUM ซึ่งสามารถผลิตไอน้ำได้ที่ความดันสูงถึง 177 ความดันบรรยากาศ และแบบ Once - Through ซึ่งสามารถผลิตไอน้ำได้ทั้งที่ความดันต่ำและสูงกว่าความดันวิกฤติของน้ำ (Critical Pressure) คือ 218 ความดันบรรยากาศ

หม้อน้ำ มีระบบที่สำคัญ คือ ระบบเชื้อเพลิง ระบบการเผาไหม้ Evaporator Drum หรือ Separater Superheater, Economizer, Air Heater, Fan และอุปกรณ์ประกอบกังหันไอน้ำ (Steam

Turbine) มีขนาดต่างๆ ตั้งแต่ขนาดเล็ก (เล็กกว่า 1 เมกะวัตต์) แบบ Single – Cylinder, Non – Reheat Type จนถึงขนาดใหญ่ (ใหญ่กว่า 1,000 เมกะวัตต์) แบบ Multi - Cylinder Reheat Type

กังหันไอน้ำ มีส่วนประกอบที่สำคัญ คือ Control Valve, Stop Valve, Stator Blade, Rotor Blade, Casing and Rotor พร้อมอุปกรณ์ประกอบที่จำเป็นอื่นๆ เช่น Feed – Water Heating Plant, Pump และความควบแน่น (Condenser) เป็นต้น

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ค

มลพิษทางอากาศ

โลกของเรามีชั้นของบรรยากาศห่อหุ้มอยู่โดยรอบหนาประมาณ 15 กิโลเมตร ชั้นของบรรยากาศดังกล่าวนี้ ประกอบด้วย ก๊าซไนโตรเจน ออกซิเจน ฝุ่นละอองไอน้ำ และเชื้อจุลินทรีย์ต่าง ๆ ในจำนวนก๊าซเหล่านี้ ก๊าซที่สำคัญที่สุดต่อการดำรงอยู่ของสิ่งมีชีวิตในโลก คือ ก๊าซออกซิเจน โดยชั้นของบรรยากาศที่มีก๊าซออกซิเจนเพียงพอต่อการดำรงชีวิตมีความหนาเพียง 5 - 6 กิโลเมตรเท่านั้น ซึ่งโดยปกติจะมีส่วนประกอบของก๊าซต่างๆ ค่อนข้างคงที่ คือ ก๊าซไนโตรเจน 78.09% ก๊าซออกซิเจน 20.94% ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และก๊าซเฉื่อย 0.97% ในปริมาณคงที่ของก๊าซดังกล่าวนี้ เราถือว่าเป็นอากาศบริสุทธิ์ แต่เมื่อใดก็ตามที่ส่วนประกอบของอากาศเปลี่ยนแปลงไป มีปริมาณของฝุ่นละออง ก๊าซกลิ่น หมอกควัน ไอ ไอน้ำ เขม่าและกัมมันตภาพรังสีอยู่ในบรรยากาศมากเกินไป เราเรียกสภาวะดังกล่าวว่าอากาศเสีย หรือ มลพิษทางอากาศ

มลพิษทางอากาศ หมายถึง ภาวะอากาศที่มีสารเจือปนอยู่ในปริมาณที่สูงกว่าระดับปกติเป็นเวลานานพอที่จะทำให้เกิดอันตรายแก่มนุษย์ สัตว์ พืช หรือทรัพย์สินต่างๆ อาจเกิดขึ้นเองตามธรรมชาติ เช่น ฝุ่นละอองจากลมพายุ ภูเขาไฟระเบิด แผ่นดินไหว ไฟไหม้ป่า อากาศเสียที่เกิดขึ้นโดยธรรมชาติเป็นอันตรายต่อมนุษย์น้อยมาก เพราะแหล่งกำเนิดอยู่ไกลและปริมาณที่เข้าสู่สภาพแวดล้อมของมนุษย์และสัตว์มีน้อย ส่วนกรณีที่เกิดจากการกระทำของมนุษย์ ได้แก่ มลพิษจากท่อไอเสียของรถยนต์ จากโรงงานอุตสาหกรรม จากขบวนการผลิต จากกิจกรรมด้านการเกษตร จากการระเหยของก๊าซบางชนิด ซึ่งเกิดจากขยะมูลฝอยและของเสีย เป็นต้น

แหล่งกำเนิดมลพิษทางอากาศ

แหล่งกำเนิดมลพิษทางอากาศที่สำคัญของประเทศไทย แบ่งเป็น 2 กลุ่มใหญ่ๆ ดังนี้

1. แหล่งกำเนิดจากยานพาหนะ

ในบริเวณที่ใกล้ถนนที่มีการจราจรติดขัด จะมีปัญหามลพิษทางอากาศที่รุนแรงกว่าในบริเวณที่มีการจราจรคล่องตัว โดยปกติการสันดาปของเครื่องยนต์ที่สมบูรณ์จะได้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และน้ำ แต่เมื่อประสิทธิภาพของเครื่องยนต์ลดลง จะเกิดปฏิกิริยาการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ ได้แก๊สพิษปลดปล่อยออกมาทางท่อไอเสีย แก๊สพิษที่กล่าวถึงนี้ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซ

ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) สารประกอบไฮโดรคาร์บอน ฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)

2. แหล่งกำเนิดจากโรงงานอุตสาหกรรม

มลพิษทางอากาศจากแหล่งกำเนิดอุตสาหกรรม เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงและกระบวนการผลิต ซึ่งเป็นตัวการสำคัญที่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อคุณภาพอากาศในบรรยากาศและอาจส่งผลกระทบต่อสุขภาพอนามัยของประชาชนในชุมชนโดยทั่วไปหรือก่อให้เกิดความเดือดร้อนรำคาญ เชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับอุตสาหกรรมมีอยู่ 3 ประเภทใหญ่ ๆ ด้วยกัน คือ

- เชื้อเพลิงที่เป็นของแข็ง
- เชื้อเพลิงที่เป็นของเหลว ได้แก่ น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล
- เชื้อเพลิงที่เป็นก๊าซ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซ LPG

สารมลพิษทางอากาศที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ฝุ่นละออง ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ซึ่งพบว่ามีปริมาณการระบายออกสู่บรรยากาศเพิ่มมากขึ้นทุกปีตามปริมาณการใช้เชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้น

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide : CO_2)

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นก๊าซที่ไม่มีสี ไม่มีกลิ่นและไม่มีรสชาติ ถ้าทำปฏิกริยากับน้ำจะมีสภาพเป็นกรดเรียกว่า Carbonic Acid และถ้ามีความเข้มข้นสูงจะมีกลิ่นและรสเป็นกรด ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไม่สามารถเผาไหม้ได้ด้วยตัวเอง และเราจะเห็นได้ว่าใช้เป็นเครื่องมือใช้ในการดับไฟอยู่เสมอ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นของเสียที่ถ่ายเทออกมาจากมนุษย์ สมองของมนุษย์จะสั่งให้คนเราปล่อยออกมาเมื่อมีปริมาณก๊าซนี้ในร่างกายสูงมากเกินไป

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในชั้นบรรยากาศเกิดจากธรรมชาติ และเกิดจากฝีมือมนุษย์ เช่น การเผาไหม้เชื้อเพลิง จากโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ และการตัดไม้ทำลายป่าเพื่อใช้เป็นที่อยู่อาศัยหรือการเกษตรกรรม โดยเฉพาะอย่างยิ่งการตัดไม้ทำลายป่านี้ นับว่าเป็นตัวการสำคัญที่สุดในการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ขึ้นสู่ชั้นบรรยากาศ ทั้งนี้เนื่องจากต้นไม้และป่าไม้มีคุณสมบัติที่ดี คือ มันสามารถดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไว้ก่อนที่จะลอยขึ้นสู่ชั้นบรรยากาศ ดังนั้นเมื่อพื้นที่ป่าลดน้อยลง ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จึงขึ้นไปสะสมอยู่ในชั้นบรรยากาศได้มากขึ้น ในขณะที่ปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้ และแหล่งอื่นที่เป็นผลมาจากฝีมือมนุษย์กำลังมีปริมาณเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ผลการศึกษาของ IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ยังระบุ

ชัดว่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นก๊าซเรือนกระจกที่ทำให้เกิดพลังงานความร้อนสะสมในบรรยากาศของโลกมากที่สุดในบรรดาก๊าซเรือนกระจกชนิดอื่นๆ เนื่องจากคุณสมบัติของคาร์บอนไดออกไซด์คือการยอมให้แสงผ่านได้แต่จะกักพลังงานความร้อนไว้ ทำให้พลังงานความร้อนที่มากับแสงถูกกักเก็บไว้บนผิวโลกและไม่หลุดหายไปในเวลากลางคืน อีกทั้งยังมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นกว่าก๊าซชนิดอื่นๆ ด้วย ซึ่งหมายถึงผลกระทบโดยตรงต่ออุณหภูมิของผิวโลกและชั้นบรรยากาศจะยิ่งทวีความรุนแรงมากขึ้นไปอีก ล่าสุดนี้หน่วยงาน IPCC ได้รายงานปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เพิ่มขึ้นโดยฝีมือมนุษย์ ทำให้พลังงานรังสีความร้อนสะสมบนผิวโลก และชั้นบรรยากาศเพิ่มขึ้นประมาณ 1.56 วัตต์ ต่อตารางเมตร ในปริมาณนี้ยังไม่คิดรวมผลกระทบที่เกิดขึ้นทางอ้อมของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

หากหายใจเอาก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์นี้เข้าไปในปริมาณมากๆ จะรู้สึกเปรี้ยวที่ปาก เกิดการระคายเคืองที่จมูกและคอ เนื่องจากอาจเกิดการละลายของแก๊สนี้ในเมือกในอวัยวะ ก่อให้เกิดกรดคาร์บอนิกอย่างอ่อน ทำให้หายใจไม่ออก ระคายเคือง มึนงง

ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (Carbon Monoxide : CO)

ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (Carbon monoxide : CO) เป็นก๊าซที่ไม่มีสี ไม่มีรส ไม่มีกลิ่น เบากว่าอากาศทั่วไปเล็กน้อย ไม่ว่องไวต่อการทำปฏิกิริยา สามารถอยู่ในอากาศได้นาน 1-2 เดือน เมื่อหายใจเข้าไป ก๊าซนี้จะรวมตัวฮีโมโกลบิน (Haemoglobin) ในเม็ดเลือดแดงได้มากกว่าออกซิเจนถึง 200 - 250 เท่า เกิดเป็นคาร์บอกซีฮีโมโกลบิน (Carboxyhaemoglobin : CoHb) ซึ่งลดความสามารถของเลือดในการเป็นตัวนำออกซิเจนจากปอดไปยังเนื้อเยื่อต่างๆ โดยทั่วไปองค์ประกอบสำคัญที่ทำให้เกิด CoHb ในเลือดมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับความเข้มข้นของก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ในอากาศ ที่สูดหายใจเข้าไปและระยะเวลาที่อยู่ในสภาวะนั้น สำหรับอาการตอบสนองของมนุษย์ขึ้นอยู่กับเปอร์เซ็นต์ CoHb และความรู้สึกของแต่ละบุคคลที่ไวต่อก๊าซชนิดนี้ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ เมื่อได้รับเข้าสู่ร่างกายในปริมาณเพียง 10 ส่วนในอากาศล้านส่วน (10 ppm) จะมีผลต่อระบบประสาท ทำให้เกิดอาการอ่อนเพลีย มึนงง ตาพร่ามัว และคลื่นไส้อาเจียนได้ และถ้าได้รับเข้าไปในปริมาณมากถึง 0.002 เปอร์เซ็นต์ เพียง 30 นาที อาจถึงขั้นเสียชีวิตได้

ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (Oxide of Nitrogen : NO_x)

ออกไซด์ของไนโตรเจนประกอบด้วยไนตรัสออกไซด์ (N_2O) ไนตริกออกไซด์ (NO) ไดไนโตรเจนไตรออกไซด์ (N_2O_3) ไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) ไดไนโตรเจนเตตราออกไซด์ (N_2O_4) และไดไนโตรเจนเพนตอกไซด์ไซด์ (N_2O_5) ในที่นี้จะกล่าวเฉพาะ NO และ NO_2 เนื่องจากเป็นก๊าซที่มีอยู่ทั่วไปในธรรมชาติ และมีความสำคัญต่อสิ่งมีชีวิตมากกว่าออกไซด์ของไนโตรเจนตัวอื่นๆ ไนตริกออกไซด์ (NO) เป็นก๊าซไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ละลายน้ำได้บ้างเล็กน้อย ส่วนไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) มีสภาพเป็นก๊าซที่อุณหภูมิปกติ ก๊าซทั้งสองเกิดขึ้นตามธรรมชาติ ได้แก่ ฟ้าผ่า ฟ้าแลบ ภูเขาไฟระเบิด ปฏิกิริยาจุลินทรีย์ในดินหรืออาจเกิดจากการกระทำของมนุษย์ เช่น การเผาผลาญเชื้อเพลิง การอุตสาหกรรม การทำกรดไนตริก กรดกำมะถัน การชุบโลหะและการทำวัตถุระเบิด เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ก๊าซทั้งสองเกิดจากธรรมชาติมากกว่าการกระทำของมนุษย์

การเกิดก๊าซไนตริกออกไซด์มีอุณหภูมิเป็นองค์ประกอบสำคัญที่สุด ดังนั้น รถยนต์และอุตสาหกรรมจึงเป็นแหล่งที่ทำให้เกิดก๊าซนี้ หากก๊าซไนตริกออกไซด์ทำปฏิกิริยากับโอโซนในบรรยากาศเกิดเป็นไนโตรเจนไดออกไซด์และออกซิเจน ในทางตรงกันข้าม แสงแดดทำให้ไนโตรเจนออกไซด์แตกตัวทำปฏิกิริยาย้อนกลับ $NO + O_3 ===> NO_2 + O$ ซึ่ง NO ในอากาศโดยปกติแล้วจะไม่เป็นพิษต่อมนุษย์เว้นแต่เมื่อถูกเปลี่ยนเป็น NO_2 จะทำให้ระบบหายใจระคายเคืองเป็นอันตรายต่อสุขภาพ หรืออาจถึงตายได้ถ้าความเข้มข้นมากว่า 1,000 ppm มนุษย์จะได้กลิ่นก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ที่ระดับ 230 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร หากมีความชื้นเพิ่มขึ้นจะทำให้เกิดกลิ่นเร็วขึ้น ผู้ป่วยที่เป็นโรคหอบหืดอาจมีอาการเร็วขึ้นหากได้รับก๊าซนี้ที่ระดับ 190 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร ระบบหายใจในคนทั่วไปเริ่มต้นเมื่อได้รับก๊าซนี้ 1,300-1,800 ไมโครกรัม/ลูกบาศก์เมตร นอกจากนั้น ก๊าซนี้ยังทำให้น้ำฝนที่ตกลงมามีสภาพความเป็นกรดมากขึ้น

ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Sulfurdioxide : SO_2)

ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เป็นก๊าซไม่มีสี ไม่ไวไฟ ที่ระดับความเข้มข้นสูงจะมีกลิ่นฉุนแสบจมูกเมื่อทำปฏิกริยากับก๊าซออกซิเจนในอากาศจะเป็นซัลเฟอร์ไตรออกไซด์และจะรวมตัวเป็นกรดกำมะถัน เมื่อมีความชื้นเพียงพอหากอยู่ร่วมกับอนุภาคมวลสารที่มีตัวเร่งปฏิกิริยา เช่น มังกานีส เหล็ก และวานาเดียม จะเกิดมีปฏิกิริยาเติมออกซิเจนเกิดเป็นซัลเฟอร์ไตรออกไซด์ และเป็นกรดกำมะถันเช่นกัน การสันดาปเชื้อเพลิงเพื่อใช้พลังงานในการดำรงชีพของมวลมนุษย์ ซึ่งรวมถึงอุตสาหกรรมทำให้เกิดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และอนุภาคมลสาร กระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมต่างๆ ก็เป็น

แหล่งกำเนิดของมลพิษทั้งสองเช่นกัน ก๊าซซัลเฟอร์ไตรออกไซด์ และละอองกรดกำมะถัน ก่อให้เกิดอันตรายต่อระบบทางเดินหายใจ เช่นโรคหลอดลมอักเสบเรื้อรัง นอกจากนี้ก๊าซนี้ยังทำให้น้ำฝนที่ตกลงมามีสภาพความเป็นกรดมากขึ้น ซึ่งจะทำลายระบบนิเวศน์ ป่าไม้ แหล่งน้ำ สิ่งมีชีวิตต่าง ๆ รวมถึงการกัดกร่อนอาคารและโบราณสถาน

ฝุ่นละออง (Suspended Particulate Matter : SPM)

ฝุ่นละออง เป็นสารที่มีความหลากหลายทางด้านกายภาพและองค์ประกอบ อาจมีสภาพเป็นของแข็งหรือของเหลวก็ได้ ฝุ่นละอองที่มีอยู่ในบรรยากาศรอบๆ ตัวเรา มีขนาดตั้งแต่ 0.002 ไมครอน (เป็นกลุ่มของโมเลกุลที่มองด้วยตาเปล่าไม่เห็นต้องใช้กล้องจุลทรรศน์แบบอิเล็กตรอน) ไปจนถึง ฝุ่นที่ขนาดใหญ่กว่า 500 ไมครอน (ฝุ่นที่มองเห็นด้วยตาเปล่ามีขนาดตั้งแต่ 50 ไมครอนขึ้นไป) ฝุ่นละอองที่แขวนลอยอยู่ในอากาศได้นานจะเป็นฝุ่นละอองขนาดเล็ก (ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางต่ำกว่า 10 ไมครอน) เนื่องจากมีความเร็วในการตกตัวต่ำ และจะแขวนลอยอยู่ในอากาศได้นานมากขึ้นหากมีแรงกระทำจากภายนอกเข้ามามีส่วนเกี่ยวข้อง เช่น การไหลเวียนของอากาศ กระแสลม เป็นต้น ฝุ่นละอองที่มีขนาดใหญ่ (ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางใหญ่กว่า 100 ไมครอน) อาจแขวนลอยอยู่ในบรรยากาศได้เพียง 2-3 นาที แต่ฝุ่นละอองที่มีขนาดเล็ก โดยเฉพาะขนาดเล็กกว่า 0.5 ไมครอน อาจแขวนลอยอยู่ในอากาศได้นานเป็นปี

ฝุ่นละอองในบรรยากาศอาจแยกได้เป็นฝุ่นละอองที่เกิดขึ้นและแพร่กระจายสู่บรรยากาศจากแหล่งกำเนิดโดยตรง และฝุ่นละอองซึ่งเกิดขึ้นโดยปฏิกิริยาต่างๆในบรรยากาศ เช่น การรวมตัวด้วยปฏิกิริยาทางฟิสิกส์ ปฏิกิริยาทางเคมี หรือปฏิกิริยาเคมีแสง (Photochemical Reaction) ฝุ่นละอองที่เกิดขึ้นเหล่านี้จะมีชื่อเรียกต่างกันไปตามลักษณะการรวมตัวฝุ่นละออง เช่น ควัน (Smoke) ฟูม (Fume) หมอกน้ำค้าง (Mist) เป็นต้น ฝุ่นละอองอาจเกิดจากธรรมชาติ เช่น ฝุ่นดิน ทราย หรือเกิดจากควันดำจากท่อไอเสียรถยนต์การจราจร และการอุตสาหกรรม ฝุ่นที่ถูกสูดเข้าไปในระบบทางเดินหายใจ ทำให้เกิดอันตรายต่อสุขภาพ รบกวนการมองเห็น และทำให้สิ่งต่างๆ สกปรกเสียหายได้

ในบริเวณที่พักอาศัยปริมาณฝุ่นละออง 30% เกิดจากกิจกรรมของมนุษย์ ส่วนบริเวณที่อยู่อาศัยใกล้ถนนฝุ่นละออง 70 - 90% เกิดจากการกระทำของมนุษย์ และพบว่าฝุ่นละอองมีสารตะกั่วและสารประกอบโบไมด์สูงกว่าบริเวณนอกเมือง อันเนื่องมาจากมลพิษที่เกิดจากยานพาหนะ ฝุ่นละอองเมื่อแยกตามขนาด พบว่า 60% โดยประมาณ จะเป็นฝุ่นที่มีขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน ฝุ่นประเภทนี้เกิดจากรถประจำทางและรถบรรทุกที่ใช้เครื่องยนต์ดีเซล บางส่วนมาจากโรงงานอุตสาหกรรม ส่วนมากจะพบอยู่ทั่วไปในเขตเมืองเขตอุตสาหกรรม และเขตกึ่งชนบท หากพบในปริมาณที่สูงจะมีผลต่อสุขภาพ

อนามัยของประชาชน เนื่องจากมีขนาดเล็กพอที่จะเข้าสู่ระบบทางเดินหายใจส่วนล่างและถุงลมปอดของมนุษย์ได้เป็นผลให้เกิดโรคทางเดินหายใจโรคปอดต่างๆ เกิดการระคายเคืองและทำลายเยื่อหุ้มปอด หากได้รับในปริมาณมากและเป็นเวลานานจะเกิดการสะสม ทำให้เกิดพังผืดและเป็นแผลได้ ทำให้การทำงานของปอดลดลง ความรุนแรงขึ้นอยู่กับองค์ประกอบของฝุ่นละอองนั้น ส่วนฝุ่นขนาดใหญ่อีกประมาณ 40% ที่เหลือเกิดจากการก่อสร้างและการฟุ้งกระจายของฝุ่นจากพื้นที่ว่างเปล่าฝุ่นประเภทนี้ไม่มีผลต่อสุขภาพอนามัยมากนักเพียงแต่จะก่อให้เกิดการระคายเคืองต่อทางเดินหายใจส่วนต้น และอาจเป็นเพียงการรบกวนและก่อให้เกิดความรำคาญเท่านั้น

ควันดำและควันขาว

ควันดำ คืออนุภาคของถ่านหรือคาร์บอนเป็นผงเขม่าเล็กๆ ที่เหลือจากการเผาไหม้ของเครื่องยนต์ ที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นส่วนใหญ่ เช่น รถเมล์ รถปิกอัพดีเซล รถขนาดใหญ่โดยทั่วไป และจากโรงงานอุตสาหกรรม ควันดำนอกจากจะบดบังการมองเห็นและเกิดความสกปรกแล้ว ยังสามารถเข้าสู่ปอดโดยการหายใจเข้าไป และสะสมในถุงลมปอดเป็นสารทำให้เกิดโรคมะเร็ง หรือเป็นตัวนำสารให้เกิดโรคมะเร็งปอดและทำให้หลอดลมอักเสบได้

ควันขาว เกิดจากเครื่องยนต์ที่ไม่ได้รับการบำรุงรักษาอย่างดีโดยเฉพาะรถจักยานยนต์เก่า ควันขาวคือสารไฮโดรคาร์บอนหรือน้ำมันเชื้อเพลิงที่ยังไม่ถูกเผาไหม้แล้วถูกปล่อยออกมาทางท่อไอเสีย สารไฮโดรคาร์บอนเมื่อโดนแสงอาทิตย์จะเกิดปฏิกิริยาสร้างก๊าซโอโซนอันเป็นพิษภัยแรงขึ้น

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ง

พิธีสารเกียวโต

ความเป็นมาของพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol)

หลังจากที่ได้มีการจัดตั้งอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศขึ้น แต่ไม่ได้ผลในทางปฏิบัติ และยังไม่สามารถบรรลุวัตถุประสงค์ของอนุสัญญาได้ เพื่อให้เกิดผลบังคับในทางกฎหมายจึงได้มีการจัดตั้งพิธีสารเกียวโต หรือชื่ออย่างเป็นทางการว่า Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change ขึ้นที่เมืองเกียวโต ประเทศญี่ปุ่น ในเดือนธันวาคม ปี พ.ศ. 2540 โดยเป็นการเพิ่มความเข้มข้นของพันธกรณีโดย

- กำหนดให้มีข้อผูกพันทางกฎหมาย เพื่อให้บรรลุเป้าหมายของอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ
- จะมีผลบังคับใช้เมื่อมีประเทศภาคีสมาชิกให้สัตยาบัน มากกว่า 55 ประเทศ และมีปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) คิดเป็นปริมาณการปล่อยของประเทศในกลุ่มภาคผนวก 1 (Annex 1) (ประเทศอุตสาหกรรมที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากรวม 40 ประเทศ) ในปี พ.ศ. 2533 ไม่น้อยกว่า 55%
- กำหนดกลไกการดำเนินงาน 3 กลไก เพื่อการลดก๊าซเรือนกระจก คือ
    1. กลไกการซื้อขายปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Trading: ET)
    2. กลไกการดำเนินการร่วม (Joint Implementation: JT)
    3. กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM)

โดย 2 กลไกแรกใช้สำหรับประเทศภาคีในกลุ่มภาคผนวก 1 เท่านั้น และกลไกที่ 3 ใช้สำหรับประเทศในภาคผนวกที่ 1 ที่จะให้ความช่วยเหลือในการพัฒนากลุ่มประเทศนอกภาคผนวกที่ 1 (Non – Annex 1) ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างยั่งยืน โดยความสมัครใจของทั้งสองฝ่าย

พิธีสารเกียวโตเปิดให้มีการลงนามระหว่างวันที่ 16 มีนาคม พ.ศ. 2541 ถึงวันที่ 15 มีนาคม พ.ศ. 2542 และมีผลบังคับใช้ในวันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2548 ปัจจุบันมีประเทศที่ให้สัตยาบันต่อพิธีสารเกียวโตแล้ว 154 ประเทศ (ข้อมูล ณ วันที่ 23 สิงหาคม พ.ศ. 2548) และมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศในกลุ่มภาคผนวก 1 คิดเป็น 61.6%

ประเทศไทยได้ลงนามในพิธีสารเกียวโต ในเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2542 และทำการให้สัตยาบันพิธีสารเกียวโต ในวันที่ 28 สิงหาคม พ.ศ. 2545 โดยมีสำนักนโยบายและแผนธรรมชาติ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เป็นหน่วยประสานงานกลางของอนุสัญญาและพิธีสารเกียวโต

พันธกรณีตามพิธีสารเกียวโต

1. ประเทศภาคีในกลุ่มภาคผนวกที่ 1 ต้องดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ย 5.2% ของปริมาณการปล่อยในปี พ.ศ. 2533 ในช่วงพันธกรณีแรก (First Commitment) คือ ในระหว่างช่วงปี พ.ศ. 2551 – 2555
2. ประเทศภาคีนอกกลุ่มภาคผนวกที่ 1 ยังไม่มีพันธกรณีในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในช่วงระยะแรก
3. ประเทศภาคีทุกประเทศต้องจัดทำ ทำเนียบการปล่อยก๊าซเรือนกระจก จัดทำแผนแห่งชาติในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการปรับตัวต่อการเปลี่ยนแปลง (Mitigation & Adaptation Programs) และต้องจัดส่งรายงานแห่งชาติเกี่ยวกับการดำเนินงานตามอนุสัญญา (National Communication)

การดำเนินงานภายใต้หน่วยประสานงานกลางของอนุสัญญาและพิธีสารเกียวโตในประเทศไทย

สำนักนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้จัดทำโครงสร้างการดำเนินงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ไว้ดังนี้

1. การดำเนินงานเพื่อให้ลดลงซึ่งก๊าซเรือนกระจก
2. การดำเนินงานด้านการปรับตัวต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ
3. การวิจัยและระบบสังเกตการณ์
4. การจัดรายงานแห่งชาติ
5. การศึกษา ฝึกอบรมและเสริมสร้างความร่วมมือของประชาชน
6. การพัฒนาและถ่ายทอดเทคโนโลยี
7. การดำเนินงานด้านกลไกการพัฒนาที่สะอาด
8. การเสริมสร้างสมรรถนะของการดำเนินงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

ผลการดำเนินงานในประเทศไทย

1. การจัดตั้งคณะอนุกรรมการอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ภายใต้คณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ โดยมีสำนักนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เป็นฝ่ายเลขานุการ
2. จัดทำร่างหลักเกณฑ์การพิจารณาโครงการภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาด
3. จัดทำร่างกระบวนการพิจารณาอนุมัติและดำเนินการโครงการ CDM
4. จัดทำร่างกระบวนการพิจารณาตามขั้นตอนในประเทศไทย
5. จัดทำร่าง CDM Roadmap สำหรับปีงบประมาณ 2548 และปีงบประมาณ 2549 – 2552
6. เตรียมการเพื่อจัดทำรายงานแห่งชาติฉบับที่ 2
7. จัดสัมมนาเชิงปฏิบัติการเพื่อเผยแพร่ความรู้และสร้างความเข้าใจแก่หน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งภาครัฐ เอกชน และ NGO

ประโยชน์ที่ประเทศไทยจะได้รับ

ถึงแม้ว่าประเทศไทยจะยังไม่มีพันธกรณีในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในช่วงพันธกรณีแรก แต่ก็สามารถมีส่วนร่วมในกลไกของพิธีสารเกียวโต คือ กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) โดยร่วมดำเนินโครงการ CDM กับประเทศที่พัฒนาแล้ว หรือประเทศในกลุ่มภาคผนวกที่ 1 ที่มีพันธกรณีที่จะต้องลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งจะช่วยให้ประเทศไทยได้รับประโยชน์ทั้งทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม และที่สำคัญคือประเทศจะมีการพัฒนาที่ยั่งยืน

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก จ

ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน

ตารางที่ 1 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน กรณี การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	32,138	68,420	181,958	425,567	945,413
น้ำมันเบนซิน	0	0	0	9,760	20,721	54,966	128,250	284,280
น้ำมันดีเซล	0	0	0	22,379	47,699	126,992	297,317	661,133
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	138,000	138,000	414,000	828,000	1,656,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	171,116	208,376	600,847	1,264,324	2,623,905
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	121,956	246,691	623,863	1,388,612	2,938,049
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	184,184	150,696	421,949	783,619	1,446,682
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	30,642	27,837	75,222	133,868	234,583
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	3,210,290	3,298,732	3,994,542	5,179,607	7,492,822
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 3,039,173	- 3,090,356	- 3,393,695	- 3,915,283	- 4,868,917

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	2,138,775	4,864,107	11,007,461	25,009,026	56,707,868	128,449,571	290,791,734	657,274,866
น้ำมันเบนซิน	641,784	1,456,746	3,290,627	7,463,611	16,896,719	38,215,668	86,393,377	195,016,825
น้ำมันดีเซล	1,496,992	3,407,362	7,716,834	17,545,416	39,811,150	90,233,903	204,398,357	462,258,041
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,588,000	7,728,000	16,422,000	35,328,000	75,486,000	161,460,000	345,000,000	736,092,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	5,774,695	12,694,792	27,648,522	60,806,442	133,198,223	292,057,150	640,383,210	1,403,171,793
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	6,334,970	13,741,352	29,679,355	64,400,421	139,551,281	302,264,135	654,720,365	1,416,736,390
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,873,270	5,625,984	11,955,216	25,718,784	54,953,808	117,542,880	251,160,000	535,874,976
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	436,432	785,294	1,668,749	3,589,914	7,670,636	16,407,027	35,057,750	74,799,215
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	9,644,672	20,152,629	43,303,320	93,709,119	202,175,725	436,214,042	940,938,115	2,027,410,581
เงินสดรับสุทธิ	- 3,869,977	- 7,457,837	- 15,654,798	- 32,902,676	- 68,977,502	- 144,156,893	- 300,554,905	- 624,238,788

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,482,074,366	3,326,335,009	7,398,010,890	16,169,191,833	34,226,784,511	68,681,754,739	127,648,228,511	216,688,734,115
น้ำมันเบนซิน	439,193,827	984,567,629	2,187,347,886	4,775,760,413	10,099,451,583	20,247,667,032	37,598,730,578	63,773,596,227
น้ำมันดีเซล	1,042,880,539	2,341,767,380	5,210,663,005	11,393,431,419	24,127,332,929	48,434,087,707	90,049,497,933	152,915,137,888
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,565,886,000	3,310,068,000	6,908,556,000	14,063,028,000	27,326,208,000	49,096,674,000	78,808,350,000	111,021,138,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	3,068,856,225	6,680,744,243	14,399,840,834	30,425,097,990	61,939,404,052	118,512,518,153	207,748,615,819	329,787,527,026
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	3,059,998,082	6,582,034,005	14,037,160,304	29,433,618,351	59,803,613,078	115,243,907,725	205,783,518,296	335,776,398,743
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,139,965,008	2,409,729,504	5,029,428,768	10,237,884,384	19,893,479,424	35,742,378,672	57,372,478,800	80,823,388,464
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	159,120,116	336,358,077	702,024,432	1,429,038,029	2,776,798,170	4,989,040,356	8,008,241,833	11,281,597,973
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	0
รวมเงินสดจ่ายออก	4,359,083,206	9,328,121,586	19,771,487,012	41,103,414,272	82,476,764,180	155,978,200,262	271,167,112,437	427,881,385,180
เงินสดรับสุทธิ	- 1,290,226,981	- 2,647,377,343	- 5,371,646,179	- 10,678,316,282	- 20,537,360,127	- 37,465,682,109	- 63,418,496,618	- 98,093,858,155

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	336,810,129,087	486,186,247,187	662,718,601,052	864,965,720,012	1,091,603,455,600	1,340,078,104,912	1,604,908,392,663	1,876,857,874,395
น้ำมันเบนซิน	99,050,335,486	142,875,741,247	194,620,070,689	253,849,628,456	320,167,488,179	392,818,296,402	470,191,544,008	549,581,120,058
น้ำมันดีเซล	237,759,793,602	343,310,505,940	468,098,530,363	611,116,091,556	771,435,967,421	947,259,808,509	1,134,716,848,655	1,327,276,754,337
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	138,962,274,000	159,695,946,000	174,218,514,000	184,736,322,000	193,051,236,000	200,282,160,000	207,048,024,000	213,674,508,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	478,832,382,433	650,068,656,586	842,347,097,644	1,056,397,718,928	1,292,669,486,239	1,549,694,719,059	1,822,564,486,472	2,102,306,748,605
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	501,892,841,293	696,995,393,487	914,413,687,529	1,149,157,316,270	1,396,976,788,444	1,652,611,920,823	1,907,992,022,892	2,151,833,679,680
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	101,164,535,472	116,258,648,688	126,831,078,192	134,488,042,416	140,541,299,808	145,805,412,480	150,730,961,472	155,555,041,824
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	14,120,883,076	16,227,769,713	17,703,504,664	18,772,289,254	19,617,223,098	20,352,005,492	21,039,530,039	21,712,891,255
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	617,178,259,842	829,481,811,888	1,058,948,270,385	1,302,417,647,940	1,557,135,311,351	1,818,769,338,795	2,079,762,514,403	2,329,101,612,758
เงินสดรับสุทธิ	- 138,345,877,409	- 179,413,155,302	- 216,601,172,741	- 246,019,929,012	- 264,465,825,112	- 269,074,619,737	- 257,198,027,931	- 226,794,864,153

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	2,145,469,396,949	2,405,044,398,032	2,657,921,574,712	2,911,387,313,049	3,173,110,278,124	3,449,131,661,342	3,743,855,840,685	4,060,612,155,804
น้ำมันเบนซิน	627,929,247,034	703,575,744,810	777,212,960,629	850,977,507,323	927,113,736,821	1,007,387,042,792	1,093,082,433,453	1,185,169,616,502
น้ำมันดีเซล	1,517,540,149,914	1,701,468,653,222	1,880,708,614,083	2,060,409,805,726	2,245,996,541,302	2,441,744,618,550	2,650,773,407,232	2,875,442,539,302
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	220,329,834,000	227,101,218,000	234,035,442,000	241,159,002,000	248,488,182,000	256,034,574,000	263,807,562,000	271,814,874,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	7,662,689
รวมเงินสดรับเข้า	2,378,576,502,553	2,645,745,500,112	2,906,230,645,798	3,167,397,239,792	3,436,975,703,900	3,721,048,740,931	4,024,047,329,676	4,349,325,542,834
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,373,081,557,497	2,567,350,453,472	2,739,248,402,284	2,897,802,698,793	3,051,286,159,855	3,205,405,346,767	3,363,654,328,902	3,528,122,996,538
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	160,400,119,152	165,329,686,704	170,377,801,776	175,563,753,456	180,899,396,496	186,393,169,872	192,051,905,136	197,881,228,272
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	22,389,183,298	23,077,268,769	23,781,901,498	24,505,773,920	25,250,540,761	26,017,379,961	26,807,245,092	27,620,921,446
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	2,555,870,859,948	2,755,760,282,453	2,933,410,979,067	3,097,875,099,678	3,257,438,970,620	3,417,818,770,108	3,582,513,479,129	3,753,625,146,256
เงินสดรับสุทธิ	- 177,294,357,395	- 110,014,782,341	- 27,180,333,269	69,522,140,114	179,536,733,280	303,229,970,822	441,533,850,547	595,700,396,578

ตารางที่ 2 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน กรณี การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	23,303	44,786	111,581	244,685	509,957
น้ำมันเบนซิน	0	0	0	7,197	13,867	34,556	75,794	157,998
น้ำมันดีเซล	0	0	0	16,105	30,919	77,025	168,891	351,960
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	138,000	138,000	414,000	828,000	1,656,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	162,281	184,741	530,471	1,083,443	2,188,450
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	121,956	246,691	623,863	1,388,612	2,938,049
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	184,184	150,696	421,949	783,619	1,446,682
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	30,642	27,837	75,222	133,868	234,583
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	3,210,290	3,298,732	3,994,542	5,179,607	7,492,822
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 3,048,009	- 3,113,991	- 3,464,072	- 4,096,165	- 5,304,372

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,082,900	2,312,932	4,966,542	10,711,777	23,071,393	49,649,322	106,847,030	230,335,591
น้ำมันเบนซิน	335,580	716,905	1,538,761	3,317,408	7,142,141	15,363,596	33,049,413	71,204,435
น้ำมันดีเซล	747,320	1,596,027	3,427,782	7,394,368	15,929,252	34,285,726	73,797,617	159,131,156
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,588,000	7,728,000	16,422,000	35,328,000	75,486,000	161,460,000	345,000,000	736,092,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	4,718,819	10,143,617	21,607,603	46,509,193	99,561,748	213,256,900	456,438,505	976,232,518
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	6,334,970	13,741,352	29,679,355	64,400,421	139,551,281	302,264,135	654,720,365	1,416,736,390
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,873,270	5,625,984	11,955,216	25,718,784	54,953,808	117,542,880	251,160,000	535,874,976
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	436,432	785,294	1,668,749	3,589,914	7,670,636	16,407,027	35,057,750	74,799,215
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	9,644,672	20,152,629	43,303,320	93,709,119	202,175,725	436,214,042	940,938,115	2,027,410,581
เงินสดรับสุทธิ	- 4,925,853	- 10,009,012	- 21,695,717	- 47,199,926	- 102,613,977	- 222,957,142	- 484,499,609	- 1,051,178,063

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	495,597,716	1,061,670,769	2,253,897,368	4,704,291,225	9,481,514,865	18,124,185,494	32,089,983,807	51,908,376,520
น้ำมันเบนซิน	153,115,598	327,814,999	695,554,964	1,450,939,237	2,923,323,385	5,585,971,951	9,886,839,614	15,987,292,525
น้ำมันดีเซล	342,482,118	733,855,769	1,558,342,404	3,253,351,988	6,558,191,480	12,538,213,543	22,203,144,193	35,921,083,996
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,565,886,000	3,310,068,000	6,908,556,000	14,063,028,000	27,326,208,000	49,096,674,000	78,808,350,000	111,021,138,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	2,082,379,575	4,416,080,003	9,255,727,311	18,960,197,383	37,194,134,406	67,954,948,908	112,190,371,115	165,007,169,431
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	3,059,998,082	6,582,034,005	14,037,160,304	29,433,618,351	59,803,613,078	115,243,907,725	205,783,518,296	335,776,398,743
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,139,965,008	2,409,729,504	5,029,428,768	10,237,884,384	19,893,479,424	35,742,378,672	57,372,478,800	80,823,388,464
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	159,120,116	336,358,077	702,024,432	1,429,038,029	2,776,798,170	4,989,040,356	8,008,241,833	11,281,597,973
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	0
รวมเงินสดจ่ายออก	4,359,083,206	9,328,121,586	19,771,487,012	41,103,414,272	82,476,764,180	155,978,200,262	271,167,112,437	427,881,385,180
เงินสดรับสุทธิ	- 2,276,703,631	- 4,912,041,583	- 10,515,759,701	- 22,143,216,890	- 45,282,629,774	- 88,023,251,354	- 158,976,741,322	- 262,874,215,749

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	76,915,981,233	106,075,023,332	138,178,027,603	172,394,887,283	208,026,421,376	244,242,152,311	279,822,729,571	313,118,242,911
น้ำมันเบนซิน	23,681,032,608	32,643,486,329	42,503,304,388	53,004,086,964	63,930,148,254	75,025,870,148	85,916,701,711	96,096,626,928
น้ำมันดีเซล	53,234,948,625	73,431,537,003	95,674,723,215	119,390,800,318	144,096,273,122	169,216,282,163	193,906,027,860	217,021,615,984
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	138,962,274,000	159,695,946,000	174,218,514,000	184,736,322,000	193,051,236,000	200,282,160,000	207,048,024,000	213,674,508,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	218,938,234,579	269,957,432,731	317,806,524,195	363,826,886,199	409,092,452,015	453,858,766,458	497,478,823,381	538,567,117,122
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	501,892,841,293	696,995,393,487	914,413,687,529	1,149,157,316,270	1,396,976,788,444	1,652,611,920,823	1,907,992,022,892	2,151,833,679,680
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	101,164,535,472	116,258,648,688	126,831,078,192	134,488,042,416	140,541,299,808	145,805,412,480	150,730,961,472	155,555,041,824
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	14,120,883,076	16,227,769,713	17,703,504,664	18,772,289,254	19,617,223,098	20,352,005,492	21,039,530,039	21,712,891,255
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	617,178,259,842	829,481,811,888	1,058,948,270,385	1,302,417,647,940	1,557,135,311,351	1,818,769,338,795	2,079,762,514,403	2,329,101,612,758
เงินสดรับสุทธิ	- 398,240,025,263	- 559,524,379,157	- 741,141,746,190	- 938,590,761,741	- 1,148,042,859,335	- 1,364,910,572,337	- 1,582,283,691,022	- 1,790,534,495,637

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	342,564,539,224	367,605,595,718	388,985,197,245	408,049,646,823	425,998,312,790	443,636,474,541	461,438,692,615	479,671,780,202
น้ำมันเบนซิน	105,086,838,294	112,718,492,139	119,221,411,164	125,009,584,117	130,451,266,875	135,793,438,620	141,181,460,513	146,696,907,578
น้ำมันดีเซล	237,477,700,930	254,887,103,579	269,763,786,081	283,040,062,706	295,547,045,916	307,843,035,921	320,257,232,102	332,974,872,624
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	220,329,834,000	227,101,218,000	234,035,442,000	241,159,002,000	248,488,182,000	256,034,574,000	263,807,562,000	271,814,874,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	7,662,689
รวมเงินสดรับเข้า	575,671,644,828	608,306,697,798	637,294,268,331	664,059,573,566	689,863,738,567	715,553,554,130	741,630,181,606	768,385,167,232
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,373,081,557,497	2,567,350,453,472	2,739,248,402,284	2,897,802,698,793	3,051,286,159,855	3,205,405,346,767	3,363,654,328,902	3,528,122,996,538
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	160,400,119,152	165,329,686,704	170,377,801,776	175,563,753,456	180,899,396,496	186,393,169,872	192,051,905,136	197,881,228,272
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	22,389,183,298	23,077,268,769	23,781,901,498	24,505,773,920	25,250,540,761	26,017,379,961	26,807,245,092	27,620,921,446
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	2,555,870,859,948	2,755,760,282,453	2,933,410,979,067	3,097,875,099,678	3,257,438,970,620	3,417,818,770,108	3,582,513,479,129	3,753,625,146,256
เงินสดรับสุทธิ	- 1,980,199,215,120	- 2,147,453,584,655	- 2,296,116,710,736	- 2,433,815,526,111	- 2,567,575,232,053	- 2,702,265,215,979	- 2,840,883,297,523	- 2,985,239,979,025

ตารางที่ 3 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน กรณี การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกสูง

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	21,384	39,678	95,974	204,404	414,025
น้ำมันเบนซิน	0	0	0	6,641	12,386	30,030	64,112	130,177
น้ำมันดีเซล	0	0	0	14,743	27,292	65,943	140,291	283,848
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	138,000	138,000	414,000	828,000	1,656,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	160,362	179,634	514,863	1,043,161	2,092,518
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	121,956	246,691	623,863	1,388,612	2,938,049
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	184,184	150,696	421,949	783,619	1,446,682
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	30,642	27,837	75,222	133,868	234,583
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	3,210,290	3,298,732	3,994,542	5,179,607	7,492,822
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 3,049,928	- 3,119,099	- 3,479,679	- 4,136,447	- 5,400,305

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,551,468	3,423,895	7,435,473	16,212,063	35,288,429	76,741,964	166,800,676	359,854,705
น้ำมันเบนซิน	471,465	1,039,084	2,254,751	4,912,491	10,685,081	23,220,462	50,435,970	108,764,978
น้ำมันดีเซล	1,080,004	2,384,810	5,180,723	11,299,572	24,603,347	53,521,502	116,364,706	251,089,726
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,588,000	7,728,000	16,422,000	35,328,000	75,486,000	161,460,000	345,000,000	736,092,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	5,187,388	11,254,579	24,076,534	52,009,479	111,778,783	240,349,542	516,392,151	1,105,751,632
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	6,334,970	13,741,352	29,679,355	64,400,421	139,551,281	302,264,135	654,720,365	1,416,736,390
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,873,270	5,625,984	11,955,216	25,718,784	54,953,808	117,542,880	251,160,000	535,874,976
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	436,432	785,294	1,668,749	3,589,914	7,670,636	16,407,027	35,057,750	74,799,215
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	9,644,672	20,152,629	43,303,320	93,709,119	202,175,725	436,214,042	940,938,115	2,027,410,581
เงินสดรับสุทธิ	- 4,457,285	- 8,898,050	- 19,226,786	- 41,699,640	- 90,396,942	- 195,864,500	- 424,545,963	- 921,658,949

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	774,703,287	1,660,470,997	3,527,679,882	7,366,732,428	14,902,650,429	28,585,339,497	50,793,778,081	82,453,830,164
น้ำมันเบนซิน	234,056,214	501,467,066	1,064,951,893	2,223,047,186	4,495,452,699	8,619,706,612	15,310,939,954	24,845,474,082
น้ำมันดีเซล	540,647,073	1,159,003,931	2,462,727,989	5,143,685,242	10,407,197,730	19,965,632,885	35,482,838,127	57,608,356,083
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,565,886,000	3,310,068,000	6,908,556,000	14,063,028,000	27,326,208,000	49,096,674,000	78,808,350,000	111,021,138,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	2,361,485,146	5,014,880,230	10,529,509,825	21,622,638,585	42,615,269,970	78,416,102,911	130,894,165,389	195,552,623,075
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	3,059,998,082	6,582,034,005	14,037,160,304	29,433,618,351	59,803,613,078	115,243,907,725	205,783,518,296	335,776,398,743
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,139,965,008	2,409,729,504	5,029,428,768	10,237,884,384	19,893,479,424	35,742,378,672	57,372,478,800	80,823,388,464
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	159,120,116	336,358,077	702,024,432	1,429,038,029	2,776,798,170	4,989,040,356	8,008,241,833	11,281,597,973
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	0
รวมเงินสดจ่ายออก	4,359,083,206	9,328,121,586	19,771,487,012	41,103,414,272	82,476,764,180	155,978,200,262	271,167,112,437	427,881,385,180
เงินสดรับสุทธิ	- 1,997,598,060	- 4,313,241,355	- 9,241,977,187	- 19,480,775,687	- 39,861,494,209	- 77,562,097,351	- 140,272,947,048	- 232,328,762,105

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	122,579,972,868	169,274,543,036	220,765,189,244	275,729,516,994	333,042,408,383	391,362,669,791	448,720,340,170	502,449,051,611
น้ำมันเบนซิน	36,923,590,182	50,971,347,043	66,453,581,264	82,971,129,580	100,184,784,486	117,690,820,217	134,897,008,785	151,002,561,450
น้ำมันดีเซล	85,656,382,686	118,303,195,992	154,311,607,980	192,758,387,413	232,857,623,897	273,671,849,574	313,823,331,385	351,446,490,161
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	138,962,274,000	159,695,946,000	174,218,514,000	184,736,322,000	193,051,236,000	200,282,160,000	207,048,024,000	213,674,508,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	264,602,226,214	333,156,952,435	400,393,685,836	467,161,515,910	534,108,439,022	600,979,283,938	666,376,433,979	727,897,925,821
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	501,892,841,293	696,995,393,487	914,413,687,529	1,149,157,316,270	1,396,976,788,444	1,652,611,920,823	1,907,992,022,892	2,151,833,679,680
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	101,164,535,472	116,258,648,688	126,831,078,192	134,488,042,416	140,541,299,808	145,805,412,480	150,730,961,472	155,555,041,824
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	14,120,883,076	16,227,769,713	17,703,504,664	18,772,289,254	19,617,223,098	20,352,005,492	21,039,530,039	21,712,891,255
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	617,178,259,842	829,481,811,888	1,058,948,270,385	1,302,417,647,940	1,557,135,311,351	1,818,769,338,795	2,079,762,514,403	2,329,101,612,758
เงินสดรับสุทธิ	- 352,576,033,628	- 496,324,859,453	- 658,554,584,549	- 835,256,132,030	- 1,023,026,872,328	- 1,217,790,054,858	- 1,413,386,080,424	- 1,601,203,686,937

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	550,014,957,315	590,501,238,716	625,082,234,913	655,906,363,153	684,890,952,658	713,322,680,794	741,957,645,710	771,218,109,396
น้ำมันเบนซิน	165,247,459,540	177,358,228,608	187,689,552,088	196,888,031,853	205,530,132,436	214,002,438,433	222,531,956,911	231,245,343,044
น้ำมันดีเซล	384,767,497,774	413,143,010,108	437,392,682,826	459,018,331,300	479,360,820,221	499,320,242,361	519,425,688,799	539,972,766,352
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	220,329,834,000	227,101,218,000	234,035,442,000	241,159,002,000	248,488,182,000	256,034,574,000	263,807,562,000	271,814,874,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	7,662,689
รวมเงินสดรับเข้า	783,122,062,919	831,202,340,796	873,391,305,999	911,916,289,896	948,756,378,434	985,239,760,383	1,022,149,134,701	1,059,931,496,426
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,373,081,557,497	2,567,350,453,472	2,739,248,402,284	2,897,802,698,793	3,051,286,159,855	3,205,405,346,767	3,363,654,328,902	3,528,122,996,538
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	160,400,119,152	165,329,686,704	170,377,801,776	175,563,753,456	180,899,396,496	186,393,169,872	192,051,905,136	197,881,228,272
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	22,389,183,298	23,077,268,769	23,781,901,498	24,505,773,920	25,250,540,761	26,017,379,961	26,807,245,092	27,620,921,446
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	2,555,870,859,948	2,755,760,282,453	2,933,410,979,067	3,097,875,099,678	3,257,438,970,620	3,417,818,770,108	3,582,513,479,129	3,753,625,146,256
เงินสดรับสุทธิ	- 1,772,748,797,029	- 1,924,557,941,657	- 2,060,019,673,068	- 2,185,958,809,782	- 2,308,682,592,186	- 2,432,579,009,725	- 2,560,364,344,428	- 2,693,693,649,831

ตารางที่ 4 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน กรณี การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำ

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	21,384	39,678	95,974	204,404	414,025
น้ำมันเบนซิน	0	0	0	6,641	12,386	30,030	64,112	130,177
น้ำมันดีเซล	0	0	0	14,743	27,292	65,943	140,291	283,848
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	138,000	138,000	414,000	828,000	1,656,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	160,362	179,634	514,863	1,043,161	2,092,518
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	121,956	246,691	623,863	1,388,612	2,938,049
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	184,184	150,696	421,949	783,619	1,446,682
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	30,642	27,837	75,222	133,868	234,583
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	3,210,290	3,298,732	3,994,542	5,179,607	7,492,822
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 3,049,928	- 3,119,099	- 3,479,679	- 4,136,447	- 5,400,305

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	854,906	1,776,133	3,772,940	8,050,278	17,150,225	36,513,494	77,705,546	165,937,338
น้ำมันเบนซิน	269,462	561,233	1,192,616	2,545,573	5,425,002	11,554,206	24,598,382	52,528,942
น้ำมันดีเซล	585,444	1,214,899	2,580,324	5,504,704	11,725,223	24,959,288	53,107,163	113,408,396
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,588,000	7,728,000	16,422,000	35,328,000	75,486,000	161,460,000	345,000,000	736,092,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	4,490,825	9,606,817	20,414,000	43,847,694	93,640,580	200,121,072	427,297,021	911,834,265
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	6,334,970	13,741,352	29,679,355	64,400,421	139,551,281	302,264,135	654,720,365	1,416,736,390
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,873,270	5,625,984	11,955,216	25,718,784	54,953,808	117,542,880	251,160,000	535,874,976
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	436,432	785,294	1,668,749	3,589,914	7,670,636	16,407,027	35,057,750	74,799,215
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	9,644,672	20,152,629	43,303,320	93,709,119	202,175,725	436,214,042	940,938,115	2,027,410,581
เงินสดรับสุทธิ	- 5,153,847	- 10,545,812	- 22,889,319	- 49,861,425	- 108,535,145	- 236,092,970	- 513,641,094	- 1,115,576,316

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	353,638,849	750,425,378	1,578,556,302	3,264,245,297	6,539,579,565	12,423,635,478	21,866,274,371	35,161,966,336
น้ำมันเบนซิน	111,947,527	237,553,836	499,706,055	1,033,325,918	2,070,162,148	3,932,812,447	6,921,963,878	11,130,833,571
น้ำมันดีเซล	241,691,322	512,871,542	1,078,850,247	2,230,919,379	4,469,417,417	8,490,823,031	14,944,310,493	24,031,132,765
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,565,886,000	3,310,068,000	6,908,556,000	14,063,028,000	27,326,208,000	49,096,674,000	78,808,350,000	111,021,138,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	1,940,420,708	4,104,834,612	8,580,386,245	17,520,151,455	34,252,199,106	62,254,398,892	101,966,661,680	148,260,759,247
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	3,059,998,082	6,582,034,005	14,037,160,304	29,433,618,351	59,803,613,078	115,243,907,725	205,783,518,296	335,776,398,743
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,139,965,008	2,409,729,504	5,029,428,768	10,237,884,384	19,893,479,424	35,742,378,672	57,372,478,800	80,823,388,464
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	159,120,116	336,358,077	702,024,432	1,429,038,029	2,776,798,170	4,989,040,356	8,008,241,833	11,281,597,973
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	0
รวมเงินสดจ่ายออก	4,359,083,206	9,328,121,586	19,771,487,012	41,103,414,272	82,476,764,180	155,978,200,262	271,167,112,437	427,881,385,180
เงินสดรับสุทธิ	- 2,418,662,498	- 5,223,286,974	- 11,191,100,767	- 23,583,262,818	- 48,224,565,073	- 93,723,801,370	- 169,200,450,758	- 279,620,625,934

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	51,786,699,596	70,851,171,834	91,557,854,373	113,316,780,892	135,641,360,751	157,975,109,700	179,529,618,498	199,267,869,813
น้ำมันเบนซิน	16,393,540,933	22,428,569,395	28,983,454,152	35,871,436,111	42,938,480,672	50,008,427,791	56,831,699,500	63,080,018,729
น้ำมันดีเซล	35,393,158,663	48,422,602,439	62,574,400,221	77,445,344,781	92,702,880,079	107,966,681,909	122,697,918,998	136,187,851,084
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	138,962,274,000	159,695,946,000	174,218,514,000	184,736,322,000	193,051,236,000	200,282,160,000	207,048,024,000	213,674,508,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดรับเข้า	193,808,952,942	234,733,581,233	271,186,350,965	304,748,779,807	336,707,391,390	367,591,723,847	397,185,712,308	424,716,744,023
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	501,892,841,293	696,995,393,487	914,413,687,529	1,149,157,316,270	1,396,976,788,444	1,652,611,920,823	1,907,992,022,892	2,151,833,679,680
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	101,164,535,472	116,258,648,688	126,831,078,192	134,488,042,416	140,541,299,808	145,805,412,480	150,730,961,472	155,555,041,824
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	14,120,883,076	16,227,769,713	17,703,504,664	18,772,289,254	19,617,223,098	20,352,005,492	21,039,530,039	21,712,891,255
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	617,178,259,842	829,481,811,888	1,058,948,270,385	1,302,417,647,940	1,557,135,311,351	1,818,769,338,795	2,079,762,514,403	2,329,101,612,758
เงินสดรับสุทธิ	- 423,369,306,900	- 594,748,230,655	- 787,761,919,420	- 997,668,868,132	- 1,220,427,919,960	- 1,451,177,614,949	- 1,682,576,802,095	- 1,904,384,868,735

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	216,240,912,596	230,162,701,066	241,565,075,478	251,335,153,460	260,242,509,550	268,793,495,926	277,279,487,695	285,858,593,714
น้ำมันเบนซิน	68,452,986,572	72,860,052,690	76,469,575,852	79,562,381,042	82,382,083,935	85,088,974,822	87,775,291,086	90,491,083,496
น้ำมันดีเซล	147,787,926,024	157,302,648,376	165,095,499,627	171,772,772,418	177,860,425,615	183,704,521,105	189,504,196,609	195,367,510,218
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	220,329,834,000	227,101,218,000	234,035,442,000	241,159,002,000	248,488,182,000	256,034,574,000	263,807,562,000	271,814,874,000
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่าซากสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	0	0	0	0	0	0	7,662,689
รวมเงินสดรับเข้า	449,348,018,200	470,863,803,145	489,874,146,563	507,345,080,203	524,107,935,327	540,710,575,515	557,470,976,687	574,571,980,743
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,373,081,557,497	2,567,350,453,472	2,739,248,402,284	2,897,802,698,793	3,051,286,159,855	3,205,405,346,767	3,363,654,328,902	3,528,122,996,538
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	160,400,119,152	165,329,686,704	170,377,801,776	175,563,753,456	180,899,396,496	186,393,169,872	192,051,905,136	197,881,228,272
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	22,389,183,298	23,077,268,769	23,781,901,498	24,505,773,920	25,250,540,761	26,017,379,961	26,807,245,092	27,620,921,446
ค่าเสื่อมราคาสถานีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน	0	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	2,873,508	0	0
รวมเงินสดจ่ายออก	2,555,870,859,948	2,755,760,282,453	2,933,410,979,067	3,097,875,099,678	3,257,438,970,620	3,417,818,770,108	3,582,513,479,129	3,753,625,146,256
เงินสดรับสุทธิ	- 2,106,522,841,747	- 2,284,896,479,308	- 2,443,536,832,503	- 2,590,530,019,475	- 2,733,331,035,293	- 2,877,108,194,593	- 3,025,042,502,443	- 3,179,053,165,513

ภาคผนวก ฉ

ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับประเทศ

ตารางที่ 1 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ กรณี การคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	25,480	54,832	147,274	347,609	778,774
น้ำมันแบนซิน	0	0	0	7,389	15,901	42,709	100,807	225,844
น้ำมันดีเซล	0	0	0	18,091	38,931	104,564	246,803	552,930
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	133,860	133,860	401,580	803,160	1,606,320
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	0	0	0	5,112	10,223	25,558	56,228	117,569
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	165,429	200,871	579,302	1,217,755	2,525,155
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	102,634	208,006	527,044	1,175,370	2,491,660
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	178,658	146,175	409,290	760,111	1,403,281
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	29,722	27,002	72,966	129,852	227,546
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	0	0	0	6,936	7,153	7,378	7,609	7,848
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	317,950	388,337	1,016,678	2,072,942	4,130,335
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 152,521	- 187,465	- 437,376	- 855,187	- 1,605,179

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,775,609	4,067,509	9,266,791	21,186,017	48,318,942	110,041,237	250,377,310	568,596,594
น้ำมันเบนซิน	514,927	1,179,578	2,687,369	6,143,945	14,012,493	31,911,959	72,609,420	164,893,012
น้ำมันดีเซล	1,260,682	2,887,932	6,579,422	15,042,072	34,306,449	78,129,278	177,767,890	403,703,582
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,480,360	7,496,160	15,929,340	34,268,160	73,221,420	156,616,200	334,650,000	714,009,240
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	250,472	536,726	1,145,016	2,453,606	5,249,695	11,225,249	23,999,338	51,249,704
รวมเงินสดรับเข้า	5,554,361	12,203,080	26,560,208	58,377,199	127,794,412	280,030,265	613,618,123	1,343,660,465
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	5,382,823	11,698,511	25,315,734	55,037,517	119,491,450	259,311,061	562,755,759	1,220,058,907
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,787,072	5,457,204	11,596,560	24,947,220	53,305,194	114,016,594	243,625,200	519,798,727
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	423,339	761,735	1,618,686	3,482,216	7,440,517	15,914,816	34,006,018	72,555,239
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	8,094	8,349	8,611	8,881	9,160	9,447	9,744	10,049
รวมเงินสดจ่ายออก	8,601,329	17,925,798	38,539,590	83,475,834	180,246,320	389,251,918	840,396,720	1,812,422,923
เงินสดรับสุทธิ	- 3,046,968	- 5,722,718	- 11,979,382	- 25,098,635	- 52,451,908	- 109,221,653	- 226,778,597	- 468,762,458

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,287,767,057	2,902,148,333	6,479,486,255	14,212,817,679	30,187,443,407	60,768,596,062	113,278,094,561	192,833,502,186
น้ำมันเบนซิน	373,452,447	841,623,017	1,879,051,014	4,121,717,127	8,754,358,588	17,622,892,858	32,850,647,423	55,921,715,634
น้ำมันดีเซล	914,314,611	2,060,525,317	4,600,435,241	10,091,100,552	21,433,084,819	43,145,703,204	80,427,447,138	136,911,786,552
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,518,909,420	3,210,765,960	6,701,299,320	13,641,137,160	26,506,421,760	47,623,773,780	76,444,099,500	107,690,503,860
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	109,221,267	231,768,683	487,536,703	1,008,161,311	2,019,747,448	3,837,036,587	6,753,393,154	10,859,764,160
รวมเงินสดรับเข้า	2,936,793,603	6,389,024,210	13,761,596,221	29,054,994,308	59,100,024,156	112,963,495,843	197,767,624,523	313,461,425,117
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,640,208,685	5,689,839,225	12,157,353,750	25,539,962,127	51,989,714,342	100,373,195,156	179,562,738,303	293,533,381,325
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,105,766,058	2,337,437,619	4,878,545,905	9,930,747,852	19,296,675,041	34,670,107,312	55,651,304,436	78,398,686,810
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	154,346,512	326,267,334	680,963,699	1,386,166,888	2,693,494,225	4,839,369,146	7,767,994,578	10,943,150,034
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	10,365	10,690	11,026	11,372	11,729	12,097	12,477	12,868
รวมเงินสดจ่ายออก	3,900,331,620	8,353,554,868	17,716,874,380	36,856,888,239	73,979,895,336	139,882,683,711	242,982,049,793	382,875,231,038
เงินสดรับสุทธิ	- 963,538,017	- 1,964,530,658	- 3,955,278,159	- 7,801,893,932	- 14,879,871,180	- 26,919,187,868	- 45,214,425,270	- 69,413,805,921

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	300,520,056,466	434,875,865,790	594,159,269,515	777,185,503,836	982,850,994,764	1,208,922,292,222	1,450,493,741,142	1,699,218,619,022
น้ำมันเบนซิน	87,150,816,375	126,114,001,079	172,306,188,159	225,383,796,113	285,026,788,482	350,587,464,744	420,643,184,931	492,773,399,516
น้ำมันดีเซล	213,369,240,091	308,761,864,711	421,853,081,356	551,801,707,724	697,824,206,282	858,334,827,477	1,029,850,556,211	1,206,445,219,505
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	134,793,405,780	154,905,067,620	168,991,958,580	179,194,232,340	187,259,698,920	194,273,695,200	200,836,583,280	207,264,272,760
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	15,994,308,705	21,882,365,998	28,277,619,516	34,997,858,314	41,892,798,998	48,790,571,554	55,447,675,992	61,543,829,778
รวมเงินสดรับเข้า	454,367,750,296	615,849,762,807	796,838,830,203	998,073,271,406	1,220,018,287,322	1,461,321,013,123	1,717,386,070,224	1,979,801,087,770
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	439,557,427,283	611,543,239,771	803,762,484,896	1,011,922,218,081	1,232,350,144,538	1,460,452,815,695	1,689,114,706,898	1,908,320,177,661
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	98,129,599,408	112,770,889,227	123,026,145,846	130,453,401,144	136,325,060,814	141,431,250,106	146,209,032,628	150,888,390,569
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	13,697,256,584	15,740,936,621	17,172,399,524	18,209,120,576	19,028,706,405	19,741,445,327	20,408,344,138	21,061,504,517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	13,272	13,689	14,118	14,561	15,018	15,490	15,976	16,477
รวมเงินสดจ่ายออก	551,384,296,547	740,055,079,308	943,961,044,385	1,160,584,754,363	1,387,703,926,775	1,621,625,526,617	1,855,732,099,640	2,080,270,089,224
เงินสดรับสุทธิ	- 97,016,546,251	- 124,205,316,502	- 147,122,214,182	- 162,511,482,957	- 167,685,639,453	- 160,304,513,495	- 138,346,029,416	- 100,469,001,454

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,945,585,111,348	2,184,346,201,223	2,417,541,182,652	2,651,735,557,821	2,893,884,456,115	3,149,494,462,940	3,422,601,610,099	3,716,273,906,006
น้ำมันเบนซิน	564,219,682,291	633,460,398,355	701,086,942,969	769,003,311,768	839,226,492,273	913,353,394,253	992,554,466,929	1,077,719,432,742
น้ำมันดีเซล	1,381,365,429,057	1,550,885,802,868	1,716,454,239,683	1,882,732,246,053	2,054,657,963,841	2,236,141,068,688	2,430,047,143,171	2,638,554,473,264
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	213,719,938,980	220,288,181,460	227,014,378,740	233,924,231,940	241,033,536,540	248,353,536,780	255,893,335,140	263,660,427,780
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	66,785,949,628	71,085,690,377	74,607,310,749	77,624,796,794	80,375,831,406	83,016,801,325	85,637,697,676	88,287,352,339
รวมเงินสดรับเข้า	2,238,868,271,560	2,489,319,957,140	2,733,436,501,227	2,978,135,511,298	3,230,671,067,837	3,496,747,306,634	3,780,516,569,907	4,085,112,536,466
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,108,186,230,688	2,284,698,259,414	2,441,832,857,786	2,587,541,985,920	2,729,158,082,881	2,871,764,285,021	3,018,492,035,377	3,171,230,788,524
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	155,588,115,577	160,369,796,103	165,266,467,723	170,296,840,852	175,472,414,601	180,801,374,776	186,290,347,982	191,944,791,424
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	21,717,507,799	22,384,950,706	23,068,444,453	23,770,600,702	24,493,024,538	25,236,858,562	26,003,027,739	26,792,293,803
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	16,995	17,528	18,078	18,646	19,231	19,834	20,457	21,099
รวมเงินสดจ่ายออก	2,285,491,871,059	2,467,453,023,751	2,630,167,788,040	2,781,609,446,120	2,929,123,541,251	3,077,802,538,194	3,230,785,431,555	3,389,967,894,850
เงินสดรับสุทธิ	- 46,623,599,499	21,866,933,389	103,268,713,187	196,526,065,178	301,547,526,587	418,944,768,440	549,731,138,352	695,144,641,617

ตารางที่ 2 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ กรณี การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	17,222	32,744	81,501	178,561	371,807
น้ำมันแบนซิน	0	0	0	4,994	9,496	23,635	51,783	107,824
น้ำมันดีเซล	0	0	0	12,228	23,248	57,866	126,779	263,983
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	133,860	133,860	401,580	803,160	1,606,320
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	0	0	0	5,112	10,223	25,558	56,228	117,569
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	157,172	178,783	513,529	1,048,707	2,118,188
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	102,634	208,006	527,044	1,175,370	2,491,660
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	178,658	146,175	409,290	760,111	1,403,281
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	29,722	27,002	72,966	129,852	227,546
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	0	0	0	6,936	7,153	7,378	7,609	7,848
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	317,950	388,337	1,016,678	2,072,942	4,130,335
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 160,778	- 209,554	- 503,149	- 1,024,235	- 2,012,147

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	788,809	1,683,233	3,621,072	7,824,101	16,882,984	36,396,144	78,466,371	169,587,926
น้ำมันเบนซิน	228,755	488,138	1,050,111	2,268,989	4,896,065	10,554,882	22,755,248	49,180,498
น้ำมันดีเซล	560,055	1,195,096	2,570,961	5,555,112	11,986,919	25,841,263	55,711,123	120,407,427
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,480,360	7,496,160	15,929,340	34,268,160	73,221,420	156,616,200	334,650,000	714,009,240
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	250,472	536,726	1,145,016	2,453,606	5,249,695	11,225,249	23,999,338	51,249,704
รวมเงินสดรับเข้า	4,567,561	9,818,805	20,914,489	45,015,283	96,358,454	206,385,172	441,707,184	944,651,797
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	5,382,823	11,698,511	25,315,734	55,037,517	119,491,450	259,311,061	562,755,759	1,220,058,907
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,787,072	5,457,204	11,596,560	24,947,220	53,305,194	114,016,594	243,625,200	519,798,727
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	423,339	761,735	1,618,686	3,482,216	7,440,517	15,914,816	34,006,018	72,555,239
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	8,094	8,349	8,611	8,881	9,160	9,447	9,744	10,049
รวมเงินสดจ่ายออก	8,601,329	17,925,798	38,539,590	83,475,834	180,246,320	389,251,918	840,396,720	1,812,422,923
เงินสดรับสุทธิ	- 4,033,768	- 8,106,994	- 17,625,101	- 38,460,551	- 83,887,866	- 182,866,746	- 398,689,536	- 867,771,126

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	365,826,263	785,639,697	1,671,903,523	3,497,957,298	7,061,023,176	13,518,531,347	23,971,323,809	38,833,167,985
น้ำมันเบนซิน	106,089,616	227,835,512	484,852,022	1,014,407,617	2,047,696,721	3,920,374,091	6,951,683,905	11,261,618,716
น้ำมันดีเซล	259,736,647	557,804,185	1,187,051,502	2,483,549,682	5,013,326,455	9,598,157,256	17,019,639,905	27,571,549,270
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,518,909,420	3,210,765,960	6,701,299,320	13,641,137,160	26,506,421,760	47,623,773,780	76,444,099,500	107,690,503,860
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	109,221,267	231,768,683	487,536,703	1,008,161,311	2,019,747,448	3,837,036,587	6,753,393,154	10,859,764,160
รวมเงินสดรับเข้า	2,014,852,809	4,272,515,574	8,954,013,490	18,340,133,927	35,973,603,926	65,713,431,128	108,460,853,771	159,461,090,916
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,640,208,685	5,689,839,225	12,157,353,750	25,539,962,127	51,989,714,342	100,373,195,156	179,562,738,303	293,533,381,325
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,105,766,058	2,337,437,619	4,878,545,905	9,930,747,852	19,296,675,041	34,670,107,312	55,651,304,436	78,398,686,810
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	154,346,512	326,267,334	680,963,699	1,386,166,888	2,693,494,225	4,839,369,146	7,767,994,578	10,943,150,034
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	10,365	10,690	11,026	11,372	11,729	12,097	12,477	12,868
รวมเงินสดจ่ายออก	3,900,331,620	8,353,554,868	17,716,874,380	36,856,888,239	73,979,895,336	139,882,683,711	242,982,049,793	382,875,231,038
เงินสดรับสุทธิ	- 1,885,478,811	- 4,081,039,294	- 8,762,860,890	- 18,516,754,312	- 38,006,291,410	- 74,169,252,583	- 134,521,196,022	- 223,414,140,121

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	57,628,329,500	79,631,731,346	103,934,434,516	129,923,043,342	157,078,065,583	184,776,542,128	212,095,925,169	237,779,711,093
น้ำมันเบนซิน	16,712,215,555	23,093,202,090	30,140,986,010	37,677,682,569	45,552,639,019	53,585,197,217	61,507,818,299	68,956,116,217
น้ำมันดีเซล	40,916,113,945	56,538,529,255	73,793,448,506	92,245,360,773	111,525,426,564	131,191,344,911	150,588,106,870	168,823,594,876
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	134,793,405,780	154,905,067,620	168,991,958,580	179,194,232,340	187,259,698,920	194,273,695,200	200,836,583,280	207,264,272,760
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	15,994,308,705	21,882,365,998	28,277,619,516	34,997,858,314	41,892,798,998	48,790,571,554	55,447,675,992	61,543,829,778
รวมเงินสดรับเข้า	211,476,023,330	260,605,628,363	306,613,995,204	350,810,810,911	394,245,358,141	437,175,263,029	478,988,254,250	518,362,179,842
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	439,557,427,283	611,543,239,771	803,762,484,896	1,011,922,218,081	1,232,350,144,538	1,460,452,815,695	1,689,114,706,898	1,908,320,177,661
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	98,129,599,408	112,770,889,227	123,026,145,846	130,453,401,144	136,325,060,814	141,431,250,106	146,209,032,628	150,888,390,569
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	13,697,256,584	15,740,936,621	17,172,399,524	18,209,120,576	19,028,706,405	19,741,445,327	20,408,344,138	21,061,504,517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	13,272	13,689	14,118	14,561	15,018	15,490	15,976	16,477
รวมเงินสดจ่ายออก	551,384,296,547	740,055,079,308	943,961,044,385	1,160,584,754,363	1,387,703,926,775	1,621,625,526,617	1,855,732,099,640	2,080,270,089,224
เงินสดรับสุทธิ	- 339,908,273,218	- 479,449,450,945	- 637,347,049,181	- 809,773,943,451	- 993,458,568,634	- 1,184,450,263,589	- 1,376,743,845,390	- 1,561,907,909,383

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	260,627,300,390	280,197,787,846	297,039,895,300	312,167,645,460	326,490,095,990	340,620,456,584	354,922,032,464	369,600,657,779
น้ำมันเบนซิน	75,581,917,113	81,257,358,475	86,141,569,637	90,528,617,183	94,682,127,837	98,779,932,409	102,927,389,415	107,184,190,756
น้ำมันดีเซล	185,045,383,277	198,940,429,370	210,898,325,663	221,639,028,277	231,807,968,153	241,840,524,175	251,994,643,049	262,416,467,023
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	213,719,938,980	220,288,181,460	227,014,378,740	233,924,231,940	241,033,536,540	248,353,536,780	255,893,335,140	263,660,427,780
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	66,785,949,628	71,085,690,377	74,607,310,749	77,624,796,794	80,375,831,406	83,016,801,325	85,637,697,676	88,287,352,339
รวมเงินสดรับเข้า	553,910,460,603	585,171,543,763	612,935,213,875	638,567,598,937	663,276,707,713	687,873,300,278	712,836,992,271	738,439,288,240
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,108,186,230,688	2,284,698,259,414	2,441,832,857,786	2,587,541,985,920	2,729,158,082,881	2,871,764,285,021	3,018,492,035,377	3,171,230,788,524
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	155,588,115,577	160,369,796,103	165,266,467,723	170,296,840,852	175,472,414,601	180,801,374,776	186,290,347,982	191,944,791,424
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	21,717,507,799	22,384,950,706	23,068,444,453	23,770,600,702	24,493,024,538	25,236,858,562	26,003,027,739	26,792,293,803
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	16,995	17,528	18,078	18,646	19,231	19,834	20,457	21,099
รวมเงินสดจ่ายออก	2,285,491,871,059	2,467,453,023,751	2,630,167,788,040	2,781,609,446,120	2,929,123,541,251	3,077,802,538,194	3,230,785,431,555	3,389,967,894,850
เงินสดรับสุทธิ	- 1,731,581,410,457	- 1,882,281,479,989	- 2,017,232,574,165	- 2,143,041,847,183	- 2,265,846,833,538	- 2,389,929,237,916	- 2,517,948,439,284	- 2,651,528,606,610

ตารางที่ 3 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ กรณี การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกสูง

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	21,057	42,973	111,873	255,846	555,380
น้ำมันเบนซิน	0	0	0	6,107	12,462	32,443	74,195	161,060
น้ำมันดีเซล	0	0	0	14,951	30,511	79,430	181,651	394,320
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	133,860	133,860	401,580	803,160	1,606,320
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	0	0	0	5,112	10,223	25,558	56,228	117,569
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	161,007	189,012	543,902	1,125,992	2,301,761
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	102,634	208,006	527,044	1,175,370	2,491,660
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	178,658	146,175	409,290	760,111	1,403,281
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	29,722	27,002	72,966	129,852	227,546
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	0	0	0	6,936	7,153	7,378	7,609	7,848
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	317,950	388,337	1,016,678	2,072,942	4,130,335
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 156,943	- 199,324	- 472,777	- 946,950	- 1,828,574

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,226,724	2,721,516	5,928,485	12,964,555	28,300,774	61,716,370	134,497,816	290,633,826
น้ำมันเบนซิน	355,750	789,240	1,719,261	3,759,721	8,207,224	17,897,747	39,004,367	84,283,810
น้ำมันดีเซล	870,974	1,932,276	4,209,224	9,204,834	20,093,549	43,818,623	95,493,449	206,350,017
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,480,360	7,496,160	15,929,340	34,268,160	73,221,420	156,616,200	334,650,000	714,009,240
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	250,472	536,726	1,145,016	2,453,606	5,249,695	11,225,249	23,999,338	51,249,704
รวมเงินสดรับเข้า	5,005,476	10,857,087	23,221,902	50,155,738	107,776,244	231,705,398	497,738,629	1,065,697,697
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	5,382,823	11,698,511	25,315,734	55,037,517	119,491,450	259,311,061	562,755,759	1,220,058,907
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,787,072	5,457,204	11,596,560	24,947,220	53,305,194	114,016,594	243,625,200	519,798,727
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	423,339	761,735	1,618,686	3,482,216	7,440,517	15,914,816	34,006,018	72,555,239
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	8,094	8,349	8,611	8,881	9,160	9,447	9,744	10,049
รวมเงินสดจ่ายออก	8,601,329	17,925,798	38,539,590	83,475,834	180,246,320	389,251,918	840,396,720	1,812,422,923
เงินสดรับสุทธิ	- 3,595,854	- 7,068,711	- 15,317,689	- 33,320,097	- 72,470,076	- 157,546,520	- 342,658,091	- 746,725,225

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	626,672,590	1,345,266,079	2,862,354,471	5,986,220,105	12,127,505,012	23,295,310,789	41,451,505,374	67,380,320,923
น้ำมันเบนซิน	181,735,051	390,127,163	830,082,797	1,736,003,830	3,516,976,453	6,755,640,129	12,020,936,558	19,540,293,068
น้ำมันดีเซล	444,937,539	955,138,916	2,032,271,675	4,250,216,274	8,610,528,559	16,539,670,660	29,430,568,815	47,840,027,856
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,518,909,420	3,210,765,960	6,701,299,320	13,641,137,160	26,506,421,760	47,623,773,780	76,444,099,500	107,690,503,860
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	109,221,267	231,768,683	487,536,703	1,008,161,311	2,019,747,448	3,837,036,587	6,753,393,154	10,859,764,160
รวมเงินสดรับเข้า	2,275,699,136	4,832,141,955	10,144,464,438	20,828,396,733	41,040,085,761	75,490,210,569	125,941,035,336	188,008,243,854
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,640,208,685	5,689,839,225	12,157,353,750	25,539,962,127	51,989,714,342	100,373,195,156	179,562,738,303	293,533,381,325
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,105,766,058	2,337,437,619	4,878,545,905	9,930,747,852	19,296,675,041	34,670,107,312	55,651,304,436	78,398,686,810
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	154,346,512	326,267,334	680,963,699	1,386,166,888	2,693,494,225	4,839,369,146	7,767,994,578	10,943,150,034
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	10,365	10,690	11,026	11,372	11,729	12,097	12,477	12,868
รวมเงินสดจ่ายออก	3,900,331,620	8,353,554,868	17,716,874,380	36,856,888,239	73,979,895,336	139,882,683,711	242,982,049,793	382,875,231,038
เงินสดรับสุทธิ	- 1,624,632,484	- 3,521,412,913	- 7,572,409,943	- 16,028,491,506	- 32,939,809,575	- 64,392,473,141	- 117,041,014,457	- 194,866,987,183

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	100,304,957,196	138,696,703,032	181,118,697,732	226,497,463,632	273,915,436,617	322,272,352,857	369,944,159,373	414,724,392,121
น้ำมันเบนซิน	29,088,437,587	40,222,043,879	52,524,422,342	65,684,264,453	79,435,476,619	93,458,982,328	107,283,806,218	120,270,073,715
น้ำมันดีเซล	71,216,519,609	98,474,659,152	128,594,275,390	160,813,199,179	194,479,959,998	228,813,370,528	262,660,353,155	294,454,318,406
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	134,793,405,780	154,905,067,620	168,991,958,580	179,194,232,340	187,259,698,920	194,273,695,200	200,836,583,280	207,264,272,760
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	15,994,308,705	21,882,365,998	28,277,619,516	34,997,858,314	41,892,798,998	48,790,571,554	55,447,675,992	61,543,829,778
รวมเงินสดรับเข้า	254,152,651,026	319,670,600,049	383,798,258,420	447,385,231,202	511,082,729,175	574,671,073,757	636,836,488,455	695,306,860,869
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	439,557,427,283	611,543,239,771	803,762,484,896	1,011,922,218,081	1,232,350,144,538	1,460,452,815,695	1,689,114,706,898	1,908,320,177,661
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	98,129,599,408	112,770,889,227	123,026,145,846	130,453,401,144	136,325,060,814	141,431,250,106	146,209,032,628	150,888,390,569
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	13,697,256,584	15,740,936,621	17,172,399,524	18,209,120,576	19,028,706,405	19,741,445,327	20,408,344,138	21,061,504,517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	13,272	13,689	14,118	14,561	15,018	15,490	15,976	16,477
รวมเงินสดจ่ายออก	551,384,296,547	740,055,079,308	943,961,044,385	1,160,584,754,363	1,387,703,926,775	1,621,625,526,617	1,855,732,099,640	2,080,270,089,224
เงินสดรับสุทธิ	- 297,231,645,522	- 420,384,479,260	- 560,162,785,965	- 713,199,523,161	- 876,621,197,600	- 1,046,954,452,860	- 1,218,895,611,185	- 1,384,963,228,355

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	454,506,195,802	488,511,472,890	517,691,332,373	543,809,436,423	568,445,834,184	592,663,639,999	617,089,278,347	642,073,862,634
น้ำมันเบนซิน	131,806,796,783	141,668,327,138	150,130,486,388	157,704,736,563	164,849,291,913	171,872,455,600	178,955,890,721	186,201,420,164
น้ำมันดีเซล	322,699,399,020	346,843,145,752	367,560,845,985	386,104,699,860	403,596,542,271	420,791,184,399	438,133,387,626	455,872,442,470
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	213,719,938,980	220,288,181,460	227,014,378,740	233,924,231,940	241,033,536,540	248,353,536,780	255,893,335,140	263,660,427,780
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	66,785,949,628	71,085,690,377	74,607,310,749	77,624,796,794	80,375,831,406	83,016,801,325	85,637,697,676	88,287,352,339
รวมเงินสดรับเข้า	747,789,356,014	793,485,228,807	833,586,650,947	870,209,389,900	905,232,445,907	939,916,483,692	975,004,238,154	1,010,912,493,094
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,108,186,230,688	2,284,698,259,414	2,441,832,857,786	2,587,541,985,920	2,729,158,082,881	2,871,764,285,021	3,018,492,035,377	3,171,230,788,524
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	155,588,115,577	160,369,796,103	165,266,467,723	170,296,840,852	175,472,414,601	180,801,374,776	186,290,347,982	191,944,791,424
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	21,717,507,799	22,384,950,706	23,068,444,453	23,770,600,702	24,493,024,538	25,236,858,562	26,003,027,739	26,792,293,803
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	16,995	17,528	18,078	18,646	19,231	19,834	20,457	21,099
รวมเงินสดจ่ายออก	2,285,491,871,059	2,467,453,023,751	2,630,167,788,040	2,781,609,446,120	2,929,123,541,251	3,077,802,538,194	3,230,785,431,555	3,389,967,894,850
เงินสดรับสุทธิ	- 1,537,702,515,045	- 1,673,967,794,944	- 1,796,581,137,092	- 1,911,400,056,220	- 2,023,891,095,344	- 2,137,886,054,502	- 2,255,781,193,401	- 2,379,055,401,756

ตารางที่ 4 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับประเทศ กรณี การคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำ

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	15,429	27,970	66,915	140,915	282,150
น้ำมันแบนซิน	0	0	0	4,474	8,111	19,405	40,865	81,823
น้ำมันดีเซล	0	0	0	10,954	19,859	47,509	100,049	200,326
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	133,860	133,860	401,580	803,160	1,606,320
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	0	0	0	5,112	10,223	25,558	56,228	117,569
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	155,378	174,009	498,943	1,011,061	2,028,531
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	102,634	208,006	527,044	1,175,370	2,491,660
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	178,658	146,175	409,290	760,111	1,403,281
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	29,722	27,002	72,966	129,852	227,546
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	0	0	0	6,936	7,153	7,378	7,609	7,848
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	317,950	388,337	1,016,678	2,072,942	4,130,335
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 162,572	- 214,327	- 517,735	- 1,061,881	- 2,101,803

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	575,731	1,181,552	2,505,556	5,336,719	11,349,182	24,119,669	51,231,339	109,402,642
น้ำมันเบนซิน	166,962	342,650	726,611	1,547,648	3,291,263	6,994,704	14,857,088	31,726,766
น้ำมันดีเซล	408,769	838,902	1,778,945	3,789,070	8,057,919	17,124,965	36,374,251	77,675,876
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,480,360	7,496,160	15,929,340	34,268,160	73,221,420	156,616,200	334,650,000	714,009,240
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	250,472	536,726	1,145,016	2,453,606	5,249,695	11,225,249	23,999,338	51,249,704
รวมเงินสดรับเข้า	4,354,483	9,317,123	19,798,973	42,527,901	90,824,652	194,108,697	414,472,152	884,466,513
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	5,382,823	11,698,511	25,315,734	55,037,517	119,491,450	259,311,061	562,755,759	1,220,058,907
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,787,072	5,457,204	11,596,560	24,947,220	53,305,194	114,016,594	243,625,200	519,798,727
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	423,339	761,735	1,618,686	3,482,216	7,440,517	15,914,816	34,006,018	72,555,239
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	8,094	8,349	8,611	8,881	9,160	9,447	9,744	10,049
รวมเงินสดจ่ายออก	8,601,329	17,925,798	38,539,590	83,475,834	180,246,320	389,251,918	840,396,720	1,812,422,923
เงินสดรับสุทธิ	- 4,246,847	- 8,608,676	- 18,740,617	- 40,947,933	- 89,421,668	- 195,143,221	- 425,924,568	- 927,956,409

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	233,154,424	494,756,155	1,040,743,649	2,152,119,983	4,311,550,934	8,190,914,509	14,416,455,178	23,182,317,345
น้ำมันเบนซิน	67,614,783	143,479,285	301,815,658	624,114,795	1,250,349,771	2,375,365,208	4,180,772,002	6,722,872,030
น้ำมันดีเซล	165,539,641	351,276,870	738,927,991	1,528,005,188	3,061,201,163	5,815,549,301	10,235,683,176	16,459,445,315
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,518,909,420	3,210,765,960	6,701,299,320	13,641,137,160	26,506,421,760	47,623,773,780	76,444,099,500	107,690,503,860
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	109,221,267	231,768,683	487,536,703	1,008,161,311	2,019,747,448	3,837,036,587	6,753,393,154	10,859,764,160
รวมเงินสดรับเข้า	1,882,180,970	3,981,632,031	8,322,853,615	16,994,296,611	33,224,131,683	60,385,814,290	98,905,985,140	143,810,240,276
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,640,208,685	5,689,839,225	12,157,353,750	25,539,962,127	51,989,714,342	100,373,195,156	179,562,738,303	293,533,381,325
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,105,766,058	2,337,437,619	4,878,545,905	9,930,747,852	19,296,675,041	34,670,107,312	55,651,304,436	78,398,686,810
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	154,346,512	326,267,334	680,963,699	1,386,166,888	2,693,494,225	4,839,369,146	7,767,994,578	10,943,150,034
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	10,365	10,690	11,026	11,372	11,729	12,097	12,477	12,868
รวมเงินสดจ่ายออก	3,900,331,620	8,353,554,868	17,716,874,380	36,856,888,239	73,979,895,336	139,882,683,711	242,982,049,793	382,875,231,038
เงินสดรับสุทธิ	- 2,018,150,650	- 4,371,922,837	- 9,394,020,765	- 19,862,591,628	- 40,755,763,653	- 79,496,869,421	- 144,076,064,653	- 239,064,990,761

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	34,143,019,558	46,712,243,964	60,364,179,161	74,709,859,798	89,428,476,214	104,153,137,818	118,364,045,662	131,377,493,245
น้ำมันเบนซิน	9,901,475,672	13,546,550,750	17,505,611,957	21,665,859,342	25,934,258,102	30,204,409,967	34,325,573,242	38,099,473,041
น้ำมันดีเซล	24,241,543,886	33,165,693,215	42,858,567,204	53,044,000,457	63,494,218,112	73,948,727,851	84,038,472,420	93,278,020,204
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	134,793,405,780	154,905,067,620	168,991,958,580	179,194,232,340	187,259,698,920	194,273,695,200	200,836,583,280	207,264,272,760
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	15,994,308,705	21,882,365,998	28,277,619,516	34,997,858,314	41,892,798,998	48,790,571,554	55,447,675,992	61,543,829,778
รวมเงินสดรับเข้า	187,990,713,388	227,686,140,982	263,043,739,849	295,597,627,368	326,595,768,772	356,551,858,719	385,256,374,743	411,959,961,993
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	439,557,427,283	611,543,239,771	803,762,484,896	1,011,922,218,081	1,232,350,144,538	1,460,452,815,695	1,689,114,706,898	1,908,320,177,661
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	98,129,599,408	112,770,889,227	123,026,145,846	130,453,401,144	136,325,060,814	141,431,250,106	146,209,032,628	150,888,390,569
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	13,697,256,584	15,740,936,621	17,172,399,524	18,209,120,576	19,028,706,405	19,741,445,327	20,408,344,138	21,061,504,517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	13,272	13,689	14,118	14,561	15,018	15,490	15,976	16,477
รวมเงินสดจ่ายออก	551,384,296,547	740,055,079,308	943,961,044,385	1,160,584,754,363	1,387,703,926,775	1,621,625,526,617	1,855,732,099,640	2,080,270,089,224
เงินสดรับสุทธิ	- 363,393,583,159	- 512,368,938,327	- 680,917,304,536	- 864,987,126,995	- 1,061,108,158,004	- 1,265,073,667,898	- 1,470,475,724,897	- 1,668,310,127,231

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	142,567,836,252	151,746,484,432	159,264,080,564	165,705,502,130	171,578,130,345	177,215,803,673	182,810,625,997	188,466,838,632
น้ำมันเบนซิน	41,344,672,513	44,006,480,485	46,186,583,364	48,054,595,618	49,757,657,800	51,392,583,065	53,015,081,539	54,655,383,203
น้ำมันดีเซล	101,223,163,739	107,740,003,947	113,077,497,201	117,650,906,512	121,820,472,545	125,823,220,608	129,795,544,458	133,811,455,428
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	213,719,938,980	220,288,181,460	227,014,378,740	233,924,231,940	241,033,536,540	248,353,536,780	255,893,335,140	263,660,427,780
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	66,785,949,628	71,085,690,377	74,607,310,749	77,624,796,794	80,375,831,406	83,016,801,325	85,637,697,676	88,287,352,339
รวมเงินสดรับเข้า	435,850,996,464	456,720,240,349	475,159,399,139	492,105,455,607	508,364,742,068	524,468,647,367	540,725,585,804	557,305,469,092
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,108,186,230,688	2,284,698,259,414	2,441,832,857,786	2,587,541,985,920	2,729,158,082,881	2,871,764,285,021	3,018,492,035,377	3,171,230,788,524
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	155,588,115,577	160,369,796,103	165,266,467,723	170,296,840,852	175,472,414,601	180,801,374,776	186,290,347,982	191,944,791,424
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	21,717,507,799	22,384,950,706	23,068,444,453	23,770,600,702	24,493,024,538	25,236,858,562	26,003,027,739	26,792,293,803
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	16,995	17,528	18,078	18,646	19,231	19,834	20,457	21,099
รวมเงินสดจ่ายออก	2,285,491,871,059	2,467,453,023,751	2,630,167,788,040	2,781,609,446,120	2,929,123,541,251	3,077,802,538,194	3,230,785,431,555	3,389,967,894,850
เงินสดรับสุทธิ	- 1,849,640,874,595	- 2,010,732,783,402	- 2,155,008,388,901	- 2,289,503,990,513	- 2,420,758,799,183	- 2,553,333,890,827	- 2,690,059,845,751	- 2,832,662,425,758

ภาคผนวก ช

ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ในระดับโลก

ตารางที่ 1 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก กรณีการคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบโลกของผู้วิจัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	25,480	54,832	147,274	347,609	778,774
น้ำมันแบนซิน	0	0	0	7,389	15,901	42,709	100,807	225,844
น้ำมันดีเซล	0	0	0	18,091	38,931	104,564	246,803	552,930
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	133,860	133,860	401,580	803,160	1,606,320
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	0	0	0	45,085	90,170	225,424	495,932	1,036,949
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	205,403	280,818	779,167	1,657,459	3,444,536
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	102,634	208,006	527,044	1,175,370	2,491,660
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	178,658	146,175	409,290	760,111	1,403,281
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	29,722	27,002	72,966	129,852	227,546
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	0	0	0	6,936	7,153	7,378	7,609	7,848
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	0	0	0	252,236	504,471	1,261,178	2,774,592	5,801,419
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	570,186	892,808	2,277,856	4,847,534	9,931,754
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 364,783	- 611,990	- 1,498,689	- 3,190,075	- 6,487,218

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,775,609	4,067,509	9,266,791	21,186,017	48,318,942	110,041,237	250,377,310	568,596,594
น้ำมันเบนซิน	514,927	1,179,578	2,687,369	6,143,945	14,012,493	31,911,959	72,609,420	164,893,012
น้ำมันดีเซล	1,260,682	2,887,932	6,579,422	15,042,072	34,306,449	78,129,278	177,767,890	403,703,582
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,480,360	7,496,160	15,929,340	34,268,160	73,221,420	156,616,200	334,650,000	714,009,240
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	2,209,153	4,733,899	10,098,984	21,640,680	46,302,038	99,006,111	211,672,901	452,019,704
รวมเงินสดรับเข้า	7,513,041	16,400,253	35,514,176	77,564,273	168,846,755	367,811,127	801,291,687	1,744,430,465
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	5,382,823	11,698,511	25,315,734	55,037,517	119,491,450	259,311,061	562,755,759	1,220,058,907
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,787,072	5,457,204	11,596,560	24,947,220	53,305,194	114,016,594	243,625,200	519,798,727
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	423,339	761,735	1,618,686	3,482,216	7,440,517	15,914,816	34,006,018	72,555,239
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	8,094	8,349	8,611	8,881	9,160	9,447	9,744	10,049
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	12,359,545	26,484,740	56,500,779	121,073,098	259,045,982	553,909,422	1,184,246,236	2,528,914,326
รวมเงินสดจ่ายออก	20,960,875	44,410,538	95,040,369	204,548,932	439,292,301	943,161,339	2,024,642,956	4,341,337,249
เงินสดรับสุทธิ	- 13,447,833	- 28,010,286	- 59,526,193	- 126,984,659	- 270,445,546	- 575,350,213	- 1,223,351,269	- 2,596,906,784

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,287,767,057	2,902,148,333	6,479,486,255	14,212,817,679	30,187,443,407	60,768,596,062	113,278,094,561	192,833,502,186
น้ำมันเบนซิน	373,452,447	841,623,017	1,879,051,014	4,121,717,127	8,754,358,588	17,622,892,858	32,850,647,423	55,921,715,634
น้ำมันดีเซล	914,314,611	2,060,525,317	4,600,435,241	10,091,100,552	21,433,084,819	43,145,703,204	80,427,447,138	136,911,786,552
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,518,909,420	3,210,765,960	6,701,299,320	13,641,137,160	26,506,421,760	47,623,773,780	76,444,099,500	107,690,503,860
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	963,325,853	2,044,187,650	4,300,048,201	8,891,929,988	17,814,066,759	33,842,461,825	59,564,574,073	95,782,551,375
รวมเงินสดรับเข้า	3,790,898,189	8,201,443,177	17,574,107,719	36,938,762,985	74,894,343,467	142,968,921,081	250,578,805,441	398,384,212,332
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,640,208,685	5,689,839,225	12,157,353,750	25,539,962,127	51,989,714,342	100,373,195,156	179,562,738,303	293,533,381,325
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,105,766,058	2,337,437,619	4,878,545,905	9,930,747,852	19,296,675,041	34,670,107,312	55,651,304,436	78,398,686,810
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	154,346,512	326,267,334	680,963,699	1,386,166,888	2,693,494,225	4,839,369,146	7,767,994,578	10,943,150,034
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	10,365	10,690	11,026	11,372	11,729	12,097	12,477	12,868
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	5,389,518,493	11,436,615,246	24,057,476,729	49,747,674,626	99,664,347,117	189,338,398,032	333,245,881,840	535,874,574,690
รวมเงินสดจ่ายออก	9,289,850,113	19,790,170,115	41,774,351,109	86,604,562,865	173,644,242,453	329,221,081,743	576,227,931,633	918,749,805,728
เงินสดรับสุทธิ	- 5,498,951,923	- 11,588,726,938	- 24,200,243,390	- 49,665,799,881	- 98,749,898,986	- 186,252,160,662	- 325,649,126,191	- 520,365,593,396

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	300,520,056,466	434,875,865,790	594,159,269,515	777,185,503,836	982,850,994,764	1,208,922,292,222	1,450,493,741,142	1,699,218,619,022
น้ำมันเบนซิน	87,150,816,375	126,114,001,079	172,306,188,159	225,383,796,113	285,026,788,482	350,587,464,744	420,643,184,931	492,773,399,516
น้ำมันดีเซล	213,369,240,091	308,761,864,711	421,853,081,356	551,801,707,724	697,824,206,282	858,334,827,477	1,029,850,556,211	1,206,445,219,505
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	134,793,405,780	154,905,067,620	168,991,958,580	179,194,232,340	187,259,698,920	194,273,695,200	200,836,583,280	207,264,272,760
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	141,068,965,462	193,001,322,546	249,407,123,780	308,679,278,164	369,492,294,049	430,330,286,885	489,045,599,522	542,813,356,779
รวมเงินสดรับเข้า	579,442,407,053	786,968,719,355	1,017,968,334,466	1,271,754,691,256	1,547,617,782,372	1,842,860,728,454	2,150,983,993,754	2,461,070,614,771
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	439,557,427,283	611,543,239,771	803,762,484,896	1,011,922,218,081	1,232,350,144,538	1,460,452,815,695	1,689,114,706,898	1,908,320,177,661
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	98,129,599,408	112,770,889,227	123,026,145,846	130,453,401,144	136,325,060,814	141,431,250,106	146,209,032,628	150,888,390,569
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	13,697,256,584	15,740,936,621	17,172,399,524	18,209,120,576	19,028,706,405	19,741,445,327	20,408,344,138	21,061,504,517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	13,272	13,689	14,118	14,561	15,018	15,490	15,976	16,477
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	789,238,444,618	1,079,784,367,291	1,395,357,864,886	1,726,967,746,495	2,067,198,284,888	2,407,568,561,815	2,736,063,081,281	3,036,877,516,043
รวมเงินสดจ่ายออก	1,340,622,741,166	1,819,839,446,599	2,339,318,909,271	2,887,552,500,857	3,454,902,211,663	4,029,194,088,432	4,591,795,180,921	5,117,147,605,268
เงินสดรับสุทธิ	- 761,180,334,113	- 1,032,870,727,244	- 1,321,350,574,805	- 1,615,797,809,601	- 1,907,284,429,291	- 2,186,333,359,978	- 2,440,811,187,166	- 2,656,076,990,497

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,945,585,111,348	2,184,346,201,223	2,417,541,182,652	2,651,735,557,821	2,893,884,456,115	3,149,494,462,940	3,422,601,610,099	3,716,273,906,006
น้ำมันเบนซิน	564,219,682,291	633,460,398,355	701,086,942,969	769,003,311,768	839,226,492,273	913,353,394,253	992,554,466,929	1,077,719,432,742
น้ำมันดีเซล	1,381,365,429,057	1,550,885,802,868	1,716,454,239,683	1,882,732,246,053	2,054,657,963,841	2,236,141,068,688	2,430,047,143,171	2,638,554,473,264
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	213,719,938,980	220,288,181,460	227,014,378,740	233,924,231,940	241,033,536,540	248,353,536,780	255,893,335,140	263,660,427,780
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	589,048,579,430	626,972,067,740	658,032,575,066	684,646,644,008	708,910,625,271	732,203,841,698	755,320,010,311	778,689,825,728
รวมเงินสดรับเข้า	2,761,130,901,361	3,045,206,334,503	3,316,861,765,543	3,585,157,358,512	3,859,205,861,702	4,145,934,347,007	4,450,198,882,541	4,775,515,009,855
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,108,186,230,688	2,284,698,259,414	2,441,832,857,786	2,587,541,985,920	2,729,158,082,881	2,871,764,285,021	3,018,492,035,377	3,171,230,788,524
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	155,588,115,577	160,369,796,103	165,266,467,723	170,296,840,852	175,472,414,601	180,801,374,776	186,290,347,982	191,944,791,424
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	21,717,507,799	22,384,950,706	23,068,444,453	23,770,600,702	24,493,024,538	25,236,858,562	26,003,027,739	26,792,293,803
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	16,995	17,528	18,078	18,646	19,231	19,834	20,457	21,099
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	3,295,549,684,594	3,507,720,198,714	3,681,494,397,814	3,830,392,111,127	3,966,141,790,513	4,096,460,332,528	4,225,788,345,264	4,356,535,435,598
รวมเงินสดจ่ายออก	5,581,041,555,654	5,975,173,222,465	6,311,662,185,854	6,612,001,557,248	6,895,265,331,763	7,174,262,870,722	7,456,573,776,819	7,746,503,330,447
เงินสดรับสุทธิ	- 2,819,910,654,292	- 2,929,966,887,962	- 2,994,800,420,311	- 3,026,844,198,736	- 3,036,059,470,061	- 3,028,328,523,715	- 3,006,374,894,278	- 2,970,988,320,593

ตารางที่ 2 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก กรณีการคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกอ้างอิง

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	17,222	32,744	81,501	178,561	371,807
น้ำมันเบนซิน	0	0	0	4,994	9,496	23,635	51,783	107,824
น้ำมันดีเซล	0	0	0	12,228	23,248	57,866	126,779	263,983
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	133,860	133,860	401,580	803,160	1,606,320
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	0	0	0	45,085	90,170	225,424	495,932	1,036,949
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	197,145	258,729	713,395	1,488,411	3,037,569
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	102,634	208,006	527,044	1,175,370	2,491,660
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	178,658	146,175	409,290	760,111	1,403,281
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	29,722	27,002	72,966	129,852	227,546
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	0	0	0	6,936	7,153	7,378	7,609	7,848
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	0	0	0	252,236	504,471	1,261,178	2,774,592	5,801,419
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	570,186	892,808	2,277,856	4,847,534	9,931,754
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 373,041	- 634,079	- 1,564,462	- 3,359,123	- 6,894,185

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	788,809	1,683,233	3,621,072	7,824,101	16,882,984	36,396,144	78,466,371	169,587,926
น้ำมันเบนซิน	228,755	488,138	1,050,111	2,268,989	4,896,065	10,554,882	22,755,248	49,180,498
น้ำมันดีเซล	560,055	1,195,096	2,570,961	5,555,112	11,986,919	25,841,263	55,711,123	120,407,427
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,480,360	7,496,160	15,929,340	34,268,160	73,221,420	156,616,200	334,650,000	714,009,240
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	2,209,153	4,733,899	10,098,984	21,640,680	46,302,038	99,006,111	211,672,901	452,019,704
รวมเงินสดรับเข้า	6,526,242	14,015,977	29,868,457	64,202,357	137,410,797	294,166,034	629,380,748	1,345,421,796
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	5,382,823	11,698,511	25,315,734	55,037,517	119,491,450	259,311,061	562,755,759	1,220,058,907
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,787,072	5,457,204	11,596,560	24,947,220	53,305,194	114,016,594	243,625,200	519,798,727
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	423,339	761,735	1,618,686	3,482,216	7,440,517	15,914,816	34,006,018	72,555,239
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	8,094	8,349	8,611	8,881	9,160	9,447	9,744	10,049
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	12,359,545	26,484,740	56,500,779	121,073,098	259,045,982	553,909,422	1,184,246,236	2,528,914,326
รวมเงินสดจ่ายออก	20,960,875	44,410,538	95,040,369	204,548,932	439,292,301	943,161,339	2,024,642,956	4,341,337,249
เงินสดรับสุทธิ	- 14,434,633	- 30,394,562	- 65,171,912	- 140,346,575	- 301,881,505	- 648,995,305	- 1,395,262,208	- 2,995,915,452

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	365,826,263	785,639,697	1,671,903,523	3,497,957,298	7,061,023,176	13,518,531,347	23,971,323,809	38,833,167,985
น้ำมันเบนซิน	106,089,616	227,835,512	484,852,022	1,014,407,617	2,047,696,721	3,920,374,091	6,951,683,905	11,261,618,716
น้ำมันดีเซล	259,736,647	557,804,185	1,187,051,502	2,483,549,682	5,013,326,455	9,598,157,256	17,019,639,905	27,571,549,270
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,518,909,420	3,210,765,960	6,701,299,320	13,641,137,160	26,506,421,760	47,623,773,780	76,444,099,500	107,690,503,860
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	963,325,853	2,044,187,650	4,300,048,201	8,891,929,988	17,814,066,759	33,842,461,825	59,564,574,073	95,782,551,375
รวมเงินสดรับเข้า	2,868,957,395	6,084,934,541	12,766,524,987	26,223,902,604	51,767,923,236	95,718,856,365	161,272,034,690	244,383,878,131
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,640,208,685	5,689,839,225	12,157,353,750	25,539,962,127	51,989,714,342	100,373,195,156	179,562,738,303	293,533,381,325
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,105,766,058	2,337,437,619	4,878,545,905	9,930,747,852	19,296,675,041	34,670,107,312	55,651,304,436	78,398,686,810
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	154,346,512	326,267,334	680,963,699	1,386,166,888	2,693,494,225	4,839,369,146	7,767,994,578	10,943,150,034
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	10,365	10,690	11,026	11,372	11,729	12,097	12,477	12,868
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	5,389,518,493	11,436,615,246	24,057,476,729	49,747,674,626	99,664,347,117	189,338,398,032	333,245,881,840	535,874,574,690
รวมเงินสดจ่ายออก	9,289,850,113	19,790,170,115	41,774,351,109	86,604,562,865	173,644,242,453	329,221,081,743	576,227,931,633	918,749,805,728
เงินสดรับสุทธิ	- 6,420,892,717	- 13,705,235,574	- 29,007,826,122	- 60,380,660,261	- 121,876,319,217	- 233,502,225,378	- 414,955,896,942	- 674,365,927,596

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	57,628,329,500	79,631,731,346	103,934,434,516	129,923,043,342	157,078,065,583	184,776,542,128	212,095,925,169	237,779,711,093
น้ำมันเบนซิน	16,712,215,555	23,093,202,090	30,140,986,010	37,677,682,569	45,552,639,019	53,585,197,217	61,507,818,299	68,956,116,217
น้ำมันดีเซล	40,916,113,945	56,538,529,255	73,793,448,506	92,245,360,773	111,525,426,564	131,191,344,911	150,588,106,870	168,823,594,876
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	134,793,405,780	154,905,067,620	168,991,958,580	179,194,232,340	187,259,698,920	194,273,695,200	200,836,583,280	207,264,272,760
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	141,068,965,462	193,001,322,546	249,407,123,780	308,679,278,164	369,492,294,049	430,330,286,885	489,045,599,522	542,813,356,779
รวมเงินสดรับเข้า	336,550,680,087	431,724,584,911	527,743,499,467	624,492,230,761	721,844,853,191	818,714,978,360	912,586,177,781	999,631,706,843
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	439,557,427,283	611,543,239,771	803,762,484,896	1,011,922,218,081	1,232,350,144,538	1,460,452,815,695	1,689,114,706,898	1,908,320,177,661
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	98,129,599,408	112,770,889,227	123,026,145,846	130,453,401,144	136,325,060,814	141,431,250,106	146,209,032,628	150,888,390,569
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	13,697,256,584	15,740,936,621	17,172,399,524	18,209,120,576	19,028,706,405	19,741,445,327	20,408,344,138	21,061,504,517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	13,272	13,689	14,118	14,561	15,018	15,490	15,976	16,477
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	789,238,444,618	1,079,784,367,291	1,395,357,864,886	1,726,967,746,495	2,067,198,284,888	2,407,568,561,815	2,736,063,081,281	3,036,877,516,043
รวมเงินสดจ่ายออก	1,340,622,741,166	1,819,839,446,599	2,339,318,909,271	2,887,552,500,857	3,454,902,211,663	4,029,194,088,432	4,591,795,180,921	5,117,147,605,268
เงินสดรับสุทธิ	- 1,004,072,061,079	- 1,388,114,861,688	- 1,811,575,409,804	- 2,263,060,270,096	- 2,733,057,358,472	- 3,210,479,110,072	- 3,679,209,003,140	- 4,117,515,898,425

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	260,627,300,390	280,197,787,846	297,039,895,300	312,167,645,460	326,490,095,990	340,620,456,584	354,922,032,464	369,600,657,779
น้ำมันเบนซิน	75,581,917,113	81,257,358,475	86,141,569,637	90,528,617,183	94,682,127,837	98,779,932,409	102,927,389,415	107,184,190,756
น้ำมันดีเซล	185,045,383,277	198,940,429,370	210,898,325,663	221,639,028,277	231,807,968,153	241,840,524,175	251,994,643,049	262,416,467,023
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	213,719,938,980	220,288,181,460	227,014,378,740	233,924,231,940	241,033,536,540	248,353,536,780	255,893,335,140	263,660,427,780
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	589,048,579,430	626,972,067,740	658,032,575,066	684,646,644,008	708,910,625,271	732,203,841,698	755,320,010,311	778,689,825,728
รวมเงินสดรับเข้า	1,076,173,090,404	1,141,057,921,125	1,196,360,478,191	1,245,589,446,151	1,291,811,501,578	1,337,060,340,651	1,382,519,304,906	1,428,841,761,628
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,108,186,230,688	2,284,698,259,414	2,441,832,857,786	2,587,541,985,920	2,729,158,082,881	2,871,764,285,021	3,018,492,035,377	3,171,230,788,524
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	155,588,115,577	160,369,796,103	165,266,467,723	170,296,840,852	175,472,414,601	180,801,374,776	186,290,347,982	191,944,791,424
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	21,717,507,799	22,384,950,706	23,068,444,453	23,770,600,702	24,493,024,538	25,236,858,562	26,003,027,739	26,792,293,803
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	16,995	17,528	18,078	18,646	19,231	19,834	20,457	21,099
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	3,295,549,684,594	3,507,720,198,714	3,681,494,397,814	3,830,392,111,127	3,966,141,790,513	4,096,460,332,528	4,225,788,345,264	4,356,535,435,598
รวมเงินสดจ่ายออก	5,581,041,555,654	5,975,173,222,465	6,311,662,185,854	6,612,001,557,248	6,895,265,331,763	7,174,262,870,722	7,456,573,776,819	7,746,503,330,447
เงินสดรับสุทธิ	- 4,504,868,465,250	- 4,834,115,301,340	- 5,115,301,707,663	- 5,366,412,111,096	- 5,603,453,830,186	- 5,837,202,530,071	- 6,074,054,471,913	- 6,317,661,568,820

ตารางที่ 3 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก กรณีการคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกสูง

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	21,057	42,973	111,873	255,846	555,380
น้ำมันเบนซิน	0	0	0	6,107	12,462	32,443	74,195	161,060
น้ำมันดีเซล	0	0	0	14,951	30,511	79,430	181,651	394,320
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	133,860	133,860	401,580	803,160	1,606,320
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	0	0	0	45,085	90,170	225,424	495,932	1,036,949
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	200,980	268,958	743,767	1,565,696	3,221,142
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	102,634	208,006	527,044	1,175,370	2,491,660
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	178,658	146,175	409,290	760,111	1,403,281
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	29,722	27,002	72,966	129,852	227,546
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	0	0	0	6,936	7,153	7,378	7,609	7,848
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	0	0	0	252,236	504,471	1,261,178	2,774,592	5,801,419
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	570,186	892,808	2,277,856	4,847,534	9,931,754
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 369,206	- 623,849	- 1,534,089	- 3,281,838	- 6,710,612

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	1,226,724	2,721,516	5,928,485	12,964,555	28,300,774	61,716,370	134,497,816	290,633,826
น้ำมันเบนซิน	355,750	789,240	1,719,261	3,759,721	8,207,224	17,897,747	39,004,367	84,283,810
น้ำมันดีเซล	870,974	1,932,276	4,209,224	9,204,834	20,093,549	43,818,623	95,493,449	206,350,017
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,480,360	7,496,160	15,929,340	34,268,160	73,221,420	156,616,200	334,650,000	714,009,240
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	2,209,153	4,733,899	10,098,984	21,640,680	46,302,038	99,006,111	211,672,901	452,019,704
รวมเงินสดรับเข้า	6,964,156	15,054,259	32,175,869	69,342,811	148,828,587	319,486,260	685,412,193	1,466,467,697
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	5,382,823	11,698,511	25,315,734	55,037,517	119,491,450	259,311,061	562,755,759	1,220,058,907
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,787,072	5,457,204	11,596,560	24,947,220	53,305,194	114,016,594	243,625,200	519,798,727
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	423,339	761,735	1,618,686	3,482,216	7,440,517	15,914,816	34,006,018	72,555,239
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	8,094	8,349	8,611	8,881	9,160	9,447	9,744	10,049
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	12,359,545	26,484,740	56,500,779	121,073,098	259,045,982	553,909,422	1,184,246,236	2,528,914,326
รวมเงินสดจ่ายออก	20,960,875	44,410,538	95,040,369	204,548,932	439,292,301	943,161,339	2,024,642,956	4,341,337,249
เงินสดรับสุทธิ	- 13,996,719	- 29,356,279	- 62,864,500	- 135,206,121	- 290,463,715	- 623,675,080	- 1,339,230,763	- 2,874,869,551

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	626,672,590	1,345,266,079	2,862,354,471	5,986,220,105	12,127,505,012	23,295,310,789	41,451,505,374	67,380,320,923
น้ำมันเบนซิน	181,735,051	390,127,163	830,082,797	1,736,003,830	3,516,976,453	6,755,640,129	12,020,936,558	19,540,293,068
น้ำมันดีเซล	444,937,539	955,138,916	2,032,271,675	4,250,216,274	8,610,528,559	16,539,670,660	29,430,568,815	47,840,027,856
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,518,909,420	3,210,765,960	6,701,299,320	13,641,137,160	26,506,421,760	47,623,773,780	76,444,099,500	107,690,503,860
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	963,325,853	2,044,187,650	4,300,048,201	8,891,929,988	17,814,066,759	33,842,461,825	59,564,574,073	95,782,551,375
รวมเงินสดรับเข้า	3,129,803,723	6,644,560,922	13,956,975,935	28,712,165,410	56,834,405,072	105,495,635,807	178,752,216,254	272,931,031,069
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,640,208,685	5,689,839,225	12,157,353,750	25,539,962,127	51,989,714,342	100,373,195,156	179,562,738,303	293,533,381,325
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,105,766,058	2,337,437,619	4,878,545,905	9,930,747,852	19,296,675,041	34,670,107,312	55,651,304,436	78,398,686,810
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	154,346,512	326,267,334	680,963,699	1,386,166,888	2,693,494,225	4,839,369,146	7,767,994,578	10,943,150,034
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	10,365	10,690	11,026	11,372	11,729	12,097	12,477	12,868
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	5,389,518,493	11,436,615,246	24,057,476,729	49,747,674,626	99,664,347,117	189,338,398,032	333,245,881,840	535,874,574,690
รวมเงินสดจ่ายออก	9,289,850,113	19,790,170,115	41,774,351,109	86,604,562,865	173,644,242,453	329,221,081,743	576,227,931,633	918,749,805,728
เงินสดรับสุทธิ	- 6,160,046,390	- 13,145,609,192	- 27,817,375,174	- 57,892,397,455	- 116,809,837,381	- 223,725,445,936	- 397,475,715,378	- 645,818,774,658

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	100,304,957,196	138,696,703,032	181,118,697,732	226,497,463,632	273,915,436,617	322,272,352,857	369,944,159,373	414,724,392,121
น้ำมันเบนซิน	29,088,437,587	40,222,043,879	52,524,422,342	65,684,264,453	79,435,476,619	93,458,982,328	107,283,806,218	120,270,073,715
น้ำมันดีเซล	71,216,519,609	98,474,659,152	128,594,275,390	160,813,199,179	194,479,959,998	228,813,370,528	262,660,353,155	294,454,318,406
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	134,793,405,780	154,905,067,620	168,991,958,580	179,194,232,340	187,259,698,920	194,273,695,200	200,836,583,280	207,264,272,760
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	141,068,965,462	193,001,322,546	249,407,123,780	308,679,278,164	369,492,294,049	430,330,286,885	489,045,599,522	542,813,356,779
รวมเงินสดรับเข้า	379,227,307,783	490,789,556,597	604,927,762,683	721,066,651,052	838,682,224,225	956,210,789,089	1,070,434,411,985	1,176,576,387,871
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	439,557,427,283	611,543,239,771	803,762,484,896	1,011,922,218,081	1,232,350,144,538	1,460,452,815,695	1,689,114,706,898	1,908,320,177,661
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	98,129,599,408	112,770,889,227	123,026,145,846	130,453,401,144	136,325,060,814	141,431,250,106	146,209,032,628	150,888,390,569
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	13,697,256,584	15,740,936,621	17,172,399,524	18,209,120,576	19,028,706,405	19,741,445,327	20,408,344,138	21,061,504,517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	13,272	13,689	14,118	14,561	15,018	15,490	15,976	16,477
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	789,238,444,618	1,079,784,367,291	1,395,357,864,886	1,726,967,746,495	2,067,198,284,888	2,407,568,561,815	2,736,063,081,281	3,036,877,516,043
รวมเงินสดจ่ายออก	1,340,622,741,166	1,819,839,446,599	2,339,318,909,271	2,887,552,500,857	3,454,902,211,663	4,029,194,088,432	4,591,795,180,921	5,117,147,605,268
เงินสดรับสุทธิ	- 961,395,433,383	- 1,329,049,890,002	- 1,734,391,146,588	- 2,166,485,849,806	- 2,616,219,987,438	- 3,072,983,299,344	- 3,521,360,768,935	- 3,940,571,217,397

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	454,506,195,802	488,511,472,890	517,691,332,373	543,809,436,423	568,445,834,184	592,663,639,999	617,089,278,347	642,073,862,634
น้ำมันเบนซิน	131,806,796,783	141,668,327,138	150,130,486,388	157,704,736,563	164,849,291,913	171,872,455,600	178,955,890,721	186,201,420,164
น้ำมันดีเซล	322,699,399,020	346,843,145,752	367,560,845,985	386,104,699,860	403,596,542,271	420,791,184,399	438,133,387,626	455,872,442,470
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	213,719,938,980	220,288,181,460	227,014,378,740	233,924,231,940	241,033,536,540	248,353,536,780	255,893,335,140	263,660,427,780
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	589,048,579,430	626,972,067,740	658,032,575,066	684,646,644,008	708,910,625,271	732,203,841,698	755,320,010,311	778,689,825,728
รวมเงินสดรับเข้า	1,270,051,985,816	1,349,371,606,170	1,417,011,915,263	1,477,231,237,114	1,533,767,239,772	1,589,103,524,065	1,644,686,550,789	1,701,314,966,482
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,108,186,230,688	2,284,698,259,414	2,441,832,857,786	2,587,541,985,920	2,729,158,082,881	2,871,764,285,021	3,018,492,035,377	3,171,230,788,524
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	155,588,115,577	160,369,796,103	165,266,467,723	170,296,840,852	175,472,414,601	180,801,374,776	186,290,347,982	191,944,791,424
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	21,717,507,799	22,384,950,706	23,068,444,453	23,770,600,702	24,493,024,538	25,236,858,562	26,003,027,739	26,792,293,803
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	16,995	17,528	18,078	18,646	19,231	19,834	20,457	21,099
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	3,295,549,684,594	3,507,720,198,714	3,681,494,397,814	3,830,392,111,127	3,966,141,790,513	4,096,460,332,528	4,225,788,345,264	4,356,535,435,598
รวมเงินสดจ่ายออก	5,581,041,555,654	5,975,173,222,465	6,311,662,185,854	6,612,001,557,248	6,895,265,331,763	7,174,262,870,722	7,456,573,776,819	7,746,503,330,447
เงินสดรับสุทธิ	- 4,310,989,569,838	- 4,625,801,616,295	- 4,894,650,270,590	- 5,134,770,320,134	- 5,361,498,091,992	- 5,585,159,346,657	- 5,811,887,226,030	- 6,045,188,363,965

ตารางที่ 4 ตารางการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในระดับโลก กรณีการคาดการณ์ของ EIA กรณีราคาน้ำมันดิบโลกต่ำ

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	0	0	0	15,429	27,970	66,915	140,915	282,150
น้ำมันเบนซิน	0	0	0	4,474	8,111	19,405	40,865	81,823
น้ำมันดีเซล	0	0	0	10,954	19,859	47,509	100,049	200,326
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	0	0	0	133,860	133,860	401,580	803,160	1,606,320
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	0	0	0	978	1,956	4,890	10,757	22,493
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	0	0	0	45,085	90,170	225,424	495,932	1,036,949
รวมเงินสดรับเข้า	0	0	0	195,352	253,955	698,808	1,450,764	2,947,912
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	0	0	0	102,634	208,006	527,044	1,175,370	2,491,660
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	0	0	0	178,658	146,175	409,290	760,111	1,403,281
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	0	0	0	29,722	27,002	72,966	129,852	227,546
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	0	0	0	6,936	7,153	7,378	7,609	7,848
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	0	0	0	252,236	504,471	1,261,178	2,774,592	5,801,419
รวมเงินสดจ่ายออก	0	0	0	570,186	892,808	2,277,856	4,847,534	9,931,754
เงินสดรับสุทธิ	0	0	0	- 374,834	- 638,853	- 1,579,048	- 3,396,769	- 6,983,842

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	575,731	1,181,552	2,505,556	5,336,719	11,349,182	24,119,669	51,231,339	109,402,642
น้ำมันเบนซิน	166,962	342,650	726,611	1,547,648	3,291,263	6,994,704	14,857,088	31,726,766
น้ำมันดีเซล	408,769	838,902	1,778,945	3,789,070	8,057,919	17,124,965	36,374,251	77,675,876
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	3,480,360	7,496,160	15,929,340	34,268,160	73,221,420	156,616,200	334,650,000	714,009,240
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	47,920	102,685	219,061	469,416	1,004,355	2,147,578	4,591,476	9,804,927
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	2,209,153	4,733,899	10,098,984	21,640,680	46,302,038	99,006,111	211,672,901	452,019,704
รวมเงินสดรับเข้า	6,313,163	13,514,295	28,752,941	61,714,975	131,876,995	281,889,559	602,145,716	1,285,236,513
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	5,382,823	11,698,511	25,315,734	55,037,517	119,491,450	259,311,061	562,755,759	1,220,058,907
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	2,787,072	5,457,204	11,596,560	24,947,220	53,305,194	114,016,594	243,625,200	519,798,727
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	423,339	761,735	1,618,686	3,482,216	7,440,517	15,914,816	34,006,018	72,555,239
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	8,094	8,349	8,611	8,881	9,160	9,447	9,744	10,049
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	12,359,545	26,484,740	56,500,779	121,073,098	259,045,982	553,909,422	1,184,246,236	2,528,914,326
รวมเงินสดจ่ายออก	20,960,875	44,410,538	95,040,369	204,548,932	439,292,301	943,161,339	2,024,642,956	4,341,337,249
เงินสดรับสุทธิ	- 14,647,712	- 30,896,243	- 66,287,429	- 142,833,957	- 307,415,307	- 661,271,781	- 1,422,497,240	- 3,056,100,735

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	233,154,424	494,756,155	1,040,743,649	2,152,119,983	4,311,550,934	8,190,914,509	14,416,455,178	23,182,317,345
น้ำมันเบนซิน	67,614,783	143,479,285	301,815,658	624,114,795	1,250,349,771	2,375,365,208	4,180,772,002	6,722,872,030
น้ำมันดีเซล	165,539,641	351,276,870	738,927,991	1,528,005,188	3,061,201,163	5,815,549,301	10,235,683,176	16,459,445,315
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	1,518,909,420	3,210,765,960	6,701,299,320	13,641,137,160	26,506,421,760	47,623,773,780	76,444,099,500	107,690,503,860
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	20,895,859	44,341,234	93,273,943	192,878,157	386,411,541	734,089,414	1,292,037,308	2,077,654,911
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	963,325,853	2,044,187,650	4,300,048,201	8,891,929,988	17,814,066,759	33,842,461,825	59,564,574,073	95,782,551,375
รวมเงินสดรับเข้า	2,736,285,557	5,794,050,998	12,135,365,113	24,878,065,288	49,018,450,994	90,391,239,528	151,717,166,059	228,733,027,491
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,640,208,685	5,689,839,225	12,157,353,750	25,539,962,127	51,989,714,342	100,373,195,156	179,562,738,303	293,533,381,325
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	1,105,766,058	2,337,437,619	4,878,545,905	9,930,747,852	19,296,675,041	34,670,107,312	55,651,304,436	78,398,686,810
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	154,346,512	326,267,334	680,963,699	1,386,166,888	2,693,494,225	4,839,369,146	7,767,994,578	10,943,150,034
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	10,365	10,690	11,026	11,372	11,729	12,097	12,477	12,868
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	5,389,518,493	11,436,615,246	24,057,476,729	49,747,674,626	99,664,347,117	189,338,398,032	333,245,881,840	535,874,574,690
รวมเงินสดจ่ายออก	9,289,850,113	19,790,170,115	41,774,351,109	86,604,562,865	173,644,242,453	329,221,081,743	576,227,931,633	918,749,805,728
เงินสดรับสุทธิ	- 6,553,564,556	- 13,996,119,116	- 29,638,985,996	- 61,726,497,577	- 124,625,791,459	- 238,829,842,215	- 424,510,765,574	- 690,016,778,236

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	34,143,019,558	46,712,243,964	60,364,179,161	74,709,859,798	89,428,476,214	104,153,137,818	118,364,045,662	131,377,493,245
น้ำมันเบนซิน	9,901,475,672	13,546,550,750	17,505,611,957	21,665,859,342	25,934,258,102	30,204,409,967	34,325,573,242	38,099,473,041
น้ำมันดีเซล	24,241,543,886	33,165,693,215	42,858,567,204	53,044,000,457	63,494,218,112	73,948,727,851	84,038,472,420	93,278,020,204
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	134,793,405,780	154,905,067,620	168,991,958,580	179,194,232,340	187,259,698,920	194,273,695,200	200,836,583,280	207,264,272,760
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	3,059,979,346	4,186,463,399	5,409,982,592	6,695,676,916	8,014,794,639	9,334,454,147	10,608,069,810	11,774,366,210
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	141,068,965,462	193,001,322,546	249,407,123,780	308,679,278,164	369,492,294,049	430,330,286,885	489,045,599,522	542,813,356,779
รวมเงินสดรับเข้า	313,065,370,146	398,805,097,530	484,173,244,112	569,279,047,218	654,195,263,822	738,091,574,050	818,854,298,274	893,229,488,994
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	439,557,427,283	611,543,239,771	803,762,484,896	1,011,922,218,081	1,232,350,144,538	1,460,452,815,695	1,689,114,706,898	1,908,320,177,661
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	98,129,599,408	112,770,889,227	123,026,145,846	130,453,401,144	136,325,060,814	141,431,250,106	146,209,032,628	150,888,390,569
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	13,697,256,584	15,740,936,621	17,172,399,524	18,209,120,576	19,028,706,405	19,741,445,327	20,408,344,138	21,061,504,517
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	13,272	13,689	14,118	14,561	15,018	15,490	15,976	16,477
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	789,238,444,618	1,079,784,367,291	1,395,357,864,886	1,726,967,746,495	2,067,198,284,888	2,407,568,561,815	2,736,063,081,281	3,036,877,516,043
รวมเงินสดจ่ายออก	1,340,622,741,166	1,819,839,446,599	2,339,318,909,271	2,887,552,500,857	3,454,902,211,663	4,029,194,088,432	4,591,795,180,921	5,117,147,605,268
เงินสดรับสุทธิ	- 1,027,557,371,020	- 1,421,034,349,070	- 1,855,145,665,159	- 2,318,273,453,639	- 2,800,706,947,841	- 3,291,102,514,382	- 3,772,940,882,647	- 4,223,918,116,274

หน่วย: บาท

รายการ/ปี	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588
เงินสดรับเข้า								
มูลค่าน้ำมันเชื้อเพลิงที่ทดแทนด้วยพลังงานไฮโดรเจน	142,567,836,252	151,746,484,432	159,264,080,564	165,705,502,130	171,578,130,345	177,215,803,673	182,810,625,997	188,466,838,632
น้ำมันเบนซิน	41,344,672,513	44,006,480,485	46,186,583,364	48,054,595,618	49,757,657,800	51,392,583,065	53,015,081,539	54,655,383,203
น้ำมันดีเซล	101,223,163,739	107,740,003,947	113,077,497,201	117,650,906,512	121,820,472,545	125,823,220,608	129,795,544,458	133,811,455,428
มูลค่าการทดแทนแบตเตอรี่รถยนต์	213,719,938,980	220,288,181,460	227,014,378,740	233,924,231,940	241,033,536,540	248,353,536,780	255,893,335,140	263,660,427,780
มูลค่าคาร์บอนเครดิต	12,777,271,604	13,599,884,080	14,273,629,085	14,850,924,743	15,377,243,777	15,882,505,589	16,383,926,991	16,890,850,341
มูลค่ามลพิษทางอากาศที่ลดลงจากรถยนต์ไฮโดรเจน	589,048,579,430	626,972,067,740	658,032,575,066	684,646,644,008	708,910,625,271	732,203,841,698	755,320,010,311	778,689,825,728
รวมเงินสดรับเข้า	958,113,626,266	1,012,606,617,711	1,058,584,663,455	1,099,127,302,821	1,136,899,535,933	1,173,655,687,740	1,210,407,898,439	1,247,707,942,480
เงินสดจ่ายออก								
ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจน	2,108,186,230,688	2,284,698,259,414	2,441,832,857,786	2,587,541,985,920	2,729,158,082,881	2,871,764,285,021	3,018,492,035,377	3,171,230,788,524
ต้นทุนเซลล์เชื้อเพลิง	155,588,115,577	160,369,796,103	165,266,467,723	170,296,840,852	175,472,414,601	180,801,374,776	186,290,347,982	191,944,791,424
ต้นทุนอุปกรณ์เก็บก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์	21,717,507,799	22,384,950,706	23,068,444,453	23,770,600,702	24,493,024,538	25,236,858,562	26,003,027,739	26,792,293,803
มูลค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่ง	16,995	17,528	18,078	18,646	19,231	19,834	20,457	21,099
มูลค่ามลพิษทางอากาศจากโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์	3,295,549,684,594	3,507,720,198,714	3,681,494,397,814	3,830,392,111,127	3,966,141,790,513	4,096,460,332,528	4,225,788,345,264	4,356,535,435,598
รวมเงินสดจ่ายออก	5,581,041,555,654	5,975,173,222,465	6,311,662,185,854	6,612,001,557,248	6,895,265,331,763	7,174,262,870,722	7,456,573,776,819	7,746,503,330,447
เงินสดรับสุทธิ	- 4,622,927,929,388	- 4,962,566,604,753	- 5,253,077,522,399	- 5,512,874,254,427	- 5,758,365,795,831	- 6,000,607,182,982	- 6,246,165,878,380	- 6,498,795,387,968

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายวนัช แก้วโกมินทวงษ์ เกิดเมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน พ.ศ. 2525 ที่กรุงเทพมหานคร เป็นบุตรของ นายมาโนชย์ แก้วโกมินทวงษ์ และนางวราพร แก้วโกมินทวงษ์ สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรีจากคณะเศรษฐศาสตร์ สาขาการคลังสาธารณะ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2548 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรเศรษฐศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2548

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย