



การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในระบบ Feed-in Tariff
ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล

โดย

นายวิศรุต ยงบรรเจิด

การค้นคว้าอิสระนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร

เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ

คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ปีการศึกษา 2558

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในระบบ Feed-in Tariff
ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล

โดย

นายวิศรุต ยงบรรเจ็ด



การค้นคว้าอิสระนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร

เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ

คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ปีการศึกษา 2558

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์



THE PRICING OF ELECTRICITY PURCHASING IN FEED-IN TARIFF
SYSTEM OF SMALL BIOMASS POWER PRODUCERS

BY

MR. WISARUD YONGBANJERD

AN INDEPENDENT STUDY SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT OF
THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF MASTER DEGREE OF ARTS

PROGRAM IN BUSINESS ECONOMICS

FACULTY OF ECONOMICS

THAMMASAT UNIVERSITY

ACADEMIC YEAR 2015

COPYRIGHT OF THAMMASART UNIVERSITY

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

คณะเศรษฐศาสตร์

การค้นคว้าอิสระ

ของ

นายวิศรุต ยงบรรเจิด

เรื่อง

การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าในระบบ Feed-in Tariff

ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล

ได้รับการตรวจสอบและอนุมัติ ให้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร

เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ)

เมื่อ วันที่ 8 สิงหาคม พ.ศ. 2559

อาจารย์ที่ปรึกษาการค้นคว้าอิสระ



(รองศาสตราจารย์ ดร. ศุภวัจน รุ่งสุริยะวิบูลย์)

กรรมการสอบการค้นคว้าอิสระ



(อาจารย์ ดร. ปาวิน ศิริประภาณุกุล)

คณบดี



(ศาสตราจารย์ ดร. สกนธ์ วรรณวิวัฒนา)

หัวข้อการค้นคว้าอิสระ	การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าในระบบ Feed-in Tariff ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล
ชื่อผู้เขียน	นายวิศรุต ยงบรรเจ็ด
ชื่อปริญญา	เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ)
สาขาวิชา/คณะ/มหาวิทยาลัย	เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ เศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษาการค้นคว้าอิสระ	รองศาสตราจารย์ ดร. ศุภวัฒน์ รุ่งสุริยะวิบูลย์
ปีการศึกษา	2558

บทคัดย่อ

การศึกษาเรื่องการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าในระบบ Feed-in Tariff ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาภาพรวมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของไทย รวมไปถึงการศึกษาการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP: Small Power Producer) ในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) และทราบถึงสถานการณ์ของผู้ผลิต SPP ต่อการเปลี่ยนมาตรการรับซื้อไฟฟ้าของภาครัฐ โดยการศึกษาครั้งนี้ศึกษาได้กล่าวถึงภาพรวมนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP โดยใช้ข้อมูลทฤษฎีจากหน่วยงาน องค์การและองค์กรที่เกี่ยวข้องในด้านพลังงาน ได้แก่ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักนโยบายและแผนพลังงาน มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม

การศึกษานี้ได้จัดทำแบบจำลองในการคิดราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ที่ต้องการเปลี่ยนสัญญารับซื้อไฟฟ้าเป็น FIT ซึ่งแบบจำลองที่ผู้ศึกษาจัดทำขึ้นนั้นต้องการหาราคาส่วนที่ผู้ผลิต SPP ที่ใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder เดิมได้รับเกินไป โดยเปรียบเทียบกับราคารับซื้อไฟฟ้าในแบบ FIT เพื่อให้ได้มาซึ่งช่วงของราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยที่แบบจำลองมีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆ ได้แก่ กำลังการผลิตไฟฟ้าในช่วง Peak และ Off-Peak ของผู้ผลิต SPP จำนวน 3 กรณี อัตราผลตอบแทนในการคิดหามูลค่าปัจจุบันของผลต่างของราคารับซื้อไฟฟ้า 3 ค่า เพื่อให้ได้แบบจำลองที่สามารถหาช่วงราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ผลการศึกษาพบว่าราคารับซื้อไฟฟ้าที่

คำนวณออกมาได้นั้นจะอยู่ในช่วง 3.9714 บาท/หน่วย ถึง 4.0292 บาท/หน่วย ผู้ศึกษาจึงเลือกใช้ราคาที่เหมาะสมจากในช่วงนี้ที่ ราคา 4.00 บาท/หน่วย ซึ่งจะเป็นราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP ที่เปลี่ยนมาใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ณ มกราคม พ.ศ. 2560 ในขณะที่ผู้ผลิต SPP รายใหม่ที่ไม่เคยได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder จะได้ราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ที่ราคา 4.15 บาท/หน่วย ณ มกราคม พ.ศ. 2560 ในส่วนของผู้ผลิต SPP ที่ไม่ประสงค์จะเปลี่ยนมาตรการรับซื้อไฟฟ้าและยังคงมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder จะได้ราคารับซื้อไฟฟ้าที่ 3.0798 บาท/หน่วย

งานศึกษานี้ยังได้ใช้วิธีการสัมภาษณ์ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียใน 3 กลุ่ม ได้แก่ ผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ผู้ออกนโยบาย และ ผู้รับซื้อไฟฟ้า โดยใช้การสัมภาษณ์แบบมีโครงสร้าง (Structured Interview) ด้วยแบบสัมภาษณ์มาตรฐาน (Patterned Interview) จากผลการสัมภาษณ์สามารถวิเคราะห์ได้ว่า ผู้ออกนโยบายและผู้รับซื้อไฟฟ้าเล็งเห็นถึงข้อดีของการเปลี่ยนมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจาก Adder มาเป็น FIT เนื่องมาจากภาวะที่เกิดกับภาคประชาชนในส่วนของค่าไฟฟ้านั้นมีไม่มากและเป็นไปอย่างค่อยเป็นค่อยไป จึงมีเสถียรภาพของราคารับซื้อ ไม่ผันผวนรุนแรง เมื่อเปรียบเทียบกับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder อีกทั้งราคารับซื้อไฟฟ้ายังสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของผู้ผลิต SPP ได้ดีกว่ามาตรการแบบ Adder ในขณะที่ผู้ผลิต SPP มุ่งเน้นการสร้างกำไรและคำนึงถึงความอยู่รอดของธุรกิจหากมีผู้ผลิต SPP รายใหม่ที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ซึ่งจะมีความสามารถในการแข่งขันด้านเชื้อเพลิงสูงกว่าผู้ผลิต SPP ที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ผู้ผลิต SPP จึงมีความต้องการให้ภาครัฐปรับขึ้นราคาส่วนเพิ่ม และขนาดเดียวกันจากความไม่แน่นอนของนโยบายรับซื้อไฟฟ้าของรัฐบาล ทำให้ผู้ผลิต SPP มีความลังเลในการเปลี่ยนสัญญารับซื้อไฟฟ้า

คำสำคัญ: มาตรการรับซื้อไฟฟ้า, ราคารับซื้อไฟฟ้า, ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก, เชื้อเพลิงชีวมวล

Independent Study Title	THE PRICING OF ELECTRICITY PURCHASEING IN FEED-IN TARRIF SYSTEM OF SMALL BIOMASS POWER PRODUCERS
Author	Mr. Wisarud Yongbanjerd
Degree	Master of Arts (Business Economics)
Department/Faculty/University	Business Economics Faculty of Economics Thammasat University
Independent Study Advisor	Associate Professor Supawat Rungsuriyawiboon, Ph.D.
Academic Years	2015

ABSTRACT

The study of pricing of electricity purchasing in Feed-in Tariff system of small biomass power producers is aimed to provide an overview of power purchasing from renewable energy in Thailand including the determination of an appropriate pricing of power purchasing for small power producers (SPPs) in the form of Feed-in Tariff (FIT). Moreover, this study is aware of the SPP situations toward changes in the power purchasing measures of the public sector. In this study, the overview of power purchasing policy from the SPPs is mentioned by using secondary data from the agencies, institutions and organizations related to energy aspect which are the National Energy Policy Committee, the Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Department of Mineral Fuels (DMF), the Ministry of Energy, the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), the Metropolitan Electricity Authority (MEA), the Provincial Electricity Authority (PEA), the Energy Policy and Planning Office (EPPO) and the Energy for Environment Foundation (EforE).

In addition, the pricing model for power purchasing was created in this study in order to determine for the reasonable price for the SPPs who apply the Adder power purchasing measure that they require to change power purchasing contract to

FiT. The model invented by the researcher was used to find the excess price that the SPPs received by comparing with the power purchasing price of the FiT model in order to obtain the appropriate range of purchasing prices. The model had also considered changes of various factors such as the power capacity of the SPPs in both Peak and Off-Peak periods in 3 cases, and the return rate in calculation of the present value of the differences among 3 values of power purchasing prices in order to obtain the model which can find the range of purchasing prices that suited for the biomass power producers (SPPs). According to the study results, it was found that the range of purchasing prices is from 3.9714 to 4.0292 baht per unit. The researcher chose appropriate price from this range which was 4.00 baht per unit that it will be the buying price of the SPPs who applied the FiT power purchasing measure in January 2017 while the new SPPs who never receive Adder power purchasing measure will obtain power purchasing price for FiT at 4.15 baht per unit in January 2017. The SPPs who do not require to change power purchasing measure and still use Adder measure will receive buying price at 3.0798 baht per unit.

The study also interviewed 3 stakeholder groups including the biomass SPPs, the policymakers and the electricity buyers by using structured interview with patterned interview form. From the interview result, it can be analyzed that the policymakers and the electricity buyers realized the advantages of changing power purchasing measure from the Adder to FiT because there would be not much burden on the public sector in the part of electricity charge, and it may proceed gradually. This resulted in the stability of purchasing price with no serious fluctuations when compared with the Adder purchasing measure. Furthermore, the power purchasing price also reflects the real cost of the SPPs better than the Adder measure while the SPPs focus on making profits and business survival if there are new SPPs who receive the FiT power purchasing measure that they have higher fuel competitiveness than the SPPs who obtain the Adder type. For this reason, the SPPs require the government to adjust the incremental price, and the uncertainty of government's power purchasing policy resulted in the reluctant of the SPPs to change power purchase agreement at the same time.

Keyword: power purchasing measure, power purchasing price, small electricity suppliers, biomass fuel



กิตติกรรมประกาศ

การค้นคว้าอิสระเรื่อง “การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในระบบ Feed-in Tariff ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล” เล่มนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยความกรุณาจาก รองศาสตราจารย์ ดร. ศุภวัฒน์ รุ่งสุริยะวิบูลย์ อาจารย์ที่ปรึกษาการค้นคว้าอิสระ ที่ได้ให้คำแนะนำ ข้อคิดเห็น ตรวจสอบ และแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ ตลอดการศึกษาในครั้งนี้ รวมถึง อาจารย์ ดร. ภาวิน ศิริประภาณุกุล ที่ให้เกียรติเป็นกรรมการสอบการค้นคว้าอิสระ และให้ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมอันเป็นประโยชน์ซึ่งส่งผลให้งานศึกษานี้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

นอกจากนี้ผู้ศึกษาขอขอบพระคุณคณาจารย์ทุกท่านในคณะเศรษฐศาสตร์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ที่ได้ถ่ายทอดความรู้และประสบการณ์ต่างๆ ให้สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับการศึกษาในครั้งนี้ ตลอดจนพี่เจ้าหน้าที่โครงการทุกท่าน ที่ทำให้งานศึกษานี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ขอขอบคุณผู้อำนวยการฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า หัวหน้ากองวางแผนการผลิตและทีมงาน ผู้ช่วยผู้อำนวยการฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและทีมงาน ตลอดจน ดร. จิระ อาชายุทธการ รวมไปถึงผู้ปฏิบัติงานฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย คุณนวินวรรต จิรัลย์ชานนท์ คุณกัมปนาท บุญประสิทธิ์ คุณกมลชนก รอดสม คุณมานะ ริตหิรม์ คุณพิริยา จูซัง คุณวรพจน์ กมฺุทวนิช คุณอัญชลี อัมรานนท์ คุณอดิชาติ เผ่าภู คุณนฤนาท พลัประสิทธิ์ ที่ได้ให้ความอนุเคราะห์ผู้ศึกษา ทั้งด้านข้อมูล แนวคิด และข้อเสนอแนะต่างๆ สำหรับผู้ศึกษาในงานศึกษาครั้งนี้ อีกทั้งกัลยาณมิตรทั้งที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และโครงการเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ รุ่นที่ 18 ที่คอยให้ความช่วยเหลือและแลกเปลี่ยนความรู้ในการศึกษา

ผู้ศึกษาขอขอบคุณ บิดา มารดา ครอบครัวยงบรรเจิด ที่คอยเป็นกำลังใจและสนับสนุนผู้ศึกษาด้วยดีเสมอมา

สุดท้ายนี้ผู้ศึกษาหวังว่างานศึกษานี้จะเป็นประโยชน์กับผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้อง หากงานศึกษาในครั้งนี้มีข้อผิดพลาดประการใด ผู้ศึกษาต้องขออภัยมา ณ ที่นี้ด้วย

นายวิศรุต ยงบรรเจิด

(7)

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย	(1)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	(3)
กิตติกรรมประกาศ	(6)
สารบัญตาราง	(11)
สารบัญภาพ	(13)
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา	7
1.3 ขอบเขตของการศึกษา	7
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	8
1.5 นิยามศัพท์เฉพาะ	8
บทที่ 2 วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	10
2.1 ลักษณะของตลาดผูกขาด	10
2.1.1 ตลาดที่มีการผูกขาดแท้จริง (Pure Monopoly)	10
2.1.2 การผูกขาดโดยธรรมชาติ (Natural Monopoly)	12
2.1.3 ข้อดีและข้อเสียในตลาดผูกขาด	13
2.1.4 คุณภาพของหน่วยธุรกิจในตลาดผูกขาด	13
2.1.5 การประหยัดต่อขนาด (Economies of Scale)	14
2.1.6 ผลกระทบภายนอก (Externality)	15

	(8)
2.2 การกำหนดราคา	16
2.2.1 ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern)	16
2.2.2 การกำหนดราคาตามเวลาการใช้ (Time Pricing)	17
2.2.3 การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่เหมาะสม	17
2.3 ประเภทของต้นทุน	18
2.3.1 ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost)	18
2.3.1.1 ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากต้นทุนหน่วยสุดท้ายในการผลิตไฟฟ้า	18
2.3.1.2 ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า	18
2.3.2 ต้นทุนในการผลิต	19
2.3.3 ต้นทุนหน่วยสุดท้าย หรือ ต้นทุนส่วนเพิ่ม (MC: Marginal Cost)	21
2.4 การวิเคราะห์ทางการเงิน	23
2.4.1 มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money)	24
2.4.2 กระแสเงินสด (Cash Flow)	25
2.4.3 อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ	26
2.4.4 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุน	27
2.5 วรรณกรรมปริทัศน์	29
บทที่ 3 ระเบียบวิธีศึกษา	37
3.1 วิธีการศึกษา	37
3.1.1 ความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP	38
3.1.2 การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT สำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย)	38
3.1.3 วิเคราะห์ข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้า แบบ FiT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย)	41
3.1.3.1 การสัมภาษณ์แบบมีโครงสร้าง (Structured Interview)	41
3.1.3.2 การสัมภาษณ์แบบเชิงลึก (In-Depth Interview)	41
3.2 ประชากรและหน่วยวิเคราะห์	41
3.3 เครื่องมือที่ใช้ในการศึกษา	42
3.4 การเก็บรวบรวมข้อมูล	45
3.5 การวิเคราะห์ข้อมูล	45

3.5.1 เอกสารขั้นต้นหรือเอกสารปฐมภูมิ (Primary Document)	45
3.5.1.1 เอกสารต่างๆ	45
3.5.1.2 แบบสัมภาษณ์ผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้า แบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลทั้ง 3 กลุ่ม	45
3.5.2 เอกสารชั้นรองหรือเอกสารทุติยภูมิ (Secondary Document)	46
3.5.2.1 เอกสารสาธารณะ (Public Document)	46
3.5.2.2 เอกสารส่วนบุคคล (Personal Document)	46
บทที่ 4 ผลการศึกษาและอภิปรายผล	49
4.1 ความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP	49
4.1.1 มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder	54
4.1.2 มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff	55
4.2 แบบจำลองการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย)	57
4.2.1 การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ช่วงเวลา มกราคม พ.ศ. 2553 – ธันวาคม พ.ศ. 2559	60
4.2.1.1 การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder	60
4.2.1.2 การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT (FIT Virtual)	62
4.2.1.3 การคำนวณผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับ	65
4.2.2 การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ช่วงเวลา มกราคม พ.ศ. 2560 – ธันวาคม พ.ศ. 2573	67
4.2.2.1 การประมาณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT	67
4.2.2.2 การคำนวณค่าใช้จ่ายรายงวดที่ผู้ผลิต SPP ต้องชำระ	68
4.3 ข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย)	70
4.3.1 ผู้กำหนดนโยบาย	70
4.3.2 ผู้รับซื้อไฟฟ้า	72
4.3.3 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ที่ถือสัญญา รับซื้อไฟฟ้าแบบ Non-Firm และได้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder	74

บทที่ 5 สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ	79
5.1 สรุปผลการศึกษา	79
5.2 ข้อเสนอแนะ	82
5.2.1 ข้อเสนอแนะสำหรับผู้กำหนดนโยบาย	82
5.2.2 ข้อเสนอแนะสำหรับผู้ประกอบการ	83
5.2.2.1 ผู้ประกอบการรายเก่าที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder	83
5.2.2.2 ผู้ประกอบการรายใหม่	83
5.2.3 ข้อเสนอแนะในการศึกษาครั้งต่อไป	84
รายการอ้างอิง	85
ภาคผนวก	91
ภาคผนวก ก การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder	92
ภาคผนวก ข การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT (FiT Virtual)	100
ภาคผนวก ค การคำนวณผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับ	104
ประวัติผู้เขียน	108

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 ร้อยละของการประมาณการการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่างๆ ในการผลิตไฟฟ้า	1
1.2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ปี 2579 (หน่วย: เมกะวัตต์)	2
1.3 แสดงสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก	5
1.4 แสดงสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก ที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder	5
2.1 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของระบบ	16
2.2 ตารางสรุปผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดราคา	35
3.1 แสดงส่วนเพิ่ม (Adder) ราคาซื้อไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนาดต่างๆ ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล	40
3.2 แสดงอัตราซื้อไฟฟ้าในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต VSPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล	40
4.1 แสดงค่า Ft ช่วงระยะเวลา พ.ศ. 2553 - พ.ศ. 2559	57
4.2 อัตราค่าไฟฟ้าช่วง Peak Off-Peak และ ค่าไฟฟ้าผันแปรขายส่งเฉลี่ย (หน่วย: บาท/หน่วย)	60
4.3 รายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder (หน่วย: บาท/หน่วย)	61
4.4 รายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT (FIT Virtual) (หน่วย: บาท/หน่วย)	63
4.5 ผลรวมของผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับทั้ง 3 กรณี (หน่วย: บาท/หน่วย)	65
4.6 ผลรวมของผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับกรณี 1 ปี พ.ศ. 2559 (หน่วย: บาท/หน่วย)	66
4.7 มูลค่าปัจจุบันของผลรวมของผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับกรณี 1 ปี พ.ศ. 2559 (หน่วย: บาท/หน่วย)	66
4.8 ราคาซื้อไฟฟ้าในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP	68
4.9 ค่าใช้จ่ายรายงวดตลอดอายุสัญญา (หน่วย: บาท/หน่วย)	69
4.10 ราคาซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT (หน่วย: บาท/หน่วย)	69
4.11 สรุปผลการสัมภาษณ์ผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในแต่ละกลุ่ม	76

4.12 สรุปผลการสัมภาษณ์ผู้ผลิต SPP เกี่ยวกับผลกระทบจาก มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT	77
5.1 ราคาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT (หน่วย: บาท/หน่วย)	81



สารบัญญภาพ

ภาพที่	หน้า
3.1 แสดงขั้นตอนวิธีการศึกษา	48
4.1 แสดง Timeline ความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP	53
4.2 แสดงโครงสร้างการคิดราคามาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder	55
4.3 สูตรโครงสร้างการคิดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT	56
4.4 ตัวอย่างราคารับซื้อไฟฟ้าในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FiT ช่วงระยะเวลา พ.ศ. 2553 - พ.ศ. 2559	57
4.5 ขั้นตอนการคำนวณช่วงแรก (ม.ค. พ.ศ. 2553 – ธ.ค. พ.ศ. 2559)	58
4.6 ขั้นตอนการคำนวณช่วงที่ 2 (ม.ค. พ.ศ. 2560 – ธ.ค. พ.ศ. 2573)	59

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การผลิตไฟฟ้าต้องอาศัยเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ เป็นเชื้อเพลิงหลัก ได้แก่ ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา เป็นต้น และจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นเนื่องมาจากการขยายตัวของเศรษฐกิจ แหล่งพลังงานจึงมีความสำคัญและเป็นปัจจัยพื้นฐานควบคู่ไปกับการพัฒนาประเทศ ให้เป็นไปอย่างยั่งยืน อย่างไรก็ตามทรัพยากรธรรมชาติด้านเชื้อเพลิงนั้นวันจะเหลือน้อยลงและมีโอกาสขาดแคลนในที่สุด จึงเริ่มมีกระแสความนิยมในการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศต่างๆ ทั่วโลก ประเทศไทยเล็งเห็นถึงการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวจึงได้มีมาตรการส่งเสริมและสนับสนุนให้มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP: Small Power Producer) สร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015: Power Development Plan 2015) ที่มีความพยายามในการลดสัดส่วนการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และเพิ่มสัดส่วนในการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้า ดังจะเห็นได้จากสัดส่วนในการใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานทดแทนที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าจากในตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 ร้อยละของการประมาณการการใช้เชื้อเพลิงประเภทต่างๆ ในการผลิตไฟฟ้า

ประเภทเชื้อเพลิง	ประมาณการร้อยละของการผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2569	ประมาณการร้อยละของการผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2579
ซื้อไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศ	10 - 15	15 - 20
ถ่านหินเทคโนโลยีสะอาด	20 - 25	20 - 25
พลังงานหมุนเวียน	10 - 20	15 - 20
ก๊าซธรรมชาติ	45 - 50	30 - 40
นิวเคลียร์	-	0 - 5
ดีเซล/น้ำมันเตา	-	-

ที่มา: แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015)

ภายใต้แผน PDP 2015 ซึ่งมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จะประกอบด้วยแผน AEDP (Alternative Energy Development Plan) ซึ่งมุ่งเน้นไปที่การแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อมส่วนรวม เนื่องจากประเทศไทยมีวัสดุเหลือใช้จากภาคเกษตร ได้แก่ แกลบ เศษเปลือกไม้ ชานอ้อย ที่มีปริมาณเหลือใช้อยู่มากนับล้านตัน ซึ่งเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดปัญหาขยะชุมชนและต้องเสียค่าใช้จ่ายจำนวนมากในการนำวัสดุเหลือใช้ดังกล่าวไปทิ้ง จึงเป็นเหตุให้มีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากขยะชุมชน ชีวมวล และก๊าซชีวภาพเป็นหลัก โดยแผน AEDP นั้นมียุทธศาสตร์ในการส่งเสริมพลังงานชีวภาพ ได้แก่ พลังงานจากขยะ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพเป็นอันดับแรก ซึ่งศักยภาพคงเหลือในปัจจุบันสามารถผลิตไฟฟ้าจากขยะได้อีกประมาณ 500 เมกะวัตต์ (MW) และจากชีวมวลได้อีกประมาณ 2,500 MW ตลอดจนการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าช่วยสร้างชุมชนที่เข้มแข็งและลดการนำเข้าพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ทั้งนี้การส่งเสริมดังกล่าวจะเป็นการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจากปัจจุบันที่ร้อยละ 8 เป็นร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการไฟฟ้ารวมของประเทศในปี พ.ศ. 2579 โดยจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมเท่ากับ 19,634.4 MW โดยพลังงานหมุนเวียนประเภทชีวมวลมีกำลังผลิตเพิ่มขึ้นถึง 3,000 MW หากพิจารณาถึงสัดส่วนของพลังงานทดแทนแยกเป็นประเภทต่างๆ แล้วนั้น พบว่ามีการเพิ่มสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงพลังงานทดแทนในแต่ละเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นดังแสดงในตารางที่ 1.2

ตารางที่ 1.2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ปี 2579 (หน่วย: เมกะวัตต์)

ปี (พ.ศ.)	พลังน้ำ	ชีวมวล	แสงอาทิตย์	ก๊าซชีวภาพ	พลังลม	ขยะ	พืชพลังงาน	รวม
2557	3,048.4	2,541.8	1,298.5	311.5	224.5	65.7	-	7,490.4
2579	3,282.4	5,570.0	6,000.0	600.0	3,002.0	500	680	19,634.4

ที่มา: แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015)

สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนในประเทศ เนื่องจากต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าโดยส่วนใหญ่จะเกิดจากราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งสะท้อนไปถึงราคาค่าไฟฟ้าที่ประชาชนไม่ว่าจะเป็นภาคธุรกิจ อุตสาหกรรม และครัวเรือนต้องรับภาระ ซึ่งถือเป็นต้นทุนของปัจจัยการผลิตสินค้า อีกทั้งเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์และใช้พลังงานอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ และเป็นการลดการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลจากต่างประเทศ แต่กระนั้นด้วยโรงไฟฟ้าของ กฟผ. เพียงอย่างเดียวประกอบกับปัจจัยทางด้านการเงินของภาครัฐ ไม่สามารถที่จะสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าของ

ประชาชนเนื่องมาจากการขยายตัวของเศรษฐกิจ ภาครัฐจึงเปิดโอกาสให้ภาคเอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในรูปของผู้ผลิต SPP เพื่อลดปัญหาทางด้านกำลังการผลิตสำรองของระบบและเพื่อเป็นการใช้ทรัพยากรธรรมชาติที่มีอยู่อย่างจำกัดให้เกิดประโยชน์สูงสุด

ทั้งนี้รัฐบาลได้ใช้กลไกในการสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสามารถแข่งขันกับผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยได้ออกมาตรการต่างๆ เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีการพัฒนาและประสบความสำเร็จในการดำเนินงานมากขึ้น ดังนี้

(1) การทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้า (Power Purchase Agreements) เพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเกิดความมั่นใจในการลงทุน และรับซื้อพลังงานไฟฟ้าทดแทนทั้งหมด ในราคาที่ กฟผ. เคยผลิตด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล ทั้งนี้การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP สามารถแบ่งอัตราซื้อไฟฟ้าออกเป็น 2 ประเภท คือ 1. อัตราซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ประเภทสัญญา Firm คือ ผู้ผลิต SPP ที่กำหนดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะจ่ายให้ กฟผ. ตลอดอายุสัญญา จะได้รับเงินค่าไฟฟ้าเป็น 2 ส่วน คือ ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) 2. อัตราซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ประเภทสัญญา Non-Firm คือ ผู้ผลิต SPP ที่ไม่มีข้อกำหนดในเรื่องการส่งเครื่องจักร จะได้รับเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) โดยมีการกำหนดราคาซื้อไฟฟ้าให้แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU: Time of Use) โดยแบ่งเป็นช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) หรือ ช่วงเวลาระหว่าง 09.00 น. – 22.00 น. และช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-Peak) หรือ ช่วงเวลาระหว่าง 22.00 น. – 09.00 น.

(2) การให้สิ่งจูงใจในการลงทุน เช่น การให้เครดิตภาษีจากการลงทุน การให้เงินสนับสนุน หรือการยกเว้นภาษีนำเข้าเครื่องจักร เป็นต้น

(3) การเก็บส่วนเพิ่มจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อสะท้อนถึงผลเสียทางด้านสิ่งแวดล้อม ซึ่งคือการเพิ่มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

(4) การวิจัยและการพัฒนา พร้อมทั้งส่งเสริมทางด้านเทคโนโลยีเพื่อให้เกิดความรู้ในด้านพลังงานทดแทน พร้อมไปกับการพัฒนาทรัพยากรมนุษย์

ประเทศไทยเป็นประเทศหนึ่งที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล ภาครัฐจึงได้มีมติส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น โดยการนำเงินกองทุนเพื่อการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานมาสนับสนุน ต่อมาคณะรัฐมนตรีมีมติให้ใช้มาตรการจูงใจด้านราคาผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าโดยกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) ทว่าสถานการณ์ในปัจจุบันได้มีการเปลี่ยนแปลง โดยมีผู้ยื่นขอทำสัญญาซื้อไฟฟ้าในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นมาก อีกทั้งคณะรัฐมนตรีมีมติเห็นควรให้ สนพ. ศึกษาทบทวนมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder สำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้นและสอดคล้องกับการพัฒนาของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า

จากพลังงานหมุนเวียน ภาครัฐจึงกำหนดนโยบายระงับการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินและน้ำมัน รวมไปถึงผู้ผลิต SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนซึ่งเป็นเชื้อเพลิงภายในประเทศที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด ทั้งประเภทสัญญา Firm และประเภทสัญญา Non-Firm

ทั้งนี้ผู้ผลิต SPP ณ ปี พ.ศ. 2559 ที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. แล้วนั้น ได้มีการกระจายตัวอยู่ทั่วทุกภูมิภาคของประเทศและมีการใช้เชื้อเพลิงที่หลากหลายในการผลิตไฟฟ้า โดยแบ่งเป็นเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตาและถ่านหิน จำนวน 55 โครงการ พลังงานหมุนเวียน ได้แก่ กากอ้อย แกลบและเศษไม้ กากปาล์ม พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำ ชยะ เป็นต้น จำนวน 45 โครงการ รวมทั้งสิ้น 100 โครงการ กำลังการผลิตตามสัญญา 5,535.02 MW ดังแสดงในตารางที่ 1.3 โดยโครงการที่ใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder มีจำนวน 22 โครงการ ดังแสดงในตารางที่ 1.4 แบ่งเป็นประเภทสัญญา Firm 4 โครงการ โครงการประเภทสัญญา Non-Firm 18 โครงการ ในโครงการประเภทสัญญา Non-Firm นั้น มีโครงการที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล 8 โครงการ โครงการที่ใช้เชื้อเพลิงชยะ 2 โครงการ และใช้เชื้อเพลิงพลังงานลมและแสงอาทิตย์ 8 โครงการ ซึ่งกำลังการผลิตส่วนใหญ่อยู่ที่ประมาณ 20 - 30 MW

ตารางที่ 1.3 แสดงสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ลำดับที่	ประเภทเชื้อเพลิง	จำนวนโครงการ	กำลังการผลิตปี 2559 (MW)
1	ก๊าซธรรมชาติ	48	3,807.00
2	กากอ้อย ชานอ้อย	20	420.80
3	แกลบ	7	106.30
4	เศษไม้ ทะลายปาล์ม	4	104.00
5	Waste Gas	2	13.72
6	แสงอาทิตย์	7	436.00
7	ถ่านหิน	6	377.50
8	ลม	2	180.00
9	ขยะชุมชน	2	73.00
10	น้ำมันเตา	1	4.50
11	น้ำ	1	12.20
รวมทั้งหมด		100	5,535.02

ที่มา: กลุ่มงานวิเคราะห์เทคนิคในประเทศ ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กฟผ.

ตารางที่ 1.4 แสดงสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ได้รับ
มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

ลำดับที่	ประเภทเชื้อเพลิง	จำนวนโครงการ	กำลังการผลิต ปี พ.ศ. 2559 (MW)
โครงการที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder			
1	กากอ้อย ชานอ้อย	11	277.80
2	แสงอาทิตย์	6	395.00
3	ลม	2	180.00
4	ขยะชุมชน	2	73.00
5	แกลบ	1	15.50
รวมโครงการที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder		22	941.30

ที่มา: กลุ่มงานวิเคราะห์เทคนิคในประเทศ ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กฟผ.

จากตารางที่ 1.4 จะพบว่าถึงแม้โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและชานอ้อยจะมีกำลังการผลิตที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม แต่เนื่องจากนโยบายของแผน PDP 2015 ที่มุ่งเน้นการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าให้ได้ร้อยละ 20 ในปี พ.ศ. 2579 ซึ่งในปี พ.ศ. 2559 มีกำลังการผลิตของพลังงานทดแทนและพลังงานชีวมวลเพียงร้อยละ 13.92 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ประกอบกับพื้นที่ที่มีอยู่อย่างจำกัดทำให้เป็นการยากที่จะทำการปลูกสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ซึ่งในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมต้องใช้พื้นที่จำนวนมากถึง 15 ไร่และ 25 ไร่ ตามลำดับ ในการสร้างโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตเพียง 1 MW ในขณะที่โรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงแกลบและชานอ้อยใช้พื้นที่ประมาณ 1-3 ไร่ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิต 1 MW รวมไปถึงปัญหาทางด้านเทคนิคที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Plant Factor) ที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและชานอ้อย กล่าวคือ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ไม่สม่ำเสมอ ขึ้นอยู่กับสภาพภูมิอากาศในแต่ละพื้นที่ที่ตั้งของโรงไฟฟ้าโดยที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ย 4 ชั่วโมงต่อวันและโรงไฟฟ้าพลังงานลมผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ย 6 ชั่วโมงต่อวัน ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานแกลบและชานอ้อยสามารถเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตตลอด 24 ชั่วโมง ทำให้ Plant Factor สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีค่าร้อยละ 15-20 ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานแกลบและชานอ้อยมีค่าร้อยละ 80-90 การมีค่า Plant Factor ที่ต่ำนั้นเป็นเหตุผลสำคัญที่ทำให้การพึ่งพาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีข้อจำกัดเนื่องจากผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแกลบและชานอ้อย และยังส่งผลให้ต้นทุนเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแกลบและชานอ้อย 2 – 3 เท่าตัว

มาตรการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยภาครัฐในปัจจุบันแบ่งออกได้เป็น 2 มาตรการ คือ 1. มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ 2. มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff (FIT) โดยที่ผู้ผลิต SPP ในปัจจุบันมีเพียงสัญญารับซื้อไฟฟ้าที่ใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder เท่านั้น ในส่วนของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT นั้นใช้กับสัญญารับซื้อไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็กมาก (VSPP: Very Small Power Producer) โดยมาตรการรับซื้อไฟฟ้าทั้ง 2 ประเภทนี้มีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน โดยมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder นั้นจะเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าโดยมีกระบวนการคิดมาจากค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในขณะที่มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT นั้นเป็นการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าโดยกระบวนการคิดราคาจะสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนของผู้ผลิต และแปรผันไปตามอัตราเงินเฟ้อพื้นฐาน ซึ่งจะคำนึงถึงราคาของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตพลังงานทดแทน ซึ่งมีการเคลื่อนไหวเป็นลักษณะเฉพาะของแต่ละประเภทวัตถุดิบ

ในปัจจุบันผู้ผลิต VSPP ที่ใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ประสบปัญหาจากส่วนต่างของราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต VSPP ที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ถึง 0.90 บาท/หน่วย เพื่อเป็นการป้องกันปัญหาส่วนต่างของราคารับซื้อไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นกับผู้ผลิต SPP ในอนาคต หากภาครัฐนำมามาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT มาใช้กับผู้ผลิต SPP อีกทั้งการที่ภาครัฐเล็งเห็นถึงความเป็นไปได้ที่จะนำมามาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT มาใช้กับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิต SPP เพราะเห็นว่าน่าจะเป็นทิศทางการสนับสนุนที่เหมาะสมในการพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างยั่งยืนในระยะยาว อีกทั้งเป็นการทำให้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าเป็นไปในแนวทางเดียวกัน ผู้ศึกษาจึงสนใจและมุ่งมั่นทำการศึกษาและจัดทำแบบจำลองเพื่อหาราคาที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ในระบบ Adder ปัจจุบันที่ต้องการเปลี่ยนมาใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

- 1.2.1 ศึกษาความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP
- 1.2.2 ศึกษาาราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT สำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย)
- 1.2.3 วิเคราะห์ข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย)

1.3 ขอบเขตของการศึกษา

ศึกษาความเป็นมาของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP รวมไปถึงมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยอ้างอิงราคาส่วนเพิ่ม (Adder) ของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีการใช้งานอยู่ในปัจจุบัน (พ.ศ. 2558) ที่ใช้กับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและชานอ้อย และมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT โดยอ้างอิงราคาของสัญญาที่ใช้กับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิต VSPP ที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและชานอ้อยในปัจจุบัน (พ.ศ. 2558) จากนั้นสร้างแบบจำลองโดยเลือกใช้โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) จากผู้ผลิต SPP ประเภทสัญญา Non-Firm ขนาดกำลังการผลิต 20 MW ที่ได้รับราคารับซื้อไฟฟ้าในระบบ Adder เริ่มต้นขายไฟให้ กฟผ. ปี พ.ศ. 2553 (COD: Commercial Operation Date ปี พ.ศ. 2553) และสมมติฐานราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ในระบบ FIT อยู่ที่ 4.15 บาท/หน่วย (ปัจจุบันยังไม่มีประกาศ) ไม่รวม Premium (อ้างอิงราคาของผู้ผลิต VSPP ที่ 4.24

บาท/หน่วย และปรับขนาดของโรงไฟฟ้าให้ใหญ่ขึ้น) เลือกใช้อัตราเงินเพื่อพื้นฐานปรับเพิ่มขึ้นทุกปี ปีละ 1.5% นับจากปีก่อนหน้า และเริ่มมีผลบังคับใช้สำหรับผู้ผลิต SPP ในระบบ Adder เดิมที่ขอเปลี่ยนสัญญามาใช้ระบบ FIT วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2560 และโรงไฟฟ้างกล่าวมีอายุสัญญา 20 ปี อยู่ในระบบ Adder มาแล้ว 7 ปี

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.4.1 รับรู้ความเป็นมาของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP

1.4.2 สามารถกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ในระบบ Adder ปัจจุบันที่ต้องการเปลี่ยนมาใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

1.4.3 ลดผลกระทบของผู้ผลิต SPP ชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) จากมาตรการรัฐที่กำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแตกต่างกัน 2 รูปแบบ

1.5 นิยามศัพท์เฉพาะ

1.5.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP: Small Power Producer) หมายถึง โครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) หรือการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ เช่น กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง เช่น แกลบ เปลือกไม้ ชานอ้อย ขยะ รวมไปถึงพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ โครงการผู้ผลิต SPP แต่ละโครงการจะจำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. ไม่เกิน 90 MW โดยส่วนใหญ่จะมีกำลังการผลิตตามสัญญาจ่ายที่ 20-30 MW แต่เนื่องจากผู้ผลิต SPP แต่ละแห่งสามารถขายไฟฟ้าให้ผู้บริโภคที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียงได้โดยตรง จึงทำให้กำลังการผลิตติดตั้งของผู้ผลิต SPP มักจะอยู่ในระดับ 120-150 MW

1.5.2 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP: Very Small Power Producer) หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไป ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)) โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 MW และมีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าดังนี้

(1) ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังงานน้ำขนาดเล็กมาก และก๊าซชีวภาพ เป็นต้น

(2) ผลิตไฟฟ้าจากกาก เศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร กากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมเกษตร ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกาก ขยะมูลฝอย หรือไม้จากการปลูกป่า เป็นเชื้อเพลิง เป็นต้น

(3) การผลิตไฟฟ้าจากไอน้ำที่เหลือจากกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์ อุตสาหกรรม หรือการเกษตรที่ใช้เชื้อเพลิงที่กล่าวมาข้างต้น

1.5.3 กำลังไฟฟ้า หมายถึง พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไปในเวลา 1 นาที มีหน่วยเป็นวัตต์ (W) หรือ จูลต่อวินาที สามารถเขียนเป็นความสัมพันธ์ ได้ดังนี้

$$\text{กำลังไฟฟ้า (วัตต์)} = \text{พลังงานไฟฟ้า (จูล) / เวลา (วินาที)}$$

โดยมีหน่วยของกำลังไฟฟ้านี้

1 มิลลิวัตต์ (mW)	=	1,000 ไมโครวัตต์ (μ W)
1 วัตต์ (W)	=	1,000 มิลลิวัตต์ (mW)
1 กิโลวัตต์ (kW)	=	1,000 วัตต์ (W)
1 เมกะวัตต์ (MW)	=	1,000,000 วัตต์ (W)

1.5.4 ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) หมายถึง ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. และค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากระดับที่กำหนดไว้ในค่าไฟฟ้าฐาน โดยค่า F_t มีการปรับปรุงทุกๆ 4 เดือน

บทที่ 2

วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในการศึกษาการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าในระบบ Feed-in Tariff ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ผู้ศึกษาได้อาศัยแนวคิดในเชิงทฤษฎีทางเศรษฐศาสตร์ที่เกี่ยวข้องกับวัตถุประสงค์ของการศึกษามาเป็นแนวทางและกรอบในการศึกษาเพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยเฉพาะส่งเสริมให้มีการใช้ไฟฟ้าน้อยลงในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้า (Peak) ซึ่งจะช่วยลดการลงทุนในการผลิตและการจัดจำหน่ายไฟฟ้าได้ อีกทั้งเพื่อให้สอดคล้องกับราคาเชื้อเพลิงที่เปลี่ยนแปลงไปตามสภาวะตลาดที่มีการแข่งขันมากขึ้น โดยทำการศึกษาแนวคิดและทฤษฎีต่างๆ ได้แก่ ลักษณะของตลาดผูกขาด การกำหนดราคา ประเภทของต้นทุน และการวิเคราะห์ทางการเงิน เป็นต้น พร้อมทั้งได้ทำการทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องหรือมีความสอดคล้องกับงานศึกษาในครั้งนี้

2.1 ลักษณะของตลาดผูกขาด

ตลาดผูกขาดเป็นสถานการณ์ที่ตลาดมีผู้ผลิตหรือผู้ขายเพียงรายเดียว ในขณะที่ผู้ซื้อหาสินค้าอื่นมาทดแทนสินค้าของผู้ผูกขาดได้ยาก ในขณะเดียวกัน ผู้ผลิตรายอื่นไม่สามารถเข้ามาผลิตเพื่อแข่งขันได้ เพราะถูกกีดกันหรือมีอุปสรรคต่อการเข้าสู่ตลาด (Barrier to Entry) โดยจะเรียกการผูกขาดนี้ว่า การผูกขาดอย่างแท้จริง (Pure Monopoly) หรือการผูกขาดอย่างสมบูรณ์ (Absolute Monopoly) อุปสงค์ที่ผู้ผลิตในตลาดต้องเผชิญคืออุปสงค์ของตลาด (เส้นอุปสงค์มีลักษณะทอดลงจากซ้ายไปขวา หรือมีความชันเป็นลบ แสดงว่า ถ้าผู้ผูกขาดขึ้นราคาสินค้า จะยังมีการซื้อสินค้านั้นอยู่ แต่จะซื้อในปริมาณที่น้อยลง ในทางตรงกันข้าม หากผู้ผลิตลดราคาสินค้า ผู้บริโภคจะซื้อสินค้าของผู้ผลิตมากขึ้น) ผู้ผูกขาดอย่างแท้จริงจะมีอำนาจในการกำหนดราคาสินค้าหรือปริมาณสินค้าในตลาด อย่างไรก็ตามหนึ่งได้อย่างเต็มที่ แต่จะกำหนดทั้งสองอย่างพร้อมกันไม่ได้ ในระยะยาว ผู้ผูกขาดอาจมีกำไรเกินปกติได้ เพราะผู้ผลิตรายใหม่ๆ ไม่สามารถเข้ามาผลิตเพื่อแข่งขันได้ (วรณี จิเจริญ, 2534)

2.1.1 ตลาดที่มีการผูกขาดแท้จริง (Pure Monopoly)

ตลาดที่มีการผูกขาดที่แท้จริงมีข้อสมมติเกี่ยวกับลักษณะของตลาด ดังนี้

- (1) มีผู้ผลิต ผู้ขายเพียงรายเดียว เรียกว่า ผู้ผูกขาด (Monopolist)

(2) สินค้ามีคุณสมบัติพิเศษไม่เหมือนใคร ไม่สามารถหาสินค้าอื่นๆ มาแทนได้อย่างใกล้เคียง

(3) ผู้ผูกขาดมีอำนาจกำหนดราคาและปริมาณขาย

(4) ผู้ผลิตสามารถกีดกันไม่ให้ผู้อื่นเข้ามาผลิตแข่งขันได้

จากลักษณะทั้ง 4 ประการดังกล่าว ผู้ผูกขาดจึงมีอำนาจในการกำหนดราคา (Price Maker) หรือกำหนดปริมาณขาย (Price Searcher) อย่างใดอย่างหนึ่ง นั่นคือ ผู้ผูกขาดสามารถเลือกที่จะขึ้นราคาสินค้าหรือเลือกที่จะเพิ่มปริมาณการขายได้ตามต้องการ

การผูกขาดเกิดขึ้นจากสาเหตุต่างๆ ดังต่อไปนี้

(1) ผู้ผลิตหลายรายตกลงรวมตัวกันผูกขาดการผลิตโดยการยุบรวมเป็นบริษัทเดียวกัน เช่น สหรัฐอเมริกา อังกฤษ เป็นต้น ถือว่าเป็นสิ่งผิดกฎหมายสำหรับประเทศไทย ซึ่งยังไม่มีกฎหมายห้ามการผูกขาด

(2) รัฐบาลออกกฎหมายให้เป็นผู้ผลิตแต่เพียงผู้เดียว เพื่อให้เกิดประโยชน์แก่เศรษฐกิจและสังคมส่วนรวม เช่น ไฟฟ้า โทรศัพท์ ประปา เป็นต้น หรือเพื่อเป็นการควบคุมไม่ให้สร้างความเสียหายแก่ส่วนรวมจนเกินไป เช่น การผลิตยาสูบ สลากกินแบ่ง เป็นต้น โดยการเป็นผู้ผลิตแต่เพียงผู้เดียวนี้ หรือเรียกอีกอย่างว่า การผูกขาดโดยกฎหมาย (Legally Monopoly) รัฐบาลจะให้สิทธิผูกขาด แต่อย่างไรก็ตาม จะมีเงื่อนไขว่าต้องอยู่ภายใต้การควบคุมของรัฐบาล ทั้งนี้เพื่อเป็นการป้องกันการเอารัดเอาเปรียบผู้บริโภค

(3) ขนาดของกิจการต้องใหญ่มากพอที่จะสามารถลดต้นทุนการผลิตให้ต่ำ หรือที่เรียกว่ากิจการมี Economy of Scale โดยกิจการบางอย่าง เช่น อุตสาหกรรมเหล็กกล้า อุตสาหกรรมรถยนต์ ถ้าไม่มีขนาดใหญ่โตจริงๆ และกำลังผลิตจำนวนมากแล้ว จะไม่สามารถดำเนินกิจการไปได้ อย่างมีประสิทธิภาพและมีต้นทุนการผลิตต่ำ ในกรณีเช่นนี้ ผู้ผลิตใหม่จะเข้าทำการผลิตแข่งขันได้ยากมาก เพราะถ้าเป็นกิจการขนาดเล็กต้นทุนจะสูงมากและจะไม่ได้แม้แต่กำไรปกติ แต่ถ้าเป็นกิจการขนาดใหญ่ต้องลงทุนมหาศาลโดยผู้ผลิตรายใหม่จะต้องเผชิญกับอุปสรรคสำคัญ คือ เงินลงทุนจำนวนมากซึ่งรวบรวมได้ยาก

(4) เป็นเจ้าของวัตถุดิบที่สำคัญแต่เพียงผู้เดียว ผู้ผลิตอื่นไม่มีทางที่จะผลิตแข่งขันได้ ทรายขาวที่ยังไม่สามารถหาวัตถุดิบอื่นมาใช้แทนได้สำเร็จ ยกตัวอย่างกรณี The Aluminum Company of America ซึ่งกิจการผูกขาดการผลิตอะลูมิเนียมแต่เพียงผู้เดียวในสหรัฐอเมริกา เพราะบริษัทเป็นเจ้าของเหมืองแร่อะลูมิเนียมเกือบทั้งหมด

(5) การจดทะเบียนลิขสิทธิ์ตามกฎหมาย ในบางประเทศมีกฎหมายคุ้มครองลิขสิทธิ์สิ่งประดิษฐ์ ผู้ประดิษฐ์จะทำการจดทะเบียนลิขสิทธิ์สิ่งประดิษฐ์ของตนไว้ ทำให้มีอำนาจผูกขาดในการผลิตสิ่งประดิษฐ์แต่เพียงผู้เดียวเป็นระยะเวลาอันยาวนานเท่ากับอายุของทะเบียนลิขสิทธิ์ที่

กำหนดไว้และสามารถกำหนดราคาและปริมาณการผลิตตามที่ต้องการได้ ทำให้ลักษณะเส้นอุปสงค์ของผู้ผูกขาดจึงมีลักษณะทอดลงทางซ้ายมาขามีความชัน (Slope) เป็นลบ เส้นอุปสงค์ในสินค้าของผู้ผูกขาดกับเส้นอุปสงค์ของตลาดจึงเป็นเส้นเดียวกันและเส้นอุปสงค์ของผู้ผูกขาดจะเป็นเส้นเดียวกันกับเส้นรายรับเฉลี่ย ในขณะที่เส้นต้นทุนเพิ่มจะมีความชันเพิ่มเป็น 2 เท่าของเส้นอุปสงค์ (ประยงค์ มีชัย. 2556)

วรัญญา ภัทรสุข (2550) ได้กล่าวไว้ว่า ตลาดผูกขาด (Monopoly) คือ ตลาดที่มีผู้ขายอยู่เพียงรายเดียว ทำให้ผู้ขายมีอิทธิพลเหนือราคาและปริมาณสินค้าอย่างสมบูรณ์ในการที่จะเพิ่มหรือลดราคาและควบคุมจำนวนขายทั้งหมด (Total Supply) ได้ตามต้องการ ส่วนมากจะเป็นธุรกิจขนาดใหญ่ใช้เงินลงทุนมาก มีเทคโนโลยีที่ทันสมัยทำให้ธุรกิจขนาดเล็กรายอื่นๆ ไม่สามารถเข้ามาแข่งขันได้ ตลาดประเภทนี้ ได้แก่ บริษัทผลิตเครื่องบิน เครื่องจักรกล หรือกิจการสาธารณูปโภค เช่น การเดินรถประจำทาง โรงงานยาสูบ ไฟฟ้า น้ำประปา โทรศัพท เป็นต้น โดยสาเหตุของการผูกขาดของผู้ผลิตหรือธุรกิจผูกขาดนั้น เนื่องมาจากผู้ผลิตหรือธุรกิจนั้นเป็นผู้ควบคุมปริมาณวัตถุดิบแต่เพียงผู้เดียวโดยสามารถเกิดได้จากข้อกำหนดของกฎหมายว่าด้วยการมีลิขสิทธิ์หรือการขออนุญาตแบบมีสัมปทานเฉพาะรายธุรกิจ ทำให้ธุรกิจอื่นไม่สามารถเข้ามาแข่งขันได้ โดยส่วนมากแล้วนั้น จะเป็นธุรกิจอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ซึ่งใช้เงินลงทุนสูง พร้อมทั้งมีประสิทธิภาพในการผลิตด้วยเทคโนโลยีที่ทันสมัย รวมไปถึงการมีความได้เปรียบทางด้านทรัพยากรต่างๆ ทำให้เกิดลักษณะของการผูกขาดธรรมชาติ (Natural Monopoly) ธุรกิจอื่นไม่สามารถเข้ามาแข่งขันได้

2.1.2 การผูกขาดโดยธรรมชาติ (Natural Monopoly)

ถ้าในการดำเนินการผลิตมีการประหยัดอันเนื่องมาจากการขยายขนาดการผลิต (Economies of Scale) และถ้าหากปล่อยให้ผู้ประกอบการผลิตมากกว่าหนึ่งรายแล้วอาจก่อให้เกิดการไม่ประหยัดอันเนื่องมาจากการประกอบกิจการขนาดเล็ก (Diseconomies of Small Scale) และการให้มีผู้ผลิตขนาดย่อมจำนวนมากจะก่อให้เกิดการใช้ทรัพยากรเป็นไปอย่างหย่อนประสิทธิภาพ ซึ่งแสดงว่าตลาดนั้นสามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยผู้ผลิตขนาดใหญ่เพียงรายเดียว สถานการณ์เช่นนี้ เรียกว่า การผูกขาดโดยธรรมชาติ (Natural Monopoly) โดยที่กิจการที่มีลักษณะเช่นนี้มักเกิดขึ้นในกิจการประเภทสาธารณูปโภค อย่างไรก็ตามการปล่อยให้มีการผูกขาดโดยมิได้มีการควบคุมอาจก่อให้เกิดผู้บริโภครับประโยชน์น้อยกว่าที่ควรจะเป็นรัฐจึงเข้ามาควบคุมมาตรฐานของบริการและราคาให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม (ศูนย์สื่อการสอนทางอิเล็กทรอนิกส์, มหาวิทยาลัยรามคำแหง)

2.1.3 ข้อดีและข้อเสียในตลาดผูกขาด

ภราดร ปรีดาศักดิ์ (2556) กล่าวว่าตลาดผูกขาดนั้นมีหน่วยผลิตเพียงรายเดียวเป็นผู้ผลิตสินค้าและมีอำนาจในการกำหนดราคา และหน่วยผลิตรายใหม่ไม่สามารถเข้าสู่ตลาดเพื่อแข่งขันได้ ทำให้ข้อดีของตลาดผูกขาดคือ

(1) ในกรณีที่การผลิตมีการประหยัดจากขนาดการผลิตภายใต้ตลาดผูกขาดจะก่อให้เกิดประสิทธิภาพในการใช้ทรัพยากรมากกว่าตลาดแข่งขันสมบูรณ์ เพราะถ้าผลิตในปริมาณมาก ต้นทุนเฉลี่ยจะต่ำกว่าการผลิตโดยผู้ผลิตหลายรายและแต่ละรายผลิตในปริมาณที่น้อย

(2) เปิดโอกาสให้มีการวิจัยและพัฒนาเทคนิคการผลิต เนื่องจากผู้ผูกขาดมักเป็นหน่วยผลิตขนาดใหญ่ มีเงินทุนและผลประโยชน์ที่เกิดจากการคิดค้นนวัตกรรมค่าต่อการลงทุน เนื่องจากจะได้รับการคุ้มครองทางลิขสิทธิ์ อีกทั้งยังสามารถกีดกันหน่วยผลิตรายอื่นไม่ให้เข้าตลาดได้

(3) ในกรณีที่การผลิตมีผลกระทบต่อภายนอกเชิงลบ ปริมาณการผลิตหรือการใช้ทรัพยากรอาจจะไม่เกินระดับที่สังคมต้องการ เนื่องจากปกติแล้วผู้ผลิตมักจะผลิตในปริมาณที่น้อย ทำให้ความสูญเสียของสังคมจากการก่อกมลพิษต่อมนุษย์และสิ่งแวดล้อมอาจมีน้อยกว่ากรณีของตลาดแข่งขันสมบูรณ์

อย่างไรก็ตาม การผลิตและขายสินค้าภายใต้ตลาดแบบผูกขาดอาจมีข้อเสียดังนี้

(1) หน่วยผลิตที่ผูกขาดอาจขาดแรงจูงใจในการปรับปรุงหรือพัฒนาด้านเทคโนโลยีการผลิตและคุณภาพของสินค้าก็เป็นได้ เนื่องจากไม่มีแรงกดดันจากคู่แข่ง

(2) ปริมาณสินค้าน่าจะมีน้อยและมีราคาสูง เมื่อเทียบกับตลาดประเภทอื่นๆ เนื่องจากหน่วยผลิตเป็นผู้ที่สามารถควบคุมปริมาณหรือกำหนดราคาสินค้าได้ ทำให้ผู้บริโภคต้องซื้อสินค้าในราคาที่สูงกว่าต้นทุนเฉลี่ย และสูงกว่าต้นทุนส่วนเพิ่ม

(3) การใช้ทรัพยากรของระบบเศรษฐกิจมักไม่มีประสิทธิภาพ เกิดประโยชน์สาบสูญหรือความสูญเสียเปล่าเศรษฐกิจ (Deadweight Loss) เนื่องจากปริมาณการผลิตมักต่ำกว่าระดับที่ทำให้สังคมได้รับสวัสดิการสูงสุด

2.1.4 คุณภาพของหน่วยธุรกิจในตลาดผูกขาด

ผู้ผูกขาดจะเป็นผู้ผลิตรายเดียวในตลาด จึงมีอำนาจเต็มที่ในการกำหนดราคาหรือปริมาณผลผลิต ผู้ผูกขาดที่แสวงหากำไรสูงสุดจะเลือกผลิต ณ จุดที่ต้นทุนหน่วยสุดท้าย (MC: Marginal Cost) = รายรับหน่วยสุดท้าย (MR: Marginal Revenue) คุณภาพของผู้ผลิตและอุตสาหกรรมในตลาดจะเป็นสิ่งเดียวกันเพราะผู้ผูกขาดคืออุตสาหกรรม ในระยะสั้นผู้ผูกขาดไม่จำเป็นต้องได้รับกำไรเกินปกติเสมอไป ขึ้นอยู่กับต้นทุนเฉลี่ยของการผลิตว่ามีค่าสูงหรือต่ำกว่าราคาสินค้าคุณภาพ ถ้าราคาคุณภาพเท่ากับต้นทุนเฉลี่ยจะได้รับเพียงกำไรปกติ แต่ถ้าราคาคุณภาพต่ำกว่า

ต้นทุนเฉลี่ยจะประสพกับภาวะขาดทุน แม้ว่าผู้ผูกขาดจะขาดทุนแต่ยังสามารถผลิตต่อไปได้เนื่องจากการขาดทุนน้อยที่สุดและถ้าหากผู้ผลิตรายใดสามารถรักษากำไรเกินปกติของตนไว้ เรียกกำไรนั้นว่า กำไรจากการผูกขาด (Monopoly Profit) ในตลาดผูกขาดการเข้ามาผลิตของผู้ผลิตรายใหม่ไม่สามารถเกิดขึ้นได้ ทำให้ผู้ผูกขาดที่ได้กำไรปกติหรือขาดทุนในระยะสั้นสามารถทำกำไรเกินปกติได้ เนื่องจากสามารถปรับขนาดการผลิตและขนาดของโรงงานให้เหมาะสมได้ ในระยะยาวผู้ผลิตจะผลิต ณ ระดับที่ ต้นทุนเฉลี่ยระยะยาว (LAC: Long-run Average Cost) = ต้นทุนเฉลี่ยระยะสั้น (SAC: Short-run Average Cost) หรือ ต้นทุนหน่วยสุดท้ายระยะยาว (LMC: Long-run Marginal Cost) = ต้นทุนหน่วยสุดท้ายระยะสั้น (SMC: Short-run Marginal Cost) แสดงถึงถ้าผู้ผลิตอยู่ในดุลยภาพระยะยาวจะต้องอยู่ในดุลยภาพระยะสั้นด้วย แต่ถ้าผู้ผลิตอยู่ในดุลยภาพระยะสั้นไม่จำเป็นว่าผู้ผลิตนั้นต้องอยู่ในดุลยภาพระยะยาวเสมอไป

2.1.5 การประหยัดต่อขนาด (Economies of Scale)

การประหยัดต่อขนาด (Economies of Scale) หรือเรียกอีกอย่างว่า การมีผลได้ต่อขนาดเพิ่มขึ้น หมายถึงความได้เปรียบที่เกิดขึ้นจากการที่หน่วยธุรกิจสามารถผลิตผลผลิตได้ในจำนวนมากขึ้นจนทำให้ต้นทุนในการผลิตเฉลี่ยต่อหน่วยต่ำลงได้ โดยสาเหตุที่ทำให้ธุรกิจสามารถมีผลได้ต่อขนาดเพิ่มขึ้นนั้นมีด้วยกันหลายปัจจัยดังนี้

(1) การประหยัดจากแรงงาน (Labor) การที่ธุรกิจสามารถใช้แรงงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ จากการที่แรงงานแบ่งงานกันทำจนเกิดความชำนาญเฉพาะทาง ทำให้แรงงานสามารถที่จะผลิตผลผลิตได้เพิ่มมากขึ้นในขณะที่แรงงานมีจำนวนเท่าเดิม

(2) การประหยัดจากการลงทุน (Investment) การที่ธุรกิจสามารถประหยัดต้นทุนจากการลงทุน ได้นั้นคือความสามารถในการเสียดอกเบี้ยให้กับค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนได้ลดลงต่อหน่วยการผลิต

(3) การประหยัดในการจัดซื้อจัดจ้าง (Procurement) การที่ธุรกิจสามารถประหยัดต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยในการดำเนินการซื้อวัตถุดิบ การว่าจ้างผู้ผลิตชิ้นส่วน เนื่องจากการซื้อหรือว่าจ้างในปริมาณมากทำให้ได้ส่วนลดเพิ่มขึ้น

(4) การประหยัดด้านการวิจัยและพัฒนา (Research and Development) การวิจัยและพัฒนาเป็นกระบวนการที่มีค่าใช้จ่ายที่สูง การที่หน่วยธุรกิจลงทุนใน R&D ส่งผลให้มีเทคโนโลยีที่ทันสมัย สามารถผลิตสินค้าได้มีคุณภาพและปริมาณที่มากขึ้น การที่มีปริมาณการผลิตที่มากขึ้นส่งผลให้ค่าใช้จ่ายด้าน R&D เฉลี่ยต่อหน่วยผลผลิตลดลงได้

(5) การประหยัดด้านการใช้ทุน (Capital) การที่หน่วยธุรกิจสามารถใช้เครื่องมือเครื่องจักรที่มีประสิทธิภาพสูงได้อย่างคุ้มค่า เนื่องมาจากปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นและสามารถลดการสูญเสียในกระบวนการผลิต

(6) การประหยัดด้านส่งเสริมการขาย (Product Promotion) การผลิตในปริมาณมากส่งผลให้ต้นทุนที่ใช้ในการโฆษณา ประชาสัมพันธ์และส่งเสริมการขายในรูปแบบต่างๆ เกิดการประหยัดต่อหน่วยการผลิตได้

(7) การประหยัดด้านการขนส่งและการกระจายสินค้า (Transport and Distribution) จากปริมาณการผลิตที่มีจำนวนมากทำให้ต้นทุนด้านการขนส่งและการกระจายผลผลิตลดลง เนื่องมาจากปริมาณที่เพิ่มมากขึ้นทำให้ต้นทุนในการดำเนินการลดลง หรือมีการเปลี่ยนรูปแบบการขนส่งและกระจายสินค้าที่สามารถลดต้นทุนลงได้

(8) การประหยัดจากการใช้ประโยชน์ผลผลิตพลอยได้จากกระบวนการผลิต (By-Products) ในบางธุรกิจการผลิตในปริมาณมาก ทำให้มีส่วนเหลือจากปริมาณการผลิตมากเพียงพอที่จะนำมาจำหน่ายหรือสร้างประโยชน์เชิงเศรษฐกิจได้

อย่างไรก็ตาม หากมีการขยายการผลิตเกินกว่าระดับที่เหมาะสม อาจส่งผลทำให้หน่วยธุรกิจมีการสูญเสียหรือมีต้นทุนต่อหน่วยเพิ่มขึ้น

2.1.6 ผลกระทบภายนอก (Externality)

ผลกระทบภายนอก (Externality) หมายถึง ต้นทุนหรือผลประโยชน์จากการดำเนินกิจกรรมทางเศรษฐกิจของหน่วยเศรษฐกิจหนึ่งที่เกิดกระทบไปยังหน่วยเศรษฐกิจอื่นๆ ที่มิได้มีส่วนเกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมทางเศรษฐกิจนั้น โดยผลกระทบภายนอกที่เป็นต้นทุนเรียกว่าผลกระทบภายนอกเชิงลบ (Negative Externality) ตัวอย่างเช่น โรงงานผลิตน้ำตาลปล่อยกากของเสียลงในแม่น้ำลำคลอง ส่งผลให้น้ำเน่าเสีย ชาวบ้านได้รับความเสียหายเนื่องจากความสกปรกของน้ำ พวกเขาต้องหันไปใช้น้ำจากแหล่งอื่นแทน ซึ่งต้องเสียค่าใช้จ่าย หรือลงทุนลงแรงเพิ่มขึ้น ผลกระทบภายนอกที่ยกตัวอย่างนี้เป็นผลกระทบภายนอกเชิงลบจากการผลิต (Negative Production Externality) หากแต่ผลกระทบภายนอกที่อยู่ในรูปของผลประโยชน์ เรียกว่า ผลกระทบภายนอกเชิงบวก (Positive Externality) หากเกิดจากกิจกรรมการผลิตเรียกว่า ผลกระทบภายนอกเชิงบวกจากการผลิต (Positive Production Externality) ตัวอย่างเช่น โรงเรียนที่ตั้งอยู่ใกล้กับโรงไฟฟ้าจะได้รับประโยชน์จากโรงไฟฟ้าเนื่องจากโรงเรียนจะได้รับการสนับสนุนทั้งทางด้านการเงินและทางด้านกิจกรรมที่พัฒนาความสามารถของนักเรียนและสภาพแวดล้อมโดยรอบของโรงเรียน ในขณะเดียวกันนักเรียนจะช่วยเป็นผู้ส่งสารให้กับพ่อและแม่ของนักเรียนถึงความมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า

รวมถึงการใส่ใจและร่วมรักษาสสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้า ทำให้ทั้งสองฝ่ายต่างได้รับผลประโยชน์ภายนอกเชิงบวกให้แก่กันและกัน

ในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าจะคำนึงถึงต้นทุนภายนอกของการผลิตไฟฟ้า ซึ่งต้นทุนภายนอก (External Cost) คือ ต้นทุนที่หน่วยผลิตมิได้เป็นผู้แบกรับ แต่เป็นต้นทุนที่ตกกับบุคคลอื่นๆ อันเป็นผลสืบเนื่องมาจากการผลิตสินค้าหรือบริการชนิดนั้นๆ เช่น การสร้างโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่งมีการปล่อยของเสียลงในแม่น้ำลำคลอง มีผลทำให้เกิดมลภาวะเป็นพิษ เช่น แม่น้ำเน่าเสีย สัตว์น้ำตายใช้บริโภคไม่ได้ ความสูญเสียเหล่านี้จึงถือเป็นต้นทุนอย่างหนึ่ง (ภราดร ปรีดาศักดิ์, 2547)

2.2 การกำหนดราคา

ในที่นี้จะศึกษาหลักการและแนวคิดของการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าเพื่อนำมาใช้เป็นแนวทางในการศึกษาการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าในงานศึกษานี้

2.2.1 ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern)

การใช้ไฟฟ้าของประเทศสามารถแบ่งออกเป็นสองช่วงเวลา ได้แก่ ช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดระหว่าง 9.00 น. ถึง 22.00 น. (Peak Period) และช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าต่ำระหว่าง 22.00 น. ถึง 9.00 น. (Off - Peak) ทั้งนี้ หากความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าสูง ภาคไฟฟ้าจำเป็นต้องมีการลงทุนเพิ่มในกำลังการผลิตและการจำหน่ายไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้าใช้ไฟฟ้ามากในช่วง Peak ของระบบ ควรต้องเสียค่าไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้น้อยในช่วง Off - Peak ของระบบ วิธีการหนึ่งที่เป็นธรรมในการคิดอัตราค่าไฟฟ้า ได้แก่ การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU) นอกเหนือไปกว่านั้น ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันเสาร์และวันอาทิตย์มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าวันจันทร์ - วันศุกร์ มาก

ตารางที่ 2.1 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของระบบ

ช่วงเวลา Peak	09.00 - 22.00 น. วันจันทร์ - ศุกร์
ช่วงเวลา Off - Peak	22.00 - 09.00 น. วันจันทร์ - ศุกร์ และวันเสาร์ - อาทิตย์ทั้งวัน

ที่มา: ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

เนื่องจากปัญหาในการติดตั้งมิเตอร์ ทำให้ไม่สามารถจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนหน่วยสุดท้าย เช่นในลักษณะของอัตรา TOU ได้ทั้งหมด ดังนั้น จึงจำเป็นต้อง

จัดกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้ตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) โดยจัดให้ผู้ใช้ไฟฟ้ที่มีลักษณะการใช้ไฟฟ้าคล้ายกันอยู่ในกลุ่มเดียวกัน ผู้ใช้ไฟฟ้แต่ละกลุ่มจะจ่ายค่าไฟฟ้ตามอัตราที่จะกำหนดให้ ซึ่งจะสะท้อนต้นทุนในการผลิตและการจัดจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้กลุ่มนั้นๆ มากที่สุด

2.2.2 การกำหนดราคาตามเวลาการใช้ (Time Pricing)

ในราคาสินค้าหรือบริการบางประเภทจะมีราคาสูงและต่ำตามฤดูกาล เดือน วัน และเวลา ที่ผู้บริโภคต้องการซื้อหรือใช้บริการ ผู้ขายสินค้าหรือผู้ให้บริการต้องเข้าใจความเต็มใจจ่ายของผู้บริโภคที่มีความแตกต่างกันตามเวลาการใช้งาน และพยายามกำหนดราคาสินค้าและบริการให้เหมาะสม เพื่อยืดค่าความเต็มใจจ่ายนี้มาเป็นรายได้ของผู้ขายและผู้ให้บริการ เนื่องจากผู้บริโภคมีความเต็มใจจ่ายสำหรับบริการหรือสินค้าเดียวกัน แตกต่างกันทางด้านเวลาการซื้อและการใช้บริการ หรือผู้บริโภคนั้นมีเส้นอุปสงค์แตกต่างกันตามช่วงเวลา ดังนั้นผู้ขายบริการหรือสินค้าควรกำหนดราคาที่สูงเมื่อผู้บริโภคต้องการบริการหรือสินค้าสูง ซึ่งคือช่วงที่ผู้บริโภคมีความเต็มใจจ่ายสูงสุด และกำหนดราคาต่ำเมื่อบริการหรือสินค้าเป็นที่ต้องการน้อยลง ซึ่งคือในช่วงที่ผู้บริโภคมีความเต็มใจจ่ายต่ำ

2.2.3 การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้ที่เหมาะสม

อัตราค่าไฟฟ้สำหรับการผลิตไฟฟ้จากพลังงานหมุนเวียนจำเป็นต้องมีการควบคุมให้อยู่ในระดับที่รับประกันผลกำไร และสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้จากแหล่งนั้นๆ ซึ่งการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้ที่เหมาะสมถือว่าเป็นสิ่งสำคัญมากที่สุด และยากที่สุด หากมีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้ที่สูงเกินไปส่งผลให้มีผู้ยื่นขอเสนอขายไฟฟ้เข้ามาในระบบเป็นจำนวนมากเกินไป แต่หากมีอัตราค่าไฟฟ้ที่ต่ำเกินไปจะส่งผลทำให้ไม่จูงใจให้เกิดการลงทุน

การกำหนดอัตรา FIT จะขึ้นอยู่กับค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้ โดยแต่ละเทคโนโลยีอาจมีค่าใช้จ่ายไม่เท่ากัน ทำให้โครงสร้าง FIT จะต้องออกแบบให้เหมาะสมกับแต่ละประเภทของเทคโนโลยีโดยปัจจัยที่จะนำมาพิจารณากำหนด FIT มีดังต่อไปนี้

- (1) เงินทุนสำหรับโรงไฟฟ้
- (2) ค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้องกับโครงการ เช่น ค่าใช้จ่ายสำหรับขั้นตอนการออกใบอนุญาต
- (3) ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินงานและการซ่อมบำรุง
- (4) ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง
- (5) อัตราเงินเฟ้อ
- (6) การจ่ายดอกเบี้ยสำหรับการลงทุน

(7) อัตราผลตอบแทนสำหรับนักลงทุน

2.3 ประเภทของต้นทุน

ต้นทุน คือ ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเนื่องจากการทำการผลิตสินค้าหรือบริการของหน่วยธุรกิจ โดยในทางเศรษฐศาสตร์นั้น ค่าใช้จ่ายที่คิดรวมในต้นทุนจะมีทั้งค่าใช้จ่ายที่จ่ายจริงและค่าใช้จ่ายที่แม้จะไม่ได้จ่ายจริงก็ต้องประเมินขึ้นเป็นต้นทุนด้วย เพราะถือว่าทำให้เกิดต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) ในที่นี้จะอธิบายถึงลักษณะของต้นทุนในประเภทต่างๆ ดังนี้

2.3.1 ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost)

ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ คือ ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากต้นทุนหน่วยสุดท้าย หากพิจารณาถึงต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีองค์ประกอบต่างๆ ดังนี้

2.3.1.1 ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากต้นทุนหน่วยสุดท้ายในการผลิตไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถทดแทนการผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ได้โดยตรง อีกทั้งการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ที่มีแนวโน้มค่าใช้จ่ายต่อหน่วยสูง ทำให้ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะเท่ากับต้นทุนหน่วยสุดท้ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ ซึ่งจะเห็นได้ว่าตามแผน PDP 2015 ก๊าซธรรมชาติจัดว่ายังเป็นเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ทำให้เมื่อพิจารณาต้นทุนหน่วยสุดท้ายในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ที่จะส่งผลต่อต้นทุนหน่วยสุดท้ายคือ ราคาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจะถูกนำเข้ามาในรูปก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG: Liquefied Natural Gas)

2.3.1.2 ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การมีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีการจ่ายไฟกระจายตัวอยู่ในระบบส่งหรือระบบจำหน่ายที่ระดับแรงดันแตกต่างกันจะทำให้ภาครัฐได้รับประโยชน์ทางตรงจากต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากการลดความต้องการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสะท้อนผ่านทางต้นทุนการดำเนินงานกิจการระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรายเล็ก (SPP) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่ขนาดไม่เกิน 90 MW และมีการเชื่อมต่อกับจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดันมากกว่า 33 kV ขึ้นไปแต่ไม่เกิน 115 kV ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ที่เกิดจากการมีผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทดังกล่าวจึงเป็นต้นทุนจากกิจการระบบส่งไฟฟ้าและกิจการระบบจำหน่าย

2.3.2 ต้นทุนในการผลิต

กัญญา นวลแข (น. 14-21) ได้กล่าวถึง ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์โดยทั่วไปสามารถจำแนกประเภทโดยสรุปได้ดังต่อไปนี้

(1) ต้นทุนคงที่ (Fixed Costs) คือ ต้นทุนที่ไม่เปลี่ยนแปลงไปตามปริมาณการผลิตช่วงเวลาหนึ่งแต่ต้นทุนคงที่ต่อหน่วยจะลดลงเมื่อปริมาณการผลิตเพิ่มมากขึ้น โดยต้นทุนคงที่นี้มักจะถูกจัดสรรให้แผนกต่างๆ ด้วยวิธีการจัดสรรตามที่ผู้บริหารได้เป็นผู้กำหนดและการควบคุมต้นทุนคงที่ที่อยู่ในความรับผิดชอบของผู้บริหารส่วนกลางซึ่งต้นทุนคงที่ยังสามารถแยกออกได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

(ก) ต้นทุนคงที่ระยะยาว (Committed Fixed Costs) ได้แก่ ค่าเสื่อมราคา ค่าเช่า ค่าประกันภัยทรัพย์สิน ภาษีทรัพย์สินประจำ เงินเดือน และสวัสดิการของผู้บริหารชั้นสูง ซึ่งต้นทุนเหล่านี้เกิดขึ้นเนื่องมาจากการวางแผนระยะยาวเกี่ยวกับการลงทุน การผลิต และการตลาด โดยต้นทุนคงที่เหล่านี้จะไม่ลดลงเมื่อมีการนัดหยุดงานหรือหยุดการผลิตเนื่องจากเหตุผลอื่นๆ

(ข) ต้นทุนคงที่ระยะสั้น (Discretionary Fixed Costs) ต้นทุนคงที่ระยะสั้นนี้จะเกิดขึ้นจากการตัดสินใจของผู้บริหารเป็นครั้งคราว ฉะนั้น ต้นทุนประเภทนี้จะอยู่คงที่เฉพาะช่วงเวลาใดเวลาหนึ่งเท่านั้น โดยปกติต้นทุนคงที่ประเภทนี้จะเกิดจากการตั้งโครงการและงบประมาณของผู้บริหารเป็นรายปี โดยความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนคงที่ระยะสั้นกับปริมาณการผลิตไม่สามารถวัดได้อย่างแน่นอน โดยตัวอย่างของต้นทุนคงที่ระยะสั้น ได้แก่ ค่าโฆษณา ค่าใช้จ่ายในการค้นคว้าวิจัย ค่าใช้จ่ายในการอบรม และฝึกงานของพนักงาน ค่าบริการทางกฎหมาย และทางบัญชี เป็นต้น

(2) ต้นทุนแปรได้ (Variable Costs) หมายถึง ต้นทุนที่เปลี่ยนไปตามปริมาณการผลิตในอัตราเส้นตรง ทำให้ต้นทุนแปรได้ต่อหน่วยมีค่าคงที่ทุกระดับการผลิต เมื่อต้นทุนแปรได้เปลี่ยนไปตามปริมาณการผลิต การคำนวณต้นทุนแปรได้ที่เกิดขึ้นในแต่ละแผนกจึงสามารถทำได้อย่างถูกต้องพอควร ฉะนั้นการควบคุมต้นทุนแปรได้จึงอยู่ในความรับผิดชอบของหัวหน้าแผนก ซึ่งแบ่งเป็น

(ก) ต้นทุนแปรได้โดยตรง (Direct Variable Costs) ซึ่งแสดงความสัมพันธ์โดยตรงระหว่างต้นทุนวัตถุดิบและค่าแรงกับปริมาณการผลิต เมื่อปริมาณการผลิตที่เพิ่มสูงขึ้น ต้นทุนวัตถุดิบและค่าแรงก็จะเพิ่มในอัตราเดียวกัน และเมื่อปริมาณการผลิตลดลง ต้นทุนวัตถุดิบและค่าแรงก็จะลดลงด้วย

(ข) ต้นทุนแปรได้ทางอ้อม (Indirect Variable Costs) จะแปรตามปริมาณการผลิต แม้ว่าความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยในการผลิตและผลิตภัณฑ์จะเห็นได้ไม่ชัดเจน โดยตัวอย่างของต้นทุนแปรได้ทางอ้อม ได้แก่ ต้นทุนค่าน้ำมันหล่อลื่น ค่าวัสดุในการซ่อมแซม ค่าน้ำประปา และค่าไฟฟ้า เป็นต้น ต้นทุนแปรได้ทางอ้อมเหล่านี้อาจจะไม่แปรตามปริมาณการผลิตในอัตราส่วน

เดียวกัน ทั้งนี้เพราะ กิจการต้องใช้ต้นทุนแปรได้ทางอ้อมนี้จำนวนหนึ่งเพื่อเตรียมการผลิต โดยที่แท้จริงแล้วมิได้มีการผลิตเกิดขึ้นเลย

(3) ต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Costs) คือ ประโยชน์ที่จะได้จากการนำสินทรัพย์ไปใช้ในการเลือกที่ดีที่สุดที่รองลงไป

จากต้นทุนการผลิตที่กล่าวมาข้างต้นนั้น สามารถหาความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนการผลิตได้ดังนี้ ต้นทุนรวม (TC: Total Costs) ซึ่งหมายถึง ต้นทุนที่ประกอบด้วยต้นทุนคงที่รวม (TFC: Total Fixed Costs) และต้นทุนผันแปรรวม (TVC: Total Variable Costs) สามารถเขียนเป็นความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$TC = TVC + TFC$$

โดยที่	TC	คือ	ต้นทุนรวม (Total Costs)
	TVC	คือ	ต้นทุนผันแปรรวม (Total Variable Costs)
	TFC	คือ	ต้นทุนคงที่รวม (Total Fixed Costs)

รายรับจากการผลิต (Production Revenue) คือ รายได้ที่ผู้ผลิตได้รับจากการขายผลผลิตตามราคาตลาด (TR) ซึ่งคำนวณได้จากราคาต่อหน่วย (P) คูณด้วยปริมาณขาย (Q) ได้ความสัมพันธ์ดังนี้

$$TR = P \times Q$$

ต้นทุน (Cost) ต้นทุนเป็นปัจจัยพื้นฐานในการกำหนดราคาโดยการรวมต้นทุนที่เกี่ยวข้องบวกกำไรเป็นราคาขาย ผู้ประกอบการที่มีต้นทุนที่ต่ำกว่าย่อมได้เปรียบผู้ประกอบการที่มีต้นทุนที่สูงกว่า ดังนั้น การศึกษาถึงโครงสร้างของต้นทุนนอกเหนือจากการกำหนดต้นทุนรวม มาจากต้นทุนคงที่ ต้นทุนผันแปร และต้นทุนกึ่งผันแปร แล้วจึงต้องคำนึงถึงปริมาณการผลิตที่ก่อให้เกิดต้นทุนต่ำสุดอันอาจเกิดจากประสบการณ์ของกิจการ หรือทำเลที่ตั้ง เป็นต้น (ธนวรรธน์ แสงสุวรรณ)

เดช กาญจนางกูร (2539) ได้อธิบาย ต้นทุนการผลิตไว้ว่า ต้นทุนการผลิต คือ ค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกิดขึ้นในระหว่างการผลิตสินค้าหรือบริการที่หน่วยผลิตได้จ่ายไปในการผลิตสินค้าและบริการทั้งหมด ซึ่งต้นทุนการผลิตจะประกอบไปด้วยต้นทุนการผลิตในด้านต่างๆ ดังนี้

(1) ต้นทุนทางตรง (Direct Costs) หมายถึง ต้นทุนที่ต้องจ่ายเป็นเงินสดไปในการซื้อหาปัจจัยการผลิตมาจากบุคคลอื่นซึ่งเห็นได้ชัดเจน บางตำราเรียกว่า ต้นทุนทางบัญชี (Accounting Costs) เช่น ค่าจ้างแรงงาน ค่าซ่อมแซมเครื่องจักร ค่าวัตถุดิบ ค่าน้ำมันเชื้อเพลิง เป็นต้น โดยต้นทุนทางตรงนี้แบ่งย่อยออกไปอีกเป็น 2 ประเภท ดังนี้

(ก) ต้นทุนคงที่ (Fixed Costs) หมายถึง ต้นทุนที่ใช้จ่ายไปในการก่อสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกที่เป็นฐานของการผลิต ซึ่งไม่เปลี่ยนแปลงไปตามจำนวนผลผลิต เช่น ค่าที่ดิน สิ่งก่อสร้าง เครื่องจักร และอุปกรณ์การผลิต เป็นต้น

(ข) ต้นทุนผันแปร (Variable Costs) หมายถึง ต้นทุนที่เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานตามกระบวนการผลิตซึ่งผันแปรหรือเปลี่ยนแปลงไปตามจำนวนผลผลิต เช่น ค่าจ้าง ค่าวัตถุดิบ ค่าน้ำ ค่าไฟ ค่าน้ำมันเชื้อเพลิง หรือน้ำมันหล่อลื่น และค่าซ่อมแซมเครื่องจักรอุปกรณ์ เป็นต้น

(2) ต้นทุนทางอ้อม (Indirect Costs) หมายถึง ต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการใช้ทรัพยากร หรือปัจจัยการผลิตของตนเอง ซึ่งไม่ได้จ่ายเป็นเงินสดให้แก่บุคคลอื่นแต่อย่างใด เป็นต้นทุนการผลิตแอบแฝงที่มองไม่เห็น บางตำราจึงนิยมเรียกต้นทุนส่วนนี้ว่า ต้นทุนแฝงไม่ชัด (Implicit Costs) ตัวอย่างเช่น ค่าแรงงานของตนเอง ซึ่งเป็นต้นทุนทางอ้อมที่สำคัญอีกอย่างหนึ่งในทางบัญชี ไม่นิยมคิดเป็นต้นทุนการผลิต การคิดต้นทุนการผลิตจะต้องคิดหรือประเมินค่าต้นทุนทางอ้อมเหล่านี้เป็นส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายด้วย โดยต้องนำหลักการในเรื่องของค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) มาใช้ในการประเมินต้นทุนการผลิตด้วย กล่าวคือ จะต้องพิจารณาด้วยว่าถ้าหากปัจจัยการผลิตชนิดนั้นไม่ได้นำมาใช้ในการผลิตสินค้าหรือบริการแล้วนั้น สามารถนำปัจจัยการผลิตชนิดนี้ไปใช้ประโยชน์เพื่อให้ได้ผลตอบแทนสูงสุดเท่าไร เช่น ที่ดินหรือบ้านที่อยู่อาศัยหากไม่ได้นำมาใช้ในสถานที่ประกอบการผลิตสินค้าแล้วนั้น สามารถนำไปให้ผู้อื่นเช่าซึ่งจะได้มาในรูปของค่าเช่าเท่าไร เป็นต้น

กล่าวโดยสรุปได้ว่าแท้จริงแล้วต้นทุนการผลิต คือ ต้นทุนการผลิตในทางบัญชี หรือต้นทุนทางตรงซึ่งประกอบด้วยต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปร ทั้งนี้รวมถึงต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) ตลอดจนผลกระทบภายนอก (Externalities) ทั้งหลายที่ก่อให้เกิดผลเสียหรือเป็นภาระของสังคม ในการเยียวยาแก้ไขที่เกิดจากกระบวนการผลิตของเอกชน ซึ่งรัฐบาลต้องมีมาตรการบังคับให้ผู้ผลิตเอกชนลงทุนหรือใช้จ่ายในการป้องกันและเยียวยาแก้ไขเหล่านี้ เป็นต้น

2.3.3 ต้นทุนหน่วยสุดท้าย หรือ ต้นทุนส่วนเพิ่ม (MC: Marginal Cost)

ภราดร ปรีดาศักดิ์ (2556) กล่าวว่า ต้นทุนส่วนเพิ่ม คือ ต้นทุนส่วนที่เพิ่มขึ้น (หรือลดลง) เมื่อหน่วยผลิตเพิ่ม (หรือลด) การผลิตสินค้าหน่วยถัดไป ตัวอย่างเช่น ถ้าผู้ผลิตเพิ่มการผลิตสินค้าขึ้นอีก 1 หน่วย ทำให้มีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น 50 บาท ต้นทุนส่วนเพิ่มในที่นี้คือ 50 บาท ค่าของ

ต้นทุนส่วนเพิ่มหาได้จากอัตราส่วนของการเปลี่ยนแปลงต้นทุนรวมเทียบกับการเปลี่ยนแปลงในปริมาณผลผลิต สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$MC = \frac{\Delta TC}{\Delta Q}$$

โดยที่	MC	คือ	ต้นทุนส่วนเพิ่ม
	ΔTC	คือ	ส่วนเปลี่ยนแปลงในต้นทุนรวม
	ΔQ	คือ	ส่วนเปลี่ยนแปลงในปริมาณผลผลิต

เนื่องจากต้นทุนรวม (TC) ประกอบด้วยต้นทุนคงที่รวม (TFC) และต้นทุนผันแปรรวม (TVC) และต้นทุนคงที่รวมเป็นต้นทุนที่ไม่เปลี่ยนแปลง ดังนั้น ส่วนเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นกับต้นทุนรวม ก็คือการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนผันแปร นั่นคือ ΔTC จะเท่ากับ ΔTVC ฉะนั้นสมการในการหาค่า MC ในอีกรูปแบบหนึ่งคือ

$$MC = \frac{\Delta TVC}{\Delta Q}$$

โดยที่	ΔTVC	คือ	ส่วนเปลี่ยนแปลงในต้นทุนผันแปรรวม
	ΔQ	คือ	ส่วนเปลี่ยนแปลงในปริมาณผลผลิต

เมื่อมีการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน พลังงานไฟฟ้าที่จะได้เข้ามาแทนที่พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์หน่วยสุดท้ายของระบบ หากพิจารณาถึงต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากการปรับระบบการผลิตและจัดจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง 1 หน่วย อัตราค่าไฟฟ้าที่คิดจากพื้นฐานต้นทุนหน่วยสุดท้ายจะสะท้อนต้นทุนในการผลิตและจัดจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งจะเป็นสัญญาณที่ถูกต้องสำหรับผู้ซื้อไฟ และทำให้การจัดสรรทรัพยากรมีประสิทธิภาพมากที่สุด

ต้นทุนหน่วยสุดท้ายในภาคไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 4 ระดับ ได้แก่ การผลิต (Generation) การส่ง (Transmission) การจำหน่าย (Distribution) และการค้าปลีก (Retail) โดยต้นทุนหน่วยสุดท้ายที่สะท้อนถึงต้นทุนในการผลิตและจัดจำหน่ายไฟฟ้าที่แท้จริง มีความแตกต่างกัน

ในทุกช่วงเวลา ด้วยเนื่องจากการกำหนดค่าไฟฟ้าในลักษณะทุกช่วงเวลาจะมีค่าใช้จ่ายในการติดตั้งมิเตอร์ค่อนข้างสูง ทำให้การกำหนดค่าไฟฟ้าที่จะกำหนดให้ใกล้เคียงกับต้นทุนหน่วยสุดท้ายมากที่สุด ในลักษณะต่างๆ เช่น การกำหนดค่าไฟฟ้าในลักษณะ two part tariff ประกอบด้วย ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) ซึ่งจะสะท้อนถึงการลงทุนของการไฟฟ้า เพื่อให้มีความพร้อมจ่ายกระแสไฟฟ้าเสมอเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการ ได้แก่ การลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบจำหน่าย และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge) ซึ่งจะสะท้อนถึงต้นทุนด้านเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า เมื่อผู้ใช้ไฟมีการใช้ไฟฟ้าจริง ค่า Demand Charge และค่า Energy Charge นี้ อาจแตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day: TOD) หรือแตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU) ซึ่งจะเป็นการกำหนดให้สอดคล้องกับลักษณะการใช้ไฟฟ้าของระบบ (Load Curve)

2.4 การวิเคราะห์ทางการเงิน

สังวรณ ังดกระโทก (2555) กล่าวถึงการวิเคราะห์ทางการเงินว่า การวิเคราะห์ทางการเงินจะต้องมีการคำนวณต้นทุนของโครงการ (ทรัพยากรต่างๆ ที่ลงไป ทั้งแรงงาน เครื่องจักร อุปกรณ์ วัสดุดิบต่างๆ) และคาดการณ์ถึงรายรับที่จะเกิดขึ้นจากโครงการ เพื่อนำมาคำนวณเป็นกำไรจากการดำเนินโครงการ แต่เนื่องจากรายรับที่เกิดขึ้นนั้นเป็นรายรับที่เกิดขึ้นในอนาคต ในการคิดรายรับจำเป็นต้องแปลงให้เป็นค่าปัจจุบัน แล้วจึงนำมาหักจากต้นทุนที่ลงไป เพื่อให้ได้ยอดเงินสุดท้ายออกมาเป็น Net Present Value (NPV)

การวิเคราะห์การลงทุนและผลตอบแทนจากการลงทุนของโครงการใดๆ โดยเป็นการเปรียบเทียบผลตอบแทนและต้นทุนของโครงการนั้นๆ ซึ่งผลตอบแทนและต้นทุนของโครงการจะเกิดขึ้นในระยะเวลาต่างๆ กันตลอดอายุของโครงการ ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการปรับค่าเงินตามเวลาของโครงการเพื่อให้ได้มาซึ่งผลตอบแทนที่ได้รับและต้นทุนที่เสียไปในช่วงระยะเวลาที่ต่างกัน ให้เป็นเวลาปัจจุบันก่อนจึงจะสามารถทำการเปรียบเทียบกันได้อย่างถูกต้องแน่นอนชัดเจนมากยิ่งขึ้น (เสถียร ศรีบุญเรือง, 2542)

การวิเคราะห์ทางการเงินเป็นการวิเคราะห์ความเหมาะสมเพื่อใช้เป็นเกณฑ์การตัดสินใจลงทุนในโครงการซึ่งใช้หลักการวิเคราะห์ต้นทุนผลประโยชน์ (Cost-Benefit Analysis) โดยพิจารณาต้นทุนทางตรง เช่น เงินลงทุนในโครงการ (เขาวเรศ ทับพันธุ์, 2551: 82-90)

การวิเคราะห์ทางการเงินนั้นโดยทั่วไปมีวัตถุประสงค์ของการวิเคราะห์ 4 ประการดังนี้

(1) เพื่อประเมินความเป็นไปได้ทางการเงิน โดยวัตถุประสงค์สำคัญของการวิเคราะห์ทางการเงิน คือ การประเมินความสามารถในการทำโครงการ นั่นคือ โครงการสามารถก่อให้เกิด

รายได้ที่คุ้มค่ากับค่าใช้จ่ายต่างๆ และมีอัตราผลตอบแทนที่ดี โดยการประเมินส่วนนี้จะต้องมีการประมาณต้นทุนและผลตอบแทนทั้งหมดเพื่อศึกษาหาผลตอบแทนสุทธิของโครงการ

(2) เพื่อประเมินแรงจูงใจการวิเคราะห์ทางการเงิน ซึ่งการประเมินนี้จะมีความสำคัญต่อการประเมินแรงจูงใจที่มีต่อเจ้าของโครงการและผู้มีส่วนร่วมกับโครงการ หรือถ้าเป็นโครงการรัฐวิสาหกิจหรือโครงการที่รัฐบาลให้การสนับสนุนทำการพิจารณาผลตอบแทนที่ได้รับว่าเพียงพอต่อการเลี้ยงตัวเองและบรรลุวัตถุประสงค์ทางการเงินตามที่ต้องการหรือไม่

(3) เพื่อจัดให้มีแผนการเงินที่ดี การที่โครงการจะมีกำไรและผลตอบแทนที่ดีจำเป็นต้องมีแผนการเงินที่ดีด้วยโดยเฉพาะการวางแผนจัดหาเงินทุนเพื่อให้ได้มาซึ่งเงินทุนในจำนวนและในเวลาตามที่ต้องการ โดยเสียค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดรวมไปถึงการให้ข้อเสนอแนะถึงวิธีการปรับปรุงความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการ โดยเฉพาะความเหมาะสมของอัตราค่าบริการ ราคา และปริมาณการผลิตสินค้าที่คุ้มทุน

(4) เพื่อประเมินขีดความสามารถในการบริหารการเงิน สำหรับโครงการลงทุนขนาดใหญ่ที่มีการบริหารการเงินที่สลับซับซ้อนจำเป็นต้องพิจารณาถึงระบบการจัดการด้านการเงินและความสามารถของผู้ที่จะบริหารการเงิน ในที่นี้อาจมีการพิจารณาว่าควรจะมีการปรับปรุงและเปลี่ยนแปลงองค์การ รวมไปถึงรูปแบบการจัดการอย่างไร ควรจัดให้มีระบบการควบคุม และการตรวจสอบการเงินอย่างไรพร้อมทั้งสนับสนุนการฝึกอบรมทักษะเฉพาะทางเพื่อให้โครงการเดินหน้าไปตามกำหนด (ประสิทธิ์ ตงยั้งศิริ. 2540)

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีและแนวคิดที่เกี่ยวข้องกับการเงินเพื่อนำมาใช้เป็นแนวทางในการศึกษาการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในงานศึกษานี้

2.4.1 มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money)

เป็นแนวคิดที่ว่าด้วยเงินในปัจจุบันมีมูลค่าที่แตกต่างจากเงินในอนาคตที่จำนวนเงินและสกุลเงินเดียวกัน เนื่องมาจากเงินในอนาคตนั้น ต้องรวมดอกเบี้ยที่ควรได้รับและผลของอัตราเงินเฟ้อที่เกิดขึ้น โดยที่โอกาสของการได้รับดอกเบี้ยหรือผลตอบแทน และอัตราเงินเฟ้อที่ทำให้ข้าวของราคาแพงขึ้นจึงส่งผลกระทบต่อมูลค่าของเงิน นั่นคือ มูลค่าของเงินตามเวลาเป็นแนวคิดที่ว่าด้วยมูลค่าของเงินจะมีการเปลี่ยนแปลงไปตามระยะเวลา โดยมูลค่าของเงินประกอบไปด้วยส่วนประกอบต่างๆ ดังนี้

- (1) มูลค่าเงินในอนาคต (FV: Future Value)
- (2) มูลค่าเงินปัจจุบัน (PV: Present Value)
- (3) จำนวนครั้งการทบต้น (n: Compound Period)
- (4) อัตราคิดลด (i: Discount Rate)

โดยในการคำนวณหามูลค่าของเงินในอนาคตนั้นสามารถคำนวณได้จาก

$$FV = PV(1+i)^n$$

โดยที่	FV	คือ	มูลค่าเงินในอนาคต
	PV	คือ	มูลค่าเงินปัจจุบัน
	i	คือ	อัตราคิดลด
	n	คือ	จำนวนปี

2.4.2 กระแสเงินสด (Cash Flow)

กระแสเงินสด คือ การได้มาและการใช้จ่ายเงินสดหรือรายการเทียบเท่าเงินสด โดยการศึกษานี้จะทำการแบ่ง Cash Flow ออกเป็นการผ่อนชำระคืนเงินในแต่ละงวด หรือที่เรียกว่า Payment (PMT) โดยคำนวณจากการผ่อนชำระคงที่และอัตราดอกเบี้ยคงที่คำนวณจาก

$$PMT = \frac{-pv(1+i)^n}{\frac{(1+i)^n - 1}{i}}$$

โดยที่	PMT	คือ	จำนวนเงินที่จ่ายเป็นรายงวด
	PV	คือ	มูลค่าเงินปัจจุบัน
	i	คือ	อัตราคิดลด
	n	คือ	จำนวนปี

มูลค่าของเงินที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาสามารถคำนวณโดยใช้ Function การทำงานของ Microsoft Excel จาก PMT (rate,nper,pv,fv,type) โดยที่ rate คืออัตราดอกเบี้ยคิดลด nper คือจำนวนงวด (จำนวนครั้ง) ในการชำระเงินทั้งหมด pv คือมูลค่าปัจจุบัน (Present Value) ของการชำระเงินทุกงวดทั้งหมด fv คือมูลค่าในอนาคต (Future Value) หรือจำนวนเงินที่คุณต้องการให้คงเหลือหลังจากชำระงวดสุดท้าย type เป็นค่าตรรกะที่ระบุกำหนดการชำระเงิน

2.4.3 อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ

จอร์ตัน สังก์แก้ว (2543, หน้า 8) ได้กล่าวว่า จุดมุ่งหมายหลักของผู้ลงทุน คือ เพื่อให้ได้อัตราผลตอบแทนสูงสุด ณ ระดับความเสี่ยง หรือเพื่อลดความเสี่ยงให้ต่ำที่สุด ณ ระดับอัตราผลตอบแทนหนึ่ง ดังนั้น กิจกรรมการลงทุนในโครงการตามอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (Required Rate) ซึ่งธุรกิจจะพิจารณาผลตอบแทนที่จะได้รับว่าเป็นที่พอใจหรือไม่ โดยการกำหนดอัตราต่ำสุดที่ต้องการจะลงทุนแล้วพิจารณาว่าโครงการที่จะตัดสินใจลงทุนนั้นได้ผลตอบแทนเท่ากับจุดต่ำสุดที่ต้องการหรือไม่ ถ้าหากเท่ากันหรือมากกว่านั้นจึงจะตัดสินใจลงทุน อัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ต้องการนี้เองที่กิจการใช้เป็นจุดตัดของการลงทุน (Cut-off Rate) คือ จุดที่ใช้พิจารณาว่าจะลงทุนหรือไม่ อัตราผลตอบแทนที่ธุรกิจต้องการหรืออัตราที่ใช้เป็นจุดตัดของการลงทุนในแต่ละธุรกิจย่อมจะแตกต่างกัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมของธุรกิจในขณะนั้น โดยอัตราผลตอบแทนที่จะใช้เป็นจุดตัดของการลงทุนได้แก่

(1) ต้นทุนของเงินลงทุน (Cost of Capital) ถ้าธุรกิจกำลังตัดสินใจที่จะลงทุนในโครงการใดโครงการหนึ่ง โดยที่ธุรกิจนั้นต้องจัดหาแหล่งของเงินทุน ผลตอบแทนของการลงทุนที่พิจารณาอยู่นั้นจะต้องเท่ากับต้นทุนของแหล่งของเงินลงทุนที่หามาได้เป็นอย่างดี

(2) อัตราผลตอบแทนของเงินลงทุนในปัจจุบัน (Rate of Return) ถ้าธุรกิจกำลังดำเนินธุรกิจตามโครงการบางโครงการอยู่แล้ว และมีโครงการใหม่ที่เข้ามาให้พิจารณาเลือก อัตราผลตอบแทนของโครงการใหม่จะต้องเท่ากับอัตราผลตอบแทนของโครงการเก่าเป็นอย่างดี ซึ่งอัตราผลตอบแทนของโครงการเก่าอาจสูงกว่าต้นทุนของเงินลงทุนในโครงการใหม่

(3) อัตราผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับ (Target Rate) ธุรกิจที่ตัดสินใจลงทุนนั้น อาจจะมีการประเมินถึงผลได้จากการลงทุนในอนาคต โดยมีการคาดคะเนว่าโครงการนั้นๆ ควรจะได้ผลได้เป็นจำนวนเท่าไรจึงจะลงทุน ถ้าต่ำกว่านั้นก็อาจจะไม่สนใจที่จะลงทุน

ดังนั้น เมื่อธุรกิจได้ตัดสินใจที่จะลงทุนจะต้องพิจารณาเงินลงทุนเฉพาะโครงการที่ให้อัตราผลตอบแทนของเงินลงทุนสูงกว่าอัตราผลตอบแทนที่ใช้เป็นจุดตัดของการลงทุนเท่านั้น ถ้าหากว่าโครงการใดให้อัตราผลตอบแทนต่ำกว่าก็จะไม่ลงทุนในโครงการนั้น ส่วนอัตราผลตอบแทนจะเป็นเท่าไรก็ขึ้นอยู่กับสภาพของธุรกิจนั้นๆ ถึงแม้ว่าการตัดสินใจลงทุนของผู้ประกอบการจะพิจารณาจากผลตอบแทนของการลงทุน แต่ในบางกรณีอาจต้องลงทุนในโครงการที่ได้รับผลตอบแทนต่ำกว่าอัตราที่ต้องการ ถ้าหากว่าโครงการนั้นเป็นโครงการที่ธุรกิจไม่อาจจะหลีกเลี่ยงได้ และในบางกรณีธุรกิจอาจจะปฏิเสธโครงการที่ให้อัตราผลตอบแทนที่สูงกว่าอัตราที่ธุรกิจต้องการเมื่อธุรกิจไม่มีเงินลงทุนเพียงพอหรือโครงการเหล่านั้นมีความเสี่ยงสูง

2.4.4 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุน

ในการวิเคราะห์โครงการนั้นจะให้ความสำคัญกับองค์ประกอบ 2 ส่วนคือ (1) มูลค่าของผลประโยชน์สุทธิที่ตกอยู่กับสังคมโดยรวม (Net Social Benefits) ภายใต้การใช้ทรัพยากรที่มีอยู่จำกัดอย่างมีประสิทธิภาพ (2) มูลค่าผลประโยชน์สุทธิที่ตกอยู่กับผู้เป็นเจ้าของภายในโครงการ โดยผลการวิเคราะห์เป็นการพิจารณาว่า ผลประโยชน์ที่ผู้ประกอบการได้รับมากกว่าหรือน้อยกว่าค่าใช้จ่ายที่เสียไป ซึ่งการที่ผู้วิเคราะห์โครงการจะเปรียบเทียบค่าของผลประโยชน์กับค่าใช้จ่ายเพื่อพิจารณาว่าโครงการใดเป็นโครงการที่ดีคุ้มค่าแก่การลงทุนหรือไม่นั้น จำเป็นต้องอาศัยเกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุน โดยเกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนมี 2 ประเภท คือ

(1) เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบไม่ปรับค่าของเวลา เป็นเกณฑ์ที่ไม่นำเวลาเข้ามาเป็นปัจจัยสำคัญในการกำหนดมูลค่าของเงินตรา (Value of Money) อันจะมีผลให้มูลค่าของเงิน ในอนาคต (Future Value) เท่ากับมูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value)

(2) เกณฑ์แบบปรับค่าเวลา เป็นกระบวนการซึ่งมูลค่าที่คิดเป็นเงินของต้นทุนผลประโยชน์ และผลประโยชน์สุทธิของโครงการที่เกิดขึ้นในระยะเวลาต่างๆ กันในอนาคตถูกปรับให้มาอยู่ในเวลาปัจจุบัน เรียกว่ามูลค่าปัจจุบัน (Present Value) โดยมีกระบวนการปรับค่าของเวลาโดยการหักลดมูลค่าของเงินที่เกิดขึ้นในอนาคตด้วยอัตราส่วนลด (Discount Rate)

นอกเหนือจากเกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนทางด้านเวลาแล้วนั้นสามารถใช้เครื่องมือในการวิเคราะห์และประเมินโครงการอีก 5 วิธี ได้แก่

(1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV: Net Present Value) หมายถึง ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ และต้นทุนของโครงการในแต่ละปีระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการในแต่ละปีจากความสัมพันธ์

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

โดยที่	n	คือ	จำนวนปีที่ใช้ประเมินโครงการ
	B_t	คือ	ผลประโยชน์ในปีที่ t
	C_t	คือ	ต้นทุนในปีที่ t
	r	คือ	อัตราคิดลด

(2) อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio: Benefit Cost Ratio) หมายถึง อัตราส่วนของมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ต่อมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการจากความสัมพันธ์

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

โดยที่	n	คือ	จำนวนปีที่ใช้ประเมินโครงการ
	B_t	คือ	ผลประโยชน์ในปีที่ t
	C_t	คือ	ต้นทุนในปีที่ t
	r	คือ	อัตราคิดลด

(3) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR: Internal Rate of Return) หมายถึง อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์เท่ากับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน (เยาวเรศ ทับพันธุ์. 2551: 82-90)

(4) ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ (Payback Period) เดช กาญจนางกูร (2539) ได้ให้ความหมายของระยะเวลาคืนทุนของโครงการว่าเป็น ระยะเวลาการดำเนินงานโครงการที่ทำให้ผลตอบแทนสุทธิของโครงการ มีค่าเท่ากับค่าใช้จ่ายในการลงทุนพอดี หรืออาจกล่าวได้ว่า ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ คือ จำนวนปีในการดำเนินงานซึ่งทำให้ผลกำไรที่ได้รับในแต่ละปีรวมกันแล้วมีค่าเท่ากับเงินลงทุนเริ่มแรก โดยระยะเวลาคืนทุน (จำนวนปี) สามารถคำนวณได้ตามสูตรการคำนวณดังนี้

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{ค่าใช้จ่ายในการลงทุน}}{\text{ผลตอบแทนสุทธิเฉลี่ยต่อปี}}$$

(5) การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการ (Sensitivity Analysis) เป็นการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่มีผลกระทบต่อต้นทุนและผลตอบแทนซึ่งจะมีผลกระทบต่อผลตอบแทนสุทธิของโครงการในที่สุดโดยประโยชน์ที่ได้รับจากการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการจะทำให้ผู้ประเมินโครงการทราบว่า หากมีตัวแปรใดที่ไม่เป็นไป

ตามที่ประมาณการไว้แล้วนั้นจะมีผลกระทบต่อผลตอบแทนสุทธิของโครงการอย่างไรบ้าง ทั้งนี้เพื่อจะได้หาทางควบคุม ป้องกัน หรือปรับปรุงแก้ไขตัวแปรต่างๆ เหล่านั้นเป็นการล่วงหน้าเพื่อจะทำให้การดำเนินงานของโครงการเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและเกิดประสิทธิผลถูกต้องแม่นยำตรงกับการประมาณการให้มากที่สุดเท่าที่จะทำได้ (Christian Henrichson. 2014)

ทั้งนี้การตัดสินใจลงทุนในโครงการใดๆ นั้นจำเป็นจะต้องวิเคราะห์ว่าควรลงทุนในโครงการใดจึงจะให้ผลตอบแทนตามความต้องการ โดยใช้เกณฑ์ในการตัดสินใจทางการลงทุนที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น โดยคำนึงถึงมูลค่าปัจจุบันสุทธิของผลตอบแทน (NPV) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) ซึ่งเกณฑ์ต่างๆ ที่ใช้ในการตัดสินใจทางการลงทุนจะทำให้ผู้วิเคราะห์โครงการลงทุนตัดสินใจได้ว่าควรลงทุนในโครงการนั้นๆ หรือไม่ โดยปกติโครงการที่มีค่าต่างๆ ดังต่อไปนี้ ถือเป็นโครงการที่ควรลงทุนโดยพิจารณาจาก

(1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของผลตอบแทน (NPV) มีค่ามากกว่าศูนย์หรือมีค่าเป็นบวก แสดงว่าการลงทุนในโครงการนั้นได้ผลตอบแทนคุ้มกับการลงทุนเนื่องจากผลตอบแทนแก่เจ้าหนี้ระยะยาวหรือหุ้นกู้ คือ ดอกเบี้ย ซึ่งมีอัตราที่คงที่ มี NPV เป็นส่วนที่เป็นบวกของโครงการจึงจะตกเป็นผลตอบแทนของเจ้าของ ดังนั้น เมื่อลงทุนในโครงการที่มี $NPV = 0$ ส่วนของเจ้าของจะไม่เพิ่มขึ้น แต่การที่ธุรกิจมีโครงการลงทุนเพิ่มจะมีผลให้ขนาดของกิจการขยายตัวขึ้น

(2) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) การที่ผู้ประกอบการเลือกใช้ในการตัดสินใจโดย IRR เนื่องจาก IRR ของโครงการใด คือ อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในโครงการนั้น ถ้า IRR มีค่าสูงกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำหรือสูงกว่าต้นทุนของเงินทุนเห็นควรว่าควรลงทุน แต่ถ้า IRR มีค่าต่ำกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำหรือสูงกว่าต้นทุนของเงินทุน ก็ควรปฏิเสธโครงการลงทุน

(3) อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C Ratio) การตัดสินใจพิจารณาเพื่อคัดเลือกโครงการที่เป็นอิสระทุกโครงการที่ให้ค่า B/C Ratio มีค่าเท่ากับหรือมากกว่า 1 นั้น เป็นโครงการที่ดีควรลงทุน

2.5 วรรณกรรมปริทัศน์

งานศึกษานี้ได้ทำการทบทวนวรรณกรรมปริทัศน์โดยทำการทบทวนวรรณกรรมปริทัศน์ที่ศึกษาเกี่ยวกับการกำหนดราคาในอุตสาหกรรมต่างๆ และโรงไฟฟ้าขนาดเล็กโดยมีรายละเอียดดังนี้

ธนโชค โลกศกระวี (2557) ศึกษาตัวแบบกำหนดราคาหลักทรัพย์เชิงพฤติกรรมในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย โดยทำการศึกษาการคำนวณผลตอบแทนของหุ้นด้วยวิธี

Behavioral Asset Pricing Model (BAPM) โดยใช้ข้อมูลทั้งราคาและปริมาณการซื้อขายย้อนหลังของหุ้นสามัญในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยเพื่อหาเครื่องมือที่เหมาะสมในการประเมินผลตอบแทนในหุ้นของนักลงทุนรายย่อยของไทย ซึ่งระยะเวลาที่ทำการศึกษาวิจัยเริ่มตั้งแต่ มกราคม 2545 ถึง ธันวาคม 2554 เป็นระยะเวลาทั้งหมด 10 ปี ผลการศึกษาพบว่า แบบกำหนดราคาหลักทรัพย์ Behavioral Asset Pricing Model (BAPM) ที่มีตัวแปรอิสระที่ค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์มีนัยสำคัญที่ระดับ 0.10 และ 0.05 คือ SMB HML WML และ BSI สามารถวัดอัตราผลตอบแทนส่วนเกินกว่าปกติของหลักทรัพย์ในประเทศไทยได้โดยเฉพาะนักลงทุนที่มีมุมมองการลงทุนในระยะยาว

พิชยดา จิรวรรษวงศ์ (2556) ทำการศึกษาต้นทุนในการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในบ้านที่อยู่อาศัย เพื่อศึกษาต้นทุนในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ผลิตไฟฟ้าในบ้านที่อยู่อาศัย โดย 1) ทำการศึกษาต้นทุนในการนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ในประเภทบ้านที่อยู่อาศัยเท่านั้น 2) ทำการวิเคราะห์ทางการเงินโดยแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเต็มพื้นที่หลังคาและกรณีที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบพอดีความต้องการใช้ภายในบ้าน และ 3) ใช้บ้านขนาดมาตรฐานของบ้านเดี่ยวทั่วไปเป็นกรณีศึกษา โดยที่เป็นบ้านเดี่ยวแบบ 2 ชั้น 4 ห้องนอน 2 ห้องน้ำ 1 ห้องครัว 1 ห้องรับแขกและมีพื้นที่ใช้สอย 125 ตารางเมตร ผลการศึกษาพบว่า ทุกทางเลือกของกรณีติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์และกรณีติดตั้งพอดีกับความต้องการใช้ไฟฟ้า มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิและอัตราผลตอบแทนของโครงการเป็นลบ จึงสรุปได้ว่าโครงการไม่น่าลงทุน

อนุพงษ์ ธนสาร (2555) ทำการจำลองโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบกระจาย และการหาตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสม โดยทำการจำลองเพื่อ 1) ศึกษาผลกระทบที่ตามมาของโรงไฟฟ้าชีวมวล 2) หาพื้นที่ที่เหมาะสมเพื่อลดต้นทุนและลดกำลังงานสูญเสีย 3) ทดสอบเปรียบเทียบแบบจำลอง และหาข้อมูลผิดพลาด จากการจำลองพบว่า การหาตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมของการจำหน่ายไฟฟ้าแก่ระบบถือว่ามีความสำคัญ เนื่องจากหากติดตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลในตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมก็จะส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่สูง

กิตติญา กฤติยรังสิต (2554) ทำการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพเพื่อวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนในการลงทุนของการนำวัสดุทางการเกษตรมาผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดเล็ก จากการวิเคราะห์พบว่า อัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อขาย

ไฟฟ้านั้น ไม่ได้มีผลต่อความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวแต่ยังส่งผลกระทบต่อรายได้ของเกษตรกรด้วย ดังนั้น รัฐบาลจึงควรมีการพิจารณาอัตราส่วนเพิ่มราคาปรับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพที่ใช้พลังงานจากชีวมวล

หนึ่งฤทัย สุขยั้ง (2546) ได้ทำการศึกษาเรื่อง การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในการกำหนดราคาน้ำประปา กรณีศึกษาการประปานครหลวง เพื่อวิเคราะห์โครงสร้าง และราคาน้ำประปาของการประปานครหลวง ปี 2545 เปรียบเทียบกับวิธีการกำหนดราคาน้ำประปาด้วยวิธีทางเศรษฐศาสตร์ (ต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย: Average Incremental Cost-AIC และค่า Marginal Customer Cost) ผลการศึกษาพบว่า ราคาน้ำประปาในปี พ.ศ. 2545 ที่กำหนดจากต้นทุนเฉลี่ยทางบัญชีนั้นเป็นการกำหนดราคาตามหลักของการกระจายรายได้ กลุ่มผู้ใช้น้ำประเภทที่พักอาศัยจะถูกเก็บค่าน้ำในอัตราที่ต่ำกว่า (10.03 บาทต่อลูกบาศก์เมตร) ประเภทธุรกิจ รัฐวิสาหกิจ ราชการ อุตสาหกรรมและอื่นๆ ซึ่งมีราคาน้ำเฉลี่ยเท่ากับ 13.95 บาทต่อลูกบาศก์เมตร และราคาค่าน้ำประปาเฉลี่ยทั้งสองประเภทเท่ากับ 11.85 บาทต่อลูกบาศก์เมตร ส่วนผลการศึกษาการกำหนดราคาค่าน้ำด้วยวิธีทางเศรษฐศาสตร์ค่าน้ำประปาจะประกอบด้วย 1) ค่าน้ำที่ได้จากวิธีต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย (AIC) ที่อาศัยหลักการหามูลค่าปัจจุบัน โดยคำนึงถึงค่าเสียโอกาสของค่าใช้จ่ายลงทุนเพื่อขยายกำลังการผลิตน้ำประปา ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน และปริมาณน้ำขายที่เพิ่มขึ้น จากนั้นทำการปรับให้เป็นราคาทางเศรษฐศาสตร์หรือราคาเงาจนทำการคำนวณ โดย AIC ที่ได้จากการคำนวณเท่ากับ 14.00 บาทต่อลูกบาศก์เมตร และ 2) ค่าน้ำดิบที่คำนวณด้วยวิธี Benefit Transfer Approach ของโครงการเขื่อนแม่กลอง ซึ่งนำมาผลิตเป็นน้ำประปาที่โรงงานผลิตน้ำมหาสวัสดิ์ โดยค่าน้ำดิบที่ได้เฉลี่ยเท่ากับ 0.25 บาทต่อลูกบาศก์เมตร ดังนั้น ราคาน้ำประปาที่สะท้อนถึงต้นทุนจริงและมีประสิทธิภาพในทางเศรษฐศาสตร์จึงมีค่าเท่ากับ 14.25 บาทต่อลูกบาศก์เมตร ซึ่งสูงกว่าค่าน้ำประปาเฉลี่ยในปี พ.ศ. 2545 (11.85 บาทต่อลูกบาศก์เมตร) จากผลของการศึกษา ราคาค่าน้ำประปาควรมีราคาเท่ากับ 14.25 บาทต่อลูกบาศก์เมตร

ธีรยุทธ อังกรนาถ (2546) ได้ทำการศึกษาเรื่อง การตั้งราคาน้ำประปาของการประปาส่วนภูมิภาค กรณีศึกษาการประปาชุมพร เพื่อวิเคราะห์แนวโน้มการเปลี่ยนแปลงรายได้ รายจ่ายของการประปาชุมพร และเพื่อศึกษาวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตน้ำประปาและการกำหนดราคา โดยใช้หลักการต้นทุนส่วนเพิ่มเพื่อสะท้อนถึงราคาและต้นทุนที่แท้จริงที่สอดคล้องกับหลักประสิทธิภาพในการจัดสรรทรัพยากร โดยผู้วิจัยได้ใช้วิธีทางเศรษฐศาสตร์ในการศึกษาการกำหนดราคาน้ำประปาของการประปาส่วนภูมิภาค คือ การกำหนดราคาเท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย (Average Incremental Cost: AIC) ซึ่งเป็นวิธีการกำหนดราคาสินค้าประเภทสาธารณูปโภคที่ธนาคารโลกแนะนำให้ใช้ เพราะ

มีความสอดคล้องกับหลักสวัสดิการสังคมสูงสุดโดยศึกษาเปรียบเทียบกับราคาที่มีการประปาส่วนภูมิภาคใช้อยู่ในปี พ.ศ. 2546 ซึ่งการศึกษานี้จะใช้ข้อมูลระยะเวลา 10 ปี ในช่วงปี พ.ศ. 2546 (เป็นปีฐาน) - พ.ศ. 2555 เพื่อให้สอดคล้องกับแผนงานของการประปาส่วนภูมิภาค ข้อมูลที่ใช้ทำการศึกษาเป็นข้อมูลของต้นทุนในการผลิตและจำหน่ายน้ำประปาที่จะตอบสนองการใช้น้ำที่จะเพิ่มขึ้นจากปีฐานที่ทำการศึกษา คือ ปี พ.ศ. 2546 และสามารถคำนวณได้จากต้นทุนส่วนเพิ่ม (AIC) ซึ่งประกอบด้วยข้อมูลด้านค่าใช้จ่ายในการดำเนินการผลิตน้ำประปา ค่าใช้จ่ายในการจำหน่ายน้ำประปา และค่าใช้จ่ายในการลงทุน รวมไปถึงต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost: WAC)

ผลการศึกษาพบว่า ผู้วิจัยคำนวณราคาทางเศรษฐศาสตร์และมีการคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน ซึ่งพบว่าการกำหนดราคาน้ำประปาที่มีการประปาส่วนภูมิภาคใช้อยู่ในปัจจุบันนั้น กำหนดจากราคาเฉลี่ยทางบัญชีเป็นหลักและการปรับราคาน้ำประปาจะต้องผ่านการอนุมัติจากคณะรัฐบาล เนื่องจากเป็นกิจการที่มีฐานะเป็นรัฐวิสาหกิจ ราคาดังกล่าวจึงไม่สามารถสะท้อนต้นทุนการผลิตน้ำประปาที่แท้จริงและเป็นราคาที่ไม่มีประสิทธิภาพตามหลักเศรษฐศาสตร์และราคาที่มีการประปาส่วนภูมิภาคเรียกเก็บยังมีอัตราที่ต่ำเมื่อเทียบกับราคาของสินค้าจำเป็นอื่นๆ ส่งผลต่อการใช้น้ำอย่างฟุ่มเฟือย ไม่ประหยัดและอาจทำให้เกิดการขาดแคลนน้ำ ราคาน้ำประปาที่กำหนดจากต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 17.61 บาท/ลูกบาศก์เมตร เปรียบเทียบกับราคาน้ำประปาที่กำหนดอยู่ในปัจจุบันตามประเภทผู้ใช้น้ำซึ่งมี 2 ประเภท คือ ผู้ใช้น้ำประเภทที่อยู่อาศัยเท่ากับ 10.29 บาท/ลูกบาศก์เมตร และผู้ใช้น้ำประเภทธุรกิจขนาดเล็ก รัฐวิสาหกิจ และราชการ เท่ากับ 15.12 บาท/ลูกบาศก์เมตร ราคาที่กำหนดจากต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ยมีค่าสูงกว่าเนื่องจากวิธีการคำนวณที่อาศัยหลักการทางเศรษฐศาสตร์ซึ่งสะท้อนให้เห็นถึงค่าเสียโอกาสของต้นทุนและผลประโยชน์ ส่วนผู้ใช้น้ำประเภทอุตสาหกรรมและธุรกิจขนาดใหญ่ เท่ากับ 19.63 บาท/ลูกบาศก์เมตร สูงกว่าราคาที่กำหนดจากต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย เนื่องจากการประปาส่วนภูมิภาคเห็นว่าผู้ใช้น้ำประเภทอุตสาหกรรมและธุรกิจขนาดใหญ่เป็นผู้ประกอบการที่มีรายได้สูง จึงคิดราคาน้ำประปาในอัตราสูงเพื่อชดเชยรายได้ตามราคาน้ำประปา สำหรับผู้ใช้น้ำประเภทที่อยู่อาศัยกับประเภทธุรกิจขนาดเล็ก รัฐวิสาหกิจ และราชการซึ่งกำหนดไว้ในอัตราต่ำ

สุวิมล ชูติจิรนาท (2540) ทำการศึกษาเรื่อง ปัจจัยที่มีผลต่อดัชนีราคาหลักทรัพย์ไทย โดยได้ทำการศึกษา 1) หาความสัมพันธ์ของปัจจัยทางเศรษฐกิจที่มีผลต่อดัชนีราคาหลักทรัพย์ของตลาดแห่งประเทศไทย 2) หาความสัมพันธ์ของปัจจัยทางเศรษฐกิจที่มีผลต่อดัชนีราคาหลักทรัพย์ของกลุ่มหลักทรัพย์ที่สำคัญ 5 กลุ่มหลัก ได้แก่ กลุ่มธนาคารพาณิชย์ (Banking) กลุ่มสื่อสาร (Communication) กลุ่มเงินทุนและหลักทรัพย์ (Finance & Securities) กลุ่มสหกรณ์

(Property Development) และกลุ่มวัสดุก่อสร้างและตกแต่ง (Building & Furnishing Materials)

3) หาค่าความยืดหยุ่นของดัชนีราคาหลักทรัพย์ต่อปัจจัยทางเศรษฐกิจโดยใช้ข้อมูลรายเดือนตั้งแต่เดือนเมษายน ปี พ.ศ. 2534 ถึง เดือนธันวาคม ปี พ.ศ. 2539 และครอบคลุมเฉพาะหุ้นสามัญเท่านั้น ผลการศึกษาพบว่า การที่นักลงทุนจะเลือกลงทุนในหลักทรัพย์ใดนั้น จะพิจารณาจากอัตราผลตอบแทนของหลักทรัพย์นั้นเป็นหลัก ในขณะที่เดียวกันก็จะพิจารณาสภาพเศรษฐกิจทั่วไป และสภาพของตลาดหลักทรัพย์ในขณะนั้นว่าเป็นอย่างไร เพื่อเปรียบเทียบและเลือกกลุ่มหลักทรัพย์ที่จะลงทุนที่จะให้ความเสี่ยงน้อยที่สุด

กุลธิดา เดชโยธิน (2539) ทำการศึกษาเกี่ยวกับ ปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อการกำหนดราคารถยนต์ในประเทศไทย โดยผลการศึกษาพบว่า ปัจจัยที่มีผลต่อการกำหนดราคารถยนต์ประกอบด้วยปัจจัยด้านการตลาดและปัจจัยด้านการผลิต โดยปัจจัยด้านการผลิต คือ ลักษณะการผลิต การจัดการด้านต้นทุนและต้นทุนการผลิต ในขณะที่ปัจจัยด้านการตลาด คือ พฤติกรรมของผู้บริโภค และลักษณะสภาวะการณ์ของตลาด โดยมีรายละเอียดดังนี้ ปัจจัยด้านการผลิต พบว่า ราคารถยนต์ในประเทศไทยจะถูกกำหนดโดยการบวกเพิ่มจากอัตรากำไรแข่งขันในตลาดรถยนต์ในขนาดนั้นและต้นทุนการผลิต โดยที่ต้นทุนการผลิตมีโครงสร้างประกอบด้วย 5 รายการ ได้แก่ วัตถุดิบ ค่าแรงทางตรง ค่าใช้จ่ายในการผลิต ค่าใช้จ่ายในการขายและบริการ รวมไปถึงค่าใช้จ่ายด้านภาษี ผู้ประกอบการจะกำหนดราคาโดยมีกำไรจากส่วนต่างระหว่างราคาและต้นทุนรวม ณ โรงงานอุตสาหกรรมและส่วนต่างระหว่างราคาตัวแทนจำหน่ายกับผู้บริโภค ซึ่งมีอัตราแตกต่างกันตามขั้นตอนการตลาดของแต่ละบริษัท ในขณะที่ปัจจัยทางด้านราคา พบว่า สภาวะการณ์ของตลาดที่มีอิทธิพลต่อการกำหนดราคารถยนต์ ได้แก่ ราคารถยนต์มือสอง ช่วงเวลาที่รถยนต์ใหม่ออกสู่ตลาด พฤติกรรมของผู้บริโภค บริการหลังการขาย ในขณะที่ การนำเข้ารถยนต์ การตัดราคาของคู่แข่ง และตัวแทนจำหน่ายรถยนต์ ไม่มีอิทธิพลต่อการกำหนดราคารถยนต์ในประเทศไทย

ธารทอง ไตรนรพงศ์ (2524) ได้ทำการศึกษาเรื่อง การตั้งราคาสินค้าสาธารณูปโภค กรณีศึกษาวิสาหกิจพลังงานไฟฟ้า ทำการศึกษากิจการรัฐวิสาหกิจการไฟฟ้าสามแห่ง คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เพื่อศึกษาการตั้งราคาแบบต้นทุนส่วนเพิ่ม (Marginal Cost Pricing) ที่เน้นเป้าหมายการตั้งราคาอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดให้ราคาสะท้อนถึงการจัดสรรทรัพยากร ในช่วงเวลาปี พ.ศ. 2521-2529 โดยทำการคำนวณเงินลงทุนในแต่ละปีเฉลี่ยออกมาเป็นมูลค่าปัจจุบัน จากการใช้อัตราส่วนลดเท่ากับ 10 ซึ่ง กฟผ. คิดต้นทุนส่วนเพิ่มโดยแบ่งต้นทุนออกเป็น 1) ต้นทุนกำลังผลิตส่วนเพิ่ม (Marginal Capacity Cost) 2) ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Marginal Energy Cost) จากนั้นคำนวณหาอัตราค่าไฟฟ้า

โดยแบ่งออกเป็น 2 ช่วงเวลา คือ ช่วงใช้ไฟต่ำ (Off- Peak Period) เวลา 22.00-18.30 น. ผู้ใช้ไฟจะถูกคิดเฉพาะต้นทุนค่าพลังงานส่วนเพิ่มและช่วงใช้ไฟสูง (Peak Period) เวลา 18.30-22.00 น. ซึ่ง กฟผ. จะนำต้นทุนทั้งสองส่วนมาคิดเป็นอัตราค่าไฟฟ้า ในขณะที่ กฟน. และ กฟภ. มีต้นทุนประกอบไปด้วย ต้นทุนด้านพลังงานที่รับซื้อมาจาก กฟผ. ต้นทุนด้านกำลังผลิตของ กฟผ. และต้นทุนด้านระบบสายส่งของ กฟน. หรือ กฟภ. โดยทำการคิดอัตราค่าไฟฟ้ากับผู้ใช้ 3 ประเภท คือ ประเภทที่อยู่อาศัย ธุรกิจขนาดเล็ก และธุรกิจขนาดใหญ่

จากการทบทวนวรรณกรรมปริทัศน์ที่ศึกษาเกี่ยวกับการกำหนดราคาสามารถสรุปประเด็นสำคัญได้ดังตารางที่ 2.2



ตารางที่ 2.2 ตารางสรุปผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดราคา

ผู้แต่ง (ปี)	งานวิจัย	วิธีวิจัย	ผลการศึกษา/วิจัย
ธนโชค โลกศรกระวี (2557)	การศึกษาตัวแบบกำหนดราคาหลักทรัพย์เชิงพฤติกรรมในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย	ใช้ตัวแบบกำหนดราคาหลักทรัพย์เชิงพฤติกรรม (BAPM) โดยใช้สถิติทดสอบและการตั้งสมมติฐาน	แบบกำหนดราคาหลักทรัพย์ Behavioral Asset Pricing Model (BAPM) SMB HML WML และ BSI สามารถวัดอัตราผลตอบแทนส่วนเกินกว่าปกติของหลักทรัพย์ในประเทศไทยได้
พิชยดา จีวรราชวงศ์ (2556)	การศึกษาต้นทุนในการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในบ้านที่อยู่อาศัย	ใช้การเก็บรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิ และใช้การวิเคราะห์การเงิน	โครงการไม่มาลงทุน เนื่องจากทุกทางเลือกของกรณีติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และกรณีติดตั้งพอดีความต้องการใช้ไฟฟ้ามีมูลค่าปัจจุบันสุทธิและอัตราผลตอบแทนของโครงการเป็นลบ
อนุพงษ์ ธนสาร (2555)	การจำลองโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบกระจายและการหาตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสม	ใช้วิธีการนิวตัน-ราฟสันในการคำนวณ และใช้เทคนิคการหาค่าเหมาะสมที่สุด โดยการเลือกใช้เทคนิคชาลลาด คือ การหาค่าด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค	การหาตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมของการจำหน่ายไฟฟ้าแก่ระบบถือว่ามีความสำคัญ เนื่องจากหากติดตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลในตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมก็จะส่งผลให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่สูง
กิตติญา กฤตยรังสิต (2554)	การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ	ใช้การเก็บรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิ และนำมาวิเคราะห์แนวทางการหาต้นทุน ผลตอบแทน และความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ	ภาครัฐควรมีการพิจารณาอัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมให้กับโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพที่ใช้พลังงานจากชีวมวล เพราะอัตราส่วนเพิ่มนั้นไม่ได้มีผลต่อความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวแต่ยังส่งผลต่อรายได้ของเกษตรกรด้วย
หนึ่งฤทัย สุขยั้ง (2546)	การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในการกำหนดราคาน้ำประปา: กรณีศึกษาการประปานครหลวง	เก็บรวบรวมข้อมูลปฐมภูมิและทุติยภูมิจากนั้นนำข้อมูลมาทำการวิเคราะห์เชิงพรรณนาและเชิงปริมาณ	ผลการศึกษาพบว่า ราคาน้ำประปาในปี พ.ศ. 2545 ที่กำหนดจากต้นทุนเฉลี่ยทางบัญชีนั้นเป็นการกำหนดราคาตามหลักของการกระจายรายได้ ส่วนการกำหนดราคาน้ำด้วยวิธีทางเศรษฐศาสตร์ ราคาน้ำประปาที่สะท้อนถึงต้นทุนจริงมีค่าสูงกว่าค่าน้ำประปาเฉลี่ยในปี พ.ศ. 2545
ธีรยุทธ อังกรนาค (2546)	การตั้งราคาน้ำประปาของการประปาส่วนภูมิภาคกรณีศึกษาการประปาชุมพร	เก็บรวบรวมข้อมูลปฐมภูมิและทุติยภูมิจากนั้นนำข้อมูลมาทำการวิเคราะห์เชิงพรรณนาและเชิงปริมาณ	ราคาน้ำประปาที่การประปาส่วนภูมิภาคกำหนดจากราคาเฉลี่ยทางบัญชีเป็นหลัก และเป็นราคาที่ไม่มีประสิทธิภาพตามหลักเศรษฐศาสตร์ อีกทั้งราคาที่เรียกเก็บยังมีอัตราที่ต่ำเมื่อเทียบกับราคาของสินค้าจำเป็นอื่นๆ ส่งผลต่อการใช้น้ำอย่างฟุ่มเฟือยและไม่ประหยัดของประชาชน

ตารางที่ 2.2 ตารางสรุปผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดราคา (ต่อ)

ผู้แต่ง (ปี)	งานวิจัย	วิธีวิจัย	ผลการศึกษา/วิจัย
สุวิมล ชูดีจิรนาท (2540)	ปัจจัยที่มีผลต่อดัชนีราคา หลักทรัพย์ไทย	เก็บรวบรวมข้อมูลแบบทฤษฎีภูมิและ ใช้วิธีทางเศรษฐมิติในการสร้างสมการ ถดถอยเชิงซ้อนด้วยวิธีกำลังสองน้อย ที่สุดและใช้โปรแกรม SPSS ในการ คำนวณ	นักลงทุนจะเลือกลงทุนในหลักทรัพย์จาก การพิจารณาอัตราผลตอบแทนของ หลักทรัพย์นั้น ประกอบกับสภาพของ เศรษฐกิจทั่วไปและตลาดหลักทรัพย์ใน ขณะนั้น และเลือกลงทุนกลุ่มหลักทรัพย์ที่ ให้ความเสี่ยงน้อยที่สุด
กุลธิดา เดชโยธิน (2539)	ปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อการกำหนด ราคารถยนต์ในประเทศไทย	เก็บรวบรวมข้อมูลจากแบบสอบถาม	สภาพการณ์ของตลาดที่มีอิทธิพลต่อการ กำหนดราคารถยนต์ ได้แก่ ราคารถยนต์มือ สอง ช่วงเวลาที่รถยนต์ใหม่ออกสู่ตลาด พฤติกรรมของผู้บริโภค บริการหลังการขาย ในขณะที่ การนำเข้ารถยนต์ การตัดราคา ของคู่แข่ง และตัวแทนจำหน่ายรถยนต์ ไม่มี อิทธิพลต่อการกำหนดราคารถยนต์ใน ประเทศไทย
ธารทอง ไตรนรพงศ์ (2524)	การตั้งราคาสินค้าสาธารณูปโภค: กรณีศึกษาวิสาหกิจผลิตไฟฟ้า	ใช้การพรรณนาความและวิเคราะห์ ตัวเลข ผ่านการศึกษาเส้นอุปสงค์ของ ผู้บริโภค และคำนวณหาต้นทุนส่วน เพิ่ม	การไฟฟ้าทั้ง 3 คิดราคาอัตราค่าไฟที่แตกต่าง กัน โดยที่ กฟผ. คิดราคาค่าไฟจากต้นทุน ส่วนเพิ่ม ในขณะที่ กฟน. และ กฟภ. คิด ราคาค่าไฟจากต้นทุนจริง

ที่มา: การสรุปจากผู้ศึกษา

จากการศึกษาครั้งนี้พบว่างานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดราคาดังนั้นเป็นการนำเอาข้อมูล
ปฐมภูมิและทฤษฎีภูมิมาใช้ในการคำนวณผ่านเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์และการเงิน อีกทั้งงานวิจัยที่
เกี่ยวกับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุน โดยที่ยังไม่มีงานวิจัยที่ศึกษา
เกี่ยวกับการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในระบบ Feed-in Tariff ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิง
ชีวมวล โดยการสร้างแบบจำลอง และจัดทำแบบสอบถามผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคา
ซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) จึงเกิดเป็นช่องว่างทำให้
ผู้ศึกษาสนใจที่จะศึกษาในครั้งนี้ และจากการทบทวนวรรณกรรมปริทัศน์ที่กล่าวมาทั้งหมดนั้น
ผู้ศึกษาจะนำแนวทางมาประยุกต์ใช้ในการศึกษาครั้งนี้

บทที่ 3

ระเบียบวิธีศึกษา

การศึกษาเรื่อง การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในระบบ Feed-in Tariff ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล มีวัตถุประสงค์เพื่อ 1) ศึกษาความเป็นมาของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP 2) คำนวณหาราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT สำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) 3) วิเคราะห์ข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ซึ่งผู้ศึกษาได้ศึกษาข้อมูลมาตรการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP เพื่อให้ทราบถึงความเป็นมาของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP จากนั้นผู้ศึกษาได้สร้างแบบจำลอง (Model) เพื่อใช้ในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลที่ได้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Adder อยู่เดิมแล้ว อีกทั้งผู้ศึกษาได้สร้างแบบสอบถามสำหรับผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) โดยผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียประกอบไปด้วย 1) ผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) โดยถือสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Non-Firm และได้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder 2) ผู้ออกนโยบาย คือ สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และ 3) ผู้รับซื้อไฟฟ้า คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เพื่อให้ได้มาซึ่งมุมมอง และแนวคิดที่หลากหลายอันจะเป็นประโยชน์แก่การศึกษานี้

3.1 วิธีการศึกษา

ผู้ศึกษาได้ใช้กระบวนการวิจัยเชิงคุณภาพ (Qualitative Research) โดยทำการศึกษาจากเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ตำรา บทความต่างๆ วารสารวิจัย ปริญญานิพนธ์ วิทยานิพนธ์ หรือ ดุษฎีนิพนธ์ ตลอดจนประสบการณ์และข้อคิดจากผู้ทรงคุณวุฒิ ทั้งจากข้อโต้แย้งเห็นด้วย หรือ ข้อวิพากษ์วิจารณ์ของผู้ที่อยู่ในสาขาวิชาชีพทางด้านพลังงาน ตลอดจนสถาบันหรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับงานศึกษา เพื่อให้ได้มาซึ่งความเป็นมาของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ที่ใช้พลังงานชีวมวลพร้อมทั้งศึกษามาตรการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) โดยเสนอแบบจำลองเพื่อคำนวณหาผลประโยชน์ของผู้ผลิต SPP จากการขายไฟฟ้าในสัญญาแบบ Adder เพื่อนำมาหักลด ทำให้สามารถกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าใหม่ภายใต้สัญญาแบบ FIT อีกทั้งผู้ศึกษาได้ใช้การสัมภาษณ์แบบมีโครงสร้าง (Structured Interview) ผสานกับ การสัมภาษณ์แบบเชิงลึก (In-Depth Interview) โดยออกแบบคำถามให้มีลักษณะในการ

สัมภาษณ์แบบปลายเปิด (Open-Ended Question) เลือกใช้การสุ่มตัวอย่างแบบเจาะจง (Purposive Sampling) โดยลักษณะของคำถามต้องการมุ่งหาข้อดีและข้อเสียของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT พร้อมทั้งทราบถึงความพร้อมของผู้ประกอบการ รวมไปถึงผู้รับซื้อไฟฟ้าในการเปลี่ยนแปลงมาตรการรับซื้อไฟฟ้า

3.1.1 ความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP

การศึกษาความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP ผู้ศึกษาทำการรวบรวมข้อมูลทฤษฎีภูมิที่เกี่ยวข้องกับนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP จากหน่วยงานองค์กร และองค์กรที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าของไทย อันได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และกระทรวงพลังงาน

3.1.2 การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT สำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและขานอ้อย)

ผู้ศึกษาได้ศึกษามาตรการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและขานอ้อย) โดยการเลือกใช้ราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT ดังแสดงในตารางที่ 3.1 และ 3.2 โดยเสนอแบบจำลองเพื่อคำนวณหาผลประโยชน์ของผู้ผลิต SPP จากการขายไฟฟ้าในสัญญาแบบ Adder เพื่อนำมาหักลด ทำให้สามารถกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าใหม่ภายใต้สัญญาแบบ FIT (โดยมีหลักการคิดตามมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT) ที่อ้างอิงอัตราเงินเพื่อพื้นฐานในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้า ในการศึกษานี้ผู้ศึกษาเลือกใช้ผู้ผลิต SPP ที่มีกำลังผลิตที่ 20 MW เริ่มขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. เมื่อ มกราคม พ.ศ. 2553 (COD: Commercial Operation Date ปี พ.ศ. 2553) มีอายุสัญญา 20 ปี โดยมีการใช้สัดส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าในรูปแบบ Adder เดิมที่มีการแบ่งการคิดราคาออกเป็นช่วง Peak (09:00 - 22:00 น.) และ Off-Peak (22:00 - 09:00 น.) โดยในการศึกษานี้แบ่งสัดส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าออกเป็น 3 กรณี ได้แก่

1. ผลิตไฟฟ้าที่ Peak จำนวน 20 MW และผลิตไฟฟ้าที่ Off-Peak 12 MW (Plant Factor ที่ 81.67%)
2. ผลิตไฟฟ้าที่ Peak จำนวน 18 MW และผลิตไฟฟ้าที่ Off-Peak 12 MW (Plant Factor ที่ 76.25%)
3. ผลิตไฟฟ้าที่ Peak จำนวน 16 MW และผลิตไฟฟ้าที่ Off-Peak 12 MW (Plant Factor ที่ 70.83%)

ในขณะที่เดียวกันผู้ศึกษาได้จำลองราคาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP นี้ได้รับราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ตั้งแต่ มกราคม พ.ศ. 2553 ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2559 (โดยผู้ศึกษาจะเรียกราคาจากการจำลองราคานี้ว่า FIT Virtual) เพื่อใช้ในการเปรียบเทียบหาผลประโยชน์ที่ SPP นี้ได้รับไปโดยเปรียบเทียบราคาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP นี้ได้รับจริงช่วงระยะเวลาตั้งแต่ มกราคม พ.ศ. 2553 ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2559 (มาตรการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Adder) กับราคาซื้อขายไฟฟ้าที่จำลองขึ้นข้างต้น (FIT Virtual) นำมาคำนวณหาผลต่างของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการเปรียบเทียบนี้ (ในช่วง มกราคม พ.ศ. 2553 ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2559) และเลือกใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ 4% 6% และ 8% มาถึง ณ ขั้นตอนนี้ ผู้ศึกษาจะได้มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP นี้ได้รับไปตามอัตราคิดลด ณ ธันวาคม พ.ศ. 2559

ลำดับถัดไปผู้ศึกษาทำการประมาณราคาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและขานอ้อย) จากมกราคม พ.ศ. 2560 ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2573 ในมาตรการซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT โดยอ้างอิงจากราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต VSPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลและใช้อัตราเงินเพื่อพื้นฐานเพิ่มขึ้นปีละ 1.5% เพื่อใช้ในการปรับราคาซื้อขายไฟฟ้า ต่อมาผู้ศึกษานำมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับ ที่มีการคำนวณไว้ก่อนหน้า มาทำการหาเงินรายงวดที่ผู้ผลิต SPP ต้องชำระคืนในแต่ละปีตลอดอายุสัญญาโดยเลือกใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ 4% 6% และ 8% ขั้นตอนถัดไปผู้ศึกษานำเงินรายงวดที่คิดได้มาหักออกจากราคาซื้อขายไฟฟ้าที่ประมาณในข้างต้น เพื่อให้ได้มาซึ่งราคาซื้อขายไฟฟ้าที่ควรจะเป็น หากผู้ผลิต SPP นั้นต้องการเปลี่ยนสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากมาตรการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Adder มาเป็นมาตรการซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT

ตารางที่ 3.1 แสดงส่วนเพิ่ม (Adder) ราคาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าขนาดต่างๆ ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่ม ปี พ.ศ. 2550 (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่ม ปี พ.ศ.2552 (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่ม ปี พ.ศ.2553 (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่มพิเศษ เพื่อทดแทนดีเซล (บาท/หน่วย)	ส่วนเพิ่มพิเศษสำหรับ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ และ 4 อ. ใน จ.สงขลา* (บาท/หน่วย)	ระยะเวลา สับสมุน (ปี)
ชีวมวล						
กำลังการผลิต ติดตั้ง ≤1 MW	0.30	0.50	0.50	1.00	1.00	7
กำลังการผลิต ติดตั้ง >1 MW	0.30	0.30	0.30	1.00	1.00	7

* 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.2 แสดงอัตราซื้อขายไฟฟ้าในมาตรการซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต VSPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล

กำลังผลิต (MW)	FIT (บาท/หน่วย)			ระยะเวลา สับสมุน (ปี)	FIT Premium (บาท/หน่วย)	
	FIT _F	FIT _{V,2560}	FIT ⁽¹⁾		สำหรับโครงการกลุ่ม เชื้อเพลิงชีวภาพ (8 ปีแรก)	สำหรับโครงการในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ ⁽²⁾ (ตลอดอายุโครงการ)
ชีวมวล						
กำลังการผลิต ติดตั้ง ≤1 MW	3.13	2.21	5.34	20	0.50	0.50
กำลังการผลิต ติดตั้ง >1-3 MW	2.61	2.21	4.82	20	0.40	0.50
กำลังการผลิต ติดตั้ง >3 MW	2.39	1.85	4.24	20	0.30	0.50

หมายเหตุ (1) อัตรา FIT_V จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อขั้นพื้นฐาน (Core Inflation)

(2) โครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

3.1.3 วิเคราะห์ข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและขาน้อย)

ในการวิเคราะห์ข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลนั้น ผู้ศึกษาได้สร้างแบบสอบถามด้วยแบบสัมภาษณ์มาตรฐาน (Patterned Interview) โดยใช้การสัมภาษณ์แบบมีโครงสร้าง (Structured Interview) เพื่อประเมินถึงข้อดี ข้อเสีย ของมาตรการซื้อขายไฟฟ้าที่ผู้ผลิต SPP เหนียว รวมไปถึงความคาดหวังของราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผู้ผลิต SPP จะได้รับหากมีโอกาสในการเปลี่ยนสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

3.1.3.1 การสัมภาษณ์แบบมีโครงสร้าง (Structured Interview)

การสัมภาษณ์แบบมีโครงสร้าง (Structured Interview) ที่ใช้ในการศึกษานี้ผู้ศึกษาได้สร้างกระบวนการวิจัย (Methodology) โดยใช้แบบสัมภาษณ์มาตรฐาน (Patterned Interview) ที่สร้างขึ้นไว้ในการสัมภาษณ์ผู้ให้สัมภาษณ์เหมือนกันทุกคน ซึ่งมีการออกแบบคำถามให้มีลักษณะในการสัมภาษณ์แบบปลายเปิด (Open-Ended Question)

3.1.3.2 การสัมภาษณ์แบบเชิงลึก (In-Depth Interview)

การสัมภาษณ์แบบเชิงลึก (In-Depth Interview) มีการออกแบบคำถามให้มีลักษณะในการสัมภาษณ์แบบปลายเปิด (Open-Ended Question) ถือได้ว่าเป็นกระบวนการศึกษาที่มีความยืดหยุ่น เปิดกว้างและพร้อมที่จะมีการปรับเปลี่ยนถ้อยคำของคำถามให้มีความสอดคล้องกับผู้ให้สัมภาษณ์แต่ละคน จากนั้นทำการขยายความและต่อยอดคำถามของผู้ให้สัมภาษณ์ที่ได้จากการสัมภาษณ์จากแบบสัมภาษณ์มาตรฐาน (Patterned Interview) ตามกระบวนการแบบสะท้อน (Reflecting) ควบคู่ไปด้วย ซึ่งผู้สัมภาษณ์จะใช้ทฤษฎีจากประสบการณ์ที่เหมือนหรือแตกต่างกันออกไปในการสร้างคำถามใหม่ให้มีความสอดคล้องกับผู้ให้สัมภาษณ์ ดังนั้น การสัมภาษณ์แบบเชิงลึก (In-Depth Interview) จึงไม่มีแบบสัมภาษณ์ที่ใช้ตายตัว

3.2 ประชากรและหน่วยวิเคราะห์

การศึกษานี้ได้ทำการ กำหนดประชากรและหน่วยวิเคราะห์จากผู้ที่มีประสบการณ์ทำงานทั้งที่ดำรงตำแหน่งอยู่ในปัจจุบันและที่เคยผ่านการงานที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ซึ่งการเลือกกลุ่มประชากรและหน่วยวิเคราะห์นี้ ผู้ศึกษาได้ดำเนินการพิจารณาเลือกด้วยตนเอง ทั้งนี้ เพื่อให้ทราบถึงแนวคิด และข้อคิดเห็นที่มีต่อการปรับเปลี่ยนมาตรการซื้อขายไฟฟ้า อันจะนำมา

ซึ่งข้อมูลที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งในการวิเคราะห์ต่อไป โดยผู้ศึกษาแบ่งกลุ่มของผู้สัมภาษณ์ออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่

1. ผู้กำหนดนโยบาย ได้แก่ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
2. ผู้รับซื้อไฟฟ้า ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
3. ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ที่ถือสัญญารับซื้อไฟฟ้าแบบ Non-Firm และได้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

โดยผู้ให้สัมภาษณ์ที่ผู้ศึกษาทำการสัมภาษณ์ในแต่ละกลุ่มนั้น ดำรงตำแหน่งระดับบริหารหรือเทียบเท่า เพื่อที่จะได้รับข้อคิดเห็นในภาพกว้าง

3.3 เครื่องมือที่ใช้ในการศึกษา

ผู้ศึกษาได้ตัดสินใจเลือกใช้การเก็บรวบรวมข้อมูลจากบุคคล และเอกสาร จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องด้านพลังงานและการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และกระทรวงพลังงาน ประกอบกับการสัมภาษณ์ผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลโดยใช้การสัมภาษณ์แบบมีโครงสร้าง (Structured Interview) ด้วยแบบสัมภาษณ์มาตรฐาน (Patterned Interview) ที่สร้างขึ้นไว้ในการสัมภาษณ์ผู้ให้สัมภาษณ์เหมือนกันทุกคน ซึ่งมีการออกแบบคำถามให้มีลักษณะในการสัมภาษณ์แบบปลายเปิด (Open-Ended Question) รวมไปถึงการสัมภาษณ์แบบเชิงลึก (In-Depth Interview) ที่มีการออกแบบคำถามให้มีลักษณะในการสัมภาษณ์แบบปลายเปิด (Open-Ended Question) เช่นเดียวกัน โดยคำนึงถึงความสอดคล้องและความเหมาะสมของผู้ให้สัมภาษณ์แต่ละคน ทำการขยายความและต่อยอดคำถามของผู้ให้สัมภาษณ์ที่ได้จากการสัมภาษณ์จากแบบสัมภาษณ์มาตรฐาน (Patterned Interview) ตามกระบวนการแบบสะท้อน (Reflecting) ควบคู่ไปด้วย ซึ่งผู้สัมภาษณ์จะใช้ทฤษฎีจากประสบการณ์ที่เหมือนหรือแตกต่างกันออกไปในการสร้างคำถามใหม่ให้มีความสอดคล้องกับผู้ให้สัมภาษณ์ ทำให้การสัมภาษณ์แบบเชิงลึก (In-Depth Interview) ไม่มีแบบสัมภาษณ์ที่ใช้ตายตัว จากนั้นกำหนดโครงสร้างของคำถามสำหรับนำไปใช้ในกระบวนการสัมภาษณ์แบบสัมภาษณ์มาตรฐาน (Patterned Interview) ดังนี้

1) ราคาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ปัจจุบันที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลประเภท แกลบ/กากอ้อย ในรูปแบบที่ให้ส่วนเพิ่มหรือที่เรียกว่า Adder ท่านคิดว่ามีความเหมาะสมหรือไม่ อย่างไร

2) จากปัญหาราคาเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้นมากเมื่อเทียบกับราคาในระยะเริ่มต้นที่ภาครัฐให้การสนับสนุนในการนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้ผลิตไฟฟ้า หากมีการขยายเวลาให้ได้รับ Adder เพิ่มเติมจากเดิม 7 ปี ออกไปอีก 1-2 ปี เพื่อเป็นการเยียวยาผู้ประกอบการให้สามารถดำเนินธุรกิจต่อไปได้นั้น ท่านมีความคิดเห็นอย่างไร

3) ตามที่นโยบายภาครัฐให้การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน Renewable Energy ซึ่งได้แก่ ลม แสงอาทิตย์ ชยะ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ เป็นต้น ท่านคิดว่าเชื้อเพลิงประเภทชีวมวล มีข้อดีเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงอื่นๆ ในกลุ่ม Renewable Energy อย่างไรบ้าง

4) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในระบบ Feed-in Tariff (FIT) ท่านเห็นว่ามีความเหมาะสมที่จะนำมาใช้มากน้อยเพียงใด และเพราะเหตุใด

5) ความคิดเห็นว่าราคารับซื้อไฟฟ้าในระบบ FIT ของผู้ผลิต SPP จะมีราคาที่มีเสถียรภาพตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเมื่อเทียบกับราคารับซื้อไฟฟ้าในระบบ Adder เดิม ท่านเห็นด้วยหรือไม่

6) ในระยะเวลาอันใกล้นี้ หากจะมีการนำระบบรับซื้อไฟฟ้าที่เป็น FIT มาประกาศใช้สำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและกากอ้อย) และอนุญาตให้ผู้ผลิต SPP ที่อยู่ในระบบรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder เดิม สามารถเปลี่ยนสัญญามาใช้ระบบ FIT ได้ โดยมีเงื่อนไขต่างๆ ต่อไปนี้ รูปแบบใดที่ท่านคิดว่าเหมาะสมที่สุด และเพราะเหตุใด

รูปแบบ 6.1 ให้ผู้ผลิต SPP ในระบบ Adder เดิม ได้รับราคาต่อหน่วยเท่ากับราคาของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ได้รับ ตามที่ประกาศใช้ในปัจจุบัน (ซึ่งเท่ากับประมาณ 4.24 บาท/หน่วย) แต่ต้องลดระยะเวลาของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าลงให้เท่ากับจำนวนปีที่ได้รับ Adder มาก่อนหน้านี้ ตัวอย่างเช่น สัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีระยะเวลา 20 ปี ถ้าผู้ผลิต SPP ได้รับ Adder มาแล้ว 3 ปี เมื่อย้ายไปเข้าระบบ FIT จะทำให้ระยะเวลาของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เหลือเท่ากับ 17 ปี (20 ปี-3 ปี)

รูปแบบ 6.2 ให้ผู้ผลิต SPP ในระบบ Adder เดิม ได้รับราคาต่อหน่วยที่มีส่วนลดเทียบจากราคารับซื้อของผู้ผลิต VSPP เล็กน้อย (5%-10%) ซึ่งเท่ากับประมาณราคารับซื้อ 3.80 – 4.03 บาท/หน่วย โดยได้รับระยะเวลาของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 20 ปีเต็ม

รูปแบบ 6.3 มีการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP แบบ FIT ขึ้นมาใหม่ โดยคำนวณผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ในระบบ Adder เดิมได้รับไปก่อนหน้านี้ และนำไปหักออกจาก

รายรับที่ผู้ผลิต SPP จะได้รับในระบบ FiT ใหม่ (โดยภาพรวมจะทำให้ผลประโยชน์ของผู้ผลิต SPP ได้เท่าเดิม)

7) โครงสร้างราคาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP ในระบบ FiT ที่กำลังจะนำมาใช้ ประกอบด้วย 3 ส่วน คือ FiT-Fix, FiT-Variable และ FiT-Premium หากภาครัฐมีแนวคิดการนำวิธี Bidding มาใช้ในส่วนของ FiT-Premium เพื่อให้เกิดการแข่งขันอย่างเสรี (Competitive Market) ท่านคิดว่ามีความเหมาะสมหรือไม่

8) ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในระบบ FiT ที่กำหนดไว้ 20 ปีนั้น เมื่อครบกำหนดระยะเวลา หากโรงไฟฟ้ายังมีความสามารถที่จะผลิตไฟฟ้าได้อยู่ ท่านเห็นว่าควรมีการต่ออายุสัญญาหรือไม่ อย่างไร

9) นอกเหนือจากการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP ที่ได้กล่าวมาแล้ว ท่านมีแนวคิดในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบอื่นๆ อีกหรือไม่ อย่างไรบ้าง

10) ในฐานะที่ท่านเป็นผู้ประกอบการผู้ผลิต SPP ที่ได้รับมาตรการรับซื้อแบบ Adder อยู่ในปัจจุบัน

10.1 การที่ภาครัฐจะออกมาตรการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP ในรูปแบบ FiT ท่านคิดว่ามาตรการดังกล่าวนี้ จะมีผลกระทบกับท่านมากน้อยอย่างไร

10.2 ในกรณีที่มีผู้ประกอบการรายใหม่ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลชนิดเดียวกับท่าน แต่ได้รับราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FiT โดยมีที่ตั้งของโรงไฟฟ้าอยู่บริเวณพื้นที่ใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าของท่าน ท่านจะมีแผนรับมือกับสถานการณ์แข่งขันด้านราคาเชื้อเพลิงอย่างไร

11) การกำหนดราคา FiT ของผู้ผลิต SPP มีกรอบในการอ้างอิงราคาซื้อขาย โดยใช้ดัชนีผู้บริโภคพื้นฐาน (Core Inflation) ท่านเห็นว่าเพียงพอหรือไม่ หรือควรมีการเพิ่มเติมให้อ้างอิงในส่วน of อัตราแลกเปลี่ยน ต้นทุนในการขนส่ง เป็นต้น

12) กรอบในการให้การสนับสนุนจากภาครัฐด้านพลังงาน Renewable Energy ตามแผนพัฒนา AEDP (Alternative Energy Development Plan) ฉบับปัจจุบัน ที่กำหนดสัดส่วนพลังงานชีวมวลให้ได้ประมาณ 5,570 MW จากพลังงานทดแทนทั้ง 19,634.4 MW ในปี พ.ศ. 2579 นั้น ท่านเห็นว่าเหมาะสมหรือไม่

ทั้งนี้ในกลุ่มของผู้กำหนดนโยบายและผู้รับซื้อไฟฟ้า จะเลือกใช้ข้อคำถามที่มีความเกี่ยวข้อง โดยใช้คำถามข้อที่ 1-9 ในขณะที่กลุ่มของผู้ประกอบการโรงไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ที่ถือสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Non-Firm และได้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder จะเลือกใช้ข้อคำถามทุกข้อ

3.4 การเก็บรวบรวมข้อมูล

การศึกษานี้เก็บข้อมูลโดยการอ่านจากเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ตำรา บทความต่างๆ วารสารวิจัย ปรินต์นิพนธ์ วิทยานิพนธ์ หรือ ดุษฎีนิพนธ์ โดยดึงเนื้อหาใจความสำคัญ และประเด็นที่เกี่ยวข้อง ผสมผสานกับการนำประสบการณ์และข้อคิดจาก ผู้ทรงคุณวุฒิ ทั้งจากข้อโต้แย้ง เห็นด้วย หรือ ข้อวิพากษ์วิจารณ์ของผู้ที่อยู่ในสาขาวิชาชีพนั้น ตลอดจนสถาบัน หรือ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับงานศึกษานี้ อันได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และกระทรวงพลังงาน ตลอดจนข้อมูลที่ได้จากการสัมภาษณ์ผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลทั้ง 3 กลุ่ม

3.5 การวิเคราะห์ข้อมูล

ผู้ศึกษาใช้กระบวนการในการวิเคราะห์และสังเคราะห์ข้อมูล ดังต่อไปนี้

3.5.1 เอกสารขั้นต้นหรือเอกสารปฐมภูมิ (Primary Document)

เอกสารขั้นต้นหรือเอกสารปฐมภูมิ (Primary Document) หมายถึง เอกสารที่เขียนขึ้นโดยบุคคลที่เรียกว่า ประจักษ์พยาน (Eye-Witness) ที่อยู่ในเหตุการณ์ ณ ขณะที่เกิดเหตุการณ์นั้นกำลังเกิดขึ้นจริงๆ

3.5.1.1 เอกสารต่างๆ

ได้แก่ เอกสารเผยแพร่จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เอกสารเผยแพร่จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เอกสารเผยแพร่จากการไฟฟ้านครหลวง เอกสารเผยแพร่จากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เอกสารเผยแพร่จากกระทรวงพลังงาน ข้อมูลจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เป็นต้น

3.5.1.2 แบบสัมภาษณ์ผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลทั้ง 3 กลุ่ม

จากแบบสัมภาษณ์แบบมีโครงสร้าง (structured Interview) และการสัมภาษณ์แบบเชิงลึก (In-Depth Interview) โดยพิจารณาข้อมูลประเด็นหลัก (Major Themes)

ที่พบในข้อมูลจากการสัมภาษณ์ทั้งหมด และนำมาแบ่งแยกออกเป็นประเด็นย่อย (Sub Themes) และหัวข้อย่อย (Categories) ด้วยวิธีการพรรณนาข้อมูลตามปรากฏการณ์ทั้งหมด

3.5.2 เอกสารชั้นรองหรือเอกสารทุติยภูมิ (Secondary Document)

เอกสารชั้นรองหรือเอกสารทุติยภูมิ (Secondary Document) หมายถึง เอกสารที่เขียนขึ้นโดยบุคคลที่มีได้เป็นประจักษ์พยานในเหตุการณ์ใดเหตุการณ์หนึ่ง ซึ่งอาจจะเป็นผู้ที่รับทราบข้อมูลจากประจักษ์พยานด้วยการสนทนาหรือการบอกเล่าสืบทอดกันมา หรือได้เคยอ่านผลงานการเขียนของประจักษ์พยาน นอกจากนี้ผู้ศึกษาได้นำงานศึกษาซึ่งแบ่งเป็นประเภทเอกสารตามแหล่งผลิตเอกสารนั้นๆ โดยแบ่งออกเป็นเอกสารสาธารณะและเอกสารส่วนบุคคล

3.5.2.1 เอกสารสาธารณะ (Public Document)

ได้แก่ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) Info graphic จากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ปริมาณการใช้และการผลิตไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตารางแสดงอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นต้น

3.5.2.2 เอกสารส่วนบุคคล (Personal Document)

ได้แก่ ข้อมูลเชิงลึกเกี่ยวกับรายงานการผลิตไฟฟ้าจากฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า กฟผ. รายงานกำลังการผลิตและรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. รายงานจากผู้ประกอบการโรงไฟฟ้า ฝ่ายแผนงานพัฒนาโรงไฟฟ้า กฟผ. เป็นต้น

จากขั้นตอนการศึกษาที่ได้กล่าวไว้ข้างต้นนี้ ผู้ศึกษาได้สรุปขั้นตอนการศึกษาไว้ดังภาพที่ 3.1 โดยมีรายละเอียดดังนี้

ตามวัตถุประสงค์ที่ 1 ผู้ศึกษาได้ศึกษาความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP โดยทำการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิที่เกี่ยวข้องกับนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP จากหน่วยงาน องค์กร และองค์กรที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าของไทย อันได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และกระทรวงพลังงาน

ตามวัตถุประสงค์ที่ 2 กำหนดราคาซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT สำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) โดยการเลือกใช้โรงไฟฟ้าขนาด 20 MW มีอายุสัญญา 20 ปี ประเภทสัญญาแบบ Non-Firm ใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ

COD เมื่อ มกราคม พ.ศ. 2553 เริ่มต้นจากการคำนวณรายรับจากการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ตั้งแต่ มกราคม พ.ศ. 2553 ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2559 โดยแบ่งสัดส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าออกเป็น 3 กรณี คือ 1) Peak 20 MW และ Off-Peak 12 MW 2) Peak 18 MW และ Off-Peak 12 MW และ 3) Peak 16 MW และ Off-Peak 12 MW จากนั้นทำการจำลองราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ในช่วงเวลาเดียวกัน (FIT Virtual) โดยใช้ราคารับซื้อไฟฟ้าเดือน ธันวาคม พ.ศ. 2552 เป็นปีฐาน และนำส่วนต่างของราคารับซื้อทั้ง 2 แบบ มาคำนวณหามูลค่าของเงินตามเวลาที่อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ ร้อยละ 4 ร้อยละ 6 และร้อยละ 8 จากนั้นประมาณการราคารับซื้อไฟฟ้าจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต VSPP ตามขนาดของโรงไฟฟ้าที่ใหญ่ขึ้น โดยเริ่มต้นที่ 4.15 บาท/หน่วย (ไม่รวม FIT Premium) ณ มกราคม พ.ศ. 2560 และปรับเพิ่มอัตรารับซื้อในส่วนของ FIT Variable ขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อพื้นฐานที่ ร้อยละ 1.5 ต่อปี จนครบอายุสัญญาของโรงไฟฟ้า ณ ธันวาคม พ.ศ. 2573 เมื่อได้ราคาการรับซื้อไฟฟ้าจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT แล้วนั้น นำผลต่างที่ได้หามูลค่าปัจจุบันแล้ว มาใช้หาเงินรายงวดตามอัตราคิดลดที่ ร้อยละ 4 ร้อยละ 6 และ ร้อยละ 8 เพื่อนำไปหักลดจากราคารับซื้อไฟฟ้าจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ณ เดือน มกราคม พ.ศ. 2560 เพื่อให้ได้มาซึ่งราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ที่เปลี่ยนมาใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

ตามวัตถุประสงค์ที่ 3 วิเคราะห์ข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ผู้ศึกษาได้สร้างแบบสอบถามด้วยแบบสัมภาษณ์มาตรฐาน (Patterned Interview) โดยใช้ในการสัมภาษณ์แบบมีโครงสร้าง (Structured Interview) โดยแบ่งกลุ่มของผู้สัมภาษณ์ออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่

1. ผู้กำหนดนโยบาย ได้แก่ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
2. ผู้รับซื้อไฟฟ้า ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
3. ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ที่ถือสัญญาารับซื้อไฟฟ้าแบบ Non-Firm และได้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

เพื่อประเมินถึงข้อดี ข้อเสีย ของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าที่ผู้ผลิต SPP เเชิญ รวมถึงไปถึงความคาดหวังของราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผู้ผลิต SPP จะได้รับหากมีโอกาสในการเปลี่ยนสัญญาารับซื้อไฟฟ้า

กำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT สำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย)

1. เลือกใช้โรงไฟฟ้า SPP ขนาด 20 MW
2. คำนวณรายรับจากราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ของผู้ผลิต SPP โดยแบ่งสัดส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าออกเป็น 3 กรณี
3. จำลองราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT Virtual
4. นำราคาที่ได้ในข้อ 2 และ 3 มาหาผลต่างโดยมีการคำนึงถึงมูลค่าของเงินตามเวลาที่ Discount Rate ที่ 4% 6% และ 8%
5. ประเมินราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ในอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT และปรับเพิ่มขึ้นปีละ 1.5% คิดราคาไปจนครบอายุสัญญาที่ ธันวาคม พ.ศ. 2573
6. นำผลประโยชน์ที่คิดได้ในข้อ 4 มาทำการคิดหาเงินรายงวดตาม Discount Rate ที่ 4% 6% และ 8%
7. นำเงินรายงวดที่คิดได้ในข้อ 6 ตาม Discount Rate ต่างๆ นำไปหักออกจากระเบียบการราคารับซื้อไฟฟ้าในข้อ 5 เพื่อให้ได้มาซึ่งราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสม

วิเคราะห์ข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย)

สร้างแบบสอบถาม โดยแบ่งกลุ่มของผู้สัมภาษณ์ออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่

1. ผู้กำหนดนโยบาย
2. ผู้รับซื้อไฟฟ้า
3. ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย)

เพื่อประเมินถึงข้อดี ข้อเสีย ของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP เหนือ รวมถึงความคาดหวังของราคารับซื้อไฟฟ้าที่ SPP จะได้รับหากมีโอกาสในการเปลี่ยนสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP

ศึกษาความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP โดยทำการรวบรวมข้อมูลทุกมิติ

สรุปผลการศึกษา

1. รับรู้ความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP
2. กำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP
3. ลดผลกระทบของผู้ผลิต SPP ชีวมวล จากมาตรการรัฐที่กำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าแตกต่างกัน 2 รูปแบบ

ภาพที่ 3.1 แสดงขั้นตอนวิธีการศึกษา, จาก การสรุปของผู้ศึกษา.

บทที่ 4

ผลการศึกษาและอภิปรายผล

งานศึกษานี้ได้ทำการทบทวนความเป็นมาของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP ในประเทศไทย รวมทั้งได้สร้างแบบจำลอง (Model) เพื่อกำหนดหาราคารับซื้อไฟฟ้าในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ประกอบกับการสอบถามข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ผ่านแบบสอบถาม โดยมีผลการศึกษาดังนี้

4.1 ความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP

ภาครัฐได้มีมติเห็นชอบให้เอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) เริ่มตั้งแต่ปี พ.ศ. 2532 ด้วยเหตุผลที่ว่า

- 1) เพิ่มการแข่งขันในกิจการพลังงาน ทำให้เกิดประสิทธิภาพมากขึ้น และผู้บริโภคมีพลังงานใช้อย่างเพียงพอในราคาที่เหมาะสม
- 2) ลดภาระการลงทุนของรัฐและภาระหนี้สินของประเทศ
- 3) ส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น
- 4) ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับบริการและคุณภาพไฟฟ้าที่ดีขึ้น
- 5) สนับสนุนให้ประชาชนมีส่วนร่วมในการพัฒนากิจการด้านพลังงานของประเทศ
- 6) ช่วยพัฒนาตลาดทุน

โดยในช่วงแรกนั้นเป็นการส่งเสริมการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration เพื่อใช้ในกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรม เนื่องจากมีการพัฒนาอุตสาหกรรมที่มีความต้องการไอน้ำและไฟฟ้าในกระบวนการผลิตเกิดขึ้นจำนวนมาก โดยในปี พ.ศ. 2535 กฟผ. ได้ประกาศเปิดรับซื้อไฟฟ้างวดที่ 1 ปริมาณการรับซื้อ 300 MW และกำหนดปริมาณการรับซื้อในแต่ละรายจะต้องไม่เกิน 50 MW โดยคิดราคาค่าไฟฟ้าจากต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ของการไฟฟ้าจากการอ้างอิงราคาน้ำมันเตา โดยภาคเอกชนให้ความสนใจเป็นจำนวนมาก ต่อมาในปี พ.ศ. 2538 รัฐมีการขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจากเดิม 300 MW เป็น 1,444 MW พร้อมทั้งปรับปรุงสูตรปรับอัตราค่าไฟฟ้า แต่ทว่าเมื่อครบกำหนดมีผู้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้ารวมสูงกว่าที่ กฟผ. ประกาศขยายการรับซื้อเป็นจำนวนมาก กฟผ. จึงได้พิจารณาคัดเลือกโดยมีจำนวนทั้งสิ้น 50 ราย ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้ารวม 1,720 MW ในปี พ.ศ. 2539 มีการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก 1,444 MW เป็น 3,200 MW

ต่อมาในปี พ.ศ. 2540 รัฐได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ประเภทพลังงานนอกกรอบแบบ ซึ่งได้แก่ เชื้อเพลิงซาก เศษวัสดุเหลือใช้ ขยะมูลฝอยหรือไม้ โดยไม่มีกำหนดระยะเวลาและปริมาณ เพื่อเป็นการสนับสนุนการใช้ทรัพยากรธรรมชาติที่มีอยู่อย่างจำกัดให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการผลิต จากการที่ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรมที่มีวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรจำนวนมาก ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับขีดความสามารถของระบบส่งและระบบจำหน่ายที่จะรองรับได้ และได้มีการเปลี่ยนแปลงระบบ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราเป็นระบบอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัว ทำให้ผู้ผลิต SPP ได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงนี้ ส่งผลทำให้ กฟผ. จำเป็นต้องมีการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้มีความชัดเจน พร้อมทั้งปรับอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อบรรเทาผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน รวมไปถึงการพิจารณาเลื่อนวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. (SCOD: Schedule Commercial Operation Date) และผ่อนผันคุณสมบัติของผู้ผลิต SPP เป็นรายๆ ไป ใน พ.ศ. 2543 สืบเนื่องจากปัญหาเศรษฐกิจที่ตกต่ำต่อเนื่องทำให้ผู้ผลิต SPP บางรายไม่สามารถดำเนินกิจการต่อไปได้ ภาครัฐได้มีการพิจารณาคืนหลักค้ำประกันให้ผู้ผลิต SPP ที่ยกเลิกโครงการ พร้อมทั้งออกมาตรการส่งเสริมนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ดังนี้

- 1) ขยายระยะเวลาการผ่อนผันคุณสมบัติของผู้ผลิต SPP สำหรับโครงการที่มีกำหนดวันสิ้นสุดการผ่อนผัน
- 2) ให้มีการออกระเบียบเพิ่มเติมเป็นกรณีพิเศษสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ที่ใช้พลังงานนอกกรอบแบบ

ในปี พ.ศ. 2544 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ หรือ กพข. เห็นชอบให้มีการปรับอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียน โดยอ้างอิงราคาค่าชดเชยธรรมชาติแทนราคาน้ำมันเตา โดยในปี พ.ศ. 2545 กพข. ได้มีมติยกเลิกการคืนหลักค้ำประกันให้กับผู้ผลิต SPP ที่ยกเลิกโครงการเพื่อเปิดโอกาสให้ผู้ผลิต SPP สามารถพิจารณาความเป็นไปได้ในการดำเนินโครงการต่อไป หรือยกเลิกโครงการ และในปลายปี พ.ศ. 2549 กพข. เห็นชอบให้ กฟผ. ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเดิม 3,200 MW เป็น 4,000 MW จากนั้นปี พ.ศ. 2550 กพข. ได้ปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า โดยกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าให้แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU) พร้อมทั้งเปลี่ยนอายุสัญญา และได้กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน ระยะเวลาการสนับสนุน 7 ปี (พลังงานลมและแสงอาทิตย์ให้ระยะเวลาการสนับสนุน 10 ปี) อีกทั้งปิดการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ต่อมาในปี พ.ศ. 2551 ให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP โดยไม่จำกัดปริมาณ และมีส่วนเพิ่มพิเศษสำหรับโครงการผู้ผลิต SPP ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้และพื้นที่ที่มีการใช้ไฟฟ้าจากดีเซลของ กฟผ. อีกทั้งเพิ่มเติมให้ผู้ผลิต SPP ที่ได้สัญญา Non-Firm วางหลักค้ำประกัน 200 บาท/kW และพิจารณาปรับปรุงส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า และในปี พ.ศ. 2553 กพข. หยุดรับคำร้อง

จากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ และพิจารณาปรับปรุง Adder สำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์ให้เหมาะสม พร้อมทั้งกำหนดอัตราเงินนำส่งเข้ากองทุนตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อจำหน่ายและใช้เอง อีกทั้งเห็นชอบให้มีการปรับรูปแบบการส่งเสริมจาก Adder เป็น Feed-in Tariff โดยกำหนดเงินสนับสนุนไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน รวมทั้งพิจารณาอัตรา FIT และรูปแบบการส่งเสริม ทั้งนี้ได้เห็นชอบให้มีการขยายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ระบบ Cogeneration เพิ่มเติมอีก 1,500 MW รวมไปถึงขยายระบบส่งไฟฟ้าเพิ่มเติม เพื่อส่งเสริมผู้ผลิต SPP ระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียน พร้อมกับการกำหนดแนวทางการดำเนินการพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดังนี้

1) การพิจารณาตอบรับซื้อไฟฟ้า โดยพิจารณาเงื่อนไขสำคัญ 6 ด้าน คือ

(1.1) มีจุดเชื่อมโยงกับระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ชัดเจน

(1.2) มีการกำหนด SCOD ที่แน่นอน

(1.3) ระบบส่งและระบบจำหน่าย สามารถรองรับการรับซื้อไฟฟ้าได้ตาม SCOD ที่

กำหนดข้างต้น

(1.4) ผ่านความเห็นชอบทางด้านเทคนิคจาก กฟผ.

(1.5) มีการวางหลักค่าประกัน สำหรับโครงการที่ยื่นเสนอขายไฟฟ้าตามประกาศเรื่องการกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

(1.6) มีแผนการดำเนินการที่เหมาะสมและชัดเจน

2) ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยพิจารณาเงื่อนไขสำคัญ 5 ด้าน คือ

(2.1) ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ.

(2.2) ผ่านความเห็นชอบทางด้านเทคนิคจาก กฟผ.

(2.3) ผ่านการตรวจสอบความพร้อมของโครงการใน 4 ด้าน คือ การจัดหาที่ดินที่เหมาะสม มีแหล่งเงินทุน มีการจัดหาเทคโนโลยี และได้รับใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด

(2.4) ทำข้อตกลงยินยอมการชำระค่าใช้จ่ายการปรับปรุงระบบ (ถ้ามี)

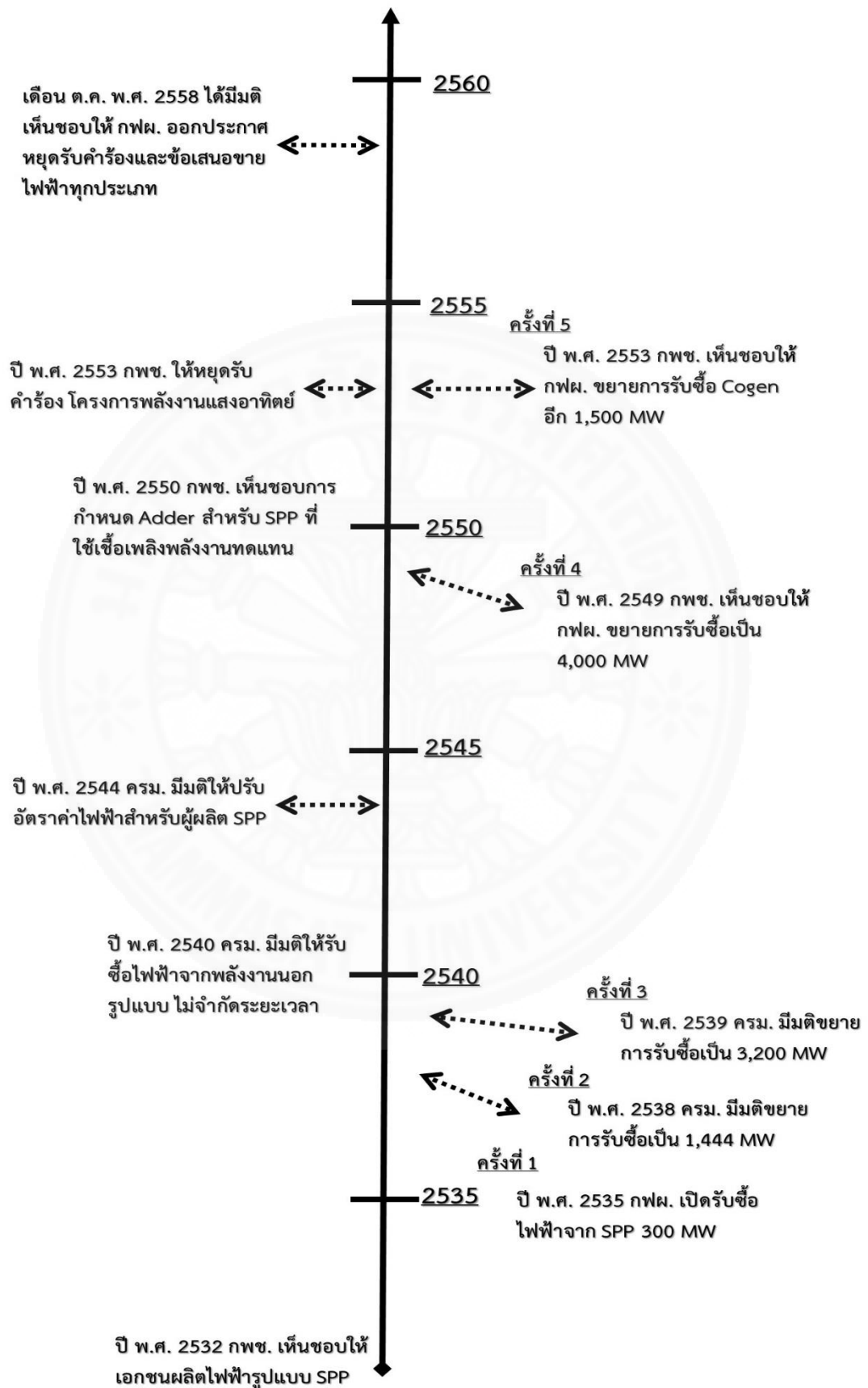
(2.5) จัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ทั้งนี้ในปี พ.ศ. 2554 ได้มีการให้ กฟผ. ปรับสูตรการคำนวณค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ให้สอดคล้องกับข้อเท็จจริงและมีความเป็นธรรมต่อทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องโดยเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้า โดยให้ตัดภาระการนำส่งผ่านค่าใช้จ่ายที่นโยบายของรัฐบาลกำหนด เช่น การส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า และการส่งผ่านส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าใน F_t ขายส่งเฉลี่ย และได้มีการปรับปรุงราคาซื้อไฟฟ้า รวมไปถึงการขยายปริมาณการรับซื้อ จนกระทั่งเดือน ตุลาคม พ.ศ. 2558 กฟผ. ได้มีมติเห็นชอบให้ กฟผ. ออกประกาศหยุดรับคำร้องและขอเสนอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากขาดความชัดเจนจากนโยบายของรัฐเพื่อการกำกับกับการรับซื้อไฟฟ้าในประเด็นเป้าหมายรายปี

ของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (แผน AEDP: Alternative Energy Development Plan) และการจัดสรร Feeders และ Grid Capacity ที่ใช้รับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน รวมไปถึงวิธีการคัดเลือกโดยการแข่งขันทางด้านราคา (Competitive Bidding) ที่อยู่ระหว่างการดำเนินการ โดย คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน หรือ กกพ.

จากความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP สามารถสรุปเป็น Timeline ดังแสดงในภาพที่ 4.1





ภาพที่ 4.1 แสดง Timeline ความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP, จาก การสรุปของผู้ศึกษา.

หลังจากที่ได้นำเสนอความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ในหัวข้อข้างต้นแล้ว ก่อนที่จะนำเสนอเกี่ยวกับรายละเอียดของแบบจำลองการกำหนดราคาที่เหมาะสมในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT สำหรับผู้ผลิต SPP ที่จะใช้ในการศึกษานี้ ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงโครงสร้างมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ โครงสร้างมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT เพื่อเป็นพื้นฐานในการกำหนดแบบจำลองที่จะนำไปใช้ในหัวข้อถัดไป

4.1.1 มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

ภาครัฐได้มีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุด ซึ่งจะช่วยลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานและเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน ด้วยการสนับสนุนให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งการกำหนดมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในราคาตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าไม่จูงใจให้เกิดการลงทุนของผู้ประกอบการ ภาครัฐจึงมีนโยบายให้การส่งเสริมโดยการให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า หรือที่เรียกว่า Adder สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นส่วนเพิ่มจากราคาซื้อไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

การกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าที่ผ่านมาได้มีการศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี ภายใต้เงื่อนไขด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อกำหนดรูปแบบและระดับการให้การสนับสนุนที่เหมาะสม อย่างไรก็ตาม พลังงานหมุนเวียนบางประเภทมีการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ได้แล้ว ในขณะที่พลังงานบางประเภท ซึ่งยังมีศักยภาพที่สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้ แต่ยังคงต้องมีมาตรการสนับสนุนเพื่อให้เกิดการพัฒนาเทคโนโลยีภายในประเทศประกอบกับการพิจารณาอนุมัติเงินกู้เพื่อดำเนินโครงการของสถาบันการเงิน โดยในการพิจารณาของสถาบันการเงินนั้นจะพิจารณาถึงความเป็นไปได้และผลตอบแทนของโครงการ ดังนั้น โครงสร้างราคาซื้อไฟฟ้าและมาตรการสนับสนุนในรูปแบบต่างๆ พร้อมทั้งเงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าถือเป็นปัจจัยสำคัญในการพิจารณาให้เงินกู้ ซึ่งจะทำให้โครงการพลังงานหมุนเวียนสามารถดำเนินการในเชิงพาณิชย์ได้ตลอดอายุโครงการ

การให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจะถูกนำไปคิดเฉลี่ยรวมต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผ่านสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าผันแปรเฉลี่ยภายใต้สมมติฐานว่าราคาซื้อไฟฟ้าคงที่ โดยไม่ได้คำนึงถึงความแตกต่างของเทคโนโลยีของแต่ละเชื้อเพลิง โดยมีการสนับสนุนภายใต้ระยะเวลา 7-10 ปี ขึ้นอยู่กับประเภทของเชื้อเพลิง และมีโครงสร้างการคิดราคา ดังแสดงในภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 แสดงโครงสร้างการคิดราคามาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder, จาก สทพ.

4.1.2 มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff

แนวคิดการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT เกิดเนื่องมาจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทจะมีความเสี่ยงของการดำเนินกิจการที่แตกต่างกันอย่างชัดเจน การผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานธรรมชาติ อันได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำขนาดเล็ก จะไม่มีต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง แต่จะมีความเสี่ยงจากความไม่แน่นอนของพลังงานจากธรรมชาติ ส่วนการผลิตไฟฟ้าเทคโนโลยีกลุ่มพลังงานชีวภาพ อันได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ จะมีความเสี่ยงจากความผันผวนของต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง ดังนั้น การกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ที่เหมาะสม สามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนหลัก ดังนี้

(1) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FIT Fixed: FIT_F) คิดจากต้นทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M: Operation & Maintenance) ตลอดอายุการใช้งาน ซึ่งใช้สำหรับพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท

(2) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FIT Variable: FIT_V) คิดจากต้นทุนของวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งเปลี่ยนแปลงไปตามเวลา ซึ่งใช้สำหรับพลังงานหมุนเวียนกลุ่มพลังงานชีวภาพ

นอกจากนี้ยังได้มีการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT พิเศษ หรือที่เรียกว่า FIT Premium เพิ่มเติมจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ปกติ สำหรับบางประเภทเทคโนโลยีเพื่อสร้างแรงจูงใจการลงทุนสำหรับโครงการตามนโยบายรัฐบาล เช่น ขยะ ชีวมวล และก๊าซชีวภาพ และโครงการในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานในพื้นที่ โดยสูตรโครงสร้างของอัตรา FIT จะประกอบไปด้วย 3 ส่วน ได้แก่

- (1) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนคงที่ (FIT_F) ซึ่งจะคงที่ตลอดอายุโครงการ
- (2) อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FIT_V) จะปรับเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อพื้นฐาน (Core Inflation) ตามประกาศของกระทรวงพาณิชย์

(3) อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FIT Premium) ตามนโยบายของภาครัฐที่ต้องการสร้างแรงจูงใจการลงทุนบางประเภทเชื้อเพลิง

โดย ภาพที่ 4.3 เป็นการสรุปรายละเอียดโครงสร้างการคิดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

$$FIT_i = FIT_F + FIT_{V,i-1} \times (1 + \text{Core inflation}_{i-1}) + FIT \text{ Premium}$$

i คือ ปีที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ



ภาพที่ 4.3 สูตรโครงสร้างการคิดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT, จาก สทพ.

เมื่อพิจารณาถึงข้อแตกต่างของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าทั้งสองมาตรการนั้น มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ราคารับซื้อไฟฟ้าจะผันแปรตามค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t) ซึ่งค่า F_t นั้นมีความผันผวนสูง ซึ่งความผันผวนนั้นมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประชาชนที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงตามแผนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สังเกตได้จากตารางที่ 4.1 ในขณะที่มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ราคารับซื้อไฟฟ้าจะผันแปรตามอัตราเงินเฟ้อพื้นฐานตามประกาศของธนาคารแห่งประเทศไทย ซึ่งในการปรับเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้านั้นจะมีการพิจารณาปีละครั้ง ทำให้ความผันผวนของราคารับซื้อไฟฟ้ามีน้อย ทำให้มีเสถียรภาพของราคารับซื้อไฟฟ้ามีมากกว่ามาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ดังแสดงในภาพที่ 4.4

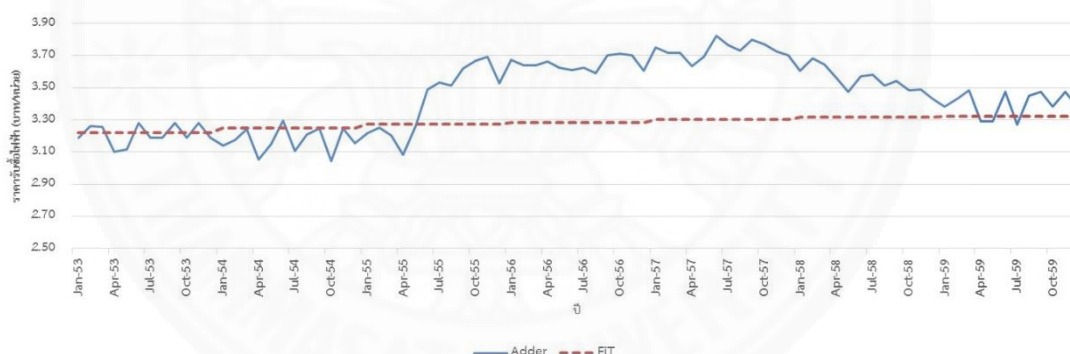
จากภาพที่ 4.4 จะเห็นว่าเส้นทึบแสดงราคารับซื้อไฟฟ้าในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder มีความผันผวนของราคารับซื้อไฟฟ้าสูงกว่าราคารับซื้อไฟฟ้าในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ที่แสดงในเส้นประ

ตารางที่ 4.1 แสดงค่า F_t ช่วงระยะเวลา พ.ศ. 2553 - พ.ศ. 2559

ปี พ.ศ.	ค่า F_t ขายส่งเฉลี่ย (บาท/หน่วย)
2553	0.9154
2554	0.4222
2555	0.1919
2556	0.4130
2557	0.5184
2558	0.2643
2559	-0.1591*

ที่มา: ฝ่ายเศรษฐกิจพลังงาน กฟผ.

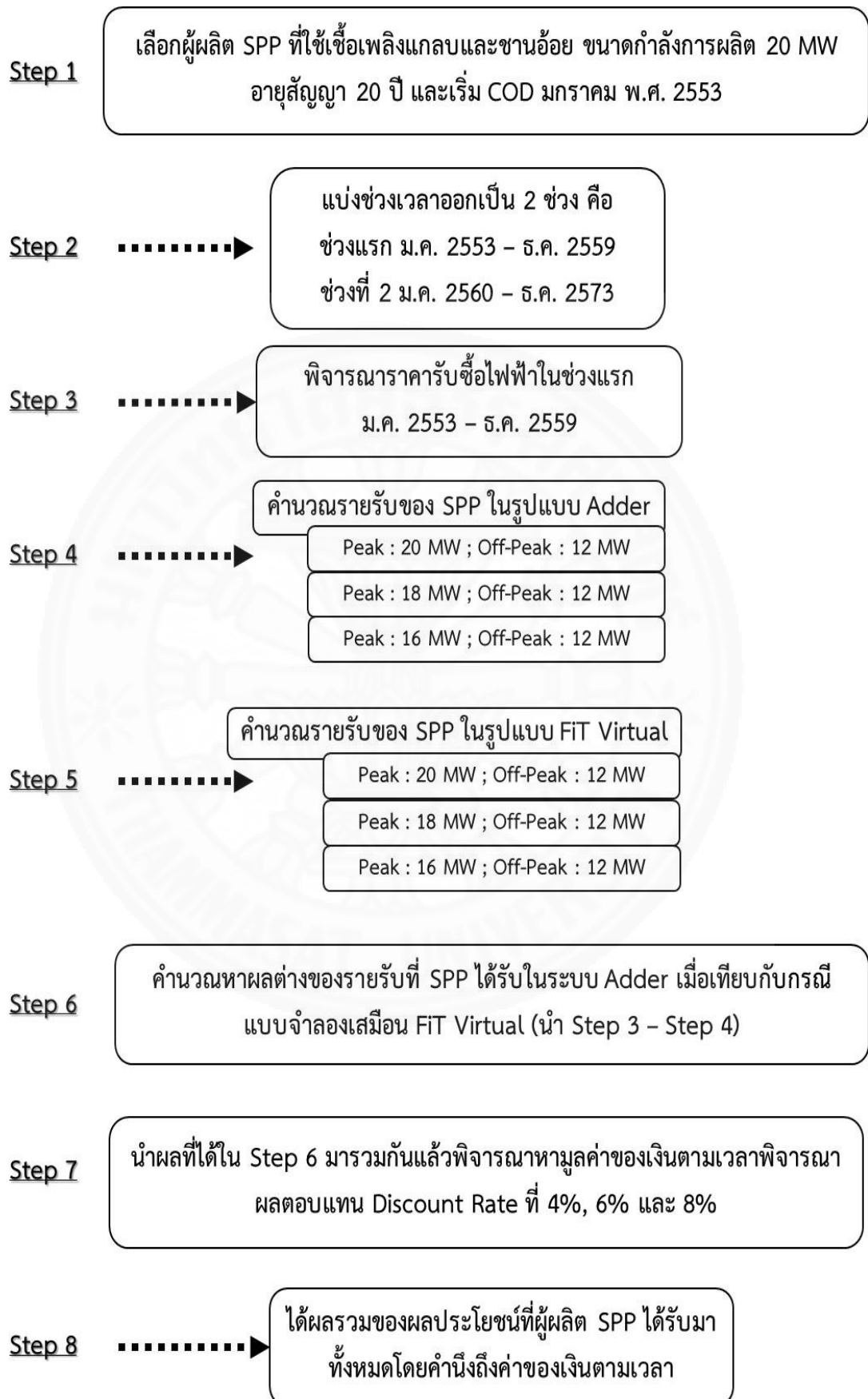
หมายเหตุ: *ค่า F_t ที่ติดลบนั้นมาจากปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าแผนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่ กฟผ. ได้วางแผนไว้



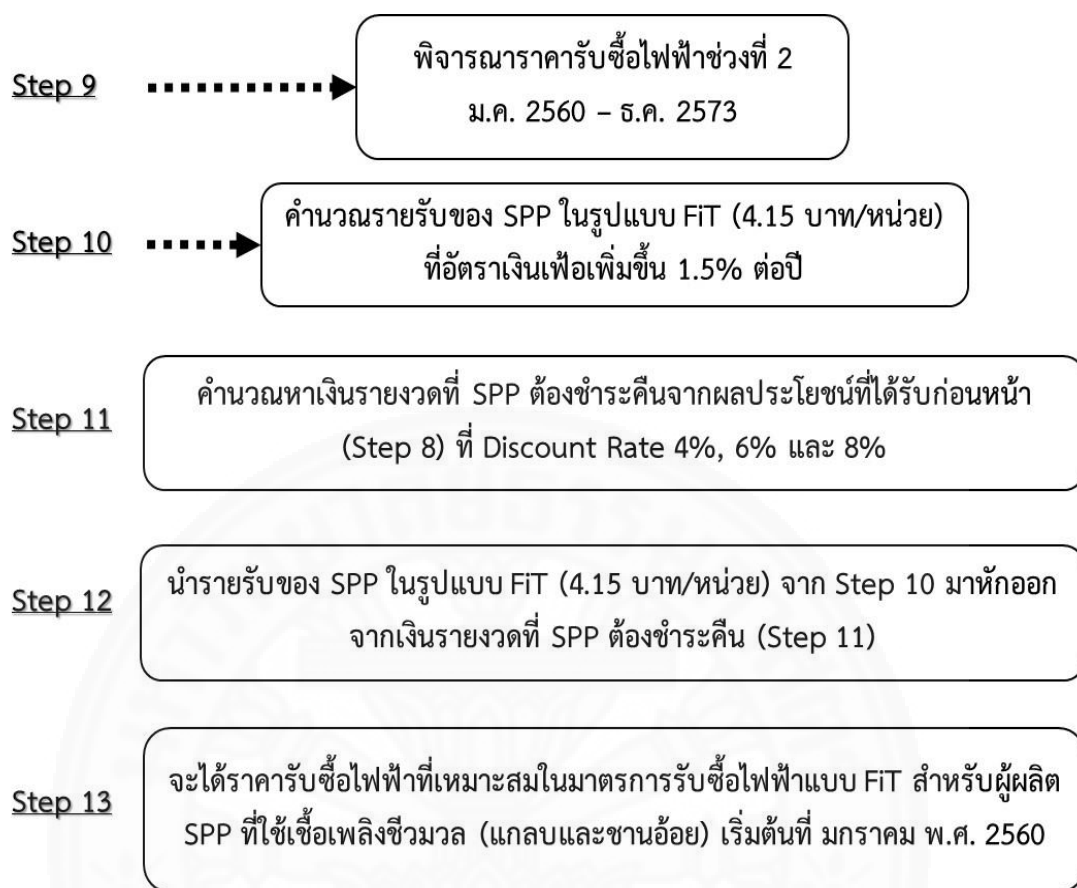
ภาพที่ 4.4 ตัวอย่างราคาซื้อขายไฟฟ้าในมาตรการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT ช่วงระยะเวลา พ.ศ. 2553 - พ.ศ. 2559, จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

4.2 แบบจำลองการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย)

การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ในงานศึกษานี้อาศัยแบบจำลองที่ถูกพัฒนาขึ้นโดยมีขั้นตอนการคำนวณดังแสดงในภาพที่ 4.5 และภาพที่ 4.6



ภาพที่ 4.5 ขั้นตอนการคำนวณช่วงแรก (ม.ค. พ.ศ. 2553 – ธ.ค. พ.ศ. 2559), จาก การสรุปของนักศึกษา.



ภาพที่ 4.6 ขั้นตอนการคำนวณช่วงที่ 2 (ม.ค. พ.ศ. 2560 – ธ.ค. พ.ศ. 2573), จาก การสรุปของนักศึกษา.

ทั้งนี้การสร้างแบบจำลองในการศึกษาครั้งนี้ผู้ศึกษาได้เลือกให้ผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและชานอ้อย ที่ได้สัญญารับซื้อไฟฟ้าแบบ Non-Firm ที่มีขนาดกำลังการผลิต 20 MW และได้ทำการ COD เมื่อ มกราคม พ.ศ. 2553 โดยมีอายุสัญญา 20 ปี และมีอัตราค่าไฟฟ้าฐานในช่วง Peak (09.00 – 22.00 น.) และ Off-Peak (22.00 – 09.00 น.) รวมไปถึงค่าไฟฟ้าผันแปรขายส่งเฉลี่ยดังแสดงในตารางที่ 4.2 (รายละเอียดการคำนวณแสดงในตารางที่ ก.2 แสดงค่าไฟฟ้าผันแปรเฉลี่ยในแต่ละเดือนระหว่าง มกราคม พ.ศ. 2553 - มกราคม พ.ศ. 2560 และตารางที่ ก.3 แสดงค่าไฟฟ้าฐานในแต่ละเดือนแบ่งตามชั่วโมง Peak และ Off-Peak ระหว่าง มกราคม พ.ศ. 2553 - มกราคม พ.ศ. 2560) ทั้งนี้ผู้ศึกษาได้ทำการแบ่ง Plant Factor ของผู้ผลิต SPP ออกเป็น 3 กรณีได้แก่

กรณีที่ 1 ผลิตที่ Peak 20 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 81.67%)

กรณีที่ 2 ผลิตที่ Peak 18 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 76.25%)

กรณีที่ 3 ผลิตที่ Peak 16 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 70.83%)

โดยผู้ศึกษาแบ่งช่วงเวลาในการคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ออกเป็น 2 ช่วงเวลา
ได้แก่

1) มกราคม พ.ศ. 2553 – ธันวาคม พ.ศ. 2559

2) มกราคม พ.ศ. 2560 – ธันวาคม พ.ศ. 2573

โดยในแต่ละช่วงเวลานั้นมีรายละเอียดการคำนวณรายรับต่างๆ ดังนี้

ตารางที่ 4.2 อัตราค่าไฟฟ้าช่วง Peak Off-Peak และ ค่าไฟฟ้าผันแปรขายส่งเฉลี่ย

(หน่วย: บาท/หน่วย)

ปี (พ.ศ.)	อัตราค่าไฟฟ้าช่วง Peak	อัตราค่าไฟฟ้าช่วง Off-Peak	ค่าไฟฟ้าผันแปร ขายส่งเฉลี่ย
2553	2.9278	2.3567	0.9154
2554	3.3913	2.0948	0.4222
2555	3.8548	2.0424	0.1919
2556	3.8548	2.0424	0.4130
2557	3.8548	2.0424	0.5184
2558	3.9164	1.5789	0.2643
2559	4.2243	1.1154	-0.1591

ที่มา: ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กฟผ.

4.2.1 การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ช่วงเวลา มกราคม พ.ศ. 2553 – ธันวาคม พ.ศ. 2559

ในขั้นตอนนี้ผู้ศึกษาได้ทำการคำนวณหารายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าทั้ง 2 แบบคือ แบบ Adder และ แบบ FIT (FiT Virtual) โดยการคำนวณสามารถแบ่งออกเป็นขั้นตอนย่อยๆ ดังนี้

4.2.1.1 การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

ผู้ศึกษาได้คำนวณหารายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยแบ่งการคำนวณเป็น 3 กรณี ตาม Plant Factor โดยใช้การคำนวณจากราคาค่าไฟฟ้า

(TOU) ที่ช่วง Peak และ Off-Peak คิดรวมค่าไฟฟ้าผันแปรขายส่งเฉลี่ย และส่วนเพิ่ม (Adder) ที่ 0.30 บาท/หน่วย (รายละเอียดการคำนวณสามารถดูได้ที่ภาคผนวก ก ในตารางที่ ก.1 ถึงตารางที่ ก.7) โดยตารางที่ ก.1 แสดงจำนวนชั่วโมง Peak และ Off-Peak ในแต่ละเดือนระหว่าง มกราคม พ.ศ. 2553 - มกราคม พ.ศ. 2560 สำหรับตารางที่ ก.2 แสดงค่าไฟฟ้าผันแปรเฉลี่ยในแต่ละเดือนระหว่าง มกราคม พ.ศ. 2553 - มกราคม พ.ศ. 2560 ในตารางที่ ก.3 แสดงค่าไฟฟ้าฐานในแต่ละเดือนระหว่าง มกราคม พ.ศ. 2553 - มกราคม พ.ศ. 2560 และตารางที่ ก.4 แสดงค่าไฟฟ้าสุทธิในแต่ละเดือนที่เรียกเก็บซึ่งรวมส่วนเพิ่มแล้วระหว่าง มกราคม พ.ศ. 2553 - มกราคม พ.ศ. 2560 สำหรับตารางที่ ก.5 - ก.7 แสดงรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder สำหรับแต่ละกรณี ผลการคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder สำหรับแต่ละกรณีถูกแสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 รายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder (หน่วย: บาท/หน่วย)

ปี (พ.ศ.)	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
2553	3.2087	3.1614	3.1089
2554	3.1712	3.1239	3.0716
2555	3.4215	3.3740	3.3214
2556	3.6480	3.6004	3.5476
2557	3.7357	3.6883	3.6358
2558	3.5476	3.4998	3.4469
2559	3.3982	3.3496	3.2957

ที่มา: ผลการคำนวณจากผู้ศึกษา

ทั้งนี้ผู้ศึกษาขอยกตัวอย่างการคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder โดยเลือกใช้กรณีที่ 1 ในปี พ.ศ. 2559 เป็นตัวอย่าง ดังนี้

(1) ทำการหาจำนวนชั่วโมง Peak และ Off-Peak ของเดือน มกราคม พ.ศ. 2559 ถึงเดือน ธันวาคม พ.ศ. 2559 (อ้างอิงตารางที่ ก.1) ได้ดังนี้ มกราคม พ.ศ. 2559 มี Week Day ทั้งหมด 20 วัน และมี Weekend และ Holiday ทั้งหมด 11 วัน โดยใน Weekday นับเป็น ชั่วโมง Peak ที่ 13 ชั่วโมง และ Off-Peak ที่ 11 ชั่วโมง ในขณะที่ Weekend และ Holiday นับเป็น ชั่วโมง Off-Peak ทั้งหมด 24 ชั่วโมง จากนั้นนำมาคำนวณ ชั่วโมง Peak ของ มกราคม

พ.ศ. 2559 เท่ากับ 20 วัน x 13 ชั่วโมง = 260 ชั่วโมง และชั่วโมง Off-Peak ของ มกราคม พ.ศ. 2559 เท่ากับ [(20 วัน x 11 ชั่วโมง)+(11 วัน x 24 ชั่วโมง)] = 484 ชั่วโมง ทำอย่างนี้ไปจนครบทุกเดือนในปี พ.ศ. 2559

(2) นำอัตราค่าไฟฟ้าฐานของ มกราคม พ.ศ. 2559 ซึ่งมีค่าเท่ากับ ในช่วง Peak 4.2243 บาท/หน่วย และ Off-Peak 2.3567 บาท/หน่วย (อ้างอิงตารางที่ ก.3) มารวมกับอัตราค่าไฟฟ้าผันแปรเฉลี่ย มกราคม พ.ศ. 2559 ซึ่งเท่ากับ -0.1590 (อ้างอิงตารางที่ ก.2) และส่วนเพิ่ม Adder ที่ 0.30 บาท/หน่วย จะได้ราคาค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บสุทธิ มกราคม พ.ศ. 2559 ซึ่งเท่ากับ ในช่วง Peak 4.3653 บาท/หน่วย และ Off-Peak 2.4977 บาท/หน่วย (อ้างอิงตารางที่ ก.4)

(3) จากกรณีที่ 1 ผลิตในช่วง Peak 20 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 81.67%) คำนวณหารายรับสุทธิของ มกราคม พ.ศ. 2559 โดยนำเอาราคาค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บสุทธิ มกราคม พ.ศ. 2559 ซึ่งเท่ากับ ในช่วง Peak 4.3653 บาท/หน่วย และ Off-Peak 2.4977 บาท/หน่วย (อ้างอิงตารางที่ ก.4) มาคูณกับกรณีผลิต Peak และ Off-Peak ได้ดังนี้

$$\frac{\left(2,000 \text{ kW} \times 260 \text{ hr.} \times 4.3653 \frac{\text{บาท}}{\text{kWhr}}\right) + \left(1,200 \text{ kW} \times 484 \text{ hr.} \times 2.4977 \frac{\text{บาท}}{\text{kWhr}}\right)}{\left(2,000 \text{ kW} \times 260 \text{ hr.}\right) + \left(1,200 \text{ kW} \times 484 \text{ hr.}\right)} = 3.3799 \text{ บาท/kWhr}$$

(4) จากนั้นทำซ้ำจนครบทุกปี ปีละ 12 เดือน ในแต่ละกรณี จะได้ราคาค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บสุทธิในแต่ละกรณีตามมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ดังแสดงในภาคผนวกตามตารางที่ ก.5 ก.6 และ ก.7

4.2.1.2 การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT (FIT Virtual)

ในการคำนวณหารายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT นี้ ผู้ศึกษาได้ทำการยกตัวอย่างในกรณีที่ผู้ผลิต SPP รายนี้หากได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT (ที่แปรผันตามอัตราเงินเฟ้อพื้นฐาน) ตั้งแต่เริ่มต้นสัญญา (มกราคม พ.ศ. 2553) จะมีรายรับเป็นเท่าใด โดยผู้ศึกษาเรียกการคำนวณหารายรับนี้ว่าการหา Fit Virtual ทั้งนี้ผู้ศึกษาได้ใช้ราคาซื้อไฟฟ้าในเดือน ธันวาคม พ.ศ. 2552 เป็นราคาฐาน (2.8664 บาท/หน่วย) และใช้อัตราเงินเฟ้อที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย โดยปรับขึ้นปีละ 1 ครั้ง ทั้งนี้การปรับเพิ่มขึ้นนั้นจะปรับเพิ่มขึ้นเฉพาะในส่วนของ FIT Variable ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 40 ของราคาฐาน (1.1466 บาท/หน่วย) (รายละเอียดการ

คำนวณสามารถได้ที่ภาคผนวก ข ในตารางที่ ข.1 ถึงตารางที่ ข.4) โดยตารางที่ ข.1 แสดงดัชนีราคา และร้อยละการเปลี่ยนแปลงอัตราเงินเพื่อพื้นฐานระหว่างปี พ.ศ. 2553 – พ.ศ. 2559 โดยใช้ปี พ.ศ. 2552 เป็นปีฐาน สำหรับตารางที่ ข.2 – ข.4 แสดงรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT Virtual สำหรับแต่ละกรณี ผลการคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT Virtual สำหรับแต่ละกรณีถูกแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 รายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT (FIT Virtual)

(หน่วย: บาท/หน่วย)

ปี (พ.ศ.)	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
2553	3.2194	3.1769	3.1301
2554	3.2471	3.2043	3.1570
2555	3.2724	3.2292	3.1815
2556	3.2846	3.2412	3.1933
2557	3.3043	3.2607	3.2124
2558	3.3176	3.2737	3.2253
2559	3.3238	3.2799	3.2313

ที่มา: ผลการคำนวณจากผู้ศึกษา

ทั้งนี้ผู้ศึกษาขอยกตัวอย่างการคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT Virtual สำหรับกรณีที่ 1 ในปี พ.ศ. 2559 ดังนี้

(1) ผู้ศึกษาเลือกใช้ดัชนีราคา 96.8 ของ ธันวาคม พ.ศ. 2552 เป็นปีฐาน จากนั้นทำการหาร้อยละของการเปลี่ยนแปลงอัตราเงินเพื่อพื้นฐานโดยในปี พ.ศ. 2559 มีอัตราเปลี่ยนแปลงอัตราเงินเพื่อพื้นฐานร้อยละ 9.8967 (อ้างอิงตารางที่ ข.1)

(2) ทำการหาจำนวนชั่วโมง Peak และ Off-Peak ของเดือน ธันวาคม พ.ศ. 2552 ได้ดังนี้ มี Week Day ทั้งหมด 20 วัน และมี Weekend และ Holiday ทั้งหมด 11 วัน โดยใน Weekday นับเป็นชั่วโมง Peak ที่ 13 ชั่วโมง และ Off-Peak ที่ 11 ชั่วโมง ในขณะที่ Weekend และ Holiday นับเป็นชั่วโมง Off-Peak ทั้งหมด 24 ชั่วโมง จากนั้นนำมาคำนวณ ชั่วโมง Peak ของ ธันวาคม พ.ศ. 2552 เท่ากับ 20 วัน x 13 ชั่วโมง = 260 ชั่วโมง และชั่วโมง Off-Peak ของ ธันวาคม พ.ศ. 2552 เท่ากับ [(20 วัน x 11 ชั่วโมง)+(11 วัน x 24 ชั่วโมง)] = 484 ชั่วโมง

(3) นำอัตราค่าไฟฟ้าฐานของ ธันวาคม พ.ศ. 2552 ซึ่งมีค่าเท่ากับ ในช่วง Peak 2.8408 บาท/หน่วย และ Off-Peak 1.2246 บาท/หน่วย มารวมกับอัตราค่าไฟฟ้าผันแปรเฉลี่ย ธันวาคม พ.ศ. 2552 ซึ่งเท่ากับ 0.9206 จะได้ราคาค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บสุทธิ ธันวาคม พ.ศ. 2552 ซึ่งเท่ากับ ในช่วง Peak 3.7614 บาท/หน่วย และ Off-Peak 2.1452 บาท/หน่วย (ไม่รวมส่วนเพิ่ม Adder)

(4) จากกรณีที่ 1 ผลิตที่ Peak 20 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 81.67%) คำนวณหารายรับสุทธิของ ธันวาคม พ.ศ. 2552 โดยการนำเอาอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บสุทธิ ธันวาคม พ.ศ. 2552 ซึ่งเท่ากับ ในช่วง Peak 3.7614 บาท/หน่วย และ Off-Peak 2.1452 บาท/หน่วย มาคูณกับกรณีผลิต Peak และ Off-Peak ได้ดังนี้

$$\frac{\left(2,000 \text{ kW} \times 260 \text{ hr.} \times 3.7614 \frac{\text{บาท}}{\text{kWhr}}\right) + \left(1,200 \text{ kW} \times 484 \text{ hr.} \times 2.1452 \frac{\text{บาท}}{\text{kWhr}}\right)}{\left(2,000 \text{ kW} \times 260 \text{ hr.}\right) + \left(1,200 \text{ kW} \times 484 \text{ hr.}\right)}$$

$$= 2.9807 \text{ บาท/kWhr}$$

(5) ในโครงสร้างของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ประกอบไปด้วย FiT Fixed FiT Variable และ FiT Premium ซึ่งราคาที่จะปรับขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อนั้น จะปรับขึ้นใน ส่วนของ FiT Variable ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 40 ของราคารับซื้อไฟฟ้าที่ 2.9807 บาท/หน่วย (อ้างอิง อัตราซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต VSPP ที่ 4.24 บาท/หน่วย โดยราคา FiT Fixed เท่ากับ 2.39 บาท/หน่วย และ FiT Variable เท่ากับ 1.85 บาท/หน่วย ซึ่งไม่รวม FiT Premium) จะได้เท่ากับ $2.39 \times 0.4 = 1.1635$ บาท/หน่วย และส่วนที่เหลืออีกร้อยละ 60 มีค่าเท่ากับ $2.39 \times 0.6 = 1.7452$ บาท/หน่วย จากนั้นนำส่วน FiT Variable มาทำการเปลี่ยนแปลงตามอัตราเงินเฟ้อดังตารางที่ ข.1 ซึ่งเท่ากับร้อยละ 9.8967 จะได้ราคา FiT Variable ที่ปรับขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อพื้นฐาน เท่ากับ $1.1635 \times 1.0990 = 1.2786$ บาท/หน่วย จากนั้นนำกลับไปรวมกับร้อยละ 60 จะได้ราคารับซื้อไฟฟ้า FiT Virtual (ที่ไม่ได้รวม FiT Premium) เท่ากับ $1.7452 + 1.2786 = 3.0238$ บาท/หน่วย จากนั้น นำมารวมกับ FiT Premium ที่ 0.30 บาท/หน่วย จะได้ราคารับซื้อ FiT Virtual เท่ากับ $3.0238 + 0.30 = 3.3238$ บาท/หน่วย (อ้างอิงตารางที่ ข.2)

(6) จากนั้นทำซ้ำจนครบทุกปี ปีละ 12 เดือน ในแต่ละกรณี จะได้ราคา รับซื้อ FiT Virtual ในแต่ละกรณีตามมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ดังแสดงในภาคผนวกตามตาราง ที่ ข.2 ข.3 และ ข.4

4.2.1.3 การคำนวณผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับ

การคำนวณผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับนั้น ผู้ศึกษาทำการหาผลต่างจากรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder กับรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT (FIT Virtual) ทำการหามูลค่าปัจจุบัน (ณ มกราคม พ.ศ. 2560) ของผลต่างจากรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าทั้ง 2 แบบข้างต้นโดยเลือกใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ ร้อยละ 4 ร้อยละ 6 และ ร้อยละ 8 จากนั้นนำผลต่างมารวมกันในแต่ละกรณี (รายละเอียดการคำนวณสามารถดูได้ที่ภาคผนวก ค ในตารางที่ ค.1 ถึงตารางที่ ค.12) โดยตารางที่ ค.1 – ค.3 แสดงผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับในแต่ละกรณีระหว่าง มกราคม พ.ศ. 2553 – ธันวาคม พ.ศ. 2559 ในตารางที่ ค.4 – ค.6 แสดงมูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับสำหรับกรณีที่ 1 ณ อัตราคิดลดร้อยละ 4, 6 และ 8 ตามลำดับ สำหรับตารางที่ ค.7 – ค.9 แสดงมูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับสำหรับกรณีที่ 2 ณ อัตราคิดลดร้อยละ 4, 6 และ 8 ตามลำดับ และตารางที่ ค.10 – ค.12 แสดงมูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับสำหรับกรณีที่ 3 ณ อัตราคิดลดร้อยละ 4, 6 และ 8 ตามลำดับ ผลการคำนวณผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับสำหรับแต่ละกรณีถูกแสดงไว้ในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ผลรวมของผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับทั้ง 3 กรณี (หน่วย: บาท/หน่วย)

กรณีที่ 1			
อัตราคิดลด	ร้อยละ 4	ร้อยละ 6	ร้อยละ 8
ผลรวมของผลต่าง	15.3665	16.1347	16.9416
กรณีที่ 2			
อัตราคิดลด	ร้อยละ 4	ร้อยละ 6	ร้อยละ 8
ผลรวมของผลต่าง	14.9479	15.6837	16.4549
กรณีที่ 3			
อัตราคิดลด	ร้อยละ 4	ร้อยละ 6	ร้อยละ 8
ผลรวมของผลต่าง	14.4701	15.1689	15.8994

ที่มา: ผลการคำนวณจากผู้ศึกษา

ทั้งนี้ผู้ศึกษาขอยกตัวอย่างการคำนวณผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับสำหรับกรณีที่ 1 ในปี พ.ศ. 2559 ณ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 4 ดังนี้

(1) จากการคำนวณรายรับที่ได้จากมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FIT Virtual ตามตารางที่ ก.5 และ ตารางที่ ข.2 ตามลำดับ นำมาหาส่วนต่างได้ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ผลรวมของผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับกรณี 1 ปี พ.ศ. 2559 (หน่วย: บาท/หน่วย)

ปี 2559	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
Adder	3.3799	3.4286	3.4843	3.2907	3.2907	3.4752	3.2694	3.4500	3.4752	3.3798	3.4752	3.3798
FIT Virtual	3.3238	3.3238	3.3238	3.3238	3.3238	3.3238	3.3238	3.3238	3.3238	3.3238	3.3238	3.3238
ผลต่างของ ผลประโยชน์	0.0561	0.1048	0.1605	-0.0331	-0.0331	0.1513	-0.0544	-0.1262	0.1513	0.0560	0.1513	0.0560

ที่มา: ผลการคำนวณจากผู้ศึกษา

(2) นำผลต่างของผลประโยชน์มาหามูลค่าปัจจุบัน ณ มกราคม พ.ศ. 2560 โดยเลือกใช้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 4 จากการคำนวณผ่านสมการการหา Future Value

$$FV = PV(1+i)^n$$

โดยที่	FV	คือ	มูลค่าเงินในอนาคต
	PV	คือ	มูลค่าเงินปัจจุบัน
	i	คือ	อัตราคิดลด
	n	คือ	จำนวนปี

มูลค่าปัจจุบันของผลรวมของผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับ สำหรับกรณีที่ 1 ในปี พ.ศ. 2559 ณ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 4 ถูกแสดงไว้ในตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 มูลค่าปัจจุบันของผลรวมของผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับกรณี 1 ปี พ.ศ. 2559

(หน่วย: บาท/หน่วย)

ปี 2559	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
มูลค่า ปัจจุบัน	0.0593	0.1102	0.1679	-0.0344	-0.0343	0.1559	-0.0558	0.1288	0.1536	0.0566	0.1521	0.0560

ที่มา: ผลการคำนวณจากผู้ศึกษา

(3) ทำการคำนวณมูลค่าปัจจุบันตั้งแต่ มกราคม พ.ศ. 2553 – ธันวาคม พ.ศ. 2559 ดังแสดงในตารางที่ ค.3 จากนั้นนำมาหาผลรวมได้ผลดังตารางที่ 4.5

4.2.2 การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ช่วงเวลา มกราคม พ.ศ. 2560 – ธันวาคม พ.ศ. 2573

ในขั้นตอนนี้ผู้ศึกษาได้คำนวณหาการประมาณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ผ่านการลดขนาดของโรงไฟฟ้า และคำนวณเงินรายงวดที่ผู้ผลิต SPP ต้องชำระจากผลประโยชน์ที่ได้รับมาในช่วงแรก โดยการคำนวณสามารถแบ่งออกเป็นขั้นตอนย่อยๆ ดังนี้

4.2.2.1 การประมาณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

ผู้ศึกษาได้ใช้ราคาประกาศรับซื้อไฟฟ้าในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ที่ประกาศใช้กับผู้ผลิต VSPP ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 3 MW ที่ราคา 4.24 บาท/หน่วย (FIT Fixed = 2.39 บาท/หน่วย และ FIT Variable = 1.85 บาท/หน่วย) เป็นราคาตั้งต้น โดยใช้สมมติฐานว่าราคาซื้อไฟฟ้าในมาตรการ FIT ของผู้ผลิต SPP หากมีการประกาศใช้จะได้ราคาซื้อเท่ากับ 4.15 บาท/หน่วย (FIT Fixed = 2.30 บาท/หน่วย และ FIT Variable = 1.85 บาท/หน่วย) ณ มกราคม พ.ศ. 2560 และราคาซื้อไฟฟ้าปรับขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อพื้นฐาน (ปรับขึ้นเฉพาะส่วนของ FIT Variable) โดยผู้ศึกษาให้อัตราเงินเฟ้อพื้นฐานเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.5 ต่อปีตลอดอายุโครงการ ผลการประมาณราคาซื้อไฟฟ้าในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ในปี พ.ศ. 2560 - พ.ศ. 2573 ถูกแสดงในตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ราคาซื้อขายไฟฟ้าในมาตรการซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP

ปี (พ.ศ.)	FiT Fixed (บาท/หน่วย)	FiT Variable (บาท/หน่วย)	FiT (บาท/หน่วย)
2560	2.30	1.8500	4.1500
2561	2.30	1.8778	4.1778
2562	2.30	1.9059	4.2059
2563	2.30	1.9345	4.2345
2564	2.30	1.9635	4.2635
2565	2.30	1.9930	4.2930
2566	2.30	2.0229	4.3229
2567	2.30	2.0532	4.3532
2568	2.30	2.0840	4.3840
2569	2.30	2.1153	4.4153
2570	2.30	2.1470	4.4470
2571	2.30	2.1792	4.4792
2572	2.30	2.2119	4.5119
2573	2.30	2.2451	4.5451

ที่มา: ผลการคำนวณจากผู้ศึกษา

4.2.2.2 การคำนวณค่าใช้จ่ายรายงวดที่ผู้ผลิต SPP ต้องชำระ

จากการหาผลรวมของผลต่าง หรือ ผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับไป ในมาตรการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Adder จากข้อที่ 4.2.1.3 ในตารางที่ 4.5 นั้น ผู้ศึกษาได้นำมาคำนวณหาเงินรายงวดที่ผู้ผลิต SPP ต้องชำระคืนตลอดอายุสัญญาผ่าน Function PMT โดยใช้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 4 ร้อยละ 6 และ ร้อยละ 8 ผลการประมาณค่าใช้จ่ายรายงวดตลอดอายุสัญญาสำหรับแต่ละกรณีถูกแสดงในตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ค่าใช้จ่ายรายงวดตลอดอายุสัญญา (หน่วย: บาท/หน่วย)

กรณีที่	ร้อยละ 4	ร้อยละ 6	ร้อยละ 8
1	0.1447	0.1519	0.1786
2	0.1247	0.1476	0.1735
3	0.1208	0.1428	0.1497

ที่มา: ผลการคำนวณจากผู้ศึกษา

จากผลการประมาณการรายรับและค่าใช้จ่ายรายงวดของผู้ผลิต SPP ที่ได้ในตารางที่ 4.8 และตารางที่ 4.9 สามารถนำมาคำนวณเพื่อหาราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ที่เหมาะสมสำหรับแต่ละกรณี ณ อัตราคิดลดร้อยละ 4, 6 และ 8 ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 ราคาซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT (หน่วย: บาท/หน่วย)

กรณีที่	อัตราคิดลด (Discount Rate)	ราคาค่าไฟ ณ มกราคม พ.ศ. 2560
1. ผลิตที่ Peak 20 MW Off-Peak 12 MW	ร้อยละ 4	4.0053
	ร้อยละ 6	3.9981
	ร้อยละ 8	3.9714
2. ผลิตที่ Peak 18 MW Off-Peak 12 MW	ร้อยละ 4	4.0253
	ร้อยละ 6	4.0024
	ร้อยละ 8	3.9765
3. ผลิตที่ Peak 16 MW Off-Peak 12 MW	ร้อยละ 4	4.0292
	ร้อยละ 6	4.0072
	ร้อยละ 8	4.0003

ที่มา: ผลการคำนวณจากผู้ศึกษา

4.3 ข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและขานอ้อย)

ผู้ศึกษาได้สร้างแบบสอบถามโดยแบ่งกลุ่มของผู้สัมภาษณ์ออกเป็น 3 กลุ่ม เพื่อให้ทราบถึงแนวคิดและข้อคิดเห็นของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในแต่ละกลุ่ม ที่มีต่อการปรับเปลี่ยนมาตรการซื้อขายไฟฟ้า ทั้งนี้ผลของการสัมภาษณ์สามารถแสดงได้ดังนี้

4.3.1 ผู้กำหนดนโยบาย

ผู้ศึกษาได้เลือกผู้สัมภาษณ์จากสำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ที่ดำรงตำแหน่งบริหารในระดับกลางและนักวิเคราะห์ที่ทำงานเกี่ยวข้องโดยตรงกับการวางแผนนโยบายการซื้อขายไฟฟ้า และได้คำตอบตามแบบสอบถามดังนี้

ข้อที่ 1 ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีแนวคิดว่ามีความเหมาะสมหากราคาต้นทุนการผลิตรวมต่ำกว่าราคารับซื้อ ซึ่งสำหรับผู้ผลิต SPP ที่มีเชื้อเพลิงเป็นของตนเอง (By Product) เช่น โรงงานน้ำตาล โรงสีข้าว แต่ไม่เหมาะสมกับผู้ผลิต SPP ที่ต้องซื้อเชื้อเพลิงจากภายนอก เนื่องจากราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ในขณะที่ผู้ตอบแบบสอบถามอีกส่วนเห็นว่าไม่เหมาะสม เนื่องจากระบบ Adder ไม่ได้กำหนดอัตราซื้อขายไฟฟ้าโดยคำนึงถึงค่าความผันผวนของราคาเชื้อเพลิง ซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง

ข้อที่ 2 ผู้ตอบแบบสอบถามส่วนใหญ่มีแนวคิดไม่เห็นด้วยกับการเพิ่มระยะเวลาเนื่องจากราคาที่เพิ่มขึ้นนั้น ถือเป็นความเสี่ยง (Risk) ทางธุรกิจและผู้ผลิต SPP ได้ตระหนักถึงความเสี่ยงนี้แล้วก่อนที่จะทำการเสนอขายไฟฟ้าให้กับภาครัฐ ในขณะที่เดียวกันการที่จะเพิ่มระยะเวลาออกไปอีก 1-2 ปีนั้น เป็นการแก้ไขปัญหาในระยะสั้นซึ่งผู้ตอบแบบสอบถามไม่คิดว่ามีประสิทธิภาพและยั่งยืนเพราะราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มสูงขึ้นจะส่งผลกระทบต่อราคาค่าเงินโครงการในระยะยาว แต่สามารถที่จะเยียวยาวิธีอื่นได้โดยต้องคำนึงถึงผลประโยชน์ของประเทศเป็นหลัก ในขณะที่ผู้ตอบแบบสอบถามอีกส่วนเห็นว่าไม่เหมาะสมเพราะไม่สามารถทราบแน่นอนถึงทิศทางราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งอาจเพิ่มสูงขึ้นมากกว่าที่จะสามารถเยียวยาโดยการขยายระยะเวลาการให้ส่วนเพิ่มได้ จึงเห็นว่าควรที่จะมีการกำหนดโครงสร้างราคารับซื้อให้สะท้อนต้นทุนด้านเชื้อเพลิงที่แท้จริง

ข้อที่ 3 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นตรงกันว่าเชื้อเพลิงชีวมวลมีศักยภาพในการผลิตมากที่สุดในกลุ่มพลังงานทางเลือก เนื่องจากเชื้อเพลิงชีวมวลมีความเสถียรในด้านการผลิต สามารถจัดเก็บและยังเป็นเชื้อเพลิงที่พึ่งพิงได้ของระบบไฟฟ้าในด้านการวางแผนจัดหาเชื้อเพลิง และมีผลดีต่อการเสริมสร้างรายได้ให้แก่เกษตรกรและชุมชน ที่สำคัญเชื้อเพลิงชีวมวลถือเป็นวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร สามารถทำให้เกิด Zero Waste ได้ หรือ สามารถปลูกขึ้นมา (Energy Crop) ได้อีกด้วย

ข้อที่ 4 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นตรงกันว่าเหมาะสม เพราะปัจจุบันภาครัฐปรับมาใช้ FIT กับผู้ผลิต VSPP และเป็นมาตรการที่ใช้แพร่หลายในต่างประเทศ อีกทั้งมีความเหมาะสมกับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากกว่า Adder เนื่องจากเป็นอัตราที่สะท้อนต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งรวมถึงต้นทุนการก่อสร้างและค่าเชื้อเพลิง ซึ่งมีการปรับให้เติบโตตามเงินเฟ้อ ทำให้ต่อไปในอนาคตภาครัฐซื้อไฟฟ้าได้ในราคาที่ถูกลง

ข้อที่ 5 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นตรงกันว่าเห็นด้วย เพราะ FIT เป็นอัตรารับซื้อที่คิดผลตอบแทน (IRR) ตามมูลค่าการลงทุนจริงของระบบ ณ ปีนั้นๆ ที่จะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและขายไฟเข้าระบบ (SCOD) ผู้ผลิตสามารถรับรู้รายได้ที่แน่นอนจากความชัดเจนของราคาตลอดอายุสัญญาและไม่มีผลกระทบในเรื่องความผันผวนของราคาเชื้อเพลิง และผู้ผลิต SPP ต้องขายไฟฟ้าตามสัญญา 20 ปี (ไม่ทิ้งโครงการไปก่อนเหมือนระบบ Adder) และส่งผลกระทบต่อประชาชนอย่างค่อยเป็นค่อยไป ไม่สูงและเร็วเหมือน Adder เนื่องจาก Adder เป็นราคาที่ผันผวนตามราคาค่าไฟฟ้าขายส่ง ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงตามสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า

ข้อที่ 6 ผู้ตอบแบบสอบถามมีความเห็นที่หลากหลายซึ่งจำเป็นต้องพิจารณาจากอัตรา FIT ของผู้ผลิต SPP ใหม่ที่ประกาศมา โดยจะต้องคำนึงถึงภาพรวมของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ผลกระทบต่อประชาชน ผลดีต่อภาครัฐ หากจำเป็นที่จะต้องช่วยเหลือผู้ผลิต SPP ที่ได้รับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในระบบ Adder เดิม ในขณะที่ผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนไม่เห็นควรให้เปลี่ยน แต่หากจำเป็นต้องเปลี่ยน รูปแบบ 6.3 เป็นทางเลือกที่ดีที่สุดเนื่องจากไม่เป็นการเอื้อประโยชน์แก่ผู้ประกอบการและสามารถชี้แจงให้ประชาชนเข้าใจได้ ทว่ามีผู้ตอบแบบสอบถามเสนอรูปแบบเพิ่มเติมโดยการกำหนดอัตรา FIT สำหรับผู้ผลิต SPP ขึ้นมาใหม่ตามสมมติฐานการลงทุนที่แท้จริง และไม่ควรรายเก่าสามารถเปลี่ยนสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เนื่องจากการซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP แตกต่างกับผู้ผลิต VSPP ที่มีหลากหลายราคารับซื้อมาตั้งแต่ต้น

ข้อที่ 7 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นตรงกันว่ามาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT โดยหลักแล้วไม่ควรจะมี FIT Premium เนื่องจากผู้ผลิต SPP ได้เปรียบผู้ผลิต VSPP จากขนาดของโรงไฟฟ้า (Economy of Scale) โดยภาครัฐมีมุมมองเกี่ยวกับ FIT Premium ว่าเป็นการเพิ่มเติมเพื่อสร้างแรงจูงใจให้นักลงทุน หากแต่ในกรณีที่ตลาดมีความต้องการลงทุนกับผู้ผลิต SPP มาก FIT Premium อาจไม่จำเป็น ถ้าหากต้องการให้ตลาดเกิดการแข่งขันควรที่จะใช้วิธี Bidding ในส่วนของ FIT Fixed ซึ่งจะสะท้อนต้นทุนการลงทุนของผู้ประกอบการ รายใดมีศักยภาพในการลดต้นทุนได้มีประสิทธิภาพกว่ากัน

ข้อที่ 8 ผู้ตอบแบบสอบถามมีความเห็นที่หลากหลายโดยส่วนมากแล้วควรคำนึงถึงเงื่อนไขหลายๆ ส่วนประกอบกันในการต่ออายุสัญญา เช่น ความเหมาะสมของระบบไฟฟ้าในอนาคต 20 ปีข้างหน้า ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า รวมถึงต้นทุนของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า แต่หากพิจารณา

เปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าใหม่แล้วภาครัฐและประชาชนได้รับผลประโยชน์ จึงมาพิจารณาเงื่อนไขในการต่ออายุสัญญา โดยเฉพาะเรื่องราคารับซื้อ ในขณะที่ผู้ตอบแบบสอบถามอีกส่วนไม่เห็นควรต่อการต่ออายุสัญญาของโรงไฟฟ้า เพราะเห็นว่าจะเป็นการผูกขาดในการทำธุรกิจ และโรงไฟฟ้าเก่ามีประสิทธิภาพต่ำ

ข้อที่ 9 ผู้ตอบแบบสอบถามไม่มีแนวคิดในการกำหนดราคาในรูปแบบอื่น ในขณะที่บางท่านให้ข้อเสนอว่าในระยะต่อไป เห็นควรว่าไม่มีการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนแล้ว เนื่องจากจากเทคโนโลยีที่ทันสมัยจะส่งผลให้พลังงานทดแทนสามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ และจะนำไปสู่การรับซื้อไฟฟ้าในลักษณะตลาดกลาง กล่าวคือสามารถ Bidding ราคาแบบ Real Time ความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบ ณ ขนาดนั้น หรือจะเป็นการกำหนดราคารับซื้อไม่ควรสูงกว่าค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย หรือจะเป็นการจัดตั้งเงินกองทุนจัดเก็บจากธุรกิจที่มีการใช้พลังงานมาก และปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Green House Gas) ในปริมาณที่สูง เพื่อมาอุดหนุนให้กับโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน เพื่อไม่ให้ประชาชนเป็นผู้รับภาระการเพิ่มขึ้นของค่าไฟฟ้าจากการเพิ่มขึ้นของการผลิตไฟฟ้า

4.3.2 ผู้รับซื้อไฟฟ้า

ผู้ศึกษาได้เลือกผู้สัมภาษณ์จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่ดำรงตำแหน่งบริหารในระดับกลางและหัวหน้ากองที่ทำงานเกี่ยวข้องโดยตรงกับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และได้คำตอบตามแบบสอบถามดังนี้

ข้อที่ 1 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นว่ามาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ไม่เหมาะสมตามหลักของต้นทุนการผลิตและไม่สะท้อนต้นทุนทางเศรษฐกิจที่แท้จริง และมีราคาที่สูงเกินไป ประกอบกับไม่คำนึงถึง Heat Rate ในการอิงราคาน้ำมัน หรือ ก๊าซธรรมชาติ ทำให้การรับซื้อไฟฟ้าในมาตรการ Adder จะมีราคาแพงกว่าการรับซื้อไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง Conventional

ข้อที่ 2 ผู้ตอบแบบสอบถามบางส่วนให้ความเห็นว่า เนื่องจากการตัดสินใจเกี่ยวกับนโยบายการรับซื้อเป็นการตัดสินใจทางภาคนโยบายจากทางรัฐบาล ซึ่งทาง กฟผ. ก็พร้อมที่จะสนับสนุนหากมีการเพิ่มเติมระยะเวลาการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และเล็งเห็นว่าการขยายเวลานี้ อาจจะเป็นการสนับสนุนในด้านการเกษตร หรือการลดการพึ่งพาการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ ในขณะที่อีกส่วนคิดว่า ณ ปัจจุบันผู้ผลิต SPP สามารถที่จะดำเนินธุรกิจได้ จึงไม่เห็นด้วยกับการขยายระยะเวลาการให้ส่วนเพิ่มออกไป

ข้อที่ 3 ผู้ตอบแบบสอบถามกล่าวว่าพลังงานน้ำถือเป็นเชื้อเพลิงที่ผลิตกระแสไฟฟ้าได้ดีที่สุดในกลุ่มพลังงานทางเลือก หากแต่ติดปัญหาด้านต่างๆ ในการก่อสร้างทำให้ไม่สามารถก่อสร้างได้ ในขณะที่ พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ใช้พื้นที่มากในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

ทำให้เบียดเบียนพื้นที่การเกษตร รวมไปถึงการใช้ประสิทธิภาพของพื้นที่ไม่คุ้มค่าเท่าที่ควร อีกทั้งการจัดการจัดการพื้นที่ก่อสร้าง หรือ ที่เรียกว่า Zoning ที่ไม่มีความชัดเจน ไม่มีการจัดสรรอย่างเป็นระเบียบ ในขณะที่ประสิทธิภาพของพลังงานลมและแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้ามีประสิทธิภาพต่ำ เพราะต้องขึ้นกับสภาพภูมิอากาศ ทำให้เกิดความไม่เสถียรต่อระบบไฟฟ้า ยากต่อการประมาณการระบบกำลังผลิตในอนาคต ในขณะที่เชื้อเพลิงจากขยะมีแนวคิดที่เป็นการอุดหนุนซ้ำซ้อนกับอีกโครงการของรัฐบาลจากกระทรวงมหาดไทย อีกทั้งผู้เล่นในตลาดยังมีน้อย ในอนาคตอาจจะมีความเป็นไปมากขึ้น เมื่อมองถึงการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลจะมีประสิทธิภาพที่สูงกว่าในการพร้อมจ่ายไฟฟ้า และความเสถียรต่อระบบไฟฟ้า อีกทั้งเป็นการช่วยส่งเสริมภาคการเกษตรอีกด้วย

ข้อที่ 4 ผู้ตอบแบบสอบถามมองว่า FIT จะกระจายความเสี่ยงของโครงการในแง่ของรายรับได้ดีขึ้นกว่ามาตรการแบบ Adder ทำให้เจ้าของโครงการมีความเสี่ยงที่ลดลง

ข้อที่ 5 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นด้วยเนื่องจากในช่วงแรกความผันผวนของราคามีไม่มากเมื่อเทียบกับมาตรการ Adder ทำให้ภาระการแบกรับค่าไฟฟ้าของประชาชนน้อยลงและมีความเสถียรมากกว่า

ข้อที่ 6 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นด้วยกับรูปแบบที่ 6.3 เพราะหลักแนวคิดดูมีเหตุผล ในขณะที่รูปแบบที่ 6.1 นั้น การให้ราคาที่เหมาะสมแล้วลดจำนวนปีของสัญญาลง ดูไม่มีที่มาที่ไป อีกทั้งการหาจำนวนปีที่ลดลงมองว่าเป็นการยาก ในส่วนของรูปแบบที่ 6.2 นั้น ในส่วนของราคาที่ลดลงไม่มีที่มาที่ไปที่แน่ชัด

ข้อที่ 7 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นด้วยกับการทำ Bidding เนื่องจากปัจจุบันผู้ผลิต SPP ได้รับกำไรที่เกินควร และเป็นการผูกขาดของผู้ผลิตเพียงไม่กี่ราย หากปล่อยให้มีการ Bidding แล้วนั้นจะเกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมมากขึ้น ผู้ผลิตรายอื่นสามารถเข้ามาขายไฟฟ้าได้ อีกทั้งประชาชนได้รับประโยชน์จากค่าไฟฟ้าที่ถูกกลง แต่ต้องระวังการร่วมมือกันของผู้ผลิตโดยการเสนอราคา Bidding มาเท่าๆกัน หรือที่เรียกว่าการ ฮั้ว นั่นเอง ซึ่งอาจจะต้องออกมาตรการหรือระเบียบการรับซื้อให้รัดกุมและรอบคอบเพื่อป้องกันปัญหาที่จะเกิดขึ้น

ข้อที่ 8 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นควรให้ต่ออายุสัญญา แต่จำเป็นต้องพิจารณาเงื่อนไขและราคารับซื้อไฟฟ้าใหม่

ข้อที่ 9 ผู้ตอบแบบสอบถามเสนอแนวคิดว่าหากเป็นไปได้ อยากรู้จะให้รูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าผู้ผลิต SPP มีการรับซื้อไฟฟ้าเหมือนกับ IPP คือการประมูลราคา เพราะเชื่อว่าจะเกิดประโยชน์สูงสุดแก่ประชาชน

ทั้งนี้ผู้ตอบแบบสอบถามได้ให้แง่คิดเพิ่มเติมเกี่ยวกับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือก โดยที่ภาครัฐควรจะมีการสำรวจทรัพยากรที่มีในประเทศอย่างแท้จริง พร้อมทั้งกำหนด

เขตพื้นที่ในการสร้างโรงไฟฟ้าของแต่ละเชื้อเพลิง ไม่ควรมีการขนส่งเชื้อเพลิงข้ามเขต เพื่อกำจัดปัญหาการเหลื่อมล้ำของราคาเชื้อเพลิง อีกทั้งเป็นการบริหารพื้นที่อย่างมีประสิทธิภาพ

4.3.3 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและขานอ้อย) ที่ถือสัญญา รับซื้อไฟฟ้าแบบ Non-Firm และได้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

ผู้ศึกษาได้เลือกผู้สัมภาษณ์จากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและขานอ้อย) ที่ถือสัญญารับซื้อไฟฟ้าแบบ Non-Firm และได้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ได้คำตอบตามแบบสอบถามดังนี้

ข้อที่ 1 ผู้ตอบแบบสอบถามให้ความเห็นว่าในรูปแบบ Adder นั้นเหมาะสม แต่อยากเรียกร้องให้มีการขึ้นราคาส่วนเพิ่ม หรือปรับเปลี่ยนข้อกำหนดในการให้ราคาที่เหมาะสมไม่ว่าจะผลิตในช่วง Peak หรือ Off-Peak

ข้อที่ 2 ในกรณีที่ผู้ประกอบการเป็นเจ้าของเชื้อเพลิงต้นน้ำ ไม่ได้รับผลกระทบมากนักสำหรับราคาเชื้อเพลิงที่ผันผวน หากแต่ถ้าเกิดการแห้งแล้ง ผลผลิตต้นน้ำเชื้อเพลิงไม่เพียงพอ ต้องทำการหาซื้อเชื้อเพลิงเสริมมาใช้ในการผลิต จึงเห็นว่าทางภาครัฐควรพิจารณาปรับเปลี่ยนราคา Adder ให้สูงขึ้น และเห็นด้วยกับการยืดอายุเวลาแต่ขึ้นกับระยะเวลาที่ได้รับ Adder มาแล้ว เนื่องจากว่าหากโรงไฟฟ้ามีเทคโนโลยีที่ไม่ทันสมัยหรือประสิทธิภาพต่ำทางผู้ประกอบการจะมีต้นทุนที่ใช้ในการบำรุงรักษาเพิ่มมากขึ้น แต่ทั้งนี้ต้องคำนึงถึงภาคประชาชนที่จะต้องแบกรับค่าไฟฟ้าที่อาจจะสูงขึ้นด้วย ซึ่งความเห็นข้างต้นผู้ประกอบการที่ต้องทำการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงเองมีความเห็นที่ตรงกันในการปรับเพิ่มสวนของ Adder และเพิ่มจำนวนปีโดยคำนึงถึงค่าไฟฟ้าที่ประชาชนต้องรับภาระด้วย

ข้อที่ 3 ผู้ตอบแบบสอบถามให้ความเห็นตรงกันว่าพลังงานชีวมวลมีความยั่งยืน มีการทำงานร่วมกับเกษตรกร พร้อมทั้งสร้างวงล้อของวัฏจักรเศรษฐกิจ อีกทั้งยังเป็นการกระจายรายได้ให้แก่เกษตรกร และมีความเสถียรของการผลิตไฟฟ้ามากกว่า พลังงานลม และ แสงอาทิตย์

ข้อที่ 4 ผู้ตอบแบบสอบถามทั้งหมดมีความเข้าใจในมาตรการ Feed-in Tariff ที่น้อยรู้เพียงว่าผู้ประกอบการที่ใช้ FIT ได้ผลตอบแทนที่ดีกว่าในช่วงระยะสั้นๆ ทำให้ผู้ศึกษาทำการอธิบายภาพกว้างๆเกี่ยวกับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ให้กับผู้ตอบแบบสอบถาม

ข้อที่ 5 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นว่าแนวทางการกำหนดราคาแบบ FIT มีความเสถียรภาพ แต่การปรับขึ้นของราคารับซื้อน้อยในระยะยาว ในขณะที่มาตรการแบบ Adder การปรับขึ้นราคามีความผันผวนมากกว่าแต่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอยู่ตลอด อีกทั้งผู้ตอบแบบสอบถามมีความกังวลในเรื่องของการถือครองสัญญา เนื่องจากว่าในปัจจุบันสามารถต่ออายุสัญญาได้ ในขณะที่มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT กำหนดอายุสัญญาที่ 20 ปี

ข้อที่ 6 ผู้ตอบแบบสอบถามมีความเห็นที่แตกต่างกันคือ ผู้ที่เลือกรูปแบบ 6.1 นั้น มีมุมมองที่ว่าได้ราคาซื้อขายไฟฟ้าที่สูงที่สุดเพื่อให้ได้กำไรสูงสุด (Maximize Profits) ในขณะที่อายุสัญญาที่ลดลงไม่มีผลกระทบมากนัก เพราะเชื่อว่าเมื่อใกล้หมดอายุสัญญาสามารถที่จะต่อรองหรือปรับเปลี่ยนเงื่อนไขในอนาคตได้ ในขณะที่ผู้ที่เลือกรูปแบบที่ 6.2 และ รูปแบบที่ 6.3 นั้นมีความกลัวที่จะสูญเสียสัญญาที่ถืออยู่ (ระยะเวลาของสัญญา) และยอมรับในหลักการการคิดคำนวณราคาใหม่

ข้อที่ 7 ผู้ตอบแบบสอบถามมีความเห็นที่แตกต่างกันกล่าวคือในการ Bidding ส่วนของ FIT Premium มองว่าเป็นการแข่งขันที่เป็นธรรม ในขณะที่ผู้ตอบแบบสอบถามอีกกลุ่มกลับเห็นว่า การ Bidding ในส่วนของ FIT Fixed น่าจะสมเหตุสมผลมากกว่า เนื่องจากเป็นความสามารถของผู้ผลิตในการจัดการต้นทุนการผลิต โดยที่ผู้ผลิตที่มีประสิทธิภาพในการบริหารต้นทุนที่ดีกว่าสมควรที่จะได้สัญญา

ข้อที่ 8 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นตรงกันว่าควรต่ออายุสัญญา หากเครื่องจักรมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าได้อยู่ เพราะการซ่อมบำรุงเครื่องจักรสามารถทำได้ ไม่ได้ส่งผลกระทบมากเมื่อเทียบกับการซื้อเครื่องจักรใหม่

ข้อที่ 9 ผู้ตอบแบบสอบถามไม่มีแนวคิดในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบอื่นๆ เพียงแต่ให้ข้อเสนอแนะว่าควรจะมีการร่วมมือกันกับหน่วยงานทางด้านภาคการเกษตรมากขึ้น เพื่อที่จะได้รับข้อมูลที่แท้จริงของเชื้อเพลิง ประกอบกับผู้กำหนดราคาและนโยบายต้องมีความรวดเร็วและฉับไวในการรับรู้ข่าวสาร เนื่องจากเทคโนโลยีการผลิตและลักษณะของหน่วยธุรกิจมีความซับซ้อนและการเปลี่ยนแปลงอยู่เสมอ

ข้อที่ 10.1 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นตรงกันว่าจะมีผลกระทบ เนื่องจากโรงไฟฟ้าที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff จะมีความสามารถในการซื้อเชื้อเพลิงสูงกว่าผู้ประกอบการที่ใช้ Adder ปัจจุบันซึ่งจะส่งผลต่อราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มสูงขึ้นและการแย่งชิงเชื้อเพลิงกันข้ามเขต หรือแม้กระทั่งไม่สามารถหาเชื้อเพลิงได้ เนื่องจากทางแหล่งต้นน้ำผันตัวมาเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอง หรือขายให้กับผู้ที่เสนอราคาที่สูงกว่า

ข้อที่ 10.2 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นว่าความสามารถในการขยายกำลังการผลิตลดลง อีกทั้งราคาเชื้อเพลิงหลักหรือเชื้อเพลิงเสริมจะปรับตัวสูงขึ้น ผู้ผลิตต้องมีการเตรียมกลยุทธ์ในการส่งเสริมเกษตรกร หรือชุมชนเพื่อได้รับผลผลิตที่เพิ่มมากขึ้น รวมไปถึงการประหยัดพลังงานภายในโรงไฟฟ้า

ข้อที่ 11 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นว่าอาจจำเป็นต้องพิจารณาถึงดัชนีตัวอื่นเช่น อัตราดอกเบี้ย หรือ อัตราแลกเปลี่ยน หรือ การค้ำประกันค่าขนส่งเชื้อเพลิง ค่าน้ำมัน เป็นต้น

ข้อที่ 12 ผู้ตอบแบบสอบถามเห็นว่าภาครัฐจำเป็นต้องคำนึงถึงความเพียงพอของทรัพยากร เพื่อที่จะนำมาใช้กำหนดปริมาณกำลังการผลิต เพื่อป้องกันปัญหาการแย่งชิงทรัพยากร

จากผลการสัมภาษณ์ผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในแต่ละกลุ่มสามารถสรุปผลการสัมภาษณ์ได้
ดังตารางที่ 4.11 และตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.11 สรุปผลการสัมภาษณ์ผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในแต่ละกลุ่ม

กลุ่ม	มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder	มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT
1. ผู้กำหนดนโยบาย	มีความเหมาะสมหากราคาคำนวณการผลิตรวมต่ำกว่าราคาซื้อขายสำหรับผู้ผลิต SPP ที่มีเชื้อเพลิงเป็นของตนเอง แต่ไม่เหมาะสมกับผู้ผลิต SPP ที่ต้องซื้อเชื้อเพลิงจากภายนอก เนื่องจากราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง อีกทั้งราคาค่าไฟฟ้าที่ประชาชนแบกรับไม่มีเสถียรภาพ มีการผันผวนรุนแรง จากการอ้างอิงราคาค่าไฟฟ้ากับค่าไฟฟ้าขายส่งผันแปรเฉลี่ยซึ่งมีความผันผวนขึ้นอยู่กับสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า และราคาซื้อขายไฟฟ้ายังไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของผู้ผลิต SPP	ราคาค่าไฟฟ้ามีเสถียรภาพไม่ผันผวนรุนแรง ทำให้ประชาชนรับภาระค่าไฟฟ้าไม่มาก อีกทั้งราคาซื้อขายไฟฟ้าสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงทั้งในส่วนของต้นทุนการก่อสร้างและค่าเชื้อเพลิงของผู้ผลิต SPP ซึ่งมีการปรับให้เติบโตตามอัตราเงินเฟ้อพื้นฐาน ทั้งนี้ผู้ผลิต SPP สามารถรับรู้รายได้ที่แน่นอนจากความชัดเจนของราคาตลอดอายุสัญญา
2. ผู้รับซื้อไฟฟ้า	มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ไม่เหมาะสมในหลักของต้นทุนการผลิตและไม่สะท้อนต้นทุนทางเศรษฐกิจที่แท้จริง อีกทั้งมีราคาซื้อขายที่สูงเกินไป ประกอบกับไม่คำนึงถึง Heat Rate ในการอิงราคาน้ำมัน หรือ ก๊าซธรรมชาติ ทำให้การรับซื้อไฟฟ้าในมาตรการ Adder สำหรับผู้ผลิตพลังงานทดแทนจะมีราคาสูงกว่าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตที่ใช้เชื้อเพลิง Conventional	ในช่วงแรกความผันผวนของราคาซื้อขายไฟฟ้ามีไม่มากเมื่อเทียบกับมาตรการ Adder ทำให้ภาระการแบกรับค่าไฟฟ้าของประชาชนน้อยลง และมีความเสถียรมากกว่า อีกทั้งมีการกระจายความเสี่ยงของโครงการในแง่ของรายรับได้ดีขึ้นกว่ามาตรการแบบ Adder ทำให้เจ้าของโครงการมีความเสี่ยงที่ลดลง
3. ผู้ผลิต SPP	มีความเหมาะสม แต่อยากให้มีการขึ้นราคาส่วนเพิ่มหรือปรับเปลี่ยนข้อกำหนดในการให้ราคาที่เหมาะสม ไม่ว่าจะผลิตในช่วงใดและหากผู้ผลิต SPP เป็นเจ้าของเชื้อเพลิงต้นน้ำ จะได้รับผลกระทบน้อยสำหรับราคาเชื้อเพลิงที่ผันผวนในทางกลับกันผู้ผลิต SPP ที่ต้องจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงเองจะได้รับผลกระทบจากความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงและต้องการให้มีการปรับเพิ่มส่วนของ Adder และจำนวนปีที่ให้การสนับสนุน	แนวคิดการกำหนดราคาแบบ FiT มีเสถียรภาพ แต่การปรับขึ้นของราคาซื้อขายน้อยในระยะยาว ในขณะที่มาตรการแบบ Adder การปรับขึ้นราคามีความผันผวนมากกว่าแต่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอยู่ตลอด อีกทั้งผู้ผลิต SPP มีความกังวลในเรื่องของการถือครองสัญญา เนื่องจากว่าในปัจจุบันมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder สามารถต่ออายุสัญญาได้ ในขณะที่มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT กำหนดอายุสัญญาที่ 20 ปี

ที่มา: ผลการสรุปจากผู้ศึกษา

ตารางที่ 4.12 สรุปผลการสัมภาษณ์ผู้ผลิต SPP เกี่ยวกับผลกระทบจากมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

กลุ่ม	ผลกระทบจากมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT
ผู้ผลิต SPP	ผู้ผลิต SPP เห็นตรงกันว่าจะได้รับผลกระทบหากผู้ผลิต SPP รายใหม่ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลชนิดเดียวกัน แต่ได้รับราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT โดยมีที่ตั้งของโรงไฟฟ้าอยู่บริเวณพื้นที่ใกล้เคียงกัน เนื่องจากโรงไฟฟ้าที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT จะมีความสามารถในการซื้อเชื้อเพลิงสูงกว่าผู้ประกอบการที่ใช้ Adder ปัจจุบันซึ่งจะส่งผลทำให้ราคาเชื้อเพลิงเพิ่มสูงขึ้นและเกิดการแย่งชิงเชื้อเพลิงข้ามเขต หรือแม้กระทั่งไม่สามารถหาเชื้อเพลิงได้ เนื่องจากทางแหล่งต้นน้ำผันตัวมาเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าเอง หรือขายให้กับผู้ที่เสนอราคาที่สูงกว่า อีกทั้งการสนับสนุนจากภาครัฐด้านพลังงาน Renewable Energy ตามแผนพัฒนา AEDP (Alternative Energy Development Plan) ฉบับปัจจุบัน ที่เพิ่มสัดส่วนกำลังการผลิต จะทำให้ผู้ผลิต SPP มีความสามารถในการขยายกำลังการผลิตลดลง พร้อมทั้งราคาเชื้อเพลิงหลักหรือเชื้อเพลิงเสริมจะปรับตัวสูงขึ้น ผู้ผลิตจำเป็นต้องมีการเตรียมกลยุทธ์ในการส่งเสริมเกษตรกร หรือชุมชนเพื่อได้รับผลผลิตที่เพิ่มมากขึ้น รวมไปถึงการประหยัดพลังงานภายในโรงไฟฟ้าด้วย

ที่มา: ผลการสรุปจากผู้ศึกษา

จากตารางที่ 4.11 และ 4.12 สามารถกล่าวได้ว่าผู้สัมภาษณ์ทั้งหมดนั้นในส่วนของผู้ออกนโยบายและผู้รับซื้อไฟฟ้าได้สังเกตเห็นถึงข้อดีของการเปลี่ยนมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจาก Adder มาเป็น FIT เนื่องจากภาวะที่เกิดกับภาคประชาชนในส่วนของค่าไฟฟ้านั้นมีไม่มากและเป็นไปอย่างค่อยเป็นค่อยไป จึงมีเสถียรภาพของราคารับซื้อ ไม่ผันผวนรุนแรง เมื่อเปรียบเทียบกับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder อีกทั้งราคารับซื้อไฟฟ้ายังสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของผู้ผลิต SPP ได้ดีกว่ามาตรการแบบ Adder ทั้งนี้ทางผู้ออกนโยบายเห็นว่าควรที่จะปรับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าให้เป็นไปในแบบเดียวกัน เนื่องจากเหตุผลทางด้านความเสถียรของราคา ดังที่กล่าวมาข้างต้น อีกทั้งการมีมาตรการรับซื้อไฟฟ้าที่อ้างอิงดัชนีที่ใช้ปรับเพิ่มขึ้นของราคารับซื้อไฟฟ้าเดียวกันจะช่วยป้องกันปัญหาการเหลื่อมล้ำของราคารับซื้อไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นอีกในอนาคต แต่ทั้งนี้ในด้านความพร้อมของการเปลี่ยนมาตรการรับซื้อไฟฟ้านั้น ผู้ศึกษามองว่าทางผู้ออกนโยบายจำเป็นต้องให้ข้อมูลในการจัดการแบ่งเขตของโรงไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิง โดยขึ้นอยู่กับแหล่งเพาะปลูกของเชื้อเพลิง ทั้งนี้ ผู้ออกนโยบายจำเป็นต้องทำงานร่วมกับองค์กรทางภาคเกษตร เพื่อให้ข้อมูลมีความแม่นยำ และใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุด เพื่อที่จะทำให้การกำหนดนโยบาย รวมไปถึงการคาดการณ์กำลังการผลิตมีความชัดเจน หากภาครัฐละเลยในภายภาคหน้าผู้ศึกษาเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อการแข่งขันเชื้อเพลิงในการผลิตไม่เพียงแต่ต่อผู้ผลิต SPP เท่านั้น แต่จะส่งผลกระทบต่อผู้ผลิต VSPP อีกด้วย

ในขณะที่ผู้ผลิต SPP มุ่งเน้นการสร้างกำไรและคำนึงถึงความปลอดภัยของธุรกิจ หากมีผู้ผลิต SPP รายใหม่ที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ซึ่งจะมีความสามารถในการแข่งขันด้านเชื้อเพลิงสูงกว่าผู้ผลิต SPP ที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ผู้ผลิต SPP จึงมีความต้องการให้ภาครัฐปรับขึ้นราคาส่วนเพิ่ม และขนาดเดียวกันจากความไม่แน่นอนของนโยบายรับซื้อไฟฟ้าของรัฐบาลทำให้การที่ผู้ผลิต SPP มีความลังเลในการเปลี่ยนสัญญารับซื้อไฟฟ้า เพราะในปัจจุบันผู้ผลิตไฟฟ้าที่ถือสัญญาได้สิทธิ์การขายไฟฟ้าในครอบครองย่อมดีกว่าการที่ไม่รู้ว่าในอนาคตจะได้รับสัญญารับซื้อไฟฟ้าต่อไปหรือไม่หากเปลี่ยนมาใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT นอกจากนี้จะเรียกร้องให้มีการปรับขึ้นอัตราส่วนเพิ่มแล้วผู้ผลิตไฟฟ้ายังคงจำเป็นต้องพัฒนากลยุทธ์ เทคนิค รวมไปถึงการนำเอาเทคโนโลยีมาประยุกต์ใช้กับโรงไฟฟ้าและเกษตรกรในพื้นที่ เพื่อที่จะเป็นการสร้างความมั่นใจแก่ผู้ผลิต SPP ว่าโรงไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP นั้นจะมีเชื้อเพลิงที่มีประสิทธิภาพและเพียงพอในราคาที่ไม่สูงเกินไป เพื่อที่จะสามารถแข่งขันกับผู้ผลิต SPP ที่ได้รับสัญญารับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ได้

บทที่ 5

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการศึกษา

การผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันนั้นยังคงพึ่งพาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเป็นหลักสูงถึงร้อยละ 74.5 ส่งผลกระทบโดยตรงต่อความมั่นคงทางด้านปริมาณไฟฟ้าของประเทศ หากมีเหตุขัดข้องทำให้ไม่สามารถส่งเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าได้ จะทำให้เกิดความเสียหายต่อประเทศอย่างรุนแรง อีกทั้งก๊าซธรรมชาติถือเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วหมดไป ทำให้ประเทศไทยหันมาให้ความสำคัญต่อเชื้อเพลิงพลังงานทางเลือกซึ่งถือเป็นเชื้อเพลิงสะอาดที่ได้จากภาคเกษตรกรรมและธรรมชาติ อีกทั้งยังเป็นเชื้อเพลิงที่มีศักยภาพ ในขณะที่แนวโน้มการใช้พลังงานทางเลือกในการผลิตกระแสไฟฟ้าของโลกในยุคปัจจุบันเพิ่มสูงขึ้น รวมไปถึงการพัฒนาเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพเพื่อเพิ่มเสถียรภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้า ทำให้โรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานทางเลือกเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมากขึ้น ดังจะเห็นได้จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้มีการประมาณการการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลในปี พ.ศ. 2579 ที่ 5,570 MW ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 28.37 ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงพลังงานทดแทนทั้งหมดซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2557 (2,541.8 MW) ถึงร้อยละ 119.136

เนื่องจากปัญหาการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต VSPP ที่ราคาซื้อไฟฟ้าของมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder และ FiT มีราคาที่แตกต่างกันมาก ทำให้ความสามารถในการแข่งขันในแง่ราคาซื้อเพลิงของผู้ผลิตทั้งสองมีการเหลื่อมล้ำกัน เพื่อป้องกันปัญหาดังกล่าวที่อาจจะเกิดขึ้นกับผู้ผลิต SPP การศึกษานี้ได้ทำการศึกษาเพื่อหาราคาที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ในรูปแบบสัญญา Non-Firm อายุสัญญา 20 ปี ที่มีขนาดกำลังการผลิต 20 MW และมีการ COD เมื่อ มกราคม พ.ศ. 2553 ที่ต้องการเปลี่ยนมาตรการรับซื้อไฟฟ้ามาเป็นแบบ FiT ผู้ศึกษาได้ทำการสร้างแบบจำลองโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาราคาซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT สำหรับผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) รวมไปถึงการศึกษาความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP ประกอบกับการออกแบบสอบถามผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียเพื่อวิเคราะห์ข้อคิดเห็นในการกำหนดราคาซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ผ่านการวิเคราะห์ข้อมูล 2 รูปแบบ ประกอบด้วย 1) การวิเคราะห์เชิงพรรณนา (Descriptive Method) เพื่อให้ทราบถึงรายละเอียดทั่วไปของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP และ ข้อคิดเห็นใน

การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) ของผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสีย และ 2) การวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Quantitative Method) ผ่านการวิเคราะห์ราคาซื้อขายไฟฟ้า เพื่อสร้างแบบจำลองในการกำหนดราคาที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิต SPP โดยทฤษฎีที่ใช้ในการศึกษาประกอบด้วย ลักษณะของตลาดผูกขาด การกำหนดราคา ประเภทของต้นทุน และการวิเคราะห์ทางการเงิน เพื่อศึกษาลักษณะการกำหนดราคาค่าไฟฟ้ารวมถึงการวิเคราะห์ผลกระทบภายนอกเพื่อนำมาเป็นแนวทางในการสร้างแบบจำลองเพื่อให้ได้มาซึ่งราคาซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมของผู้ผลิต SPP

ผลการศึกษาความเป็นมาของนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP นั้นพบว่า การรับซื้อไฟฟ้าเริ่มมาจากการคิดราคาซื้อขายไฟฟ้าจากต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ของการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (Avoided Cost) เพื่อลดภาระการลงทุนของภาครัฐบาล โดยในช่วงแรกผู้ผลิต SPP มีการใช้ระบบ Cogeneration มาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า เพราะเทคโนโลยีเอื้อประโยชน์ต่อภาคอุตสาหกรรม ต่อมาเนื่องจากปริมาณวัตถุดิบที่เหลือใช้จากภาคการเกษตรมีมาก ประกอบกับภาครัฐมีแนวโน้มการสนับสนุนพลังงานทางเลือกในการผลิตกระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้น รัฐบาลจึงได้มีการกำหนดมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder เพื่อจูงใจผู้ประกอบการ และได้รับผลตอบแทนที่ดี จนเกินปริมาณกำลังไฟฟ้าที่รองรับได้ของระบบ แต่กระนั้นการกำหนดมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ทางภาครัฐมีการทบทวนและเล็งเห็นว่าเป็นการสนับสนุนที่ให้เงินสนับสนุนมากเกินไป และไม่สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงของการผลิตกระแสไฟฟ้า ทำให้ประชาชนต้องแบกรับภาระค่าไฟฟ้าที่สูงเกินควร ทำให้มีการพิจารณาราคาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP ใหม่เพื่อให้ได้ราคาซื้อขายไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนการผลิตของผู้ประกอบการมากที่สุด

ในการศึกษาครั้งนี้ผู้ศึกษาได้แบ่งกรณีศึกษาออกเป็น 3 กรณี คือ

กรณีที่ 1 ผลิตที่ Peak 20 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 81.67%)

กรณีที่ 2 ผลิตที่ Peak 18 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 76.25%)

กรณีที่ 3 ผลิตที่ Peak 16 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 70.83%)

ผลการศึกษาของทั้ง 3 กรณี แสดงในตารางที่ 5.1 ซึ่งจะเห็นว่าราคาซื้อขายไฟฟ้าที่คำนวณออกมาได้นั้นจะอยู่ในช่วง 3.9714 บาท/หน่วย ถึง 4.0292 บาท/หน่วย ผู้ศึกษาจึงเลือกใช้ราคาในช่วงดังกล่าว โดยได้กำหนดให้ราคาที่เหมาะสม อยู่ที่ 4.00 บาท/หน่วย ซึ่งเป็นราคาซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP ที่เปลี่ยนมาใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ณ มกราคม พ.ศ. 2560 และเหลืออายุสัญญาอีก 13 ปี ในขณะที่ผู้ผลิต SPP รายใหม่ที่ไม่เคยได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder จะได้รับราคาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ที่ราคา 4.15 บาท/หน่วย ณ มกราคม พ.ศ. 2560 ในส่วนของผู้ผลิต SPP ที่ไม่ประสงค์จะเปลี่ยนมาตรการรับซื้อไฟฟ้าและยังคงมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder จะได้รับราคาซื้อขายไฟฟ้าที่ 3.0798 บาท/หน่วย

ตารางที่ 5.1 ราคาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิต SPP ในมาตรการซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT

(หน่วย: บาท/หน่วย)

กรณี	อัตราคิดลด (Discount Rate)	ราคาค่าไฟ ณ มกราคม พ.ศ. 2560
1. ผลิตที่ Peak 20 MW Off-Peak 12 MW	ร้อยละ 4	4.0053
	ร้อยละ 6	3.9981
	ร้อยละ 8	3.9714
2. ผลิตที่ Peak 18 MW Off-Peak 12 MW	ร้อยละ 4	4.0253
	ร้อยละ 6	4.0024
	ร้อยละ 8	3.9765
3. ผลิตที่ Peak 16 MW Off-Peak 12 MW	ร้อยละ 4	4.0292
	ร้อยละ 6	4.0072
	ร้อยละ 8	4.0003

ที่มา: ผลการคำนวณจากผู้ศึกษา

ผลการวิเคราะห์ผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียในการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ของผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (แกลบและชานอ้อย) พบว่าผู้ออกนโยบายและผู้รับซื้อไฟฟ้าได้สังเกตเห็นถึงข้อดีของการเปลี่ยนมาตรการซื้อขายไฟฟ้าจาก Adder มาเป็น FIT เนื่องมาจากภาวะที่เกิดกับภาคประชาชนในส่วนของค่าไฟฟ้านั้นมีไม่มากและเป็นไปอย่างค่อยเป็นค่อยไป จึงมีเสถียรภาพของราคาซื้อขายไม่ผันผวนรุนแรง เมื่อเปรียบเทียบกับมาตรการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Adder อีกทั้งราคาซื้อขายไฟฟ้ายังสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงของผู้ผลิต SPP ได้ดีกว่ามาตรการแบบ Adder ทั้งนี้ทางผู้ออกนโยบายเห็นว่าควรที่จะปรับมาตรการซื้อขายไฟฟ้าให้เป็นไปในแบบเดียวกัน เนื่องจากเหตุผลทางด้านความเสถียรของราคาตั้งที่กล่าวมาข้างต้น อีกทั้งการมีมาตรการซื้อขายไฟฟ้าที่อ้างอิงดัชนีที่ใช้ปรับเพิ่มขึ้นของราคาซื้อขายไฟฟ้าเดียวกันจะช่วยป้องกันปัญหาการเหลื่อมล้ำของราคาซื้อขายไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นอีกในอนาคต แต่ทั้งนี้ในด้านความพร้อมของการเปลี่ยนมาตรการซื้อขายไฟฟ้านั้น ผู้ศึกษามองว่าทางผู้ออกนโยบายจำเป็นต้องให้ข้อมูลในการจัดการแบ่งเขตของโรงไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิง โดยขึ้นอยู่กับแหล่งเพาะปลูกของเชื้อเพลิง ทั้งนี้ ผู้ออกนโยบายจำเป็นต้องทำงานร่วมกับองค์กรทางภาคเกษตร เพื่อให้ข้อมูลมีความแม่นยำ และใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุด เพื่อที่ว่าจะทำให้การกำหนดนโยบาย

รวมไปถึงการคาดการณ์กำลังการผลิตมีความชัดเจน หากภาครัฐละเลยในภายภาคหน้าผู้ศึกษาเห็นว่า จะส่งผลกระทบต่อการแข่งขันเชิงเชื้อเพลิงในการผลิตไม่เพียงแต่ต่อผู้ผลิต SPP เท่านั้น แต่จะส่งผลกระทบต่อผู้ผลิต VSPP อีกด้วย

ในขณะที่ผู้ผลิต SPP มุ่งเน้นการสร้างกำไรและคำนึงถึงความปลอดภัยของธุรกิจ หากมีผู้ผลิต SPP รายใหม่ที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT ซึ่งจะมีความสามารถในการแข่งขันด้านเชื้อเพลิงสูงกว่าผู้ผลิต SPP ที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder ผู้ผลิต SPP จึงมีความต้องการให้ภาครัฐปรับขึ้นราคาส่วนเพิ่ม และขนาดเดียวกันจากความไม่แน่นอนของนโยบายรับซื้อไฟฟ้าของรัฐบาลทำให้ผู้ผลิต SPP มีความลังเลในการเปลี่ยนสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เพราะในปัจจุบันผู้ผลิตไฟฟ้าที่ถือสัญญาได้สิทธิ์การขายไฟฟ้าในกรอบที่ยอมดีกว่าการที่ไม่รู้ว่าในอนาคตจะได้รับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าต่อไปหรือไม่ หากเปลี่ยนมาใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT นอกจากจะเรียกร้องให้มีการปรับขึ้นอัตราส่วนเพิ่มแล้วผู้ผลิตไฟฟ้ายังคงจำเป็นต้องพัฒนากลยุทธ์ เทคนิค รวมไปถึงการนำเอาเทคโนโลยีมาประยุกต์ใช้กับโรงไฟฟ้าและเกษตรกรในพื้นที่ เพื่อที่จะเป็นการสร้างความมั่นใจแก่ผู้ผลิต SPP ว่าโรงไฟฟ้าของผู้ผลิต SPP นั้นจะมีเชื้อเพลิงที่มีประสิทธิภาพและเพียงพอในราคาที่ไม่สูงเกินไป เพื่อที่จะสามารถแข่งขันกับผู้ผลิต SPP ที่ได้รับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT ได้

5.2 ข้อเสนอแนะ

5.2.1 ข้อเสนอแนะสำหรับผู้กำหนดนโยบาย

ปัจจุบันสถานการณ์การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต SPP ยังไม่มีการรับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เนื่องจากความชัดเจนของมาตรการการสนับสนุนการจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบ FIT รัฐบาลควรมีความชัดเจนทั้งด้านรูปแบบในด้านการสนับสนุนและขั้นตอนในการรับซื้อไฟฟ้า รวมไปถึงความชัดเจนทางด้านการกำหนดราคาของ FIT ไม่ว่าจะเป็น FIT Fixed, FIT Variable และ FIT Premium เพื่อให้เกิดการแข่งขันอย่างเป็นธรรม โดยสามารถนำแบบจำลองของการศึกษานี้มาอ้างอิงเพื่อเป็นแนวทางในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมทั้งต่อผู้ผลิต SPP เองและผู้ผลิต VSPP ที่ได้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT อยู่ในปัจจุบัน จากการสัมภาษณ์ผู้บริหารในระดับกลางและนักวิเคราะห์ที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มีข้อเสนอแนะเพิ่มเติมจากการศึกษาว่า สนพ. จำเป็นต้องทำงานร่วมกับองค์กรที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการพลังงานทดแทน เช่น องค์กรทางภาคการเกษตร เพื่อสำรวจปริมาณทรัพยากรในแต่ละพื้นที่ เพื่อที่จะได้รับข้อมูลที่มีความถูกต้องและแม่นยำ ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากที่สุด อันจะทำให้การกำหนดนโยบาย การกำหนดเขตพื้นที่ในการสร้างโรงไฟฟ้าของแต่ละเชื้อเพลิง รวมไปถึงการคาดการณ์กำลังการผลิตมีความชัดเจน และเป็นการป้องกันปัญหาการเหลื่อมล้ำของราคาเชื้อเพลิง จนเกิดการแย่งชิงเชื้อเพลิง

ในการผลิตที่มีไม่เพียงพอ ไม่เฉพาะต่อผู้ผลิต SPP เท่านั้นแต่จะส่งผลกระทบต่อผู้ผลิต VSPP อีกด้วย ทั้งยังเป็นการบริหารพื้นที่อย่างมีประสิทธิภาพ

5.2.2 ข้อเสนอแนะสำหรับผู้ประกอบการ

การเปลี่ยนแปลงมาตรการรับซื้อไฟฟ้าของภาครัฐย่อมส่งผลกระทบต่อผู้ผลิต SPP ไม่ว่าจะเป็นผู้ผลิตรายเก่าที่ได้รับมาตรการรับซื้อแบบ Adder และผู้ผลิต SPP รายใหม่ที่ต้องการเข้ามามีบทบาทในการซื้อขายไฟฟ้ากับภาครัฐ

5.2.2.1 ผู้ประกอบการรายเก่าที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

จากการสัมภาษณ์ผู้ประกอบการ SPP มีข้อเสนอแนะว่า ผู้ประกอบการรายเก่าที่ได้รับมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder จำเป็นที่จะต้องพิจารณาถึงความสามารถในการได้มาของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า หากผู้ผลิต SPP เป็นแหล่งต้นน้ำของเชื้อเพลิง อาจไม่ได้รับผลกระทบมากนักเมื่อมีการผันผวนของราคาเชื้อเพลิง แต่กระนั้นผู้ผลิต SPP จำเป็นต้องคิดค้นหากลยุทธ์ที่จะทำให้สามารถผลิตเชื้อเพลิงให้ได้ตามความต้องการ เนื่องจากเชื้อเพลิงชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงที่ได้ตามฤดูกาลเพาะปลูก เมื่อใดมีความแห้งแล้ง ผลผลิตทางการเกษตรลดน้อยลง ส่งผลให้ผลผลิตไม่เป็นไปตามที่คาดหวังไว้ ผู้ผลิต SPP จำเป็นที่จะต้องซื้อเชื้อเพลิงจากภายนอก อาจส่งผลกระทบต่อต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นมาก ทำให้ธุรกิจได้รับความเสียหายได้ ในขณะที่เดียวกันผู้ผลิต SPP ที่ไม่มีแหล่งเชื้อเพลิงต้นน้ำเป็นของตนเอง จำเป็นต้องดำเนินกลยุทธ์การผูกสัมพันธ์ไมตรี เป็นพันธมิตรกับเกษตรกร เพื่อให้มั่นใจว่าจะมีปริมาณเชื้อเพลิงที่เพียงพอต่อความต้องการในการผลิตไฟฟ้า แต่อย่างไรก็ดีผู้ศึกษาเห็นควรให้ผู้ผลิต SPP เปลี่ยนมาตรการรับซื้อไฟฟ้าเป็นแบบ FIT หากภาครัฐเปิดโอกาสให้ผู้ผลิต SPP รายเดิมเปลี่ยนสัญญาารับซื้อไฟฟ้า เนื่องจากจะเป็นการลดการเหลื่อมล้ำทางด้านราคาเชื้อเพลิงระหว่างผู้ผลิต SPP รายเดิมกับผู้ผลิต SPP รายใหม่ ทำให้ผู้ผลิต SPP รายเดิมมีความสามารถในการแข่งขันด้านราคาเชื้อเพลิงสูงขึ้น นอกจากนี้การเปลี่ยนมาใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบเดียวกันจะลดความซับซ้อนของนโยบายการรับซื้อที่อ้างอิงตัวแปรที่ต่างกันหากยังคงใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder เดิมอยู่และลดภาระการแบกรับค่าไฟฟ้าของประชาชนอีกด้วย

5.2.2.2 ผู้ประกอบการรายใหม่

จากการสัมภาษณ์ผู้ประกอบการรายใหม่ที่ต้องการเข้ามาซื้อขายไฟฟ้ากับภาครัฐ เห็นว่าควรรอความชัดเจนของมาตรการการสนับสนุนการจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งด้านรูปแบบในการสนับสนุนและขั้นตอนในการรับซื้อไฟฟ้า รวมไปถึงความชัดเจนทางด้านการกำหนดราคาของ FIT ไม่ว่าจะเป็น FIT Fixed, FIT Variable และ FIT Premium หากมีการกำหนดนโยบายตามแนวทางใน

แบบจำลองของการศึกษานี้ ผู้ประกอบการรายใหม่จะได้เปรียบผู้ประกอบการรายเก่าในการแข่งขันด้านราคาซื้อเพลิง ในขณะที่เดียวกันผู้ผลิต SPP รายใหม่จำเป็นต้องทำการสำรวจแหล่งของซื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า เพื่อที่จะเป็นการเตรียมพร้อมในด้านการจัดหาซื้อเพลิง และสามารถยื่นคำร้องขอเสนอขายไฟฟ้ากับ กพผ. ได้ทันทีเมื่อมีการเปิดรับซื้อไฟฟ้า

5.2.3 ข้อเสนอแนะในการศึกษาครั้งต่อไป

การศึกษานี้ได้ทำการศึกษาโดยเลือกใช้ผู้ผลิต SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและชานอ้อย ทำการ COD เดือน มกราคม พ.ศ. 2553 มีอายุสัญญา 20 ปี ได้รับสัญญารับซื้อไฟฟ้าแบบ Non-Firm มีขนาดกำลังการผลิต 20 MW ซึ่งเป็นเพียงขนาดของโรงไฟฟ้าขนาดหนึ่งเท่านั้น ดังนั้นการศึกษาในครั้งถัดไปควรเพิ่มเติมการศึกษาโดยการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขต่างๆ ให้หลากหลายและครอบคลุมมากยิ่งขึ้น ไม่ว่าจะเป็น การกำหนดวัน COD หรือ การเลือกขนาดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าวรรวมไปถึงหลักการคิด FIT Virtual ที่เลือกใช้วิธีการที่ซับซ้อนขึ้น เช่น การคำนวณผ่านแบบจำลองทางเศรษฐมิติ หรือการคำนึงถึงตัวแปรที่หลากหลายที่ใช้ในการวิเคราะห์ อาทิ ค่าใช้จ่ายด้านภาษี หรือพลังงานที่สูญเสียในสายส่ง ในการคำนวณราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสม อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขดังกล่าวย่อมทำให้ปัจจัยในการคำนวณเปลี่ยนแปลงไปไม่ว่าจะเป็นระยะเวลาในการคิดคำนวณอัตราส่วนเพิ่ม Plant Factor ที่มีขนาดใหญ่ขึ้นซึ่งก่อให้เกิดการประหยัดต่อขนาด หรือ Economies of Scale ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมของผู้ผลิต SPP ดังนั้นการคัดเลือกปัจจัยในการคำนวณจำเป็นต้องวิเคราะห์ข้อมูลที่หลากหลายทั้งทางด้านขนาดของโรงไฟฟ้า วันที่ทำการ COD รวมไปถึงหลักการคิด FIT Virtual ด้วย

รายการอ้างอิง

หนังสือและบทความในหนังสือ

- กัญญา นวลแข และคณะ. (2528). *ต้นทุน: แนวคิดการประยุกต์*. กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- จิรัถม์ ศรีรัตนบัลล์ และวัลย์พร พัทธนฤมล. (2545). *หลักเศรษฐศาสตร์และเศรษฐศาสตร์สาธารณสุข*. นนทบุรี: มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมมาธิราช.
- จิรัตน์ สังข์แก้ว. (2543). *การลงทุน*. กรุงเทพฯ: โรงพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.
- ดวงมณี โกมารทัต. (2543). *การบัญชีต้นทุน 2*. กรุงเทพฯ: แมคกรอ-ฮิล อินเทอร์เน็ตเนชั่นแนลเอ็นเตอร์ไพรส์สิงคโปร์.
- เดช กาญจนางกูร. (2539). *จุลเศรษฐศาสตร์เบื้องต้น*. โครงการตำรามหาวิทยาลัยเชียงใหม่: สำนักพิมพ์โอเดียนสโตร์.
- ธนวรรณ แสงสุวรรณ. *ปัจจัยในการกำหนดราคา*. กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- นราทิพย์ ชูติวงศ์. (2539). *ทฤษฎีเศรษฐศาสตร์จุลภาค*. (พิมพ์ครั้งที่ 3, ฉบับปรับปรุง). กรุงเทพฯ: โรงพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- เบญจมาศ อภิสัทธีภิญโญ และคณะ. (2550). *การบัญชีขั้นต้น 1 (Principle of accounting)*. กรุงเทพฯ: โอเดียนซอฟต์แวร์เทคโนโลยี.
- เบญจวรรณ รัชชสุธี. (2543). *การเงินธุรกิจ*. กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.
- ประยงค์ มีชัย. (2556). *หลักเศรษฐศาสตร์*. เชียงใหม่: สำนักพิมพ์พรพิพัฒน์.
- ประสิทธิ์ ตงยั้งศิริ. (2540). *การวิเคราะห์และประเมินโครงการ*. (พิมพ์ครั้งที่ 7). กรุงเทพมหานคร: โครงการ ส่งเสริมเอกสารทางวิชาการ สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์.
- ภราดร ปรีดาศักดิ์. (2556). *หลักเศรษฐศาสตร์จุลภาค*. (พิมพ์ครั้งที่ 4). กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.
- ภราดร ปรีดาศักดิ์. (2547). *ความล้มเหลวของตลาดอันเนื่องมาจากผลกระทบภายนอกและสินค้าสาธารณะ*. กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.
- เยาวเรศ ทับพันธุ์. (2551). *การประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์*. กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

- วรรณิ จิเจริญ. (2534). *เศรษฐศาสตร์จุลภาค 3 (MICROECONOMICS 3)*. (พิมพ์ครั้งที่ 2). กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยรามคำแหง.
- วรัญญา ภัทรสุข. (2550). *เศรษฐศาสตร์ 1 (หลักเศรษฐศาสตร์จุลภาค)*. (พิมพ์ครั้งที่ 2). กรุงเทพฯ: โรงพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- สาคร กล้าหาญ. (2550). *การบัญชีเพื่อการจัดการ*. ลพบุรี: ม.ป.พ.
- เสถียร ศรีบุญเรือง. (2542). *การวางแผนและประเมินโครงการ*. เชียงใหม่: นพบุรีการพิมพ์.

บทความวารสาร

- การวิเคราะห์ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ ในการรับการบำบัดรักษาผู้ติดยาเสพติด ณ สถาบันธัญญารักษ์. (2553). กรุงเทพฯ: สำนักเศรษฐศาสตร์และนโยบาย สาธารณะ. มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ.

วิทยานิพนธ์

- กิตติญา กฤติยรังสิต. (2554). *การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี, คณะวิศวกรรมศาสตร์.
- กุลธิดา เดชโยธิน. (2539). *ปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อการกำหนดราคาคราดยนต์ในประเทศไทย*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต). จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, คณะเศรษฐศาสตร์.
- ชัชวาล สุวรรณเสวี. (2543). *การวิเคราะห์ต้นทุน-ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการโรงเรียนนวดแผนโบราณในจังหวัดเชียงใหม่*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, คณะเศรษฐศาสตร์.
- ธนโชค โลกเศกกระวี. (2557). *การศึกษาตัวแบบกำหนดราคาหลักทรัพย์เชิงพฤติกรรมในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย*. (สารนิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะพาณิชยศาสตร์และการบัญชี.
- ธารทอง ไตรนรพงศ์. (2524). *การตั้งราคาลินค้าสาธารณูปโภค: กรณีศึกษาวิสาหกิจพลังไฟฟ้า*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์.
- ธีรยุทธ อังกรนาค. (2546). *การตั้งราคาน้ำประปาของการประปาล้วนภูมิภาค: กรณีศึกษาการประปาชุมพร*. (ภาคนิพนธ์มหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต, คณะเศรษฐศาสตร์, สาขาเศรษฐศาสตร์การเงินการคลัง.

- พัฒนา เทวณิพนธ์. (2550). *กลยุทธ์การตั้งราคาของธุรกิจฟิตเนส*. (สารนิพนธ์ปริญญา
มหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์. สาขาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ
- พิชยดา จีรวรรษวงศ์. (2556). *การศึกษาต้นทุนในการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในบ้านที่อยู่
อาศัย*. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต,
คณะวิศวกรรมศาสตร์.
- สมชาย ทรัพย์สินโอฬาร. (2552). *การศึกษาความเป็นไปในโครงการลงทุนสร้างห้องชุดให้เช่าในเขต
บางแคกรุงเทพมหานคร*. (สารนิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยเชียงใหม่,
คณะบริหารธุรกิจ.
- สุวิมล ชุติจิรินาท. (2540). *ปัจจัยที่มีผลต่อดัชนีราคาหลักทรัพย์ไทย*.
(วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์.
- หนึ่งฤทัย สุขยิ่ง. (2546). *การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในการกำหนดราคาน้ำประปา: กรณีศึกษา
การประปานครหลวง*. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต,
คณะเศรษฐศาสตร์, สาขาเศรษฐศาสตร์การเงินการคลัง.
- อนุพงษ์ ธารสาร. (2555). *การจำลองโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบกระจายและการหาตำแหน่งติดตั้งที่
เหมาะสม*. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต). มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี,
คณะวิศวกรรมศาสตร์.

สื่ออิเล็กทรอนิกส์

- การไฟฟ้านครหลวง. (2558). *โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2558*. สืบค้นเมื่อ 1 พฤษภาคม 2559,
จาก <http://www.mea.or.th/profile/index.php?l=th&tid=3&mid=2991&pid=2989>
- การไฟฟ้านครหลวง. (2558). *การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับ VSPP*.
สืบค้นเมื่อ 14 กรกฎาคม 2559, จาก
http://www.mea.or.th/upload/download/file_3f4b3bc56d33f81dc00e6640afbc6a42.pdf
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (ม.ป.ป.). *โรงไฟฟ้ายังมีประสิทธิภาพสูง ยิ่งช่วยลดโลกร้อน*.
สืบค้นเมื่อ 1 พฤษภาคม 2559, จาก
http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=359:article-effective-generator-saving-world&catid=38:public-articles

- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2558). *สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตพลังงานไฟฟ้าในระบบของ กฟผ. ปี 2558*. สืบค้นเมื่อ 24 เมษายน 2559, จาก http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=579&temid=116
- กองการไฟฟ้า. (ม.ป.ป.). *การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า*. สืบค้นเมื่อ 4 มกราคม 2554, จาก <http://www2.eppo.go.th/power/struct/pwc-Tpaper1.html>
- คมชัดลึกออนไลน์. (2557). *นโยบายรับซื้อไฟฟ้าชัดเจน ปลดล็อกพลังงานทดแทน*. สืบค้นเมื่อ 5 เมษายน 2559, จาก <http://www.komchadluek.net/detail/20141010/193663.html>
- มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์. (2547). *คู่มือการวิเคราะห์โครงการลงทุนตามหลักสูตร John Deutsch International Executive Program Queen's University, Canada*. สืบค้นเมื่อ 5 เมษายน 2559, จาก <http://library.dip.go.th/multim4/eb/EB%2026%20%E0%B8%A2471.pdf>
- ชาติชาย ฝั่งทองดี. (2551). *รูปแบบของโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม (Co-generation plant)*. สืบค้นเมื่อ 22 เมษายน 2559, จาก <https://www.gotoknow.org/posts/183558>
- ธนาคารแห่งประเทศไทย. (2559). *เครื่องชี้เศรษฐกิจมหภาคของไทย*. สืบค้นเมื่อ 14 กรกฎาคม 2559, จาก <http://www2.bot.or.th/statistics/ReportPage.aspx?reportID=409>
- ธนาคารแห่งประเทศไทย. (ม.ป.ป.). *นโยบายการเงิน*. สืบค้นเมื่อ 14 กรกฎาคม 2559, จาก <https://www.bot.or.th/Thai/Pages/default.aspx>
- นิภาพันธุ์ พูนเสถียรทรัพย์. (2558). *มูลค่าของเงินตามเวลา*. สืบค้นเมื่อ 29 สิงหาคม 2559, จาก <https://nipapuntalk.wordpress.com/2015/08/29/มูลค่าของเงินตามเวลา-time-value-of-mon/>
- นิรันดร์ นีวันเปีย และกนกวรรณ ทัพพา. (2551). *ค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money)*. สืบค้นเมื่อ 14 กรกฎาคม 2559, จาก <http://mis48-bf.exteen.com/20080916/6-time-value-of-money>
- บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน). (2555). *การเติบโตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในไทย*. สืบค้นเมื่อ 1 พ.ค. 2559, จาก http://www.egco.com/th/energy_knowledge_solar10.asp
- ประชาชาติธุรกิจ. (2558). *หมดยุค "โรงไฟฟ้าชีวมวล" เจ้าของแห่ชายฝั่ง*. สืบค้นเมื่อ 8 กรกฎาคม 2559, จาก http://m.prachachat.net/news_detail.php?newsid=1441694290

- ฝ่ายบริหารและแผนงานด้านการใช้ไฟฟ้า. (ม.ป.ป.). *แนวคิด DSM (Demand-Side Management)*. สืบค้นเมื่อ 8 กรกฎาคม 2559, จาก http://www.dsm.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=26&Itemid=165
- พัชรินทร์ ไตรรัตน์รุ่งเรือง. *การวิเคราะห์การลงทุน*. สืบค้นเมื่อ 2 พฤษภาคม 2559, จาก http://www.thaieei.com/edp/files/05_วิเคราะห์การลงทุน.1.pdf
- พิยาพร ทัพชัย. (2554). *ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับ "กำลังไฟฟ้า"*. สืบค้นเมื่อ 22 เมษายน 2559, จาก <https://www.gotoknow.org/posts/464884>
- มหาวิทยาลัยราชภัฏสวนสุนันทา. (ม.ป.ป.). *การวิเคราะห์และประเมินโครงการทางการเงิน*. สืบค้นเมื่อวันที่ 15 เมษายน 2559, จาก http://www.teacher.ssru.ac.th/vithaya_in/file.php/1/pdf/_pdf
- มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (มฟส.). (2559). *ราคาชีวมวล*. สืบค้นเมื่อ 3 พฤษภาคม 2559, จาก <http://www.efc.or.th/efc-book.php?task=25>
- ศูนย์สื่อการสอนทางอิเล็กทรอนิกส์. (ม.ป.ป.). *ตลาดผูกขาด*. สืบค้นเมื่อ 24 กรกฎาคม 2559, จาก <http://e-book.ram.edu/e-book/e/EC311/chapter6.pdf>
- สังวร รัตกระโทก. (ม.ป.ป.). *โครงการและการวิเคราะห์โครงการ*. สืบค้นเมื่อ 28 เมษายน 2559, จาก http://rlc.nrct.go.th/ewt_dl.php?nid=1293
- สำนักงานบริหารอ้อยและน้ำตาลทราย. (2559). *ราคาน้ำตาลตลาดโลก*. สืบค้นเมื่อ 3 พฤษภาคม 2559, จาก <http://www.sugarzone.in.th/>
- สำนักดัชนีเศรษฐกิจการค้า. (2559). *ดัชนีราคาและภาวะเงินเฟ้อ*. สืบค้นเมื่อ 13 กรกฎาคม 2559, จาก <http://www.price.moc.go.th/Default5.aspx>
- สำนักดัชนีเศรษฐกิจการค้า. (ม.ป.ป.). *ดัชนีราคาผู้บริโภค*. สืบค้นเมื่อ 14 กรกฎาคม 2559, จาก http://www.price.moc.go.th/price/cpi/handbook/book_cpi_base_45.html
- สำนักนโยบายและแผนพลังงาน. (2558). *มาตรการรับซื้อไฟฟ้า FiT*. สืบค้นเมื่อ 3 พฤษภาคม 2559, จาก http://www.eppo.go.th/power/fit-seminar/FiT_2558.pdf
- สำนักนโยบายและแผนพลังงาน. (2558). *แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า*. สืบค้นเมื่อ 1 พฤษภาคม 2559, จาก <http://www.eppo.go.th/power/PDP2015/PDP2015.pdf>
- สำนักนโยบายและแผนพลังงาน. (ม.ป.ป.). *พลังงานไฟฟ้า*. สืบค้นเมื่อ 20 เมษายน 2559, จาก [http://www.eppo.go.th/power/powerN/PICP/File/\(13\).pdf](http://www.eppo.go.th/power/powerN/PICP/File/(13).pdf)

- สำนักนโยบายและแผนพลังงาน. (ม.ป.ป.). *การคิดราคาค่าไฟฟ้า*. สืบค้นเมื่อ 20 เมษายน 2559, จาก <http://www.eppo.go.th/power/pw-ElecPriv-T-02.html>
- สำนักนโยบายและแผนพลังงาน. (2554). *โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก*. สืบค้นเมื่อ 20 เมษายน 2559, จาก <http://www.eppo.go.th/power/vspp/vspp.html>
- สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง. (ม.ป.ป.). *การประหยัดต่อขนาด (Economies of Scale)*. สืบค้นเมื่อ 12 กรกฎาคม 2559, จาก <http://www.fpo.go.th/S-I/Source/ECO/ECO71.pdf>
- แหล่งความรู้ไฟฟ้าอิเล็กทรอนิกส์. (ม.ป.ป.). *ไฟฟ้ากำลัง*. สืบค้นเมื่อ 22 เมษายน 2559, จาก <http://www.kroo-suchat.com/index.php/2011-09-12-05-15-20/2011-09-24-08-30-07> Bureau of Justice Assistance U.S. Department of Justice. (2014). Cost-Benefit Analysis and Justice Policy Toolkit. Retrieved Apr 15, 2016
- อนุรักษ์ ทองสุโขวงศ์. (ม.ป.ป.). *การตัดสินใจเพื่อการลงทุน*. สืบค้นเมื่อ 2 พฤษภาคม 2559, จาก http://home.kku.ac.th/anuton/3526301/Doc_04.pdf
- Energy Saving. (2552). *อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU*. สืบค้นเมื่อ 14 กรกฎาคม 2559, จาก <http://love-energysavings.blogspot.com/2009/12/tou.html>
- My Green Gardens. (2556). *การอ้อยใช้ทำประโยชน์อะไรได้บ้าง*. สืบค้นเมื่อ 3 พฤษภาคม 2559, จาก <http://www.mygreengardens.com/tag/การอ้อย>
- TerraBKK คลังความรู้. (2557). *Financial Ration 6*. สืบค้นเมื่อ 3 พฤษภาคม 2559, จาก <http://terrabbk.com/news/financial-ratio-6-payback-period-pb-นานเท่าไร-กว่า>
กา
- Trade Economics. (2016). *Thailand Inflation Rate Search on 14 July 2015*. Available on <http://www.tradingeconomics.com/thailand/inflation-cpi>

ภาคผนวก



ภาคผนวก ก

การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Adder

ตารางที่ ก.1 จำนวนชั่วโมง Peak และ Off-Peak (หน่วย: ชั่วโมง)

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.		ก.พ.		มี.ค.		เม.ย.		พ.ค.		มิ.ย.	
	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR
2560	260	484										
2559	260	484	260	436	299	445	221	499	221	499	286	434
2558	260	484	260	412	273	471	234	486	247	497	273	447
2557	286	458	247	425	273	471	234	486	234	510	273	447
2556	286	458	247	425	273	471	273	447	273	471	260	460
2555	273	471	273	423	273	471	221	499	286	458	260	460
2554	260	484	247	425	299	445	221	499	234	510	286	434
2553	260	484	260	412	286	458	221	499	234	510	286	434

ตารางที่ ก.1 จำนวนชั่วโมง Peak และ Off-Peak (หน่วย: ชั่วโมง) (ต่อ)

ปี (พ.ศ.)	ก.ค.		ส.ค.		ก.ย.		ต.ค.		พ.ย.		ธ.ค.	
	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR
2560												
2559	221	523	286	458	286	434	260	484	286	434	260	484
2558	286	458	260	484	286	434	273	471	273	447	260	484
2557	260	484	247	497	286	434	286	458	260	460	260	484
2556	273	471	260	484	273	447	286	458	273	447	247	497
2555	286	458	273	471	260	460	286	458	286	434	234	510
2554	247	497	286	458	286	434	221	523	286	434	260	484
2553	260	484	260	484	286	434	260	484	286	434	260	484

ตารางที่ ก.2 ค่าไฟฟ้าผันแปรเฉลี่ย (หน่วย: บาท/หน่วย)

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2560	-0.1591											
2559	-0.1590	-0.1590	-0.1590	-0.1591	-0.1591	-0.1591	-0.1591	-0.1591	-0.1591	-0.1591	-0.1591	-0.1591
2558	0.4087	0.4100	0.4099	0.4102	0.3128	0.3128	0.3128	0.3121	0.2495	0.2489	-0.1082	-0.1082
2557	0.4830	0.4836	0.4838	0.4844	0.5666	0.5663	0.5659	0.5654	0.5057	0.5052	0.5058	0.5049
2556	0.4062	0.4066	0.4064	0.4063	0.3903	0.3897	0.3896	0.3896	0.4431	0.4434	0.4433	0.4420
2555	-0.0167	-0.0293	-0.0292	-0.0293	-0.0050	0.2678	0.2675	0.2802	0.3990	0.3993	0.3993	0.3994
2554	0.8668	0.8668	0.8668	0.8668	0.9490	0.9490	-0.0572	-0.0572	-0.0461	-0.0460	-0.0459	-0.0461
2553	0.9147	0.9148	0.9148	0.9147	0.9156	0.9157	0.9157	0.9157	0.9158	0.9158	0.9158	0.9158

ตารางที่ ก.3 ค่าไฟฟ้าฐาน (หน่วย: บาท/หน่วย)

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.		ก.พ.		มี.ค.		เม.ย.		พ.ค.		มิ.ย.	
	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR
2560	4.2243	2.3567										
2559	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567
2558	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424
2557	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424
2556	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424
2555	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424
2554	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154
2553	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154

ตารางที่ ก.3 ค่าไฟฟ้าฐาน (หน่วย: บาท/หน่วย) (ต่อ)

ปี (พ.ศ.)	ก.ค.		ส.ค.		ก.ย.		ต.ค.		พ.ย.		ธ.ค.	
	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR
2560												
2559	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567
2558	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	4.2243	2.3567	4.2243	2.3567
2557	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424
2556	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424
2555	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424
2554	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424	3.8548	2.0424
2553	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154	2.9278	1.1154

ตารางที่ ก.4 ค่าไฟฟ้าสุทธิที่เรียกเก็บ รวมส่วนเพิ่มที่ 0.30 บาท/หน่วย (หน่วย: บาท/หน่วย)

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.		ก.พ.		มี.ค.		เม.ย.		พ.ค.		มิ.ย.	
	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR
2560	4.3652	2.4976										
2559	4.3653	2.4977	4.3653	2.4977	4.3653	2.4977	4.3652	2.4976	4.3652	2.4976	4.3652	2.4976
2558	4.5635	2.7511	4.5648	2.7524	4.5647	2.7523	4.5650	2.7526	4.4676	2.6552	4.4676	2.6552
2557	4.6378	2.8254	4.6384	2.8260	4.6386	2.8262	4.6392	2.8268	4.7214	2.9090	4.7211	2.9087
2556	4.5610	2.7486	4.5614	2.7490	4.5612	2.7488	4.5611	2.7487	4.5451	2.7327	4.5445	2.7321
2555	4.1381	2.3257	4.1255	2.3131	4.1256	2.3132	4.1255	2.3131	4.1498	2.3374	4.4226	2.6102
2554	4.0946	2.2822	4.0946	2.2822	4.0946	2.2822	4.0946	2.2822	4.1768	2.3644	4.1768	2.3311
2553	4.1425	2.3301	4.1426	2.3302	4.1426	2.3302	4.1425	2.3301	4.1434	2.3310	4.1435	2.3311

ตารางที่ ก.4 ค่าไฟฟ้าสุทธิที่เรียกเก็บ รวมส่วนเพิ่มที่ 0.30 บาท/หน่วย (หน่วย: บาท/หน่วย) (ต่อ)

ปี (พ.ศ.)	ก.ค.		ส.ค.		ก.ย.		ต.ค.		พ.ย.		ธ.ค.	
	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR	Peak HR	Off-Peak HR
2560												
2559	4.3652	2.4976	4.3652	2.4976	4.3652	2.4976	4.3652	2.4976	4.3652	2.4976	4.3652	2.4976
2558	4.4676	2.6552	4.4669	2.6545	4.4043	2.5919	4.4037	2.5913	4.4161	2.5485	4.4161	2.5485
2557	4.7207	2.9083	4.7202	2.9078	4.6605	2.8481	4.6600	2.8476	4.6606	2.8482	4.6597	2.8473
2556	4.5444	2.7320	4.5444	2.7320	4.5979	2.7855	4.5982	2.7858	4.5981	2.7857	4.5968	2.7844
2555	4.4223	2.6099	4.4350	2.6226	4.5538	2.7414	4.5541	2.7417	4.5541	2.7417	4.5542	2.7418
2554	4.0976	2.2852	4.0976	2.2852	4.1087	2.2963	4.1088	2.2964	4.1089	2.2965	4.1087	2.2963
2553	4.1435	2.3311	4.1435	2.3311	4.1436	2.3312	4.1436	2.3312	4.1436	2.3312	4.1436	2.3312

ตารางที่ ก.5 รายรับ SPP มาตรการ Adder กรณีที่ 1 Peak 20 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 81.67%) (หน่วย: บาท/หน่วย)


ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2560	3.0798											
2559	3.3799	3.4286	3.4843	3.2907	3.2907	3.4752	3.2694	3.4500	3.4752	3.3798	3.4752	3.3798
2558	3.6072	3.6815	3.6428	3.5595	3.4763	3.5694	3.5795	3.5106	3.5406	3.4818	3.4906	3.4307
2557	3.7497	3.7178	3.7167	3.6337	3.6944	3.8229	3.7644	3.7289	3.7968	3.7719	3.7273	3.7034
2556	3.6729	3.6408	3.6393	3.6629	3.6232	3.6112	3.6225	3.5881	3.6997	3.7101	3.6999	3.6055
2555	3.2162	3.2523	3.2037	3.0828	3.2617	3.4893	3.5342	3.5131	3.6205	3.6660	3.6904	3.5272
2554	3.1383	3.1740	3.2396	3.0519	3.1498	3.2972	3.1063	3.2095	3.2450	3.0454	3.2452	3.1524
2553	3.1862	3.2593	3.2545	3.0998	3.1164	3.2798	3.1872	3.1872	3.2799	3.1873	3.2799	3.1873

ตารางที่ ก.6 รายรับ SPP มาตรการ Adder กรณีที่ 2 Peak 18 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 76.25%) (หน่วย: บาท/หน่วย)

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2560	3.0310											
2559	3.3311	3.3795	3.4352	3.2431	3.2431	3.4260	3.2221	3.4009	3.4260	3.3310	3.4260	3.3310
2558	3.5598	3.6337	3.5952	3.5126	3.4293	3.5217	3.5318	3.4632	3.4928	3.4342	3.4414	3.3819
2557	3.7020	3.6701	3.6691	3.5868	3.6479	3.7752	3.7170	3.6819	3.7490	3.7242	3.6798	3.6560
2556	3.6252	3.5931	3.5917	3.6152	3.5756	3.5637	3.5749	3.5407	3.6520	3.6624	3.6522	3.5585
2555	3.1686	3.2046	3.1561	3.0365	3.2140	3.4418	3.4865	3.4655	3.5730	3.6183	3.6426	3.4807
2554	3.0909	3.1263	3.1919	3.0056	3.1033	3.2486	3.0593	3.1618	3.1972	2.9995	3.1974	3.1050
2553	3.1388	3.2115	3.2068	3.0535	3.0699	3.2320	3.1398	3.1398	3.2321	3.1399	3.2321	3.1399

ตารางที่ ก.7 รายรับ SPP มาตรการ Adder กรณีที่ 3 Peak 16 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 70.83%) (หน่วย: บาท/หน่วย)

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2560	2.9770											
2559	3.2771	3.3249	3.3802	3.1910	3.1910	3.3711	3.1706	3.3461	3.3711	3.2770	3.3711	3.2770
2558	3.5075	3.5806	3.5424	3.4612	3.3775	3.4687	3.4786	3.4109	3.4396	3.3814	3.3867	3.3279
2557	3.6488	3.6173	3.6163	3.5354	3.5969	3.7222	3.6647	3.6301	3.6958	3.6710	3.6271	3.6037
2556	3.5720	3.5403	3.5389	3.5622	3.5228	3.5110	3.5221	3.4884	3.5990	3.6092	3.5992	3.5067
2555	3.1158	3.1514	3.1033	2.9860	3.1608	3.3891	3.4333	3.4127	3.5203	3.5651	3.5894	3.4297
2554	3.0386	3.0735	3.1386	2.9551	3.0523	3.1943	3.0075	3.1086	3.1440	2.9495	3.1442	3.0527
2553	3.0865	3.1584	3.1536	3.0030	3.0189	3.1788	3.0875	3.0875	3.1789	3.0876	3.1789	3.0876



ภาคผนวก ข
การคำนวณรายรับของผู้ผลิต SPP ในมาตรการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT
(FiT Virtual)

ตารางที่ ข.1 ดัชนีราคาและร้อยละการเปลี่ยนแปลงอัตราเงินเพื่อพื้นฐาน

ปี (พ.ศ.)	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559
ดัชนีราคา	96.8	97.69	100	102.1	103.12	104.76	105.86	106.38
ร้อยละของการเปลี่ยนแปลง อัตราเงินเพื่อพื้นฐาน		0.9194	3.3058	5.4752	6.5289	8.2231	9.3595	9.8967

ตารางที่ ข.2 รายรับ SPP มาตรการ FiT (Fit Virtual) กรณีที่ 1 Peak 20 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 81.67%)

ราคาค่าไฟฟ้าฐาน ธันวาคม พ.ศ. 2552							
		Peak		Off-Peak			
จำนวนชั่วโมง (หน่วย : ชั่วโมง)		260		484			
ค่าไฟฟ้าฐาน (หน่วย : บาท/หน่วย)		2.8408		1.2246			
ft ขายส่งเฉลี่ย (หน่วย : บาท/หน่วย)		0.9206					
ค่าไฟฟ้าฐานรวมค่า ft (หน่วย : บาท/หน่วย)		3.7614		2.1452			
รายรับ SPP มาตรการ FiT (Fit Virtual) กรณี 1							
ราคาค่าไฟฟ้า ณ ธันวาคม พ.ศ. 2552		2.9087 บาท/หน่วย					
ส่วนที่ปรับเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเพื่อคิดเป็นร้อยละ 40 ของราคา ณ ธันวาคม พ.ศ. 2552							
ร้อยละ 40		1.1635 บาท/หน่วย					
ร้อยละ 60		1.7452 บาท/หน่วย					
ร้อยละของการเปลี่ยนแปลงอัตราเงินเพื่อตามตารางที่ ข.1							
FiT Premium		0.30 บาท/หน่วย					
ปี (พ.ศ.)	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559
รายรับสุทธิ (บาท/หน่วย)	3.2194	3.2471	3.2724	3.2846	3.3043	3.3176	3.3238

ตารางที่ ข.3 รายรับ SPP มาตรการ FIT (Fit Virtual) กรณีที่ 2 Peak 18 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 76.25%)

ราคาค่าไฟฟ้าฐาน ธันวาคม พ.ศ. 2552							
				Peak	Off-Peak		
จำนวนชั่วโมง (หน่วย : ชั่วโมง)				260	484		
ค่าไฟฟ้าฐาน (หน่วย : บาท/หน่วย)				2.8408	1.2246		
ft ขายส่งเฉลี่ย (หน่วย : บาท/หน่วย)				0.9206			
ค่าไฟฟ้าฐานรวมค่า ft (หน่วย : บาท/หน่วย)				3.7614	2.1452		
รายรับ SPP มาตรการ FIT (Fit Virtual) กรณี 2							
ราคาค่าไฟฟ้า ณ ธันวาคม พ.ศ. 2552				2.8664 บาท/หน่วย			
ส่วนที่ปรับเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อคิดเป็นร้อยละ 40 ของราคา ณ ธันวาคม พ.ศ. 2552							
ร้อยละ 40				1.1466 บาท/หน่วย			
ร้อยละ 60				1.7198 บาท/หน่วย			
ร้อยละของการเปลี่ยนแปลงอัตราเงินเฟ้อตามตารางที่ ข.1							
FIT Premium				0.30 บาท/หน่วย			
ปี (พ.ศ.)	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559
รายรับสุทธิ (บาท/หน่วย)	3.1769	3.2043	3.2292	3.2412	3.2607	3.2737	3.2799

ตารางที่ ข.4 รายรับ SPP มาตรการ FiT (Fit Virtual) กรณีที่ 3 Peak 16 MW และ Off-Peak 12 MW (Plant Factor = 70.83%)

ราคาค่าไฟฟ้าฐาน ธันวาคม พ.ศ. 2552								
				Peak	Off-Peak			
จำนวนชั่วโมง (หน่วย : ชั่วโมง)				260	484			
ค่าไฟฟ้าฐาน (หน่วย : บาท/หน่วย)				2.8408	1.2246			
ft ขายส่งเฉลี่ย (หน่วย : บาท/หน่วย)				0.9206				
ค่าไฟฟ้าฐานรวมค่า ft (หน่วย : บาท/หน่วย)				3.7614	2.1452			
รายรับ SPP มาตรการ FiT (FiT Virtual) กรณี 3								
ราคาค่าไฟฟ้า ณ ธันวาคม พ.ศ. 2552				2.8197 บาท/หน่วย				
ส่วนที่ปรับเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเพื่อคิดเป็นร้อยละ 40 ของราคา ณ ธันวาคม พ.ศ. 2552								
ร้อยละ 40				1.1279บาท/หน่วย				
ร้อยละ 60				1.6918 บาท/หน่วย				
ร้อยละของการเปลี่ยนแปลงอัตราเงินเพื่อตามตารางที่ ข.1								
FiT Premium				0.30 บาท/หน่วย				
ปี (พ.ศ.)	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	
รายรับสุทธิ (บาท/หน่วย)	3.1301	3.157	3.1815	3.1933	3.2124	3.2253	3.2313	



ภาคผนวก ค

การคำนวณผลต่างของผลประโยชน์ที่ผู้ผลิต SPP ได้รับ

ตารางที่ ค.1 ผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 1 Peak 20 MW และ Off-Peak 12 MW
(Plant Factor = 81.67%)

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0561	0.1048	0.1605	-0.0331	-0.0331	0.1513	-0.0544	0.1262	0.1513	0.0560	0.1513	0.0560
2558	0.2897	0.3639	0.3253	0.2419	0.1587	0.2519	0.2619	0.1931	0.2230	0.1643	0.1730	0.1132
2557	0.4454	0.4134	0.4124	0.3294	0.3900	0.5186	0.4601	0.4246	0.4924	0.4676	0.4230	0.3991
2556	0.3883	0.3561	0.3547	0.3783	0.3386	0.3266	0.3379	0.3035	0.4151	0.4255	0.4153	0.3209
2555	-0.0561	-0.0200	-0.0686	-0.1896	-0.0107	0.2170	0.2618	0.2408	0.3482	0.3936	0.4180	0.2548
2554	-0.1088	-0.0732	-0.0075	-0.1953	-0.0974	0.0501	-0.1408	-0.0376	-0.0022	-0.2018	-0.0020	-0.0947
2553	-0.0331	0.0399	0.0351	-0.1196	-0.1030	0.0604	-0.0321	-0.0321	0.0605	-0.0320	0.0605	-0.0320

ตารางที่ ค.2 ผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 2 Peak 18 MW และ Off-Peak 12 MW
(Plant Factor = 76.25%)

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0512	0.0996	0.1553	-0.0368	-0.0368	0.1461	-0.0577	0.1210	0.1461	0.0511	0.1461	0.0511
2558	0.2861	0.3600	0.3215	0.2389	0.1556	0.2480	0.2581	0.1895	0.2192	0.1605	0.1677	0.1082
2557	0.4413	0.4094	0.4084	0.3262	0.3872	0.5146	0.4564	0.4212	0.4884	0.4635	0.4191	0.3954
2556	0.3839	0.3519	0.3505	0.3740	0.3344	0.3224	0.3337	0.2995	0.4108	0.4211	0.4110	0.3172
2555	-0.0606	-0.0246	-0.0731	-0.1926	-0.0152	0.2126	0.2573	0.2363	0.3438	0.3891	0.4135	0.2515
2554	-0.1134	-0.0780	-0.0123	-0.1987	-0.1010	0.0443	-0.1450	-0.0425	-0.0070	-0.2048	-0.0068	-0.0993
2553	-0.0381	0.0346	0.0298	-0.1234	-0.1071	0.0551	-0.0371	-0.0371	0.0552	-0.0370	0.0552	-0.0370

ตารางที่ ค.3 ผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 3 Peak 16 MW และ Off-Peak 12 MW
(Plant Factor = 70.83%)

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0458	0.0936	0.1489	-0.0403	-0.0403	0.1398	-0.0607	0.1148	0.1398	0.0457	0.1398	0.0457
2558	0.2822	0.3553	0.3171	0.2359	0.1523	0.2434	0.2534	0.1856	0.2143	0.1561	0.1615	0.1027
2557	0.4364	0.4048	0.4038	0.3230	0.3845	0.5097	0.4522	0.4177	0.4833	0.4586	0.4146	0.3912
2556	0.3787	0.3469	0.3455	0.3688	0.3294	0.3176	0.3287	0.2950	0.4056	0.4159	0.4058	0.3134
2555	-0.0657	-0.0301	-0.0782	-0.1955	-0.0206	0.2076	0.2519	0.2312	0.3388	0.3837	0.4079	0.2483
2554	-0.1184	-0.0835	-0.0184	-0.2019	-0.1047	0.0374	-0.1495	-0.0484	-0.0130	-0.2074	-0.0128	-0.1043
2553	-0.0436	0.0283	0.0236	-0.1271	-0.1111	0.0487	-0.0426	-0.0426	0.0488	-0.0425	0.0488	-0.0425

ตารางที่ ค.4 มูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 1 อัตราคิดลด 4%

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0582	0.1084	0.1654	-0.0340	-0.0339	0.1544	-0.0554	0.1279	0.1529	0.0564	0.1518	0.0560
2558	0.3127	0.3915	0.3488	0.2586	0.1691	0.2674	0.2772	0.2036	0.2344	0.1721	0.1807	0.1178
2557	0.5004	0.4629	0.4603	0.3664	0.4324	0.5730	0.5067	0.4660	0.5387	0.5098	0.4597	0.4323
2556	0.4540	0.4150	0.4120	0.4380	0.3907	0.3756	0.3873	0.3467	0.4726	0.4828	0.4697	0.3617
2555	-0.0683	-0.0243	-0.0830	-0.2284	-0.0128	0.2597	0.3123	0.2863	0.4126	0.4649	0.4920	0.2989
2554	-0.1378	-0.0924	-0.0094	-0.2448	-0.1217	0.0624	-0.1748	-0.0466	-0.0027	-0.2480	-0.0024	-0.1156
2553	-0.0437	0.0524	0.0460	-0.1561	-0.1340	0.0783	-0.0415	-0.0414	0.0776	-0.0410	0.0771	-0.0407

ตารางที่ ค.5 มูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 1 อัตราคิดลด 6%

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0593	0.1102	0.1679	-0.0344	-0.0343	0.1559	-0.0558	0.1288	0.1536	0.0566	0.1521	0.0560
2558	0.3249	0.4061	0.3612	0.2673	0.1745	0.2755	0.2851	0.2091	0.2403	0.1762	0.1846	0.1201
2557	0.5303	0.4898	0.4862	0.3863	0.4552	0.6023	0.5317	0.4882	0.5634	0.5323	0.4792	0.4499
2556	0.4908	0.4480	0.4440	0.4711	0.4196	0.4027	0.4146	0.3705	0.5042	0.5143	0.4995	0.3840
2555	-0.0753	-0.0268	-0.0912	-0.2507	-0.0140	0.2840	0.3411	0.3121	0.4490	0.5051	0.5337	0.3237
2554	-0.1550	-0.1037	-0.0106	-0.2741	-0.1360	0.0696	-0.1948	-0.0518	-0.0030	-0.2749	-0.0027	-0.1277
2553	-0.0501	0.0601	0.0526	-0.1782	-0.1527	0.0891	-0.0472	-0.0469	0.0879	-0.0463	0.0871	-0.0458

ตารางที่ ค.6 มูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 1 อัตราคิดลด 8%

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0604	0.1120	0.1704	-0.0349	-0.0347	0.1575	-0.0563	0.1296	0.1544	0.0568	0.1523	0.0560
2558	0.3375	0.4212	0.3740	0.2763	0.1801	0.2839	0.2933	0.2147	0.2464	0.1803	0.1886	0.1226
2557	0.5620	0.5182	0.5135	0.4074	0.4792	0.6330	0.5579	0.5114	0.5892	0.5557	0.4994	0.4681
2556	0.5306	0.4834	0.4783	0.5068	0.4506	0.4318	0.4437	0.3959	0.5379	0.5477	0.5311	0.4076
2555	-0.0831	-0.0295	-0.1002	-0.2751	-0.0154	0.3106	0.3724	0.3401	0.4886	0.5487	0.5788	0.3505
2554	-0.1744	-0.1165	-0.0119	-0.3068	-0.1519	0.0776	-0.2169	-0.0576	-0.0033	-0.3046	-0.0030	-0.1411
2553	-0.0575	0.0688	0.0602	-0.2035	-0.1741	0.1014	-0.0536	-0.0532	0.0996	-0.0523	0.0983	-0.0517

ตารางที่ ค.7 มูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 2 อัตราคิดลด 4%

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0531	0.1030	0.1600	-0.0378	-0.0377	0.1491	-0.0587	0.1226	0.1476	0.0515	0.1466	0.0511
2558	0.3089	0.3874	0.3448	0.2554	0.1657	0.2633	0.2731	0.1999	0.2304	0.1682	0.1751	0.1126
2557	0.4958	0.4585	0.4558	0.3628	0.4293	0.5686	0.5026	0.4623	0.5343	0.5054	0.4555	0.4282
2556	0.4489	0.4101	0.4071	0.4329	0.3858	0.3708	0.3824	0.3421	0.4677	0.4779	0.4648	0.3576
2555	-0.0737	-0.0298	-0.0883	-0.2321	-0.0182	0.2545	0.3069	0.2810	0.4074	0.4595	0.4867	0.2950
2554	-0.1436	-0.0984	-0.0155	-0.2491	-0.1263	0.0552	-0.1801	-0.0526	-0.0087	-0.2517	-0.0084	-0.1212
2553	-0.0502	0.0455	0.0391	-0.1610	-0.1393	0.0715	-0.0479	-0.0478	0.0709	-0.0473	0.0704	-0.0470

ตารางที่ ค.8 มูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 2 อัตราคิดลด 6%

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0541	0.1047	0.1624	-0.0383	-0.0381	0.1506	-0.0592	0.1234	0.1483	0.0516	0.1469	0.0511
2558	0.3209	0.4018	0.3570	0.2640	0.1710	0.2713	0.2809	0.2053	0.2362	0.1721	0.1790	0.1148
2557	0.5255	0.4851	0.4815	0.3826	0.4519	0.5976	0.5274	0.4843	0.5588	0.5277	0.4748	0.4456
2556	0.4853	0.4426	0.4386	0.4658	0.4143	0.3976	0.4094	0.3656	0.4990	0.5090	0.4943	0.3796
2555	-0.0813	-0.0328	-0.0971	-0.2547	-0.0200	0.2783	0.3352	0.3063	0.4434	0.4993	0.5280	0.3195
2554	-0.1615	-0.1106	-0.0174	-0.2789	-0.1411	0.0616	-0.2006	-0.0585	-0.0096	-0.2790	-0.0093	-0.1339
2553	-0.0576	0.0521	0.0447	-0.1839	-0.1588	0.0813	-0.0545	-0.0542	0.0803	-0.0535	0.0795	-0.0530

ตารางที่ ค.9 มูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 2 อัตราคิดลด 8%

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0551	0.1065	0.1649	-0.0388	-0.0385	0.1521	-0.0597	0.1243	0.1491	0.0518	0.1471	0.0511
2558	0.3334	0.4167	0.3696	0.2729	0.1765	0.2795	0.2889	0.2108	0.2421	0.1762	0.1828	0.1171
2557	0.5568	0.5132	0.5086	0.4034	0.4757	0.6281	0.5533	0.5073	0.5843	0.5509	0.4948	0.4637
2556	0.5247	0.4777	0.4726	0.5010	0.4449	0.4262	0.4381	0.3907	0.5323	0.5421	0.5255	0.4029
2555	-0.0896	-0.0361	-0.1067	-0.2795	-0.0219	0.3044	0.3659	0.3339	0.4825	0.5424	0.5726	0.3460
2554	-0.1817	-0.1242	-0.0195	-0.3121	-0.1577	0.0687	-0.2234	-0.0651	-0.0107	-0.3092	-0.0103	-0.1479
2553	-0.0661	0.0597	0.0511	-0.2100	-0.1810	0.0926	-0.0619	-0.0615	0.0909	-0.0605	0.0897	-0.0597

ตารางที่ ค.10 มูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 3 อัตราคิดลด 4%

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0475	0.0968	0.1534	-0.0414	-0.0413	0.1426	-0.0617	0.1163	0.1412	0.0460	0.1402	0.0457
2558	0.3047	0.3823	0.3401	0.2522	0.1622	0.2584	0.2681	0.1958	0.2253	0.1636	0.1686	0.1068
2557	0.4903	0.4533	0.4507	0.3593	0.4263	0.5632	0.4981	0.4585	0.5288	0.5000	0.4506	0.4238
2556	0.4428	0.4043	0.4014	0.4270	0.3801	0.3653	0.3768	0.3371	0.4618	0.4720	0.4590	0.3533
2555	-0.0799	-0.0365	-0.0945	-0.2355	-0.0248	0.2485	0.3005	0.2749	0.4015	0.4531	0.4802	0.2913
2554	-0.1500	-0.1054	-0.0231	-0.2532	-0.1308	0.0465	-0.1855	-0.0598	-0.0161	-0.2550	-0.0157	-0.1274
2553	-0.0575	0.0372	0.0308	-0.1658	-0.1446	0.0631	-0.0550	-0.0548	0.0626	-0.0544	0.0622	-0.0540

ตารางที่ ค.11 มูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 3 อัตราคิดลด 6%

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0484	0.0984	0.1557	-0.0420	-0.0418	0.1440	-0.0622	0.1171	0.1419	0.0462	0.1405	0.0457
2558	0.3165	0.3965	0.3521	0.2607	0.1674	0.2663	0.2758	0.2010	0.2309	0.1674	0.1723	0.1090
2557	0.5196	0.4796	0.4761	0.3788	0.4488	0.5920	0.5226	0.4803	0.5530	0.5221	0.4697	0.4410
2556	0.4787	0.4364	0.4325	0.4593	0.4082	0.3917	0.4033	0.3602	0.4927	0.5027	0.4881	0.3750
2555	-0.0881	-0.0402	-0.1039	-0.2584	-0.0271	0.2718	0.3281	0.2997	0.4370	0.4923	0.5208	0.3154
2554	-0.1687	-0.1184	-0.0259	-0.2834	-0.1462	0.0519	-0.2067	-0.0665	-0.0178	-0.2826	-0.0174	-0.1407
2553	-0.0659	0.0426	0.0353	-0.1894	-0.1648	0.0719	-0.0625	-0.0622	0.0709	-0.0615	0.0702	-0.0608

ตารางที่ ค.12 มูลค่าปัจจุบันของผลต่างของผลประโยชน์ที่ SPP ได้รับกรณีที่ 3 อัตราคิดลด 8%

ปี (พ.ศ.)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	0.0493	0.1000	0.1581	-0.0425	-0.0423	0.1454	-0.0627	0.1179	0.1426	0.0463	0.1407	0.0457
2558	0.3288	0.4112	0.3646	0.2695	0.1728	0.2743	0.2837	0.2064	0.2368	0.1713	0.1760	0.1112
2557	0.5506	0.5074	0.5028	0.3995	0.4724	0.6222	0.5483	0.5031	0.5783	0.5451	0.4896	0.4589
2556	0.5175	0.4710	0.4660	0.4941	0.4384	0.4199	0.4317	0.3849	0.5256	0.5353	0.5189	0.3981
2555	-0.0972	-0.0442	-0.1142	-0.2836	-0.0297	0.2972	0.3582	0.3267	0.4755	0.5349	0.5649	0.3415
2554	-0.1898	-0.1330	-0.0290	-0.3172	-0.1634	0.0579	-0.2302	-0.0740	-0.0198	-0.3132	-0.0192	-0.1554
2553	-0.0757	0.0488	0.0404	-0.2162	-0.1879	0.0818	-0.0710	-0.0706	0.0803	-0.0695	0.0793	-0.0686

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ	นายวิศรุต ยงบรเจ็ด
วันเดือนปีเกิด	18 ตุลาคม 2529
วุฒิการศึกษา	ปีการศึกษา 2552: วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมสารสนเทศ) สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ตำแหน่ง	วิศวกรระดับ 6 แผนกพัฒนาอุปกรณ์ศูนย์ควบคุม กองเทคโนโลยีศูนย์ควบคุม ฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน สายงานระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
ประสบการณ์ทำงาน	2554-ปัจจุบัน: วิศวกรระดับ 6 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย