

บทที่ 4

แนวคิดและเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์

4.1 บทนำ

จากการพัฒนาประเทศในระยะที่ผ่านมา ทำให้ประเทศไทยมีการเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างต่อเนื่อง ในขณะที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าก็มีแนวโน้มสูงขึ้นเป็นเงาตามตัว โดยใน พ.ศ. 2553 ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ของประเทศที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่พยากรณ์ไว้และมีแนวโน้มว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในอนาคต (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 พ.ศ. 2555) ทำให้ทิศทางการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ได้ให้ความสำคัญกับเรื่องความมั่นคงของพลังงาน และสามารถตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศได้อย่างเพียงพอ ควบคู่กับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมและการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน และที่สำคัญ คือ ส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นเพื่อสอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน ทั้งนี้จะมีการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงจากฟอสซิล ตามกรอบแผนการพัฒนากำลังพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (ร้อยละ 25 ใน 10 ปี) พ.ศ. 2555 - 2564¹

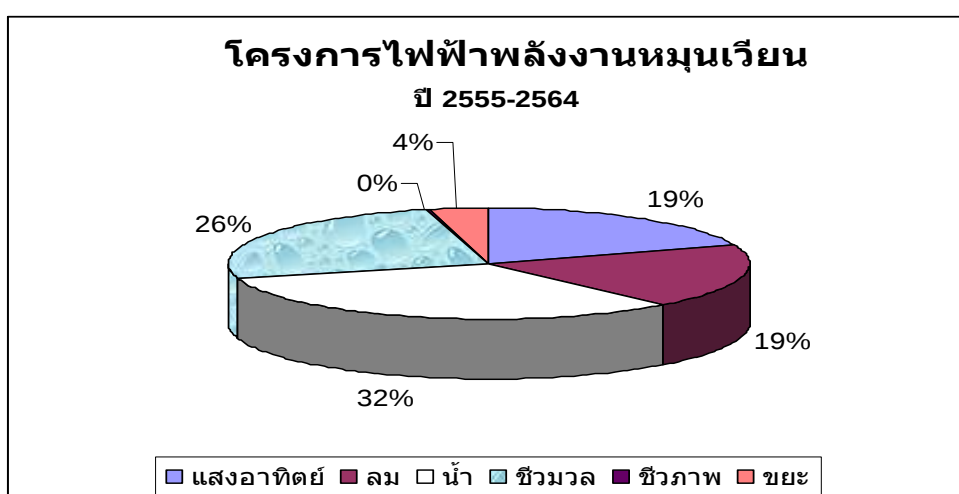
จากนโยบายรัฐบาลที่ให้ความสำคัญและมีเป้าหมายที่จะให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นเพื่อทดแทนการใช้พลังงานจากฟอสซิลนั้น เมื่อพิจารณาแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2553-2573² จะเห็นว่าได้มีการบรรจุโครงการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ๆ ในช่วง 10 ปี (พ.ศ. 2555-2564) โดยแบ่งตามประเภทพลังงานดังแสดงในรูปที่ 4-1

จากรูปที่ 4-1 โครงการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแยกตามประเภทพลังงานตามแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศในรอบระยะเวลา 10 ปี พบว่าพลังน้ำนับเป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีบทบาทมากที่สุด โดยคิดเป็นร้อยละ 32 จากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด รองลงมา ได้แก่ เชื้อเพลิงจากชีวมวล แสงอาทิตย์ และลม ตามลำดับ ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำนับเป็นพลังงานหมุนเวียนรูปแบบหนึ่งที่มีความสนใจทั้งจากภาครัฐที่ต้องการส่งเสริมให้เกิดการผลิตมากขึ้นและภาคเอกชนที่เข้าร่วมโครงการ อย่างไรก็ตามเรายังพบว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนที่ถือเป็นพลังงานสะอาดนั้น มักจะมีต้นทุนการผลิตที่เป็นตัวเงินสูงกว่าต้นทุนการผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งก็รวมทั้งพลังน้ำที่

¹ Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021

² ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3

ทำการศึกษาด้วย ดังนั้นการที่ภาครัฐต้องการส่งเสริมให้เกิดการผลิตมากขึ้นนั้น จึงจำเป็นต้องมีมาตรการจูงใจในเรื่องราคารับซื้อที่เหมาะสมเพื่อให้มีผู้สนใจเข้าร่วมการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำรวมทั้งสามารถอยู่รอดได้ในระยะยาว และคำถามก็คือ จะต้องรับซื้อด้วยราคาเท่าใดจึงจะเหมาะสมไม่มากหรือน้อยเกินไป สำหรับแนวคิดในการกำหนดราคารับซื้อดังกล่าวที่มีการนำมาใช้อย่างแพร่หลายและประสบความสำเร็จมาแล้วในหลายประเทศแถบยุโรป เช่น เยอรมนี และสวีเดน เป็นต้น ก็คือ การอุดหนุนการผลิตพลังงานหมุนเวียนด้วยระบบ Feed-in Tariff (FIT) หรือ การกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมรับซื้อการป้อนไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเป็นการจูงใจให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตและจำหน่าย (Klein, 2008)



รูปที่ 4-1 โครงการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3, 2555)

การศึกษานี้จึงให้ความสนใจศึกษาการกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมรับซื้อการป้อนไฟฟ้าที่เหมาะสม (Optimal Feed-in Tariff) ในประเทศไทยว่าควรจะเป็นเท่าใดในกรณีของการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ โดยได้นำแนวคิดในเรื่องของ Avoided Cost และผลกระทบภายนอกจากมลภาวะที่เกิดจากกระบวนการผลิต หรือ การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าเข้ามาร่วมพิจารณาด้วย

4.2 กรอบแนวคิดในการคำนวณต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost)

แนวคิดต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) มีหลากหลายแนวคิด เริ่มต้นจากแนวคิดดั้งเดิมของต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) ที่พบในอุตสาหกรรมสาธารณูปโภคไฟฟ้า (เช่น PURPA หรือ Public Utility Regulatory Policy Act) กล่าวไว้ว่า ต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) จะหมายถึง ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าหน่วยต่อไปที่เพิ่มขึ้นสำหรับกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นดังกล่าว โดยการคำนวณต้นทุนของกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นจะสะท้อนถึงราคาตลาดในปัจจุบัน ทั้งนี้ในทางปฏิบัติ

อาจใช้แนวคิดในการทดแทนสิ่งอำนวยความสะดวก (facilities) บริการ (services) และวัตถุดิบ (supplies) ที่มีอยู่ หรือจะเป็นการใช้ต้นทุนเฉลี่ยหรือต้นทุนในอดีตบางรายการเพื่อที่จะให้สามารถเข้าถึงการเปรียบเทียบที่ยุติธรรมได้ (fair comparison) อย่างไรก็ตาม หากต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) ไม่ได้มีการใช้ที่สะท้อนถึงราคาขายปลีกพลังงาน ต้นทุนค่าแรงงานและค่าขนส่ง เป็นต้น ซึ่งสะท้อนถึงเงินเพื่อแต่ต่ำกว่าระดับความผันผวนของราคาสินค้าแล้ว จะใช้ต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) ที่คำนวณเท่ากับ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น หรือการผลิตหรือได้ก๊าซธรรมชาติมาในราคาขายส่งแทนนั่นเอง

นอกจากนี้ แนวคิดการคำนวณต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) ในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำของประเทศศรีลังกา ได้กำหนดแผนการผลิตไฟฟ้าระยะยาวของประเทศระยะเวลา 20 ปี ขึ้นมา หลังจากนั้นการพยายามหาผลกระทบในระยะยาวที่เกิดจากการเพิ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กเข้าไปตลอดช่วงอายุของแผน และในทางปฏิบัติในการคำนวณต้นทุนดำเนินการ (operating cost) ในระยะสั้นๆ ก็จะใช้ปัจจัยนำเข้าหลักๆ ในการคำนวณ และดูการสูญเสียทางเศรษฐกิจ เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำใช้การอุดหนุนในด้านเทคโนโลยีที่แพงกว่าพลังงานลมและชีวมวล

นอกจากนี้ ต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) ยังหมายถึงการนำต้นทุนต่อไปนี้มาพิจารณา

- ต้นทุนของไฟฟ้าที่ซื้อ
- ต้นทุนของก๊าซที่ซื้อ
- ต้นทุนของเชื้อเพลิงที่เป็นของเหลวที่ซื้อ
- ต้นทุนในการทำตามกฎระเบียบ
- ต้นทุนในการขนส่งขยะมูลฝอย
- ต้นทุนในการฝังกลบและจัดการกับขยะมูลฝอย
- ค่าธรรมเนียมการจัดเก็บ NPV เพิ่มเติม

อย่างไรก็ตามบางงานศึกษาก็ได้มีการพิจารณาถึงองค์ประกอบของต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) ประกอบด้วย

- พลังงาน (energy)
- ความสามารถในการผลิต (Generation Capacity)
- บริการเสริม (Ancillary Services)

- การลดลงของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbondioxide: CO₂) ก๊าซในกลุ่มไนโตรเจนออกไซด์ (NOx) และระดับค่าฝุ่นละอองในอากาศ (PM 10)
- ความสามารถในการส่งผ่าน (Transmission Capacity) ต้นทุนการส่งผ่านจะน้อยลง หากตำแหน่งที่ตั้งมีความสำคัญลดลง
- ความสามารถในการกระจาย (Distribution Capacity) เป็นต้นทุนที่ประหยัดได้จากการไม่ต้องลงทุนในการกระจาย
- การสูญเสีย (Losses)

สำหรับต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) ในการศึกษาครั้งนี้ หมายถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งครอบคลุมต้นทุนค่าพลังงาน (Energy cost / Direct variable cost) และต้นทุนกำลังการผลิต (Capacity cost / Direct fixed cost) ที่สามารถหลีกเลี่ยงได้เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแทนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลดังกล่าวโดยการคำนวณต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) เป็นความแตกต่างระหว่างต้นทุนไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังน้ำ ทั้งนี้ในการคำนวณจะคำนวณต้นทุนที่ประหยัดได้จากการซื้อพลังงานและต้นทุนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องในระยะสั้น ส่วนต้นทุนการหลีกเลี่ยงในระยะยาวจะนำต้นทุนจากการประหยัดจากการไม่ต้องลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานและสิ่งอำนวยความสะดวกของการผลิตไฟฟ้าจากการมีโรงไฟฟ้าพลังน้ำเข้ามาพิจารณาร่วมด้วย เช่น การคำนวณต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) เนื่องมาจากการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังงานน้ำทำให้ไม่จำเป็นต้องก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเข้าไปในพื้นที่ จะได้รับส่วนเพิ่มค่าธรรมเนียมป้อนไฟตามหลักเกณฑ์นี้ และเป็นการกำหนดส่วนเพิ่มค่าธรรมเนียมเป็นต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า นอกจากนี้จะได้มีการนำประเด็นการสูญเสียของเศรษฐกิจและสังคม ความสามารถในการกระจายและการส่งผ่าน อีกทั้งการมีส่วนร่วมของชุมชนเข้ามาพิจารณาร่วมด้วยในการศึกษาครั้งนี้

4.3 แนวคิดในการคำนวณผลกระทบภายนอกจากมลภาวะ

ในกระบวนการผลิตไฟฟ้ามีการนำพลังงานชนิดต่างๆมาใช้ในการกระบวนการผลิต ซึ่งกรณีของประเทศไทยในปัจจุบันประกอบด้วย ถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และพลังงานหมุนเวียน จะเห็นว่าพลังงานแต่ละชนิดนั้นมีความแตกต่างที่สำคัญในเรื่องของต้นทุนทางการเงินและผลกระทบภายนอก (Externality) ที่เกิดจากกระบวนการผลิต โดยพลังงานจากฟอสซิลที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าไม่ว่าจะเป็นถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ ล้วนก่อให้เกิดมลภาวะจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Emission) จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าสู่สภาพแวดล้อมทั้งสิ้น อันเป็นการผลกระทบให้กับสังคม

และระบบเศรษฐกิจ ขณะที่พลังงานหมุนเวียนรวมทั้งพลังน้ำในการศึกษานี้ นับเป็นพลังงานสะอาดและไม่ก่อมลภาวะ ดังนั้นจากแนวคิดเกี่ยวกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมเพื่อลดผลกระทบจากภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลกที่เป็นปัญหาสำคัญของมวลมนุษยชาติ จึงมีความพยายามให้ประเทศต่างๆ ที่จะลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gasses) ที่เป็นสาเหตุสำคัญทำให้เกิดภาวะโลกร้อน และแนวคิดหนึ่งที่เป็นที่ยอมรับและถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลายก็คือ ผู้ก่อมลพิษเป็นผู้จ่าย (Polluter Pays Principle) เพื่อนำไปสู่การลดการผลิตและการบริโภคที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยการเพิ่มต้นทุนสำหรับการผลิตและการบริโภคดังกล่าว เนื่องจากการศึกษาเชิงประจักษ์ชี้ให้เห็นว่าระบบราคาสามารถนำมาใช้ได้ผลดีกับการเปลี่ยนแปลงอุปสงค์หรือพฤติกรรมในการผลิตและบริโภคของมนุษย์ (Bowen, 2011) อันเป็นไปตามหลักของอุปสงค์ที่ว่าเมื่อราคาสูงขึ้นก็จะทำให้ความต้องการในการบริโภคลดลง และเมื่อความต้องการบริโภคลดลงความต้องการผลิตก็จะปรับตัวลดลงในที่สุด

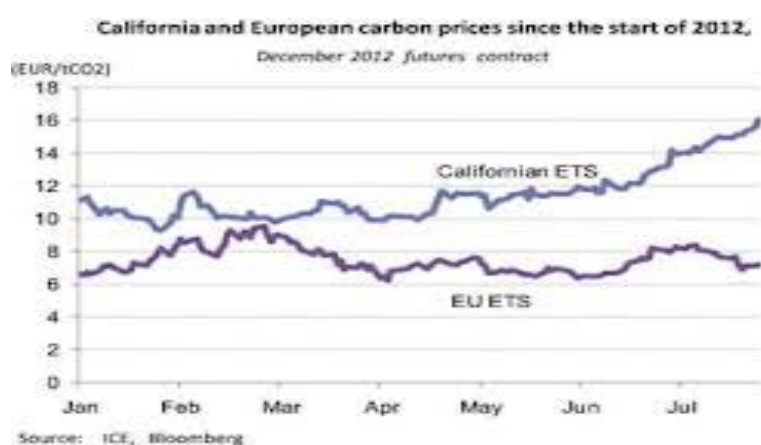
จากแนวคิดดังกล่าวจึงมีความจำเป็นในการแทรกแซงจากนโยบายและมาตรการของภาครัฐ ซึ่งจะอาศัยการทำงานของกลไกตลาดเพียงอย่างเดียวคงไม่ได้ผลนัก เนื่องจากการผลิตไฟฟ้ามีผลกระทบภายนอก (Externality) เกิดขึ้น ทำให้ต้นทุนของเอกชน (Private Cost) ต่ำกว่าต้นทุนทางสังคม (Social Cost) ดังนั้นผู้ก่อมลภาวะควรเป็นผู้รับภาระผ่านการเพิ่มต้นทุนในการบริโภคสินค้านั้นๆ ทั้งนี้การกำหนดราคาของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Pricing) ที่ปล่อยออกมากเพื่อให้ผู้ปล่อยเป็นผู้รับภาระ ซึ่งนับเป็นแนวทางหนึ่งที่น่านำมาใช้ได้ผลในประเทศต่างๆ จนกระทั่งปัจจุบันในหลายประเทศทั้งแถบยุโรปและอเมริกาได้มีการพัฒนาตลาดซื้อขายคาร์บอน (Carbon Trading Market) ขึ้น ซึ่งคาร์บอนสามารถนำมาซื้อขายแลกเปลี่ยนได้เหมือนกับสินค้าโภคภัณฑ์อื่นๆ เพื่อให้เป็นแหล่งรองรับการซื้อขายแลกเปลี่ยนสำหรับผู้ที่มีโควตาคาร์บอนเหลือและผู้ที่ขาดจากมาตรการกำหนดโควตาที่รัฐบาลในประเทศนั้นๆ นำมาใช้เพื่อจำกัดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ราคาซื้อขายแลกเปลี่ยนในตลาด³ จะถูกกำหนดจากอุปสงค์และอุปทานในขณะนั้น และนโยบายของรัฐบาลเกี่ยวกับการควบคุมการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นสำคัญ ดังนั้นราคาซื้อขายคาร์บอนจึงอาจมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงตามภาวะการณ์ในแต่ละช่วง

อย่างไรก็ตามการคาดการณ์ราคาของคาร์บอนในอนาคตเป็นสิ่งที่ท้าทาย เนื่องจากในทางปฏิบัติราคามีความอ่อนไหวและแปรผันตามปัจจัยต่างๆ มากมาย เช่น นโยบายควบคุมการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของรัฐบาล การค้นพบเทคโนโลยีใหม่ๆ ที่ช่วยให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

³ โดยทั่วไปราคาซื้อขายจะถูกกำหนดเป็นจำนวนเงิน ต่อ 1 ตันของคาร์บอนไดออกไซด์ (a tonne of carbon dioxide)

น้อยลง รวมทั้งการวิจัยและพัฒนา (R&D) ที่นำไปสู่การลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่บรรยากาศของโลก การพัฒนาพลังงานสะอาดเพื่อทดแทนพลังงานจากฟอสซิล และภาวะเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัว เป็นต้น หากเป็นเช่นนั้นราคาคาร์บอนในอนาคตอาจมีแนวโน้มลดลงก็ได้ ในทางตรงกันข้าม หากสิ่งต่างๆข้างต้นไม่เกิดขึ้นหรือเป็นไปในทางตรงกันข้าม เช่น นโยบายควบคุมการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของรัฐบาลไม่ได้ผล หรือเศรษฐกิจโลกมีการขยายตัวอย่างรวดเร็วแล้วราคาคาร์บอนก็อาจมีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น จากงานศึกษาของนักเศรษฐศาสตร์ที่คาดการณ์เกี่ยวกับทิศทางราคาของคาร์บอนในอนาคตก็มีความแตกต่างกันออกไป (Bowen, 2011) นอกจากนี้สถานการณ์ที่เกิดขึ้นจริงในช่วงที่ผ่านมา ยังพบว่าแม้ในช่วงระยะเวลาเดียวกันราคาของคาร์บอนที่มีการแลกเปลี่ยนในแต่ละตลาด/ประเทศก็มีความแตกต่างกันด้วย

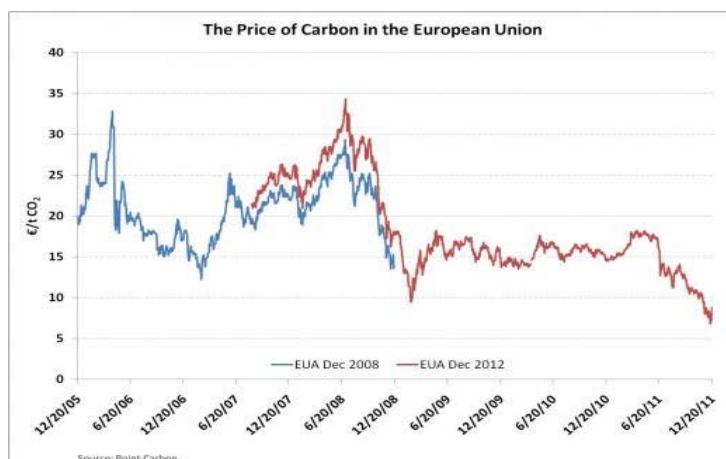
จาก รูปที่ 4-2 จะเห็นว่านับจากต้นปี 2012 เป็นต้นมา การเคลื่อนไหวราคาของคาร์บอนในสหรัฐอเมริกาและยุโรปมีความแตกต่างกัน โดยราคาซื้อขายคาร์บอนในตลาดแคลิฟอร์เนียของสหรัฐอเมริกาอยู่ที่ประมาณ 10-16 ยูโร สูงกว่าราคาในยุโรปในช่วงเวลาเดียวกันที่ประมาณ 6-10 ยูโร นอกจากนี้ราคาซื้อขายคาร์บอนในตลาดแคลิฟอร์เนียมีแนวโน้มสูงขึ้นในอนาคต ขณะที่ราคาในยุโรปค่อนข้างมีเสถียรภาพและไม่ผันผวนมาก



รูปที่ 4-2 การเคลื่อนไหวราคาของคาร์บอนในสหรัฐอเมริกาและยุโรป (Bloomberg, 2012)

ต่อมาเมื่อพิจารณาการซื้อขายคาร์บอนในยุโรปในช่วงที่ผ่านมา (ดูรูปที่ 4-3) พบว่านับจาก ค.ศ. 2006 เป็นต้นมาราคาคาร์บอนในยุโรปค่อนข้างผันผวนและราคามีแนวโน้มปรับตัวลดลง ทั้งนี้มีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงอยู่ในช่วงประมาณ 10-35 ยูโร อย่างไรก็ตามในระยะหลังนับจาก ค.ศ. 2009 เป็นต้นมาราคาของคาร์บอนค่อนข้างจะทรงตัวในระดับต่ำ คือ อยู่ในช่วงประมาณ 10-18 ยูโร การที่ราคาคาร์บอนในยุโรปมีแนวโน้มปรับตัวลดลงนี้ ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากการเกิดอุปทานมากเกินไป หรือ Over

Supply เนื่องจากผู้ผลิตมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์น้อยจากการพัฒนาปรับปรุงเทคโนโลยีการผลิตใหม่ๆ ที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซดังกล่าว ประกอบกับเศรษฐกิจยุโรปที่เริ่มชะลอตัวลงจากการเกิดวิกฤตเศรษฐกิจในหลายประเทศ ทำให้ผู้ผลิต/บริษัทต่างๆ มีการปล่อยก๊าซในปริมาณต่ำกว่าโควตาที่ได้รับ ดังนั้นจึงมีโควตาส่วนเหลือและนำไปขายในตลาด ซึ่งนำไปสู่การเกิดภาวะอุปทานล้นตลาดดังกล่าว



รูปที่ 4-3 การเคลื่อนไหวราคาของคาร์บอนในสหภาพยุโรป (Point Carbon, 2012)

สำหรับในการศึกษานี้ราคาคาร์บอนที่จะนำมาใช้อ้างอิง ในการคำนวณมูลค่าของปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตไฟฟ้านั้น จะพิจารณาจากราคาซื้อขายคาร์บอนในตลาดยุโรปและสหรัฐอเมริกาเป็นหลัก ทั้งนี้เนื่องจากราคามีความผันผวนเปลี่ยนแปลงขึ้นลงบ่อยครั้ง ดังนั้นจะแบ่งราคาอ้างอิงเป็น 3 กรณี ดังนี้

ตารางที่ 4-1 ราคาคาร์บอนที่นำมาใช้อ้างอิง

	ราคา (€/t CO ₂)		
	สูง	กลาง	ต่ำ
ราคาคาร์บอนที่ใช้อ้างอิง	20	15	10

การเลือกใช้ราคาอ้างอิงเป็น 3 กรณี ก็เพื่อให้เห็นการเปลี่ยนแปลงของมูลค่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อราคาคาร์บอนเปลี่ยนแปลงไป หรือ เป็นการศึกษาความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) นั้นเอง ในกรณีที่ราคาคาร์บอนทรงตัวในระดับสูงการศึกษานี้ได้เลือกราคาอ้างอิงที่ 20 €/t CO₂ แม้ว่าราคาดังกล่าวจะสูงกว่าราคาซื้อขายคาร์บอนในตลาดแคลิฟอร์เนียที่ 18 €/t

CO₂ ในเดือนกรกฎาคม 2555 ก็ตาม แต่ราคาดังกล่าวในตลาดนี้มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นในอนาคต (ดูรูปที่ 4-2) ส่วนในกรณีที่ราคาต่ำนั้นใช้การอ้างอิงจากราคาในตลาดยุโรปที่ 10 €/t CO₂ และราคากลางก็ใช้ที่ 15 €/t CO₂

ในกระบวนการผลิตไฟฟ้ามีการนำพลังงานชนิดต่างๆเข้ามาใช้ในกระบวนการผลิตเพื่อให้ได้ไฟฟ้ามาอีกทอดหนึ่ง นั่นหมายความว่า การผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มก็ต้องมีการใช้พลังงานในรูปแบบต่างๆเพิ่มขึ้นนั่นเอง ในปัจจุบันการเลือกใช้พลังงานที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบใดนั้นนอกจากจะมีผลต่อต้นทุนการผลิตแล้วยังส่งผลต่อมลภาวะ ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ หรือ CO₂ ปริมาณก๊าซเรือนกระจก และภาวะโลกร้อนที่แตกต่างกันออกไป อย่างไรก็ตามก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์นับเป็นตัวแปรสำคัญในการก่อกมลภาวะ จากข้อมูล CO₂ Emission Factors ของพลังงานชนิดต่างๆที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า (อ้างอิงจาก IPCC 2006) นั้น โดยเมื่อผ่านกระบวนการสันดาปแล้วจะมีคาร์บอนที่ถูกปล่อยออกมาสู่บรรยากาศในรูปแบบต่างๆนอกเหนือจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์หรือ CO₂ เช่น คาร์บอนมอนอกไซด์ (Carbonmonoxide: CO) และ มีเทน (Methane: CH₄) เป็นต้นซึ่งส่วนผสมของคาร์บอนเหล่านี้ได้ถูกนับรวมเข้าไปใน CO₂ emission ด้วย หรือที่เรียกว่าเป็น carbon equivalent นั่นเอง แสดงได้ดังตารางที่ 4-2

ตารางที่ 4-2 CO₂ Emission Factors

Fuel type	Default carbon content (kg/GJ)	Default carbon oxidation factor	Effective CO ₂ emission factor (kg/TJ)		
			Default value	95% confidence interval	
	A	B	$C=A*B*44/12*1000$	Lower	Upper
Crude Oil	20.0	1	73 300	71 100	75 500
Natural Gas	15.3	1	56 100	54 300	58 300
Lignite	27.6	1	101 000	90 900	115 000
Coal tar	22.0	1	80 700	68 200	95 300

Notes: 1. The lower and upper limits of the 95 percent confidence intervals, assuming lognormal distributions, fitted to a dataset, based on national inventory reports, IEA data and available national data.

2. TJ = 1000GJ

ที่มา: IPCC, 2006. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/> access October 2012

เชื้อเพลิงที่มีส่วนประกอบของคาร์บอนในสัดส่วนสูง เมื่อผ่านกระบวนการสันดาปเพื่อให้มีการปลดปล่อยพลังงานออกมา จะปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกสู่สภาพแวดล้อมในปริมาณมากตามไปด้วย จากตารางที่ 4-2 จะเห็นว่าลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาณคาร์บอนเป็นส่วนประกอบมากที่สุด จึงมี CO₂ emission factor สูงที่สุดเช่นกัน รองลงมาได้แก่ ถ่านหิน น้ำมัน และ ก๊าซธรรมชาติ ตามลำดับ

ตารางที่ 4-3 ปริมาณการปล่อย CO₂ ในการผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง

หน่วย : 1,000 ตัน

ปี	น้ำมัน	ถ่านหิน / ลิกไนต์	ก๊าซธรรมชาติ	รวม
2002	78,851.43	39,243.65	45,376.66	163,471.75
2003	83,761.84	39,903.26	48,290.89	171,956.00
2004	91,670.65	44,762.73	50,902.40	187,335.79
2005	90,750.19	48,332.64	53,403.59	192,486.41
2006	87,209.59	51,313.09	54,613.10	193,135.78
2007	84,577.32	57,629.18	58,232.36	200,438.86
2008	78,416.48	62,153.89	62,624.43	203,194.80
2009	79,756.05	62,403.74	66,045.21	208,205.01
2010	80,694.41	63,855.61	75,832.84	220,382.86
2011	83,741.15	63,198.20	74,519.80	221,459.16
เฉลี่ย	83,942.91	53,279.60	58,984.13	196,206.64
ร้อยละ	42.8	27.2	30.0	100

Note: CO₂ emission factors reference from IPCC2006

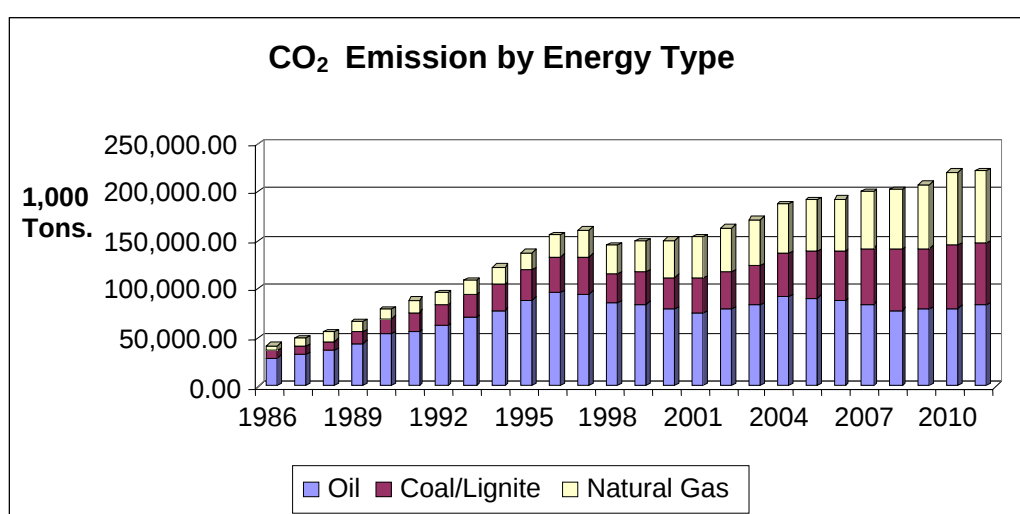
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2554. รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย.

เมื่อพิจารณาสถานการณ์ปัจจุบันของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลของประเทศไทยซึ่งมีการใช้เชื้อเพลิงจาก 3 แหล่งที่สำคัญ คือ น้ำมัน ถ่านหิน/ลิกไนต์ และก๊าซธรรมชาติ โดยเชื้อเพลิงแต่ละชนิดมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากกระบวนการผลิตที่แตกต่างกัน ดังตารางที่ 4-3

แม้ว่าก๊าซธรรมชาติจะเป็นพลังงานที่สะอาดที่สุดในกลุ่มนี้ (ดูตารางที่ 4-3) เนื่องจากมีค่า CO₂ emission factor ต่ำที่สุด แต่ในระยะหลังการผลิตไฟฟ้าหันมาใช้เชื้อเพลิงชนิดนี้มากขึ้นถึงกว่าร้อยละ 65 ในปัจจุบัน จึงทำให้ค่าเฉลี่ยของปริมาณการปล่อย CO₂ ของก๊าซธรรมชาติมากกว่าถ่านหิน/ลิกไนต์

และสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนประเภทต่างๆรวมทั้งพลังน้ำ ในที่นี้จะถือเป็นพลังงานสะอาดที่ไม่มีการก่อกมลภาวะกับสิ่งแวดล้อม

เมื่อพิจารณาถึงแนวโน้มของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในการผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง พบว่าเชื้อเพลิงจากน้ำมันยังคงมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มากที่สุด แต่มีแนวโน้มลดลงจากในอดีต เนื่องจากในระยะหลังมีการลดการใช้้ำมันในการผลิตไฟฟ้าลงและหันไปใช้ก๊าซธรรมชาติมากขึ้น (กระทรวงพลังงาน) รูปที่ 4-4 ส่วนถ่านหิน/ลิกไนต์ และก๊าซธรรมชาติ มีการแนวโน้มของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เพิ่มขึ้นจากปริมาณการใช้ที่มีแนวโน้มมากขึ้นนั่นเอง

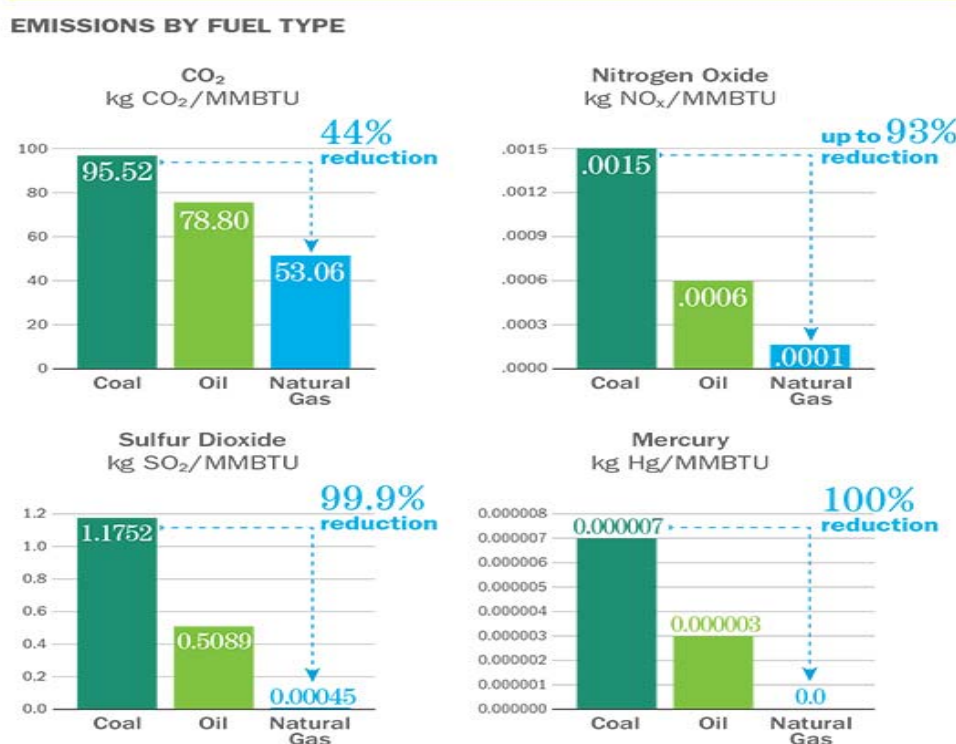


รูปที่ 4-4 การปล่อย CO₂ ในการผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิง (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2555)

ในการพิจารณาการก่อกมลภาวะจากกระบวนการผลิตไฟฟ้านั้น แม้คาร์บอนจะได้ความสนใจจากผู้ที่เกี่ยวข้องมากกว่าก๊าซชนิดอื่น อย่างไรก็ตามยังคงมีสารที่ก่อให้เกิดมลภาวะจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าอีกอย่างน้อย 2 ชนิดที่สำคัญ คือ ก๊าซที่มีไนโตรเจนเป็นองค์ประกอบ (Nitrogen Oxides: NO_x) และ ก๊าซที่มีซัลเฟอร์เป็นองค์ประกอบ เช่น Sulphur Dioxide (SO₂) อันมีสาเหตุสำคัญมาจากการเผาไหม้ของถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติเป็นสำคัญ จากการศึกษาใน IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006 Volume 2: Energy พบว่าปริมาณก๊าซดังกล่าวที่ปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าจะมีปริมาณเล็กน้อยเพียงใดนั้น ส่วนหนึ่งขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีการผลิตที่นำมาใช้ด้วย หากเทคโนโลยีมีการพัฒนาดีก็จะช่วยลดปริมาณมลภาวะได้นอกจากนี้ยังขึ้นกับชนิดของเชื้อเพลิงที่นำมาใช้เป็นวัตถุดิบในกระบวนการผลิตไฟฟ้าอีกด้วย เมื่อเปรียบเทียบเชื้อเพลิง 3 ชนิดที่

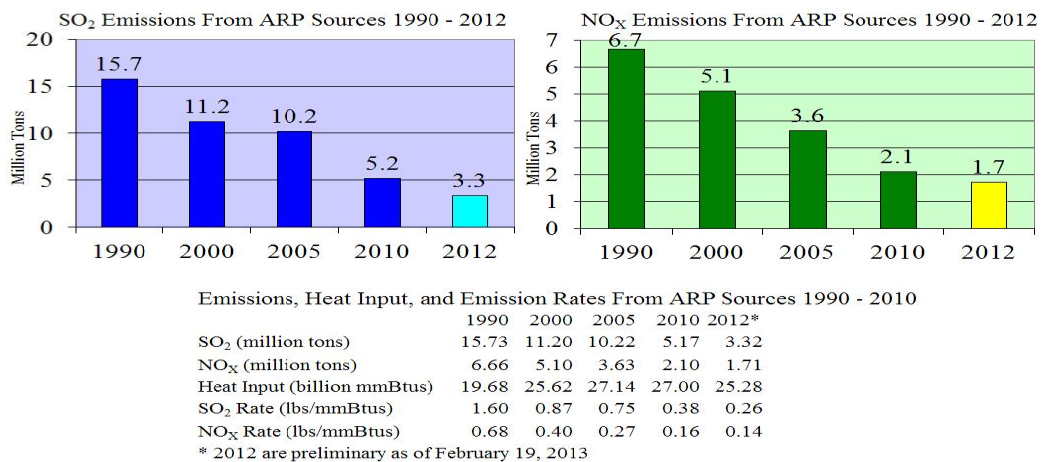
นำมาใช้ ได้แก่ ถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ พบว่า ถ่านหิน เป็นเชื้อเพลิงที่ก่อมลพิษมากที่สุด รองลงมาได้แก่ น้ำมัน ส่วนก๊าซธรรมชาติ ถือเป็นเชื้อเพลิงที่ก่อมลพิษน้อยที่สุด (ดูรูปที่ 4-5)

เมื่อพิจารณาการปล่อยออกมา (emission) ที่ก่อมลพิษ พบว่า คาร์บอน มีปริมาณมากที่สุด รองลงมาได้แก่ SO_2 และ NO_x ตามลำดับ

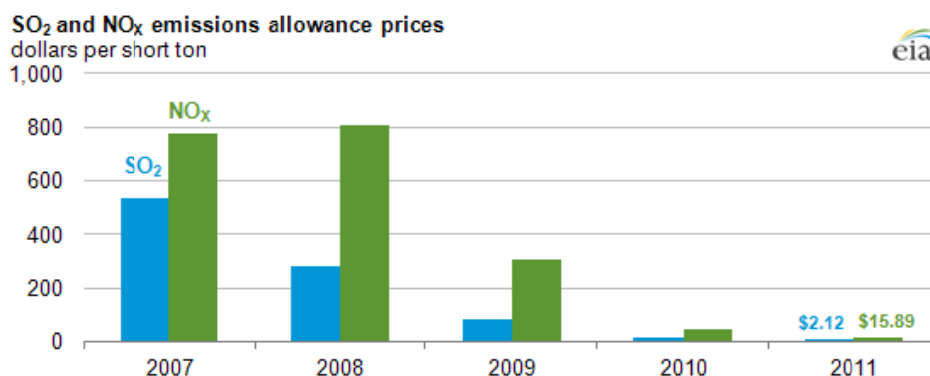


รูปที่ 4-5 การปล่อยก๊าซ CO_2 NO_x และ SO_2 ตามชนิดของเชื้อเพลิง (Chesapeake Energy Corporation, 2013)

จากข้อมูลของ U.S. Environmental Protection Agency แสดงการปล่อย SO_2 และ NO_x ของสหรัฐอเมริกาในช่วง ค.ศ. 1990-2012 ดังนี้

รูปที่ 4-6 การปล่อย SO₂ และ NO_x (U.S. Environmental Protection Agency, 2013)

จากรูปที่ 4-6 จะเห็นว่าปริมาณการปล่อย SO₂ และ NO_x ในสหรัฐอเมริกาภายใต้โครงการฝนกรด (Acid Rain Program: ARP) มีแนวโน้มลดลงในช่วงกว่า 10 ปีที่ผ่านมา จากมาตรการที่เข้มงวดในการควบคุมของรัฐบาล รวมทั้งมีการพัฒนาเทคโนโลยีในกระบวนการผลิตซึ่งช่วยให้การปล่อยก๊าซข้างต้นลดลงอย่างต่อเนื่อง เมื่อพิจารณาการเคลื่อนไหวของราคาค่าการปล่อยมลพิษของ SO₂ และ NO_x ในรูปที่ 4-7 พบว่าในระยะที่ผ่านมาค่าการปล่อยมลพิษ (emissions allowance price) มีแนวโน้มปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่อง ซึ่งสอดคล้องกับการที่ปริมาณการปล่อย SO₂ และ NO_x ที่ลดลงอย่างมาก และราคาเข้าใกล้ 0 สำหรับกรณีของ SO₂

รูปที่ 4-7 การเคลื่อนไหวของราคา SO₂ และ NO_x (US Energy Information Administration, 2012)

อย่างไรก็ตาม รัฐบาลในหลายๆ ประเทศได้พยายามสนับสนุนโครงการพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Support Schemes) เพื่อทดแทนพลังงานจากฟอสซิลผ่านแนวทางที่เหมาะสมและเป็นประโยชน์ทั้งต่อผู้ผลิต ผู้บริโภค และสังคมส่วนรวม โดยพบว่าประเทศในยุโรปและอเมริกามีการใช้รูปแบบอัตราค่าธรรมเนียมการป้อนไฟฟ้า (Feed-in Tariff) ระบบโควตา (Quota System)

ระบบประมูล (Tendering System) และการวัดไฟฟ้าสุทธิ (Net Metering) โดยวิธีที่นิยมนำมาใช้มากที่สุด คือ รูปแบบอัตราค่าธรรมเนียมการป้อนไฟฟ้า (Feed-in Tariff) เนื่องจากเป็นระบบที่ทำงานด้วยกลไกราคา หรือ Pricing Law กล่าวคือ เป็นการจ่ายส่วนเพิ่ม หรือ ค่าธรรมเนียมให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในการรับซื้อไฟฟ้า โดยทั่วไปอัตราค่าธรรมเนียมดังกล่าวจะแตกต่างกันไปตามชนิดของเทคโนโลยีและขนาดการผลิตของผู้ประกอบการ ซึ่งจะทำให้ผู้ประกอบการสามารถมีกำไรและอยู่รอดได้ นอกจากนี้มีการกำหนดระยะเวลาที่อุดหนุนไว้แน่นอนตลอดอายุโครงการ เช่น 15 ปี 20 ปี เป็นต้น เพื่อให้ผู้ลงทุน หรือ ผู้ประกอบการเกิดความมั่นใจว่าการรับซื้อไฟฟ้ายังคงมีอยู่ตลอดอายุโครงการและด้วยราคารับซื้อที่มีการกำหนดไว้แน่นอน จะเห็นว่าวิธีนี้จึงค่อนข้างประสบความสำเร็จในการจูงใจให้เข้าร่วมโครงการ ความนิยมของระบบ Feed-in จึงมีอย่างต่อเนื่องและเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในระยะหลัง ดังแสดงในตารางที่ 4-4

จากตารางที่ 4-4 จะเห็นว่าระบบอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟฟ้า ได้นำมาใช้กว่า 30 ปีมาแล้ว โดยเริ่มในสหรัฐอเมริกาเป็นประเทศแรก และขยายไปในประเทศแถบยุโรปและประเทศอื่นๆตามมา ณ ปี 2006 มีประเทศต่าง ๆ นำระบบนี้มาใช้กว่า 40 ประเทศ/รัฐ/เมือง ทั่วโลก

ตารางที่ 4-4 จำนวนการใช้ระบบอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟฟ้า ในประเทศต่างๆ

ปี	จำนวนอัตราค่าธรรมเนียม ป้อนไฟที่มีการนำไปใช้	ประเทศ/รัฐ/เมือง
1978	1	สหรัฐอเมริกา
1990	2	เยอรมนี
1991	3	สวิตเซอร์แลนด์
1992	4	อิตาลี
1993	6	เดนมาร์ก อินเดีย
1994	8	สเปน กรีซ
1997	9	ศรีลังกา
1998	10	สวีเดน
1999	13	โปรตุเกส นอร์เว สโลวีเนีย
2000	14	ไทย
2001	16	ฝรั่งเศส ลัตเวีย

ตารางที่ 4-4 จำนวนการใช้ระบบอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟฟ้า ในประเทศต่างๆ(ต่อ)

ปี	จำนวนอัตราค่าธรรมเนียม ป้อนไฟที่มีการนำไปใช้	ประเทศ/รัฐ/เมือง
2002	20	ออสเตรเลีย บราซิล สาธารณรัฐเช็ก อินโดนีเซีย ลิทัวเนีย
2003	27	ไซปรัส เอสโตเนีย ฮังการี เกาหลี สาธารณรัฐสโลวัก มา ฮาลัสตา (อินเดีย)
2004	33	อิตาลี อิสราเอล นิการากัว เกาเพรินเอดเวิร์ด (แคนาดา) และบางเมืองในอินเดีย
2005	40	ตุรกี วอชิงตัน ไอร์แลนด์ จีน และบางเมืองในอินเดีย
2006	41	ออนตาริโอ (แคนาดา)

ที่มา: REN21, Global Status Report 2006 update

4.4 แนวทางการคำนวณค่าธรรมเนียมที่เหมาะสม (Optimal Feed-in Tariff)

แนวทางการคำนวณค่าธรรมเนียมป้อนไฟ จะเป็นการคำนวณโดยใช้ข้อมูลดังต่อไปนี้

- 1) คำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย โดยเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักตามปริมาณการผลิตไฟฟ้าใน
โครงสร้างการผลิตไฟฟ้าปัจจุบัน เพื่อหาต้นทุนเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล
- 2) คำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า ตามแผนการ
พัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ.2555 – 2573
- 3) คำนวณค่าใช้จ่ายต่อหน่วยการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยใช้ข้อมูลงานศึกษาวิจัยที่มี
มาก่อนหน้า ในระดับชาติและหรือระดับนานาชาติจากนั้นนำมาคำนวณเฉลี่ยต่อหน่วย
พลังงานไฟฟ้า ตามโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน
- 4) คำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำจำแนกตามประเภทเทคโนโลยี และขนาดกำลังการผลิต
ติดตั้งและเฉลี่ยเป็นต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า
- 5) เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ตามข้อ 1) กับต้นทุนต่อ
หน่วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ เพื่อคำนวณต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided cost)⁴ อันเป็น
ความแตกต่างระหว่างต้นทุนไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานน้ำ โดยอยู่บนพื้นฐาน

⁴ ต้นทุนจากการหลีกเลี่ยง (Avoided cost) เป็นต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งครอบคลุม ต้นทุนค่าพลังงาน (Energy cost / Direct variable cost) และต้นทุนกำลังการผลิต (Capacity cost / Direct fixed cost) ที่สามารถหลีกเลี่ยงได้ เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแทนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลดังกล่าว

แนวความคิดทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากฟอสซิล ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำเพิ่มขึ้น 1 หน่วย

- 6) การคำนวณอยู่บนพื้นฐานการพิจารณาเป็นการลงทุนในระยะยาว ซึ่งมีค่าใช้จ่ายทั้งด้านต้นทุนกำลังการผลิต (Capacity cost) ต้นทุนเชื้อเพลิง (Energy cost) และต้นทุนดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance cost) ของโรงไฟฟ้า โดยมีสมมติฐานว่าโครงสร้างต้นทุนโรงไฟฟ้าในอนาคตจะไม่แตกต่างจากลักษณะต้นทุนในปัจจุบัน
- 7) เป็นการคำนวณภายใต้สมมติฐานโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ โดยกำหนดให้อายุโครงการเป็นไปตามอายุการใช้งานของอุปกรณ์เครื่องจักรโรงไฟฟ้าที่ระยะเวลา 25 ปี และในที่นี้ไม่มีการนำเอาค่าใช้จ่ายจากต้นทุนการก่อสร้างอ่างเก็บน้ำ และหรือเขื่อนเก็บน้ำ มาคำนวณรวมด้วย เนื่องจากเป็นสิ่งก่อสร้างที่มีอยู่แล้ว อีกทั้งวัตถุประสงค์เป็นไปเพื่อการชลประทานเป็นหลัก มิใช่เพื่อการผลิตไฟฟ้าโดยตรง
- 8) การคำนวณเป็นการจำแนกระหว่างต้นทุนและผลประโยชน์ของผู้ผลิต (Private cost and benefit) อันสะท้อนถึงตัวเลขทางการเงินจริงที่ผู้ผลิตได้รับ กับต้นทุนและผลประโยชน์ของสังคม (Social cost and benefit) ซึ่งได้แก่ผลประโยชน์ที่สังคมได้รับจากการไม่ปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์อันก่อเกิดผลกระทบภายนอก (Externality) ซึ่งคำนวณเป็นต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนที่ประหยัดได้ (Carbon emission saved cost) และต้นทุนการหลีกเลี่ยงจากการที่หลีกเลี่ยงการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีราคาแพงกว่า (Avoided cost) และนำมาคำนวณเป็นมูลค่าเชิงเปรียบเทียบอยู่ในระบบผลตอบแทนและต้นทุน
- 9) วิธีที่ใช้คำนวณในการศึกษาครั้งนี้เป็นการกำหนดอัตราคิดลด (Discount rate) เพื่อหาค่าปัจจุบันของต้นทุน ซึ่งอัตราการคิดลดนี้จะเป็นอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่ผู้ลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำได้รับเนื่องจากอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจะคิดคำนวณจากต้นทุนดังกล่าว และเพื่อการคำนวณหาอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟในระดับที่เหมาะสมจึงกำหนดอัตราคิดลดที่ร้อยละ 11.0, 12.0, 13.0 และร้อยละ 14.0 (อัตราผลตอบแทนการลงทุน, IRR=11.0%, 12.0%, 13.0% และ 14.0%) ตามลำดับ

นอกจากนั้น การคำนวณค่าธรรมเนียมที่เหมาะสม จะเป็นการศึกษาค่าธรรมเนียมตามความแตกต่างกันใน 3 กลุ่ม ได้แก่ กลุ่มด้านการผลิต กลุ่มความเฉพาะตัวของโครงการ และกลุ่มตอบสนองเป้าหมายเฉพาะ

1) กลุ่มด้านการผลิต มีองค์ประกอบในการศึกษาคือ

1.1) ประเภทของเทคโนโลยี

เป็นการศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ ตามประเภทของการผลิตโดยแบ่งเป็น 2 ส่วน คือการติดตั้งโรงไฟฟ้าแบบทำนน้ำ และการผลิตไฟฟ้าโดยก่อสร้างเขื่อนและโรงไฟฟ้า ทั้งนี้เนื่องจากมีขนาดของการลงทุน (Capital cost) ที่แตกต่างกัน

1.2) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง

เป็นการศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ ตามขนาดของกำลังการผลิตติดตั้ง โดยแบ่งเป็นระดับต่างๆ รายละเอียดการแบ่งระดับจะกล่าวถึงในบทที่ 5

1.3) แหล่งทรัพยากรน้ำที่นำมาผลิตไฟฟ้า

เป็นการศึกษาต้นทุนของทรัพยากรน้ำที่นำมาผลิตไฟฟ้า โดยอาศัยการเทียบเคียงผลการศึกษาวิจัยที่มีมาก่อนหน้า และนำมาใช้ประกอบการคำนวณเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำรวมทั้งใช้ข้อมูลการคิดค่าใช้จ่ายต้นทุนน้ำของกรมชลประทาน

1.4) ค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าที่มีต่อตลาด และหรือสังคมสิ่งแวดล้อม ที่สะท้อนเฉพาะตามพื้นที่

เป็นการศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำที่จำแนกเป็นการเชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (on-grid) และการไม่เชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (off-grid) จากเหตุผลสำคัญที่คาดการณ์ว่าการเชื่อมต่อกับโครงข่าย จำเป็นต้องอาศัยการดูแลที่ใกล้ชิดกว่า และมีค่าใช้จ่ายดำเนินการมากกว่า รวมทั้งการประเมินค่าใช้จ่ายจากผลกระทบที่มีต่อสิ่งแวดล้อมอันเนื่องมาจากการใช้พื้นที่ป่าในการก่อสร้างระบบการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำเป็นค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

นอกจากนั้น การคำนวณในส่วนนี้จะเป็นการประมาณการต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided cost) อันเนื่องมาจากการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ ทำให้ไม่จำเป็นต้องก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเข้าไปในพื้นที่จะได้รับส่วนเพิ่มค่าธรรมเนียมป้อนไฟตามหลักเกณฑ์นี้ และเป็นการกำหนดส่วนเพิ่มค่าธรรมเนียมเป็นต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า

2) กลุ่มความเฉพาะตัวของโครงการ

มีองค์ประกอบในการศึกษาดังนี้

2.1) อัตราการปรับเพิ่มลดค่าธรรมเนียม (Predetermined tariff degression)

เป็นการศึกษาลักษณะการปรับลดค่าธรรมเนียมป้อนไฟ อันเป็นการลดภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าในขณะที่รักษาให้เกิดแรงจูงใจในการลงทุนพัฒนาไฟฟ้าจากพลังน้ำ โดยศึกษาใน 2 รูปแบบคือ การปรับ

อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟลงทันที จากสถานะ “มี FIT” เป็น “ไม่มี FIT” ในทันที เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาที่กำหนดไว้ และการปรับลดค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่สะท้อนน้อยต่อเนื่องเป็นรายปี โดยอัตราการปรับลดค่าธรรมเนียมจะเป็นไปตามความเหมาะสม ด้วยการคำนึงไปพร้อมกับการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return – IRR) เพื่อกำหนดระยะเวลา (ปี) ในการให้การอุดหนุน ภายใต้อัตรา IRR คงที่ค่าหนึ่งๆ

อย่างไรก็ตาม การคำนวณครั้งนี้จะไม่นำการปรับอัตราเงินเฟ้อ (Annual inflation adjustment) มาพิจารณาร่วมด้วย เนื่องจากวิธีการคำนวณค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน ได้รวมผลจากอัตราเงินเฟ้อในทางอ้อมอยู่แล้ว จึงอาจเป็นการนับซ้ำ

2.2) อัตราตามช่วงเวลาการจ่ายเข้าระบบ (Time of delivery)

การศึกษาในส่วนนี้ เพื่อสร้างกลไกให้เกิดแรงจูงใจในการผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้ามาก เพื่อเป็นการลดภาระการจ่ายกระแสไฟฟ้าของระบบหลัก โดยจะเป็นการพิจารณาถึงมูลค่าความแตกต่างของต้นทุนการผลิตและ/หรือผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นระหว่างช่วงเวลา เป็นหลักในการกำหนดส่วนเพิ่มของค่าธรรมเนียมป้อนไฟฟ้า

3) กลุ่มตอบสนองเป้าหมายเฉพาะ

มีองค์ประกอบสำหรับการศึกษาคือ

3.1) รูปแบบองค์กรเจ้าของโครงการพัฒนาพลังงานน้ำ

การศึกษาในส่วนนี้ จะเป็นการเปรียบเทียบจุดเด่นจุดด้อยของแต่ละรูปแบบองค์กรที่จะทำให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำมีการผลิตได้อย่างยั่งยืน และให้สอดคล้องไปตามแผนงานพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555 – 2564) ที่มีการส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนอย่างกว้างขวาง โดยเฉพาะทางด้านการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ อันมีจุดมุ่งหมายให้มีการก่อสร้างโครงการไฟฟ้าพลังน้ำระดับชุมชน ให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นหรือชุมชนเจ้าของพื้นที่มีส่วนร่วมเป็นเจ้าของโครงการ และสามารถบริหารงานและบำรุงรักษาเองได้ในอนาคต ส่วนเพิ่มขึ้นจากค่าธรรมเนียมป้อนไฟฟ้า สำหรับรูปแบบองค์กรเจ้าของจะมีพื้นฐานการกำหนดจากต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากกิจกรรมการเข้ามีส่วนร่วม และระดับของการมีส่วนร่วมของชุมชนเพื่อให้เป็นไปตามแผนงานดังกล่าว

3.2) กรอบระยะเวลาของการให้ค่าธรรมเนียมป้อนไฟ

เป็นการกำหนดกรอบระยะเวลาการให้ค่าธรรมเนียมป้อนไฟ เป็นระยะเวลา 25 ปี พร้อมกับการแปรค่าอัตราผลตอบแทนการลงทุนเป็น 11.0% ถึง 14.0% เพื่อศึกษาเปรียบเทียบแต่ละเงื่อนไข

4.5 การคำนวณค่าธรรมเนียมที่เหมาะสม (Optimal Feed-in Tariff)

4.5.1 สมการการคำนวณ

จากข้อมูลต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่แสดงมาก่อนหน้า สามารถจำแนกลักษณะของต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้น ได้เป็น 2 ส่วนคือ

1) ส่วนที่เกิดขึ้นแก่สังคม (Social Benefit and Cost)

อันเป็นต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นกับสาธารณะ ได้แก่ ต้นทุนการหลีกเลี่ยง และต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน โดยส่วนแรกหมายถึงการเกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังน้ำย่อมจะทำให้สามารถหลีกเลี่ยงการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ (ตามแผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า PDP2010) และส่วนหลังคือการเกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังน้ำย่อมทำให้สังคมไม่มีค่าใช้จ่ายอันเนื่องจากการปล่อยก๊าซคาร์บอน ดังนั้นต้นทุนทั้งสองส่วนนี้ในมิติของการเกิดโรงไฟฟ้าพลังน้ำจึงเป็นผลประโยชน์ที่สังคมได้รับ

2) ส่วนที่เกิดขึ้นแก่ผู้ผลิต (Producer Benefit and Cost)

อันเป็นต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแก่ผู้ลงทุนทำการผลิต และมักเป็นหน่วยงานเอกชน ดังนั้น ในส่วนนี้จะเป็นการคำนวณต้นทุนและผลประโยชน์ที่เป็นลักษณะของจำนวนเงินที่มีการจ่ายจริง โดยใช้การคำนวณจากพื้นฐานแนวคิดต้นทุนส่วนเพิ่มของการผลิตไฟฟ้า (Marginal Cost of Electricity Generation) ซึ่งประกอบด้วยองค์ประกอบหลัก 2 ส่วน⁵ ได้แก่ 1) ต้นทุนส่วนเพิ่มด้านกำลังการผลิตไฟฟ้า (Marginal Capacity Cost) ซึ่งแปรผันตามจำนวนกิโลวัตต์ที่ติดตั้ง และต้นทุนส่วนเพิ่มด้านพลังงาน (Marginal Energy Cost) (หรือด้านเชื้อเพลิงการผลิต – สำหรับในการศึกษานี้ คือ ค่าใช้จ่ายของการใช้น้ำมาทำการผลิตไฟฟ้าหรือต้นทุนค่าเสียโอกาสจากการใช้น้ำ) รวมทั้งต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา (Marginal Operating and Maintenance Cost) โดยมีสมการที่ใช้คำนวณ ดังนี้

$$MC_T = MC_C + MC_{E+OM} \quad (4.1)$$

⁵อ้างอิงจาก Lorchorachoonkul, V. and Vikitset, T. (2005), *Costs of Power Generation in Thailand*, NIDA Consulting Center.

หากกำหนดให้ ∂KW_t เป็นจำนวนกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นจำนวนกิโลวัตต์ที่เพิ่มขึ้น ในปีที่ t และ $MC_{C,t}$ เป็นต้นทุนส่วนเพิ่มของกำลังการผลิตไฟฟ้า นั้น ในขณะที่ I_t เป็นเงินลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าดังกล่าว หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือเงินลงทุนสร้างกำลังการผลิตติดตั้ง (Total Investment Cost of Installed Capacity) ดังนั้น ความสัมพันธ์ของตัวแปรทั้งสาม สามารถแสดงได้เป็น

$$MC_{C,t} \cdot \partial KW_t = I_t \quad (4.2)$$

และเมื่อกำหนดให้มีการแปรมูลค่าเงินตามช่วงเวลา จะได้สมการเป็น

$$\frac{\sum_{t=1}^N MC_{C,t} \cdot \partial KW_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^N \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (4.3)$$

ภายใต้วัตถุประสงค์การคำนวณหาค่าอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่เหมาะสม จึงจำเป็นต้องกำหนดให้ $MC_{C,t}$ มีค่าคงที่ตลอดช่วงระยะเวลาโครงการ (N ปี) ดังนั้น จึงจะได้สมการเป็น

$$MC_{C,t} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{\partial KW_t}{(1+r)^t}} \quad (4.4)$$

และในทำนองเดียวกัน การคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่มทางด้านพลังงาน และการดำเนินงาน และบำรุงรักษา $MC_{E+OM,t}$ ซึ่งกำหนดให้คงที่ตลอดช่วงระยะเวลาโครงการ (N ปี) เช่นกัน สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$MC_{E,t} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{(E + OM)_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{\partial KWh_t}{(1+r)^t}} \quad (4.5)$$

และนั่นคือต้นทุนส่วนเพิ่มรวม จะเป็นดังสมการที่ (4.6)

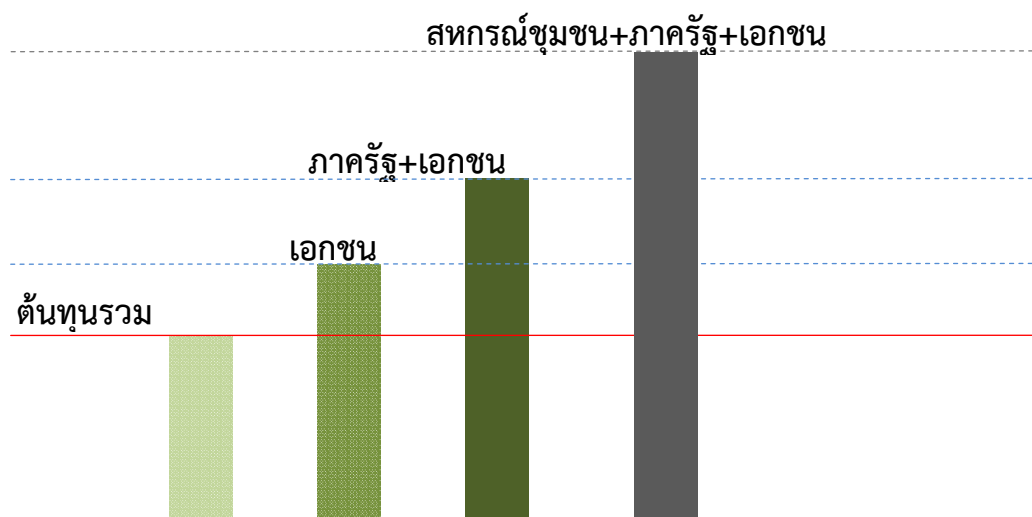
$$MC_{T,t} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{\partial KW_t}{(1+r)^t}} + \frac{\sum_{t=1}^N \frac{(E+OM)_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{\partial KWh_t}{(1+r)^t}} \quad (4.6)$$

อย่างไรก็ตาม เนื่องจาก $MC_{C,t}$ มีหน่วยเป็น บาทต่อกิโลวัตต์ต่อปี (ซึ่งสามารถคำนวณเป็นอัตราบาทต่อชั่วโมงความพร้อมจ่าย) และ $MC_{E+OM,t}$ มีหน่วยเป็นบาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (KWh)⁶ ซึ่งเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยใช้ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่ผลิตอยู่จริง⁷

ดังนั้น เพื่อให้สะท้อนค่า Plant Factor เดียวกัน ในการคำนวณนี้จึงกำหนดให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงของ $MC_{E+OM,t}$ มีค่าเท่ากับจำนวนชั่วโมงความพร้อมจ่ายต่อปีคูณกำลังการผลิตเฉลี่ย ของ $MC_{C,t}$

4.5.2 การกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่เหมาะสม

การกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่เหมาะสม จะเป็นการกำหนดอัตราที่ให้ผลตอบแทนที่อยู่ในช่วงระหว่างร้อยละ 11.0 ถึงร้อยละ 14.0 อันเป็นอัตราผลตอบแทนทั่วไปของรัฐวิสาหกิจและเอกชน อันเป็นเพดานอัตราผลตอบแทน เพื่อมิให้เป็นภาระที่มากเกินไปที่จะเกิดขึ้นแก่ค่าไฟฟ้าในระบบรวม ซึ่งแสดงได้ดังรูป 4-8



รูปที่ 4-8 โครงสร้างอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ

⁶ kWh หรือกิโลวัตต์-ชั่วโมง หมายถึงพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วย

⁷ ข้อมูลจริงเหล่านี้ได้คิดรวมอัตรา Plant Factor เอาไว้แล้ว

ดังนั้น อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่เหมาะสม

$$\text{อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ} = MC_T + \text{อัตราการส่งเสริมเฉพาะ} \quad (4.7)$$

ทั้งนี้ การคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟตามกรอบสมการข้างต้น จะเป็นการคำนวณโดยจำแนกส่วนประกอบต่างๆ ดังนี้

1. ประเภทของเทคโนโลยี ซึ่งแบ่งเป็น 2 ประเภท ได้แก่ แบบมีอ่างเก็บกัก (storage) และแบบให้น้ำไหลผ่าน (Run-of-the-river)

2. ขนาดกำลังการผลิต แบ่งเป็น 3 ส่วน ได้แก่

1) ขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 400 kW

2) ขนาดกำลังการผลิตมากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW และ

3) ขนาดกำลังการผลิตมากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW

3. ลักษณะการเชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า แบ่งเป็น 2 ประเภท ได้แก่ การเชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (on-grid) และการไม่เชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (off-grid)

4. ลักษณะประเภทของหน่วยงานที่ทำการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำแบ่งเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่ หน่วยงานเอกชน (Private) หน่วยงานรัฐบาล (Government) และหน่วยงานผสมระหว่างภาคเอกชน (Private) หน่วยงานรัฐบาล (Government) และหน่วยงานสหกรณ์ชุมชน (Co-operative)

อย่างไรก็ตาม ในการศึกษาจะมีการคำนวณถึงส่วนที่เป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแก่สังคม ได้แก่ ต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided Cost) ซึ่งจะใช้ข้อมูลต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าระยะยาวจากแผน PDP มาคำนวณ และต้นทุนจากการปล่อยก๊าซคาร์บอน (CO₂ Emission Cost) ใช้ราคาของปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ถูกปล่อยออกมาเป็นข้อมูลการคำนวณ