วารสารเศรษฐศาสตร์ธรรมศาสตร์ Thammasat Economics Journal
ปีที่ 25 ฉบับที่ 3 กันยายน 2550 Vol. 25 No.3, September 2007

มาตรการและนโยบายบรรเทาปัญหาน้ำมันแพง: บทวิเคราะห์และทางเลือกของประเทศไทย

พรายพล คุ้มทรัพย์ และ ภูรี สิรสุนทร[*]

บทคัดย่อ

บทความนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์หาทางเลือกและนโยบายที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในการบรรเทาผลกระทบทางเศรษฐกิจที่เกิดจากวิกฤตการณ์น้ำมันโลก

ที่ผ่านมา ประเทศไทยได้ดำเนินมาตรการสำคัญ 2 ประการในการลดการพึ่งพาน้ำมันลง ได้แก่การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการใช้พลังงานอื่นๆ เพื่อทดแทนน้ำมันมาอย่างต่อเนื่อง หากทว่าความพยายามของภาครัฐในการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานนั้นยังไม่ประสบความสำเร็จเท่าใดนัก ในขณะที่มาตรการการใช้พลังงานอื่นๆ เพื่อทดแทนน้ำมันส่งผลให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติมากขึ้นในการผลิตไฟฟ้า แต่การใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อทดแทนน้ำมันยังถือว่าไม่เป็นไปตามเป้าหมาย เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนยังมีต้นทุนการผลิตที่สูงอยู่ พลังงานทดแทนประเภทหนึ่งที่ประเทศไทยควรนำมาใช้มากขึ้นคือ ถ่านหินนำเข้าโดยมีข้อควรระวังในเรื่องปัญหาสิ่งแวดล้อม

นอกจากนี้แล้วนโยบายการปรับโครงสร้างกิจการพลังงาน รวมไปถึงนโยบายการส่งเสริมการแข่งขันและการกำกับดูแลกิจการพลังงาน และนโยบายการลดการแทรกแซงราคาพลังงานก็มีส่วนสำคัญในการบรรเทาปัญหาที่เกิดขึ้นนี้

---

[*] บทความนี้เป็นส่วนหนึ่งของงานวิจัยเรื่อง “เศรษฐกิจไทยกับวิกฤติน้ำมันโลก” ซึ่งเป็นงานวิจัยที่ผู้เขียนได้รับทุนสนับสนุนจากคณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ผู้เขียนขอขอบคุณคณะเศรษฐศาสตร์มา ณ ที่นี้ และขอขอบคุณผู้ประเมินบทความที่ไม่เปิดเผยนามสำหรับข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ต่อบทความนี้

Abstract

This paper aims to propose energy policy options which can alleviate the effects of the energy crisis on the Thai economy. Currently Thailand has pursued two major energy policies to cope with the oil crisis, namely energy conservation and oil substitution policies. However the energy conservation in the past decade has not been successful in curbing excessive and inefficient use of energy. The oil substitution policy has led to an increase in the use of natural gas particularly in electricity generation. Another fuel option policy is the promotion of renewable energy, the use of which has been below expectation, mainly due to its high cost of production. More use of high-quality imported coal is recommended, but its impact on the environment must be minimized. Apart from that, the energy industry restructuring policy, the promotion of competition in the energy sector, regulatory policies and deregulation of energy pricing are all important in mitigating the negative effects resulting from the energy crisis.

1. บทนำ

ในอดีต ประเทศไทยเคยประสบปัญหาวิกฤติการณ์น้ำมันโลกมาแล้วสองครั้ง คือในปี 2516/17 และปี 2522/23 โดยราคาน้ำมันในตลาดโลกได้พุ่งสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว และเกิดการขาดแคลนน้ำมันด้วย ส่งผลเสียหายต่อเศรษฐกิจเป็นอย่างมาก รัฐบาลไทยได้พยายามแก้ไขปัญหาด้วยมาตรการต่างๆ เพื่อลดระดับการพึ่งพาน้ำมันจากต่างประเทศลง ที่สำคัญคือการลงทุนเพื่อนำเอาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยขึ้นมาใช้ทดแทนน้ำมัน

อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่ปี 2547 ราคาน้ำมันโลกกลับปรับตัวสูงขึ้นมากอีกครั้งหนึ่ง จนอาจเรียกได้ว่าเป็นภาวะวิกฤติอีกรอบหนึ่ง ประเทศไทยได้ผลกระทบโดยตรงจากวิกฤติพลังงานในครั้งนี้ โดยมีความเข้มข้นในการใช้พลังงาน (Energy intensity) ในระดับที่สูงและมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงจำเป็นต้องนำเข้าพลังงานเหล่านี้โดยเฉพาะน้ำมันปิโตรเลียม มูลค่าการนำเข้านี้มีผลกระทบโดยตรงในทางลบต่อดุลบัญชีเดินสะพัด

บทความนี้มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อแสวงหาทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในการบรรเทาปัญหาราคาน้ำมันแพง โดยในส่วนที่สองจะวิเคราะห์มาตรการและทางเลือกในการบรรเทาปัญหาน้ำมันแพงนี้ อันประกอบด้วย 2 มาตรการใหญ่ ๆ ด้วยกัน คือมาตรการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และมาตรการการใช้พลังงานอื่นเพื่อทดแทนน้ำมัน ในส่วนที่สามนั้นจะให้ความสำคัญแก่นโยบายพลังงาน ซึ่งประกอบด้วยนโยบายทางด้านโครงสร้างอุตสาหกรรมและการแข่งขัน และนโยบายราคาน้ำมัน ในส่วนสุดท้ายของบทความนี้จะเป็นบทสรุปของบทความนี้

2. มาตรการและทางเลือกในการบรรเทาปัญหาน้ำมันแพง

การบรรเทาและป้องกันไม่ให้ปัญหาราคาน้ำมันแพงมีผลกระทบต่อเศรษฐกิจไทยมากเกินไปน่าจะเป็นไปได้โดยการลดการพึ่งพาน้ำมันลงให้ได้มากที่สุด โดยมีแนวทางสำคัญ 2 ประการ คือการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และการใช้พลังงานอื่นๆ เพื่อทดแทนน้ำมัน

2.1 การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น (หรือที่เรียกอย่างง่ายๆ ว่า การอนุรักษ์พลังงาน หรือการประหยัดพลังงาน) คือ การผลิตสินค้าและบริการจำนวนหนึ่งโดยใช้ปริมาณพลังงานที่น้อยลง หรือการผลิตที่ใช้ปริมาณพลังงานต่อผลผลิตลดลง ทั้งนี้ หากพิจารณาในระดับเศรษฐกิจโดยรวมแล้ว ประสิทธิภาพในการใช้พลังงานอาจเกิดขึ้นได้โดยที่โครงสร้างการผลิตในเศรษฐกิจ

เปลี่ยนแปลงหรือไม่เปลี่ยนแปลงก็ได้ ในกรณีที่โครงสร้างเศรษฐกิจไม่เปลี่ยนแปลง การเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานจะเกิดขึ้นได้โดยการปรับปรุงกรรมวิธีการผลิตและเทคโนโลยีการผลิต ซึ่งรวมถึงการปรับปรุงการใช้และบำรุงรักษาอุปกรณ์เครื่องจักรยนต์ที่มีอยู่เดิม และการเปลี่ยนไปใช้อุปกรณ์ที่ประหยัดพลังงาน ตัวอย่างได้แก่ การขับรถยนต์ในอัตราความเร็วที่เหมาะสม การล้างเครื่องปรับอากาศเป็นประจำ และการใช้หลอดไฟประหยัด การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานอาจเป็นผลจากการเปลี่ยนโครงสร้างการผลิตในเศรษฐกิจ โดยกิจกรรมการผลิตที่ใช้พลังงานน้อยอาจเพิ่มความสำคัญในเศรษฐกิจมากขึ้น เช่น การเพิ่มการผลิตของกิจการโทรคมนาคม ซึ่งใช้พลังงานค่อนข้างน้อยเมื่อเทียบกับอุตสาหกรรมผลิตปูนซีเมนต์ซึ่งใช้พลังงานมาก

สำหรับประเทศไทยเท่าที่ผ่านมา ภาครัฐได้พยายามใช้มาตรการต่างๆ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยมักจะให้ความสำคัญมากเป็นพิเศษในช่วงที่มีปัญหาราคาน้ำมันแพง เราสามารถแบ่งมาตรการเหล่านี้ออกเป็น 2 กลุ่ม กลุ่มแรกประกอบด้วยมาตรการประหยัดพลังงานที่นำมาใช้ในช่วงเวลาสั้นๆ และส่วนใหญ่เป็นมาตรการบังคับเป็นการชั่วคราว ได้แก่ การดับไฟถนน/ไฟโฆษณา การปิดสถานบริการน้ำมัน/ห้างสรรพสินค้า/สนามกอล์ฟให้เร็วขึ้น รวมทั้งการรณรงค์ให้ใช้รถยนต์/เครื่องปรับอากาศอย่างประหยัด กลุ่มที่สองเป็นมาตรการอนุรักษ์พลังงานที่มีลักษณะต่อเนื่องและใช้เวลาค่อนข้างยาว บทความนี้จะให้ความสำคัญกับมาตรการกลุ่มที่สองในลำดับที่สูงกว่าเพราะเราเชื่อว่ามาตรการกลุ่มนี้น่าจะมีผลต่อความพยายามในการแก้ปัญหาราคาน้ำมันแพงได้มากกว่าและถาวรกว่ามาตรการระยะสั้น แต่ก็ต้องยอมรับว่าการใช้มาตรการในกลุ่มแรกสามารถบรรเทาผลกระทบในช่วงวิกฤติ และมีผลทางจิตวิทยาเพื่อสร้างวินัยและสำนึกในการประหยัดพลังงานได้ในระดับหนึ่ง

มาตรการอนุรักษ์พลังงานในกลุ่มที่สอง ส่วนใหญ่ปรากฏในแผนงานอนุรักษ์พลังงานซึ่งดำเนินการตามเจตนารมณ์ของพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 กฎหมายนี้มุ่งเน้นการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในโรงงานและอาคาร โดยกำหนดให้โรงงานและอาคารที่ใช้พลังงานมาก (เทียบเท่าการใช้ไฟฟ้าขนาด 1 เม็กกะวัตต์ขึ้นไป) เป็น “โรงงานควบคุม” และ “อาคารควบคุม” ซึ่งต้องทำตามข้อกำหนดเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน[1] พระราชบัญญัติ ฯ นี้กำหนดให้มีกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดยสนับสนุนโรงงานและอาคารให้ดำเนินการ

[1] รายละเอียดของพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 สามารถดูใน website ของสำนักนโยบายและแผนพลังงาน

อนุรักษ์พลังงานตามกฎหมาย และช่วยเหลือผู้ใช้พลังงานกลุ่มอื่นๆที่ต้องการอนุรักษ์พลังงานหรือแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อมด้วยการอนุรักษ์พลังงาน

การดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงานโดยอาศัย พระราชบัญญัติฯ นี้ เริ่มในปีงบประมาณ 2538 โดยแบ่งเป็น 3 แผนงาน ดังนี้

- แผนงานภาคบังคับ ซึ่งครอบคลุมโรงงานควบคุมและอาคารควบคุม ทั้งที่เป็นของเอกชนและหน่วยงานภาครัฐ
- แผนงานภาคความร่วมมือ ซึ่งเกี่ยวกับการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน และการศึกษา/วิจัย/พัฒนาเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน
- แผนงานสนับสนุน ซึ่งเป็นการพัฒนาบุคลากร การประชาสัมพันธ์ และการบริหารงานของหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง

การดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน เท่าที่ผ่านมา แบ่งได้เป็น 2 ระยะเวลา คือ ระยะที่ 1 ซึ่งเป็นห้าปีแรกระหว่างปี 2538-2542 และระยะห้าปีหลัง ระหว่างปี 2543-2547 โดยภาพรวมแล้วสรุปได้ว่า การดำเนินโครงการต่างๆ ในแผนอนุรักษ์พลังงานในช่วง 10 ปี ใช้เงินกองทุนไปทั้งสิ้นประมาณ 24,000 ล้านบาท และก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานคิดเป็นเงินประมาณ 15,000 ล้านบาท[2] เมื่อเปรียบเทียบจำนวนเงินทั้งสองนี้ อาจนำไปสู่ข้อสรุปว่า การดำเนินตามแผนอนุรักษ์พลังงานไม่มีความคุ้มค่าเพราะพลังงานที่ประหยัดได้มีมูลค่าน้อยกว่าเงินที่ใช้จ่ายไป แต่การประเมินมูลค่าการประหยัดในที่นี้ยังไม่รวมประโยชน์อันเกิดจากกิจกรรมสนับสนุนบางประเภท เช่น การประชาสัมพันธ์เพื่อรณรงค์สร้างจิตสำนึกให้ประชาชนโดยทั่วไปประหยัดพลังงาน การให้ทุนการศึกษาอบรมแก่บุคลากรซึ่งมีส่วนในการอนุรักษ์พลังงาน และการให้ทุนสนับสนุนงานวิจัย/

---

[2] การประหยัดพลังงานตามแผนอนุรักษ์พลังงานนี้มีทั้งที่เป็น "การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน" ตามคำอธิบายที่กล่าวมาแล้ว และ "การใช้พลังงานชนิดอื่นๆ เพื่อทดแทนน้ำมัน" ตัวเลขมูลค่าการประหยัดพลังงานนี้เป็นผลจากการประหยัดโดยตรงของมาตรการอนุรักษ์ โดยไม่รวมผลต่อเนื่อง (secondary effects) และยังไม่ได้ปรับให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน (present value) ข้อมูลนี้และข้อมูลส่วนใหญ่ในส่วนที่ 2 ของบทความนี้ได้อาศัยเอกสาร 2 ชิ้น คือรายงานผลการดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน ปีงบประมาณ 2538 – 2542 และรายงานฉบับสมบูรณ์การประเมินผลแผนอนุรักษ์พลังงาน ครั้งที่ 3 โดยบริษัท คอนซัลแทนท์ ออฟ เทคโนโลยี จำกัด ผู้เขียนไม่สามารถประเมินความถูกต้องแม่นยำของตัวเลขเหล่านี้ได้ แต่ก็เชื่อว่าเป็นข้อมูลที่ดีที่สุดเท่าที่จะหาได้

พัฒนาที่ยังไม่สามารถนำมาใช้งานได้โดยตรง ดังนั้น จึงเป็นการยากที่จะใช้ตัวเลขรวมเพื่อสรุปว่าการดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงานได้ผลคุ้มค่าหรือไม่เพียงใด

อย่างไรก็ตาม จากการพิจารณารายละเอียดของผลการดำเนินงาน เราสามารถตั้งข้อสังเกตเกี่ยวกับแผนอนุรักษ์พลังงานในช่วง 10 ปีที่ผ่านมาได้ ดังนี้

ประการแรก ผลการดำเนินงานยังต่ำกว่าเป้าหมายที่ตั้งไว้ในแผนค่อนข้างมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงแผนฯระยะที่ 1 เมื่อพิจารณาจากตัวเลขงบประมาณในตารางที่ 1 จะเห็นได้ชัดว่าโดยรวมแล้วการเบิกจ่ายจากงบประมาณที่ได้รับอนุมัติมีสัดส่วนเพียง 32% ในระยะที่ 1 และเพิ่มขึ้นเป็น 61% ในระยะที่ 2 (หากรวมงบประมาณที่ผูกพัน สัดส่วนจะเพิ่มเป็น 88%) แผนงานภาคบังคับเป็นแผนงานที่ได้รับการอนุมัติงบประมาณมากที่สุดในทั้งสองระยะ แต่ก็เป็นแผนงานที่เบิกจ่ายงบประมาณในสัดส่วนที่ต่ำที่สุด โดยในระยะที่ 1 การเบิกจ่ายงบประมาณที่ได้รับอนุมัติของแผนงานมีสัดส่วนเพียง 17% เท่านั้น

ในช่วงปี 2538 – 2542 มีอาคารควบคุมของเอกชนจำนวน 1,069 แห่ง และโรงงานควบคุมของเอกชนจำนวน 379 แห่งที่ได้รับทุนสนับสนุนภายใต้แผนงานภาคบังคับเพื่อการตรวจสอบการใช้พลังงาน (Energy audit) และการจัดทำเป้าหมายและแผนปฏิบัติเพื่ออนุรักษ์พลังงาน แต่ไม่มีรายใดเลยที่ได้ดำเนินการในขั้นตอนต่อไปเพื่อขอรับทุนสนับสนุนโครงการลงทุนอนุรักษ์พลังงาน ทั้งๆ ที่งบประมาณเพื่อการนี้จัดไว้ถึงกว่า 10,000 ล้านบาท สาเหตุหนึ่งซึ่งทำให้ภาคเอกชนไม่ลงทุนอนุรักษ์พลังงานตามแผนงานนี้อาจเป็นเพราะเกิดปัญหาวิกฤตเศรษฐกิจในช่วงปี 2540-2541 มีผลให้ธุรกิจเอกชนส่วนใหญ่ต้องเผชิญปัญหาการเงินอย่างรุนแรง จึงยังไม่สามารถหันมาสนใจโครงการลงทุนด้านพลังงานเพราะต้องพยายามแก้ไขปัญหาหนี้สินและปัญหาด้านการตลาดก่อนปัญหาอื่นๆ ถึงแม้ว่าธุรกิจจะได้รับเงินสนับสนุนจากภาครัฐในการลงทุนเพื่อประหยัดพลังงาน แต่ก็ต้องใช้เงินของตนเองร่วมไปด้วย[3] อย่างไรก็ตาม กฎระเบียบและวิธีการบริหารงานของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องก็น่าจะเป็นอีกสาเหตุหนึ่ง ซึ่งทำให้อาคารควบคุมและโรงงานควบคุมของเอกชนไม่มีแรงจูงใจในการลงทุนเท่าที่ควร เป็นที่น่าสังเกตด้วยว่า รัฐบาลในอดีตได้ใช้นโยบายอุดหนุนราคาพลังงาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งราคาไฟฟ้าและราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันบางประเภท และน่าจะมีส่วนทำให้ธุรกิจเอกชนยังไม่เห็นความคุ้มค่าทางการเงินจากการลงทุนเพื่อประหยัดพลังงาน

[3] ในการลงทุนภายใต้แผนงานภาคบังคับ ผู้ประกอบการเอกชนจะได้รับเงินอุดหนุนจากกองทุนฯ ไม่เกิน 60% ของเงินลงทุนทั้งหมด และไม่เกิน 10 ล้านบาทต่อมาตรการประหยัด

สิ่งเดียวที่เป็นผลสำเร็จในแผนงานนี้คือการให้ทุนสนับสนุนแก่อาคารของรัฐจำนวน 413 แห่งเพื่อลงทุนปรับปรุงการใช้พลังงาน ความสำเร็จนี้เป็นเพราะการปรับปรุงส่วนใหญ่ไม่ยุ่งยากในทางปฏิบัติและไม่ต้องลงทุนมากนัก เช่น การเปลี่ยนเป็นหลอดไฟประหยัด การติดตั้งโคมไฟมีแผ่นสะท้อนแสง การติดฟิล์มกรองแสงเพื่อลดความร้อนภายนอกผ่านเข้าอาคาร และการติดตั้งเครื่องปรับอากาศแบบประหยัดไฟฟ้า อีกประการหนึ่ง หน่วยงานของรัฐที่เป็นเจ้าของอาคารไม่ต้องใช้งบประมาณของตนเองในการปรับปรุงอาคาร เพราะกองทุนฯ สนับสนุนการลงทุนให้ทั้งหมด ทำให้หน่วยงานเหล่านี้ยินดีให้ความร่วมมือในการลงทุนเพื่อประหยัดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของตน

ในระยะที่ 2 ของแผนฯ ระหว่างปี 2543 – 2547 อัตราการใช้งบประมาณในแผนงานทั้งหมดสูงขึ้นอยู่ในระดับเกิน 50% โดยแผนงานภาคบังคับสามารถเบิกจ่ายงบประมาณได้ประมาณ 50% ของจำนวนเงินที่ได้รับอนุมัติ อาคารควบคุมและโรงงานควบคุมของเอกชนเริ่มให้ความสำคัญกับการลงทุนเพื่อประหยัดพลังงานมากขึ้น ในขณะเดียวกัน ได้มีการปรับปรุงขั้นตอนและวิธีการบริหารแผนงานเพื่อทำให้การขอทุนสนับสนุนมีความคล่องตัวมากขึ้น เช่น โครงการเงินทุนหมุนเวียนโดยผ่านกลไกการพิจารณาสินเชื่อของธนาคารพาณิชย์ และโครงการนำร่องสำหรับบริษัทจัดการพลังงานในโรงงานควบคุม เป็นต้น

ตารางที่ 1: การเบิกจ่ายงบประมาณของโครงการภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน

แผนงาน	งบประมาณที่รับอนุมัติ	งบประมาณที่เบิกจ่าย		งบประมาณที่ผูกพัน	งบประมาณที่เบิกจ่ายและผูกพัน	
	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	% ของงบฯ อนุมัติ	(ล้านบาท)	(ล้านบาท)	% ของงบฯ อนุมัติ
แผนอนุรักษ์พลังงานระยะที่ 1 (ปี 2538 -2542)						
แผนงานภาคบังคับ	12,457	2,124	17%	N/A	N/A	N/A
แผนงานภาคความร่วมมือ	2,781	1,605	58%	N/A	N/A	N/A
แผนงานสนับสนุน	4,048	2,508	62%	N/A	N/A	N/A
รวมสามแผนงาน	19,286	6,237	32%	N/A	N/A	N/A
แผนอนุรักษ์พลังงานระยะที่ 2 (ปี 2543 -2547)						
แผนงานภาคบังคับ	7,565	4,431	59%	2,091	6,522	86%
แผนงานภาคความร่วมมือ	6,365	3,680	58%	2,184	5,864	92%
แผนงานสนับสนุน	6,917	4,622	67%	1,237	5,860	85%
รวมสามแผนงาน	20,847	12,734	61%	5,512	18,246	88%

ที่มา: รายงานผลการดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน ปีงบประมาณ 2538 - 2542 และรายงานฉบับสมบูรณ์การประเมินผลแผนอนุรักษ์พลังงาน ครั้งที่ 3 โดยบริษัท คอนซัลแทนท์ ออฟ เทคโนโลยี จำกัด

ประการที่สอง ประเด็นที่สำคัญกว่าอัตราการใช้งบประมาณคือ คำถามที่ว่า "แผนอนุรักษ์พลังงานทำให้ประเทศสามารถประหยัดการใช้พลังงานได้มากน้อยเพียงใด?" ตารางที่ 2 เปรียบเทียบปริมาณพลังงานที่ประหยัดได้จริงจากการดำเนินโครงการภายใต้แผนงานภาคบังคับและแผนงานภาคความร่วมมือ กับเป้าหมายของการประหยัดพลังงานที่ใช้ในการขอตั้งงบประมาณ[4] จะเห็นได้ว่าการดำเนินโครงการในช่วง 10 ปี (2538-2547) ก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานในปริมาณที่ต่ำมาก โดยแผนอนุรักษ์พลังงานระยะ 5 ปีหลัง ทำให้ความต้องการพลังไฟฟ้าลดลงคิดเป็นเพียง 13% ของปริมาณที่เป็นเป้าหมาย และก่อให้เกิดการประหยัดการใช้พลังงานไฟฟ้าและน้ำมันเชื้อเพลิงในปริมาณที่คิดเป็นเพียง 3% ของเป้าหมาย โดยรวมแล้ว การประหยัดพลังงานภายใต้แผนงานภาคบังคับและแผนงานภาคความร่วมมือระหว่างปี 2543 – 2547 มีมูลค่าคิดเป็นเพียง 5% ของเป้าหมาย ทั้ง ๆ ที่อัตราการใช้งบประมาณสูงกว่า 50% ในขณะเดียวกัน เมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณการใช้พลังงานของประเทศในแต่ละปี ปริมาณพลังงานที่ประหยัดได้โดยแผนงานทั้งสองก็ยิ่งมีความสำคัญน้อยมาก เห็นได้จากการเปรียบเทียบกับปริมาณการใช้พลังงานของประเทศในช่วง 5 ปีที่ผ่านมาดังนี้

การใช้พลังงานไฟฟ้าต่อปีประมาณ 106,000 GWh (ประหยัดได้ 1,618 GWh ในแผนงานระยะแรก และ 2,174 GWh ในแผนงานระยะที่สอง)

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นปีละประมาณ 1,000 เมกะวัตต์ (ประหยัดได้ 47 เมกะวัตต์ ในแผนงานระยะแรก และ 88 เมกะวัตต์ ในแผนงานระยะที่สอง)

การใช้น้ำมันต่อปี คิดในรูปน้ำมันดิบประมาณ 46,000 ล้านลิตรต่อปี (ประหยัดได้ 357 ล้านลิตร ในแผนงานระยะแรก และ 169 ล้านลิตร ในแผนงานระยะที่สอง)

การดำเนินงานได้ต่ำกว่าเป้าหมายอาจเกิดจากการตั้งเป้าหมายที่สูงจนเกินไป หรือการทำงานอย่างไม่มีประสิทธิผล หรือด้วยเหตุผลทั้งสองประการ บริษัท คอนซัลแทนท์ ออฟ เทคโนโลยี จำกัด ซึ่งเป็นที่ปรึกษาผู้ประเมินผลแผนอนุรักษ์พลังงาน ปี 2543 – 2547 ได้สรุปว่าแผนงานภาคบังคับมีผลประหยัดพลังงานซึ่งต่ำกว่าเป้าหมายอยู่มาก เนื่องจากผลการศึกษาและตรวจสอบการใช้พลังงาน (Energy audit) และการจัดทำแผนลงทุนของแต่ละโครงการยังไม่ได้ถูกนำไปดำเนินการโดยโรงงานหรืออาคาร สำหรับแผนงานภาคความร่วมมือซึ่งมีผลประหยัด

---

[4] ตัวเลขเป้าหมายของการประหยัดพลังงานมีเฉพาะแผนในระยะที่ 2 และแผนงานสนับสนุนไม่มีการกำหนดเป้าหมายของการประหยัดพลังงานไว้ เพราะโครงการส่วนใหญ่ไม่ก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานโดยตรง

พลังงานต่ำกว่าเป้าหมายเช่นกันนั้น เป็นเพราะมีโครงการเพียงไม่กี่กลุ่มที่สามารถประหยัดพลังงานได้ ได้แก่ โครงการใช้ก๊าซชีวภาพในอุตสาหกรรมและฟาร์มเลี้ยงสัตว์ และการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ในสาขาขนส่ง ในขณะที่กลุ่มพลังงานอื่น ๆ ยังไม่มีผลประหยัดอย่างชัดเจน อาทิเช่น กลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์และลม กลุ่มประหยัดพลังงานในสาขาที่อยู่อาศัยและการจัดการด้านการใช้พลังงานซึ่งยังเป็นโครงการที่อยู่ในขั้นตอนการศึกษาและวิจัย และโครงการในกลุ่มอุตสาหกรรมขนาดกลางและย่อมซึ่งยังมีการดำเนินการอยู่ในวงที่จำกัดเท่านั้น

ตารางที่ 2: การบรรลุเป้าหมายของการประหยัดพลังงานภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงาน

แผนงาน	หน่วย	เป้าหมาย	ผลการดำเนินงานจริง	
			ผลงาน	% ของเป้าหมาย
แผนงานภาคบังคับและร่วมมือภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงานระยะที่ 1 (ปี 2538 -2542)				
ปริมาณพลังงานที่ประหยัดได้				
- ลดความต้องการพลังไฟฟ้า	Megawatt	N/A	47	N/A
- ทดแทนไฟฟ้า	Gigawatt-hour	N/A	1,618	N/A
- ทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิง	ล้านลิตรน้ำมันดิบ	N/A	357	N/A
รวมมูลค่าการประหยัดพลังงาน	ล้านบาท	N/A	7,746	N/A
แผนงานภาคบังคับและร่วมมือภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงานระยะที่ 2 (ปี 2543 -2547)				
ปริมาณพลังงานที่ประหยัดได้				
- ลดความต้องการพลังไฟฟ้า	Megawatt	655	88	13%
- ทดแทนไฟฟ้า	Gigawatt-hour	76,198	2,174	3%
- ทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิง	ล้านลิตรน้ำมันดิบ	6,653	169	3%
รวมมูลค่าการประหยัดพลังงาน	ล้านบาท	159,565	7,220	5%

ที่มา: รายงานผลการดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน ปีงบประมาณ 2538 - 2542 และรายงานฉบับสมบูรณ์การประเมินผลแผนอนุรักษ์พลังงาน ครั้งที่ 3 โดยบริษัท คอนซัลแทนท์ ออฟ เทคโนโลยี จำกัด

ในแผนอนุรักษ์พลังงานระยะที่ 3 (ปี 2548-2554) ภาครัฐได้เปลี่ยนวิธีการกำหนดแผน โดยที่เคยจำแนกแผนเป็นแผนงานภาคบังคับ แผนงานภาคความร่วมมือ และแผนงานสนับสนุนตามแผนอนุรักษ์พลังงานระยะที่ 1 และ 2 เปลี่ยนมาเป็นการจำแนกแผนตามเป้าหมาย มีการแยกย่อยสาขาเศรษฐกิจที่รัฐต้องการส่งเสริมให้เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และแยกย่อยตามพลังงานทดแทนที่จะต้องได้รับการสนับสนุนเพื่อทดแทนพลังงานในแต่ละสาขาเศรษฐกิจ รวมทั้งเน้นการสนับสนุนงานวิจัยและพัฒนามากขึ้น เชื่อกันว่าการดำเนินงานในแผนฯ ระยะที่ 3 นี้จะสัมฤทธิ์ผลมากกว่าในอดีต เพราะมีวัตถุประสงค์และเป้าหมายที่ชัดเจนและเป็นไปได้มากขึ้น อีกทั้งราคาน้ำมันมีแนวโน้มสูงขึ้นตั้งแต่ปี 2547 ทำให้การลงทุนในมาตรการประหยัดพลังงานมีความคุ้มค่ามากขึ้นด้วย

ประการที่สาม เท่าที่ผ่านมา แผนอนุรักษ์พลังงานระยะที่ 1 และที่ 2 มุ่งเน้นการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในอาคารและโรงงานอุตสาหกรรม โดยพลังงานที่ใช้ส่วนใหญ่ในอาคารและโรงงานอยู่ในรูปของไฟฟ้า และตามที่ได้กล่าวมาแล้วว่า กว่า 70% ของไฟฟ้าที่ผลิตในประเทศอาศัยก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ดังนั้น แผนอนุรักษ์พลังงานที่ผ่านมาจึงกลายเป็นแผนที่เน้นการประหยัดการใช้ไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติเป็นสำคัญ

ในระยะหลัง ปัญหาพลังงานที่สำคัญของประเทศคือการที่ราคาน้ำมันแพงขึ้นมาก ถึงแม้ว่าก๊าซธรรมชาติจะแพงขึ้นตามราคาน้ำมัน แต่ก็มีราคาเพิ่มในสัดส่วนที่น้อยกว่าน้ำมัน การมุ่งเป้าไปที่การประหยัดการใช้ไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติจึงเป็นการแก้ไขที่ยังไม่ตรงจุดนัก แผนอนุรักษ์พลังงานในสถานการณ์ที่น้ำมันแพงจึงน่าจะมุ่งตรงไปที่การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้น้ำมัน และในเมื่อกว่าครึ่งหนึ่งของน้ำมันถูกใช้ไปในการขนส่งสินค้าและผู้โดยสาร แผนอนุรักษ์พลังงานก็ควรหันมาให้ความสำคัญกับการประหยัดน้ำมันในสาขาขนส่งมากขึ้น เป็นที่น่าเสียดายที่พระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 ไม่ได้ให้ความสำคัญกับการอนุรักษ์พลังงานในสาขาขนส่งเท่ากับในโรงงานและอาคาร[5] อย่างไรก็ตาม ในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา ได้มีการปรับแผนเพื่อเพิ่มความสำคัญให้กับการอนุรักษ์พลังงานและการใช้พลังงานทดแทนในสาขาขนส่งมากขึ้น เช่น การส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ และการวิจัยและสาธิตเกี่ยวกับไบโอดีเซล

[5] ในการปรับปรุงกฎหมายนี้ นอกจากควรแก้ไขประเด็นการเพิ่มความสำคัญของการประหยัดพลังงานในสาขาขนส่งแล้ว ยังมีประเด็นอื่น ๆ ที่ควรแก้ไขอีกด้วย เช่น การปรับปรุงองค์ประกอบของคณะกรรมการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นกรรมการเพิ่มเติม

ประการที่สี่ โครงการส่วนใหญ่ในแผนอนุรักษ์พลังงานมีลักษณะที่ส่งเสริมการประหยัดพลังงานและการพัฒนาพลังงานทดแทน โดยไม่เปลี่ยนโครงสร้างการผลิต ตัวอย่างเช่น แผนงานภาคบังคับกำหนดให้โรงงานขนาดใหญ่ที่ใช้พลังงานมากในทุกอุตสาหกรรมต้องหันมาเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน แต่ยังไม่มีแผนที่จะปรับโครงสร้างของสาขาอุตสาหกรรมเพื่อให้เพิ่มสัดส่วนของอุตสาหกรรมที่มีความเข้มข้นในการใช้พลังงานต่ำ (Low energy intensity) เช่น อุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิคส์ และเคมี และลดบทบาทของอุตสาหกรรมที่มีความเข้มข้นในการใช้พลังงานสูง (High energy intensity) เช่น อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ และการถลุงโลหะ ในด้านการขนส่ง การปรับโครงสร้างเพื่อประหยัดพลังงานหมายถึงการเปลี่ยนวิธีการขนส่ง (Transport mode) ให้หันมาใช้การขนส่งมวลชน การขนส่งทางน้ำ และการขนส่งทางราง ทดแทนการขนส่งทางถนนซึ่งเป็นวิธีการขนส่งที่สิ้นเปลืองพลังงานมากกว่าวิธีอื่น

การปรับเปลี่ยนโครงสร้างทั้งในอุตสาหกรรมและการขนส่งเป็นประเด็นที่ต้องใช้เงินลงทุนค่อนข้างสูง และมีต้นทุนสูงสำหรับผู้เกี่ยวข้องในการเปลี่ยนพฤติกรรมด้วย แต่ก็เป็นแนวทางการอนุรักษ์พลังงานที่มีประสิทธิผลที่สุดในระยะยาว ดังนั้น แผนอนุรักษ์พลังงานจึงควรคำนึงถึงประเด็น “โครงสร้าง” นี้ในการพิจารณามาตรการระยะยาว

นอกจากแผนและมาตรการอนุรักษ์พลังงานภายใต้พระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 นี้แล้ว ยังมีมาตรการอื่น ๆ ที่ดำเนินการโดยหน่วยงานของรัฐที่ไม่อาศัยอำนาจหรือเงินช่วยเหลือของ พรบ. นี้ ได้แก่

การรับรองการติดฉลากเบอร์ 5 เพื่อช่วยให้ผู้บริโภคสามารถเลือกใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าที่ประหยัดไฟฟ้า เช่น เครื่องปรับอากาศ และตู้เย็น โดยมีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเป็นรัฐวิสาหกิจที่ริเริ่มโครงการนี้

การส่งเสริมให้ลงทุนเพื่อเปลี่ยนหรือขยายเครื่องจักรที่ประหยัดพลังงาน โดยการลดหรือยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีเงินได้สำหรับเครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ใช้เพื่อการประหยัดพลังงาน

อย่างไรก็ตาม ถึงแม้ว่าภาครัฐจะมีแผน แผนงาน มาตรการ และโครงการเพื่อการอนุรักษ์พลังงานต่าง ๆ เป็นจำนวนมาก และได้ดำเนินการมาเป็นเวลาอย่างน้อย 10 ปีแล้วก็ตาม แต่ถ้าจะพิจารณาผลกระทบโดยรวม จะเห็นได้ว่าความพยายามของภาครัฐในด้านนี้ยังไม่ประสบความสำเร็จเท่าที่ควร พิจารณาได้จากความเข้มข้นในการใช้พลังงาน (Energy intensity) วัดในรูปของหน่วยความร้อนต่อ GDP ซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นโดยตลอดในช่วงเวลา 15 ปีที่ผ่านมา เหตุผลสำคัญ

น่าจะเป็นเพราะมาตรการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานในโรงงานและภาคขนส่ง รวมทั้งมาตรการราคาพลังงาน ยังไม่จูงใจให้ผู้ใช้พลังงานหันมาสนใจในการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมและการลงทุนเพื่อประหยัดพลังงานอย่างจริงจัง

2.2 การใช้พลังงานอื่นเพื่อทดแทนน้ำมัน

นอกจากการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพแล้ว อีกแนวทางหนึ่งในการลดการพึ่งพาน้ำมันคือ การหันไปใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ เพื่อทดแทนน้ำมัน ในการพิจารณาเปรียบเทียบว่าเชื้อเพลิงใดมีความเหมาะสมในการส่งเสริมให้ใช้เพื่อทดแทนน้ำมันนั้น มีประเด็นที่ควรวิเคราะห์ดังนี้

ประเด็นแรกคือ ต้นทุนทางเศรษฐกิจซึ่งครอบคลุมทั้งต้นทุนของเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นต้องใช้กับเชื้อเพลิงแต่ละชนิด เชื้อเพลิงที่เหมาะสมควรมีต้นทุนทางเศรษฐกิจที่ต่ำ นอกจากจะพิจารณาถึงระดับราคาของเชื้อเพลิงแล้ว เราควรพิจารณาเลือกใช้พลังงานที่มีความผันผวนทางราคาในระดับที่ต่ำด้วย

ประเด็นที่สองคือความมั่นคงด้านอุปทาน เชื้อเพลิงทางเลือกที่ดีคือเชื้อเพลิงที่มีปริมาณสำรอง (Reserves) สูง[6] หรือที่มีศักยภาพในการผลิตที่สูง[7] นอกจากขนาดของอุปทานของเชื้อเพลิงแล้ว เราควรประเมินด้วยว่า แหล่งผลิตหรือวิธีการผลิตเชื้อเพลิงมีความแน่นอนเชื่อถือได้เพียงใดในการผลิตและการขนส่งมาขายในไทยได้อย่างสม่ำเสมอและตรงเวลา ดังนั้น ความมั่นคงด้านอุปทานของเชื้อเพลิงจึงขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ ที่สำคัญได้แก่ ภาวะการเมืองระหว่างประเทศ เสถียรภาพทางการเมือง/เศรษฐกิจ/สังคมของแหล่งผลิตเชื้อเพลิง ความมั่นคงปลอดภัยของเส้นทางขนส่งเชื้อเพลิง และสภาพภูมิอากาศและธรณีวิทยาของแหล่งผลิตเชื้อเพลิง

ประเด็นสุดท้ายคือผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การใช้เชื้อเพลิงส่วนใหญ่ (ทั้งเพื่อการผลิตไฟฟ้าและการขนส่ง) ทำให้เกิดมลภาวะทางอากาศเป็นสำคัญ ในทางเศรษฐศาสตร์ ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมนี้ ก่อให้เกิดผลกระทบภายนอก (Externalities) ซึ่งถือเป็นต้นทุนทางเศรษฐกิจและ

---

[6] สำหรับเชื้อเพลิงที่เป็นแร่ธาตุ ปริมาณสำรองมักจะวัดได้จากปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved reserves) ซึ่งเป็นปริมาณเชื้อเพลิงใต้ดินที่มีการค้นพบและพิสูจน์ได้แล้วว่าสามารถนำมาใช้ได้อย่างแน่นอน โดยอาศัยข้อมูลและความรู้ทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมศาสตร์ ภายใต้ภาวะทางเศรษฐกิจในปัจจุบัน

[7] สำหรับเชื้อเพลิงที่ผลิตได้จากกิจกรรมการเกษตร ศักยภาพในการผลิตขึ้นอยู่กับตัวแปรสำคัญ ได้แก่ ปริมาณผลิตสินค้าเกษตรที่เกี่ยวข้อง พื้นที่เพาะปลูก ผลผลิตต่อไร่ และเทคโนโลยีในการแปรรูปให้เป็นเชื้อเพลิง

สังคม โดยต้นทุนเหล่านี้ไม่สามารถถูกผลักไปให้เป็นภาระของผู้ใช้เชื้อเพลิงที่ก่อให้เกิดผลกระทบได้ทั้งหมด ดังนั้น เชื้อเพลิงที่เหมาะสมควรเป็นเชื้อเพลิงที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

นอกจากประเด็นทั้งสามที่กล่าวมาแล้ว การพิจารณาความเหมาะสมด้านเชื้อเพลิงจำเป็นต้องคำนึงถึงส่วนผสมของเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ที่นำมาใช้ในเวลาเดียวกัน (Fuel combination หรือ fuel mix) โดยประเมินว่ามีความหลากหลาย (Diversity) ในลักษณะที่เหมาะสมหรือไม่ การใช้เชื้อเพลิงที่มีความหลากหลายมากขึ้นอาจเป็นการกระจายความเสี่ยง ทำให้ความผันผวนด้านต้นทุนและความเสี่ยงด้านอุปทานมีแนวโน้มลดลงก็ได้ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความสัมพันธ์ระหว่างราคาและแหล่งผลิตของเชื้อเพลิงเหล่านั้น

เราจะอาศัยประเด็นที่กล่าวมาแล้ว เพื่อประเมินเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ว่ามีความเหมาะสมในการส่งเสริมให้ใช้ในประเทศไทยเพื่อทดแทนน้ำมันหรือไม่ อย่างไร โดยเชื้อเพลิงที่อยู่ในขอบข่ายของการพิจารณาได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน พลังน้ำ และพลังงานหมุนเวียนต่างๆ

2.2.1 ก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ค่อนข้างสะอาด คือมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลอื่นๆ เพราะมีการเผาไหม้ที่สมบูรณ์กว่า แต่การขนส่งและการเก็บสำรองมีต้นทุนที่สูง เพราะต้องขนส่งทางท่อในสภาพที่เป็นก๊าซ หรือต้องเปลี่ยนสภาพเป็นของเหลว (เรียกว่า liquefied natural gas หรือ LNG) เพื่อขนส่งโดยเรือชนิดพิเศษและเก็บสำรองในถังเก็บที่แข็งแรงมาก การใช้ก๊าซธรรมชาติจึงไม่หลากหลายและกว้างขวางเท่ากับน้ำมัน โดยก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่มักถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และในอุตสาหกรรม

สำหรับประเทศไทย ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่สำคัญที่สุดในการทดแทนน้ำมัน ในปี 2548 การผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศสูงถึงกว่า 2,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (million cubic feet per day หรือ mmcfd) หรือเทียบเท่ากับน้ำมันดิบในปริมาณกว่า 400,000 บาร์เรลต่อวัน โดย 80% ของก๊าซธรรมชาติถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ที่เหลือถูกใช้แยกเป็นวัตถุดิบสำหรับอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ รัฐบาลเพิ่งจะส่งเสริมให้ใช้ก๊าซธรรมชาติ (ในรูปของ Compressed natural gas หรือ CNG) ในรถยนต์อย่างจริงจังเมื่อปี 2548 จะเห็นได้ว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มมากขึ้นจนทำให้การผลิตในประเทศไม่เพียงพอ จำเป็นต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพม่าตั้งแต่ปี 2543 เป็นต้นมา

ประเด็นสำคัญเกี่ยวกับความมั่นคงด้านอุปทานคือ "ยังมีก๊าซธรรมชาติเหลืออยู่ในประเทศมากน้อยเพียงใด และก๊าซธรรมชาติจากประเทศเพื่อนบ้านจะมีให้ไทยใช้ไปได้อีกนานเพียงใด" กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รายงานว่า ณ เดือนธันวาคม 2545 ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved reserve หรือ P1) ของก๊าซธรรมชาติในประเทศ (รวมถึงพื้นที่คาบเกี่ยวไทย-มาเลเซีย) มีจำนวน 15.6 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต (trillion cubic feet หรือ tcf) ถ้ารวมปริมาณที่เป็นไปได้ (Probable reserve หรือ P2) ปริมาณจะเพิ่มเป็น 24.7 tcf และหากรวมปริมาณสำรองที่อาจเป็นไปได้ (Possible reserve หรือ P3)[8] ปริมาณที่เป็นไปได้สูงสุดจะเป็น 33 tcf คาดว่าปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศจะถึงระดับสูงสุดในปี 2553 และหลังจากนั้นจะค่อยๆลดลง นอกจากปริมาณสำรองเหล่านี้แล้ว ยังมีก๊าซธรรมชาติในแหล่งต่างๆของประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ พม่า เวียดนาม และพื้นที่คาบเกี่ยวไทย-กัมพูชา ซึ่งประเมินว่าจะสามารถพัฒนานำมาใช้ในไทยได้เป็นจำนวนสูงสุดประมาณ 20 tcf[9]

ส่วนความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของไทยนั้น คาดว่าจะเพิ่มจากวันละ 3,300 ล้านลูกบาศก์ฟุตในปี 2549 ขึ้นเป็นประมาณ 4,000 mmcfd ตั้งแต่ปี 2553 เป็นต้นไป เมื่อเปรียบเทียบความต้องการใช้ในอนาคตกับปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติทั้งในไทยและในประเทศเพื่อนบ้านแล้ว ปรากฏว่าอายุการใช้งานของปริมาณสำรองประเภท P1 จะเหลืออีกประมาณ 22 ปีนับจากปี 2550 เป็นต้นไป ถ้ารวม P1 และ P2 เข้าด้วยกัน ก็จะมีก๊าซธรรมชาติเหลือให้ไทยใช้ได้เพิ่มขึ้นอีก 6 ปี คือเหลืออายุใช้งานประมาณ 28 ปี และหากรวมเอา P3 เข้าไปด้วย ก็จะเพิ่มอายุใช้งานของก๊าซธรรมชาติที่เหลือเป็นประมาณ 34 ปี[10] ดังนั้น สำหรับโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างใหม่ในอนาคตเพื่อใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และโดยปกติโรงไฟฟ้าจะมีอายุใช้งานประมาณ 25 – 30 ปี ปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติที่คาดว่าไทยจะใช้ได้ก็อาจจะไม่เพียงพอตลอดอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า

---

[8] probable reserve คือปริมาณสำรองที่มีความเชื่อมั่นว่าจะผลิตได้ในอนาคต โดยมีความน่าจะเป็น หรือ probability เกินกว่า 50% ส่วน possible reserve คือปริมาณสำรองที่มีความเชื่อมั่นว่าจะผลิตได้ในอนาคต โดยมีความน่าจะเป็น หรือ probability เกินกว่า 10%

[9] ดูเอกสารชื่อ "ควรใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า" ใน website ของสำนักนโยบายและแผนพลังงาน

[10] ในเอกสารชื่อ "ควรใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า" สำนักนโยบายและแผนพลังงานใช้ข้อมูลปริมาณสำรอง ณ เดือนธันวาคม 2543 และประเมินว่าไทยจะมีก๊าซธรรมชาติในประเทศและประเทศเพื่อนบ้านให้ใช้อีก 18 ปี (P1) 24 ปี (P1 + P2) และ 50 ปี (P1 + P2 + P3)

เหล่านั้น อย่างไรก็ตาม มีข้อสังเกตว่า การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) กำลังลงทุนก่อสร้างท่อก๊าซสายที่สามในอ่าวไทยพร้อมทั้งระบบท่อเชื่อมโยง ซึ่งจะใช้เงินลงทุนถึง 93,000 ล้านบาท และจะทำให้กำลังส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลเพิ่มเป็น 3,120 mmcfd ในปี 2553

แหล่งก๊าซธรรมชาติที่สำคัญในประเทศใกล้เคียงอีกแห่งหนึ่ง ซึ่งคาดว่าจะมีก๊าซธรรมชาติในปริมาณสูง คือแหล่งนาตูนาตะวันออกของประเทศอินโดนีเซีย ประเมินกันว่าแหล่งนี้มีปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติมากถึง 42 tcf ซึ่งมากกว่าปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของไทยและประเทศเพื่อนบ้านรวมกัน อย่างไรก็ตาม การขนส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งนี้มาใช้ในไทยคงต้องลงทุนอีกมากเพื่อก่อสร้างท่อก๊าซในทะเลยาวเกือบ 1,000 กิโลเมตร เพื่อมาเชื่อมกับระบบท่อของไทยในบริเวณพื้นที่พัฒนาร่วม ไทย – มาเลเซีย และการพัฒนาแหล่งนาตูนาตะวันออกนี้ก็ยังไม่มีความชัดเจน ทำให้การใช้ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งนี้เป็นเพียงแผนระยะยาวที่ยังไม่มีความแน่นอนนัก จึงเป็นไปได้ว่า ในระยะยาว ไทยอาจจะต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติในรูปของ LNG โดยซื้อจากแหล่งผลิตที่ไกลออกไป

เมื่อพิจารณาภาพกว้างของอุปทานในระดับโลก โดยดูจากปริมาณสำรองของทุกประเทศรวมกันและเปรียบเทียบกับอัตราการผลิตขึ้นมาใช้ คิดเป็นสัดส่วนที่เรียกว่า reserves-to- production ratio (R/P ratio) ซึ่งแสดงจำนวนปีที่ใช้ทรัพยากรธรรมชาติต่อไปได้ในอนาคต ผลปรากฏว่า ก๊าซธรรมชาติมีอุปทานโดยเปรียบเทียบที่สูงกว่าน้ำมัน กล่าวคือ เมื่อสิ้นปี 2547 ก๊าซธรรมชาติในโลกยังมีเหลือใช้ไปได้อีกประมาณ 67 ปี ในขณะที่น้ำมันมีปริมาณสำรองให้โลกใช้ไปได้อีกประมาณ 40 ปี (British Petroleum, 2005) ในด้านการกระจายแหล่งปริมาณสำรองไปตามประเทศต่างๆ ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันมีอัตราการกระจายที่ใกล้เคียงกัน ประเทศในห้าอันดับแรกมีปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติรวมกันเท่ากับ 64% ของทั้งหมด เทียบกับ 59% สำหรับน้ำมัน ประเทศในสิบอันดับแรกเป็นเจ้าของปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติรวมกันคิดเป็น 76% ของทั้งโลก เทียบกับ 82% ในกรณีของน้ำมัน ประเทศที่มีปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติมากที่สุด 3 อันดับแรกได้แก่ รัสเซีย (27%) อิหร่าน (15%) และกาต้าร์ (14%) อย่างไรก็ตาม กว่า 60% ของน้ำมันอยู่ในประเทศแถบตะวันออกกลาง เทียบกับ 40% ในกรณีของก๊าซธรรมชาติ เมื่อพิจารณาภาวะการเมืองระหว่างประเทศและเสถียรภาพความมั่นคงในภูมิภาคต่างๆ แล้ว ต้องถือได้ว่าตะวันออกกลางมีความเสี่ยงด้านการผลิตเชื้อเพลิงค่อนข้างสูง จึงทำให้ก๊าซธรรมชาติมีความมั่นคงด้านอุปทานที่ดีกว่าน้ำมันอยู่บ้าง

ก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในประเทศไทยมีราคาค่อนข้างต่ำ เมื่อเทียบกับน้ำมันเตาที่เคยใช้เป็นเชื้อเพลิงสำคัญในการผลิตไฟฟ้า โดย ปตท. เป็นผู้ผูกขาดในการซื้อก๊าซธรรมชาติที่ปากหลุมจากผู้ผลิตในประเทศและได้ซื้อก๊าซธรรมชาติทั้งจากแหล่งในประเทศและในพม่าโดยตกลงกับผู้ขายให้มีสูตรปรับราคาปากหลุมที่ใช้ดัชนีต่างๆเป็นตัวปรับ ได้แก่ ราคาน้ำมันเตา อัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อ ทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติมีความเชื่อมโยงกับราคาน้ำมันระดับหนึ่ง แต่ความสัมพันธ์ระหว่างราคาของเชื้อเพลิงทั้งสองก็ไม่ใช่เป็น 1:1 โดยราคาก๊าซธรรมชาติจะเปลี่ยนแปลงไปตามราคาน้ำมันเพียงบางส่วนและมีการทิ้งช่วง (Time lag) ประมาณ 3 – 6 เดือน

การศึกษาของ ERM-Siam (2549) พบว่า ก๊าซธรรมชาติที่ไทยใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีราคาต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติที่ซื้อขายกันในหลายประเทศ รวมถึงตลาดในอเมริกาเหนือ (Henry Hub spot prices) และตลาด International Petroleum Exchange ในลอนดอน ที่เป็นเช่นนี้เพราะตลาดก๊าซธรรมชาติของไทยเป็นตลาดที่ผู้ซื้อก๊าซที่ปากหลุมมีอำนาจในการต่อรองมากกว่าผู้ขาย โดยภาครัฐของไทยมีอำนาจผูกขาดในการซื้อผ่านองค์กรของรัฐ คือ ปตท. (ซึ่งเป็นผู้ซื้อผูกขาด) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งเป็นผู้ใช้รายใหญ่ที่สุด อย่างไรก็ตาม การศึกษาดังกล่าวคาดว่าอำนาจของผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติที่ปากหลุมในไทยจะลดลงในอนาคต เนื่องจากไทยจำเป็นต้องพึ่งพาก๊าซธรรมชาติที่นำเข้าจากพม่าและประเทศเพื่อนบ้านอื่นๆ มากขึ้น เพื่อชดเชยส่วนของก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ในประเทศในจำนวนที่ลดลง โดยปริมาณนำเข้าอาจเพิ่มขึ้นสูงเป็นสัดส่วนถึง 50% ของจำนวนที่ใช้ในประเทศทั้งหมด (เทียบกับ 27% ในปี 2548) ในขณะเดียวกัน ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยประเทศอื่นๆในภูมิภาคก็จะเพิ่มขึ้นด้วย ในช่วง 2 ปีที่ผ่านมา มี 3 ประเทศคือ อินเดีย บังคลาเทศ และจีน ที่ได้จัดทำข้อตกลงเบื้องต้นกับพม่าเพื่อพัฒนาท่อก๊าซจากพม่าไปยังประเทศเหล่านี้ จึงคาดได้ว่า ในอนาคต ราคาก๊าซธรรมชาติจากพม่าที่ขายให้กับไทยคงจะมีแนวโน้มที่แพงขึ้น

การศึกษาของ ERM-Siam คาดด้วยว่า ในระดับตลาดโลก ราคาก๊าซธรรมชาติและราคาน้ำมันจะเชื่อมโยงกันมากขึ้นกว่าเดิม โดยตลาด LNG จะขยายตัวและพัฒนาไปในลักษณะที่มีตลาดจร ซึ่งก็จะทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติทั้งในตลาดจรและตลาดล่วงหน้าเปลี่ยนแปลงไปตามราคาน้ำมันในตลาดโลกมากขึ้น ดังนั้น หากในอนาคตไทยจำเป็นต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติมากขึ้น ทั้งโดยการขนส่งทางท่อและโดยการขนส่งทางเรือในรูปของ LNG ราคาของก๊าซธรรมชาติที่ไทยต้องจ่ายก็น่าจะแพงขึ้นตามแนวโน้มของราคาน้ำมัน

เท่าที่ผ่านมา การใช้ก๊าซธรรมชาติของไทยกระจุกตัวอยู่ในการผลิตไฟฟ้า และการผลิตไฟฟ้าเองก็หันมาใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงมากขึ้นอย่างรวดเร็ว ในปัจจุบันไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนสูงถึง 70% ของพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ผลิตเองและซื้อจากผู้ผลิตรายอื่นรวมกันทั้งหมด หากไม่มีการเปลี่ยนแปลงในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP 2004) สัดส่วนนี้จะยิ่งเพิ่มขึ้นอีกเป็น 75% ในปี 2553 และมากกว่า 80% ในปี 2558 เมื่อคำนึงถึงข้อจำกัดและความไม่แน่นอนด้านปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติในภูมิภาค รวมทั้งแนวโน้มที่ไทยจะต้องซื้อก๊าซธรรมชาติในราคาที่สูงขึ้นและเปลี่ยนแปลงไปตามราคาน้ำมันมากขึ้น สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติซึ่งจะสูงขึ้นถึง 80% นี้ ก็น่าจะเป็นการเพิ่มความเสี่ยงด้านอุปทานให้กับประเทศได้

ในปี 2548 รัฐบาลเริ่มใช้มาตรการหนึ่งเพื่อลดการพึ่งพาพลังงานนำเข้า โดยเร่งรัดการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ทดแทนน้ำมันในรถยนต์ และกำหนดเป้าหมายให้สามารถทดแทนการใช้เบนซินในปริมาณ 10% หรือ ประมาณ 2 ล้านลิตรต่อวัน ในรถยนต์จำนวน 89,000 คัน รวมทั้งให้สามารถทดแทนการใช้ดีเซลในปริมาณ 10% หรือ ประมาณ 5 ล้านลิตรต่อวัน ในรถยนต์จำนวน 91,370 คัน ต่อมา ปตท. ได้ทบทวนแผนปฏิบัติการ และตั้งเป้าหมายเพิ่มจำนวนรถยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ (NGV) เป็น 300,000 คันในปี 2551 และเพิ่มเป็น 500,000 คันในปี 2553 ทำให้ปริมาณน้ำมันที่ถูกทดแทนโดยก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นด้วยเป็น 15% ปตท. วางแผนรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์โดยจะขยายจำนวนสถานีบริการ NGV ให้ได้ 160 แห่งในปี 2549 และเพิ่มเป็น 420 แห่งในปี 2551 และ 740 แห่งในปี 2553

การดัดแปลงเครื่องรถยนต์ให้ใช้ได้กับก๊าซธรรมชาติมีค่าใช้จ่ายคันละประมาณ 32,000-58,000 บาท สำหรับรถยนต์เบนซิน ประมาณ 50,000 – 80,000 บาทสำหรับรถตู้ใช้ดีเซล และประมาณ 200,000 – 1,000,000 บาท สำหรับรถโดยสารและรถบรรทุก ในต้นเดือนมิถุนายน 2549 เบนซินขายปลีกที่ราคาลิตรละเกือบ 29 บาท ราคาขายปลีกดีเซลประมาณลิตรละ 27 บาท และราคาขายปลีก NGV ที่ 8.50 บาทต่อกิโลกรัม ด้วยราคาที่แตกต่างกันนี้ ผู้ที่ดัดแปลงเครื่องยนต์เพื่อหันมาใช้ NGV น่าจะประหยัดค่าเชื้อเพลิงได้เดือนละ 5,000 – 100,000 บาท (ขึ้นอยู่กับขนาดเครื่องยนต์และระยะทางวิ่ง) ซึ่งก็น่าจะทำให้การลงทุนดัดแปลงเครื่องยนต์มีระยะเวลาคืนทุน (payback period) ไม่เกิน 2 ปี และน่าจะจูงใจให้มีผู้สนใจหันมาใช้ NGV กันมากขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งเจ้าของรถที่ใช้งานเชิงพาณิชย์ เช่น แท็กซี่ รถโดยสารและรถบรรทุก เป็นต้น แต่ในทางปฏิบัติปรากฏว่า แรงจูงใจทางการเงินในปัจจุบันดูเหมือนจะยังไม่เพียงพอที่จะทำให้ผู้ใช้รถหันมาใช้

NGV กันมากนัก ในช่วงเดือนเมษายน – พฤษภาคม ปี 2549 มีผู้มาขอกู้เงินดอกเบี้ยต่ำเพื่อดัดแปลงเครื่องยนต์จากโครงการทุนหมุนเวียนสำหรับรถ NGV ของ ปตท. เพียง 9 ราย รวมเป็นเงินไม่ถึง 400,000 บาท เทียบกับงบประมาณที่ตั้งไว้ให้กู้ทั้งหมดเป็นเงินถึง 7,000 ล้านบาท สำหรับรถยนต์จำนวน 25,000 คัน ปัญหาที่ทำให้ไม่มีผู้สนใจใช้ NGV ในโครงการนี้อาจเกิดจากเงื่อนไขการให้สินเชื่อผ่านธนาคารพาณิชย์ซึ่งทำให้ผู้ประกอบการเจ้าของรถหลายรายไม่มีคุณสมบัติที่ดีพอ ปัญหาอีกส่วนหนึ่งอาจมาจากความไม่สะดวกในการหาสถานีเพื่อเติม NGV สถานีบริการยังมีจำนวนน้อย และความไม่มั่นใจในผลกระทบต่อประสิทธิภาพของเครื่องยนต์และความปลอดภัยในการใช้ NGV จึงคาดหวังไม่ได้ว่าโครงการนี้และแผนปฏิบัติการโดยรวมของรัฐบาลและ ปตท. จะบรรลุเป้าหมายได้ภายในเวลาที่กำหนด

ถึงแม้ว่าการดัดแปลงเครื่องยนต์ให้ใช้ NGV จะมีความคุ้มค่าทางการเงิน แต่ประเด็นที่สำคัญคือ การลงทุนนี้มีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจหรือไม่ หากเราใช้ราคาเชื้อเพลิงที่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง โดยหักภาษีและเงินกองทุนน้ำมันจำนวนลิตรละ 5 – 7 บาทออกจากราคาขายปลีกน้ำมัน และเพิ่มราคา NGV ขึ้นอีกประมาณกิโลกรัมละ 2 บาทเพื่อชดเชยการอุดหนุนราคาของ ปตท. ผลการเปรียบเทียบมูลค่าการประหยัดเชื้อเพลิงกับค่าใช้จ่ายในการดัดแปลงเครื่องยนต์น่าจะชี้ได้ว่า การใช้ NGV มีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจอยู่ในระดับหนึ่ง (ดูผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจและการเงินในตารางที่ 3) ดังนั้น มาตรการส่งเสริมการใช้ NGV ก็น่าจะเป็นไปในทิศทางที่ถูกต้องแล้ว อย่างไรก็ตาม ข้อจำกัดเกี่ยวกับปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติและราคาของก๊าซธรรมชาติที่คาดว่าจะสูงขึ้นตามราคาน้ำมัน ก็ยังเป็นประเด็นที่ควรนำมาพิจารณาเพื่อกำหนดทิศทางและขนาดของโครงการส่งเสริมการใช้ NGV ต่อไป หากจำนวนรถยนต์ที่ดัดแปลงเครื่องยนต์เป็นไปตามเป้าหมาย ความต้องการใช้ NGV ในอนาคตอาจสูงถึงกว่า 600 mmcfd ในปี 2553 คำถามก็คือ ในที่สุด เราจะมีก๊าซธรรมชาติให้ใช้เพียงพอสำหรับเป็นเชื้อเพลิงทั้งในการผลิตไฟฟ้าและในรถยนต์หรือ?

ตารางที่ 3: การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการดัดแปลงเครื่องรถยนต์ให้ใช้ CNG

	Financial Savings		Economic Savings	
	Gasoline	**CNG**	**Gasoline**	**CNG**
Km. Use Per Year	35,000	35,000	35,000	35,000
Fuel Efficiency	(km/litre)	(km/kg)	(km/litre)	(km/kg)
	10.00	8.75	10.00	8.75
Fuel Consumed Per Year	(litre)	(kg)	(litre)	(kg)
	3,500	4,000	3,500	4,000
Fuel Price	(Baht/litre)	(Baht/kg)	(Baht/litre)	(Baht/kg)
	29.00	8.50	22.00	10.50
Fuel Cost Per Year (Baht)	101,500	34,000	77,000	42,000
Discount Rate (%)	10		10	
Fuel Savings Year 1		67,500		35,000
Fuel Savings Year 2		67,500		35,000
Fuel Savings Year 3		67,500		35,000
Fuel Savings Year 4		67,500		35,000
Fuel Savings Year 5		67,500		35,000
Present Value of Saving (Baht)		255,878		132,678

ที่มา: จากการคำนวณของผู้เขียน

2.2.2 ถ่านหิน

ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาณมากและราคาไม่แพง โดยทั่วไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การถลุงโลหะ และในอุตสาหกรรมต่างๆ เช่น อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ แต่การใช้ถ่านหินก็สามารถก่อให้เกิดมลภาวะได้มากเพราะการเผาไหม้ถ่านหินปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยพลังงานออกมาในอัตราที่สูง ทั้งยังปล่อยก๊าซพิษ เช่น ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ออกมาด้วย เพื่อให้การใช้ถ่านหินเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมมากขึ้น จึงมีการพัฒนาเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด

(clean coal technology) ซึ่งมีทั้งการทำให้ถ่านหินสะอาดขึ้นในช่วงก่อนการเผาไหม้ ในขณะที่เผาไหม้ และภายหลังการเผาไหม้ รวมทั้งการแปรสภาพถ่านหินให้เป็นก๊าซหรือเป็นของเหลว

ประเทศไทยมีแหล่งถ่านหินที่มีคุณภาพต่ำในรูปของลิกไนต์ โดยมีปริมาณสำรองทั้งหมดประมาณ 2,870 ล้านตัน ปริมาณสำรองกว่า 1,000 ล้านตันอยู่ที่แอ่งในอำเภอแม่เมาะ จังหวัดลำปาง ในปี 2547 ปริมาณการใช้ลิกไนต์เป็นจำนวน 20.5 ล้านตัน โดยใช้เป็นเชื้อเพลิงจำนวน 16.5 ล้านตันในการผลิตไฟฟ้าที่แม่เมาะซึ่งมีกำลังการผลิต 2,400 เมกะวัตต์ (MW) ส่วนที่เหลือส่วนใหญ่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตปูนซีเมนต์ และมีจำนวนไม่มากที่ใช้ในอุตสาหกรรมอื่นๆ รวมทั้งการบ่มใบยาสูบในภาคเหนือ หากอัตราการใช้ลิกไนต์อยู่ในระดับใกล้เคียงกับในปัจจุบัน ไทยจะมีปริมาณลิกไนต์เหลือใช้ไปอีกนานกว่า 100 ปี เนื่องจากลิกไนต์เป็นถ่านหินที่มีคุณภาพต่ำและการเผาไหม้ก่อให้เกิดมลภาวะสูง การเดินเครื่องที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะจึงต้องทำอย่างระมัดระวังไม่ให้สร้างมลภาวะที่เป็นอันตรายต่อประชาชนในบริเวณใกล้เคียง ทั้งนี้ ถึงแม้ว่าจะได้ปรับปรุงเครื่องจักรให้มีผลกระทบน้อยที่สุดแล้วก็ตาม จึงคาดได้ว่า ข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อมคงจะทำให้ไทยไม่สามารถเพิ่มอัตราการใช้ลิกไนต์ไปได้มากกว่าที่เป็นอยู่ในปัจจุบัน

ในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา มีการนำเข้าถ่านหินคุณภาพสูงเข้ามาใช้มากขึ้น โดยส่วนใหญ่เป็นถ่านหินแบบบิทูมินัสจากออสเตรเลีย และอินโดนีเซีย ในปี 2546 ไทยนำเข้าถ่านหินจำนวน 7.9 ล้านตันมีมูลค่าเกือบ 9,000 ล้านบาท ในจำนวนนี้ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าประมาณ 2 ล้านตัน ที่เหลือใช้ในอุตสาหกรรมต่างๆ โรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินนำเข้าเป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small power producers หรือ SPP) ซึ่งมีกำลังผลิตรวมกันประมาณ 500 MW

ในช่วงปี 2543 – 2547 ไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยใช้ถ่านหิน) ทั้งลิกไนต์และถ่านหินนำเข้า (เป็นเชื้อเพลิงมีปริมาณเฉลี่ยคิดเป็น 17% ของพลังงานไฟฟ้าที่ กฟผ. ผลิตเองและซื้อจากผู้ผลิตรายอื่นรวมกันทั้งหมด และสัดส่วนนี้ก็มีแนวโน้มที่ลดลงด้วย ทั้งนี้ เพราะการเพิ่มบทบาทของก๊าซธรรมชาติซึ่งใช้ผลิตไฟฟ้ามากถึง 70% ของทั้งหมด ถึงแม้ว่าโรงไฟฟ้า BLCP ซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent power producer หรือ IPP) ที่ใช้ถ่านหินนำเข้าเป็นเชื้อเพลิงและมีกำลังผลิต 1,434 MW จะเริ่มเดินเครื่องในปลายปี 2549 นี้ ก็ตาม สัดส่วนของถ่านหินในการเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าก็คงยังไม่เพิ่มขึ้นเท่าใดนัก ในอนาคตสัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติจะสูงขึ้นถึง 80% ซึ่งจะสูงเกินไปจนกลายเป็นการเพิ่มความเสี่ยงด้านอุปทานให้กับประเทศตามที่ได้กล่าวมาแล้ว

ประเด็นทางนโยบายก็คือ “เราควรจะหยุดแนวโน้มการเพิ่มบทบาทของก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าหรือไม่ โดยหันมาใช้ถ่านหินนำเข้าทดแทนมากขึ้น”

ฝ่ายที่เห็นว่า การผลิตไฟฟ้าไม่ควรอาศัยก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในสัดส่วนที่สูงมาก และควรส่งเสริมการใช้ถ่านหินแทน โดยให้เหตุผลว่า ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่เหมาะสมในการผลิตไฟฟ้า เพราะมีปริมาณสำรองสูง มีกระจายอยู่ทั่วโลก ราคาค่อนข้างถูก และแม้ว่าจะเป็นเชื้อเพลิงที่สกปรก แต่ก็มีเทคโนโลยีที่ทำให้สะอาดขึ้นได้ รวมทั้งหลายประเทศได้ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า ถ่านหินมีปริมาณมากจริงหรือไม่? การใช้ข้อมูลเมื่อสิ้นปี 2547 เพื่อคำนวณ R/P ratio ชี้ให้เห็นว่า ถ่านหินในโลกยังมีเหลือใช้ได้ไปอีก 164 ปี เทียบกับ 67 ปีสำหรับก๊าซธรรมชาติ และ 40 ปีในกรณีของน้ำมัน (British Petroleum, 2005) ดังนั้น ถ่านหินจึงมีอายุใช้งานนานกว่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมันอยู่ 2 – 4 เท่าตัว ในด้านการกระจายแหล่งปริมาณสำรองไปตามประเทศต่างๆ ปรากฏว่าถ่านหินกลับกระจุกตัวมากกว่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน ประเทศในห้าอันดับแรกมีปริมาณสำรองของถ่านหินรวมกันเท่ากับ 76% ของทั้งหมด เทียบกับ 64% สำหรับก๊าซธรรมชาติ และ 59% สำหรับน้ำมัน ประเทศในสิบอันดับแรกเป็นเจ้าของปริมาณสำรองของถ่านหินรวมกันคิดเป็น 92% ของทั้งโลก เทียบกับ 76% สำหรับก๊าซธรรมชาติ และ 82% ในกรณีของน้ำมัน อย่างไรก็ตาม ปริมาณสำรองของถ่านหินกระจายตัวตามภูมิภาคได้เท่าเทียมกันมากกว่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน คือกระจายอยู่ในสามภูมิภาค ได้แก่ อเมริกาเหนือ ยุโรป-ยูโรเซีย และเอเชีย ในปริมาณที่ใกล้เคียงกัน คือภูมิภาคละประมาณ 30% ข้อสำคัญคือประเทศในตะวันออกกลางแทบไม่มีถ่านหินอยู่เลย ทำให้โลกไม่จำเป็นต้องอาศัยตะวันออกกลางในการใช้เชื้อเพลิงชนิดนี้ ประเทศที่มีปริมาณสำรองของถ่านหินมากที่สุด 6 อันดับแรกได้แก่ สหรัฐอเมริกา (27%) รัสเซีย (17%) จีน (13%) อินเดีย (10%) ออสเตรเลีย (9%) และอัฟริกาใต้ (5%) ส่วนประเทศที่เป็นผู้ส่งออกถ่านหินรายใหญ่ คือ ออสเตรเลีย อินโดนีเซีย และอัฟริกาใต้ ซึ่งน่าจะเป็นประเทศที่มีแหล่งผลิตที่เชื่อถือและพึ่งพาได้ โดยรวมเราอาจสรุปได้ว่าถ่านหินน่าจะมีความมั่นคงด้านอุปทานที่ดีกว่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน

ถ่านหินมีราคาถูกจริงหรือไม่? เราสามารถเปรียบเทียบราคาถ่านหินกับเชื้อเพลิงอื่นที่ใช้ทดแทนกันได้ โดยเฉพาะเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า สำหรับประเทศไทยเชื้อเพลิงที่ทดแทนได้กับถ่านหินคือ ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตา ในช่วงปี 2546 – 2549 ราคาของเชื้อเพลิงสามชนิดมีช่วงราคาที่ปรับให้เป็นบาทต่อหน่วยความร้อนเพื่อให้เทียบกันได้ ดังนี้

ถ่านหินนำเข้า 45– 80 บาทต่อล้านบีทียู (ราคานำเข้า)

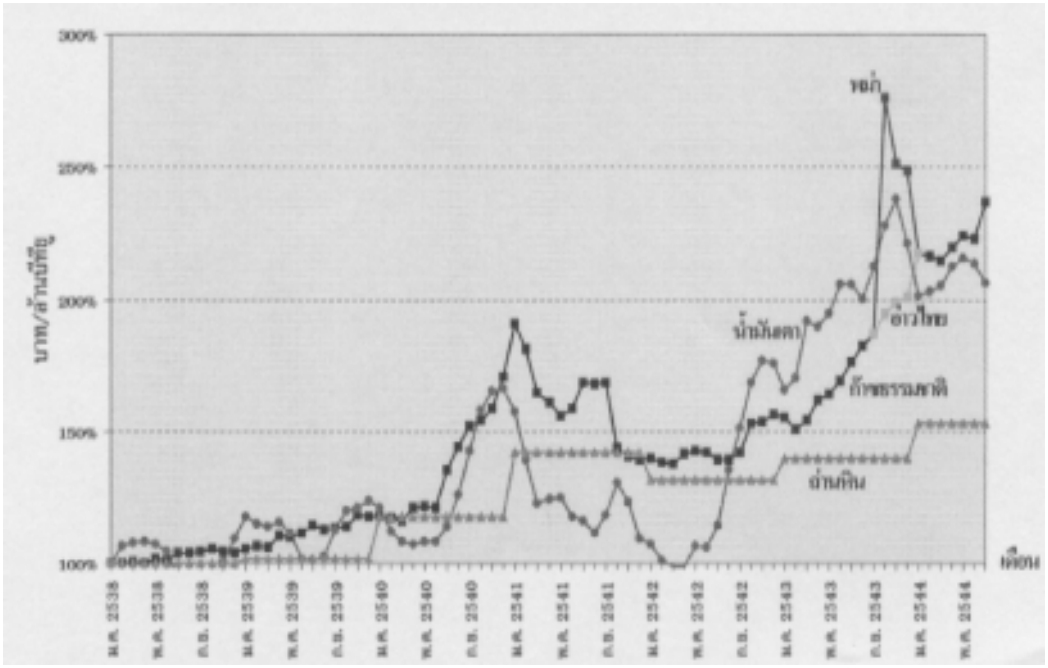
ก๊าซธรรมชาติ 150– 190 บาทต่อล้านบีทียู (ราคาที่ ปตท. เรียกเก็บจาก กฟผ.)

น้ำมันเตา 180 – 300 บาทต่อล้านบีทียู (ราคานำเข้า)

ข้อมูลราคาข้างต้นชี้ชัดเจนว่า ถ่านหินมีราคาที่ต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตา และน่าจะมีแนวโน้มเช่นนี้ต่อไปในอนาคต ด้วยเหตุผลที่ว่าถ่านหินมีปริมาณสำรองที่สูงและปริมาณการผลิตที่สม่ำเสมอ รวมทั้งผู้เล่นในตลาดมีอำนาจผูกขาดไม่มากเท่ากับในกรณีของก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน ถ่านหินก็คงต้องแพงขึ้นบ้างตามราคาน้ำมันในตลาดโลกเพราะเป็นพลังงานที่ทดแทนกันได้ในระดับหนึ่ง แต่ความแตกต่างระหว่างราคาของเชื้อเพลิงทั้งสองชนิดก็คงเป็นจริงต่อไป

ในด้านเสถียรภาพของราคา ข้อมูลราคาในอดีตชี้ให้เห็นว่า ราคาถ่านหินมีความผันผวนน้อยกว่าราคาก๊าซธรรมชาติและราคาน้ำมันเตา (ดูรูปที่ 1) เพราะราคาก๊าซธรรมชาติและราคาน้ำมันเตามีความสัมพันธ์กับราคาน้ำมันดิบมากกว่า จึงผันผวนไปตามราคาน้ำมันดิบ ในขณะที่ราคาถ่านหินปรับขึ้นลงน้อยมาก

รูปที่ 1 : ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในช่วงปี2544 - 2538



ราคาเชื้อเพลิงเป็นเพียงส่วนหนึ่งของต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น ในการพิจารณาว่าควรจะใช้เชื้อเพลิงใดในการผลิตไฟฟ้า จึงต้องนำเอาต้นทุนด้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและการบำรุงรักษาเข้ามาวิเคราะห์ด้วย ในที่นี้เรากำลังเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงกับกรณีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เอกสารชื่อ "ควรใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า" ของสำนักนโยบายและแผนพลังงาน สำรวจข้อมูลจากสัญญาซื้อขายระหว่าง กฟผ. กับ IPP ซึ่งรวมโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ 4 ราย และโรงไฟฟ้าถ่านหิน 3 ราย (ใช้ถ่านหินนำเข้า) และชี้ให้เห็นว่า ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าใช้ถ่านหินสูงกว่าโรงไฟฟ้าใช้ก๊าซธรรมชาติที่มีกำลังผลิตเท่ากัน และประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติก็ดีกว่าโรงไฟฟ้าถ่านหิน แต่ราคาถ่านหินต่ำกว่าราคาก๊าซธรรมชาติมาก เมื่อพิจารณาราคาที่ตกลงซื้อขายกัน ณ ระดับการใช้กำลังการผลิต (Plant factor) ต่างๆ พบว่า ราคาจากโรงไฟฟ้าถ่านหินต่ำกว่าราคาจากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติประมาณ 20 สตางค์ต่อหน่วย ในกรณีที่เป็น Base load plant โดยมี Plant factor เกิน 80% ขึ้นไป นอกจากนั้น สนพ. ยังพบด้วยว่า โรงไฟฟ้าแบบ SPP ที่ใช้ถ่านหินสามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบโดยคิดราคาที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าแบบ SPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา และชีวมวล

การศึกษาของ ERM-Siam (2549) ได้วิเคราะห์เปรียบเทียบระหว่างการใช้ถ่านหินและการใช้ก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ ในกรณีฐานได้มีข้อสมมุติเกี่ยวกับต้นทุนก่อสร้างและราคาเชื้อเพลิงดังนี้

โรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีระบบกำจัดมลภาวะ มีค่าก่อสร้าง US$1,250/kW

โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ แบบ combined cycle gas turbine มีค่าก่อสร้าง US$600/kW

ราคาถ่านหิน US$ 40ต่อตัน หรือ 64 บาทต่อล้านบีทียู

ราคาก๊าซธรรมชาติ US$5/GJ หรือ 212 บาทต่อล้านบีทียู

ผลการวิเคราะห์สรุปได้ว่า ที่ Plant factor ตั้งแต่ 53% ขึ้นไป โรงไฟฟ้าถ่านหินสามารถผลิตไฟฟ้าในต้นทุนที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ต้นทุนของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจะอ่อนไหว (sensitive) ต่อราคาเชื้อเพลิงมากกว่าโรงไฟฟ้าถ่านหิน เพราะสำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ค่าเชื้อเพลิงเป็นองค์ประกอบที่สำคัญกว่ากรณีโรงไฟฟ้าถ่านหิน

ดังนั้น จึงมีข้อสนับสนุนที่หนักแน่นและชัดเจนว่า ประเทศไทยควรหันมาใช้ถ่านหินนำเข้าในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น[11] เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต และเพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติซึ่งมีแนวโน้มว่าราคาจะแพงขึ้นตามราคาน้ำมัน และอาจมีปริมาณสำรองไม่พอใช้ในระยะยาว อุปสรรคสำคัญในการใช้ถ่านหินมากขึ้นในประเทศคือแรงต่อต้านการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ทำลายสิ่งแวดล้อมในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งได้รับแรงหนุนจากองค์กรเอกชนระหว่างประเทศที่อนุรักษ์สิ่งแวดล้อมและคัดค้านการก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจกทั่วโลก เช่น องค์กร Greenpeace เป็นต้น กรณีขัดแย้งที่เกิดขึ้นในอดีตไม่ได้เอื้อให้การสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินได้รับการยอมรับจากสาธารณชนมากนัก ปัญหามลภาวะที่เคยเกิดขึ้นในบริเวณรอบโรงไฟฟ้าแม่เมาะมักถูกใช้สนับสนุนแนวคิดที่ว่า โรงไฟฟ้าถ่านหินเป็นสิ่งที่ควรหลีกเลี่ยง แรงต่อต้านการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินที่บ้านหินกรูดและบ่อนอก ในจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เกี่ยวกับประเด็นสิ่งแวดล้อมมีผลทำให้ต้องยกเลิกโครงการลงทุนไปในที่สุด ดังนั้น สิ่งสำคัญที่สุดในการเร่งรัดการใช้ถ่านหินในโรงไฟฟ้าให้มากขึ้นคือ การสร้างความเข้าใจและความเชื่อมั่นในหมู่ผู้มีส่วนได้เสียและประชาชนโดยทั่วไปว่าโรงไฟฟ้าใช้ถ่านหินเป็นความจำเป็นของประเทศในการจัดหาไฟฟ้าต้นทุนต่ำ และเราสามารถใช้ถ่านหินนำเข้าที่มีคุณภาพดีและเทคโนโลยีในการป้องกันปัญหามลภาวะจากการเผาไหม้ถ่านหินได้เพื่อไม่ให้มีผลเสียต่อพื้นที่ใกล้เคียง บทพิสูจน์ที่สำคัญในประเด็นปัญหามลภาวะของโรงไฟฟ้าถ่านหินคือ ผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า BCLP ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดที่เพิ่งเปิดเดินเครื่องในปี 2549 ทุกฝ่ายควรจะใช้โรงไฟฟ้านี้เป็นกรณีศึกษาว่าโรงไฟฟ้าถ่านหินมีผลเสียต่อสิ่งแวดล้อมจริงหรือไม่และอย่างไร

2.2.3 พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy)

พลังงานหมุนเวียนคือพลังงานที่ใช้ได้อย่างไม่มีวันหมดสิ้น ประกอบด้วยพลังงานที่ได้จากแหล่งธรรมชาติ เช่น พลังน้ำ แสงอาทิตย์ คลื่น และลม รวมทั้งพลังงานที่ได้จากวัสดุที่เกิดจากกิจกรรมบางอย่างของมนุษย์ เช่น การปลูกพืช การเลี้ยงสัตว์ และขยะน้ำเสีย เราสามารถใช้พลังงานหมุนเวียนทั้งในการผลิตไฟฟ้าและในการผลิตเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องยนต์

---

[11] การศึกษา โดย ERM-Siam เสนอแนะไม่ให้สร้างโรงไฟฟ้าใหม่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในช่วงก่อนปี 2563 โดยให้ใช้ถ่านหินและพลังน้ำจากประเทศเพื่อนบ้านแทน เอกสารของ สนพ. ชี้ให้เห็นด้วยว่า ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่หลายประเทศยอมรับและเลือกใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยการสำรวจในปี 2544 พบว่า สัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากถ่านหินสูงถึง 38% เทียบกับที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติซึ่งมีสัดส่วน 17%

ในการวิเคราะห์พัฒนาการและศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนสำหรับประเทศไทย บทความนี้จะแบ่งพลังงานหมุนเวียนเป็น 3 กลุ่ม คือ พลังน้ำ พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ เพื่อการผลิตไฟฟ้า และพลังงานหมุนเวียนเพื่อการผลิตน้ำมัน

ก. พลังน้ำ

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานรายงานว่าศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำในประเทศไทย ณ ธันวาคม 2547 มีขนาด 15,112 MW (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2547) แต่ในปัจจุบัน กำลังการผลิตไฟฟ้าจากเขื่อนต่างๆในประเทศรวมกันประมาณ 3,400 MW หรือ 12% ของกำลังการผลิตทั้งหมดในระบบ แม้ว่าตัวเลขกำลังการผลิตจริงจากพลังน้ำจะดูต่ำกว่าศักยภาพอยู่มาก แต่ก็เชื่อกันว่าประเทศไทยคงไม่มีโอกาสจะสร้างเขื่อนขนาดใหญ่เพื่อผลิตไฟฟ้าได้อีกต่อไปแล้ว เพราะจะทำให้พื้นที่ป่าลดลงอีกจนอาจมีผลเสียหายต่อระบบนิเวศน์อย่างใหญ่หลวง

พลังน้ำในประเทศเพื่อนบ้านได้กลายเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าเพื่อป้อนขายให้ผู้ใช้ไฟของไทย ในปี 2548 เขื่อน 5 แห่งในประเทศลาวซึ่งมีกำลังการผลิตรวม 568 MW ผลิตพลังงานไฟฟ้าขายให้ไทยเป็นจำนวนกว่า 2,300 ล้านหน่วย หรือประมาณ 2% ของไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดในระบบ มีมูลค่าประมาณ 3,600 ล้านบาท คิดเป็นราคาเฉลี่ย 1.51 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ในปัจจุบันมีการก่อสร้างเขื่อนอีก 2 แห่งในลาวซึ่งจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าประมาณ 1,000 MW และในอนาคตคาดว่าจะก่อสร้างอีก 6 เขื่อนพร้อมกับกำลังการผลิตประมาณ 2,400 MW ไฟฟ้าเกือบทั้งหมดที่ผลิตจากเขื่อนเหล่านี้จะส่งขายให้กับไทย โดยรวมแล้ว เขื่อนทั้งหมดในลาวที่ผลิตไฟฟ้าป้อนตลาดไทยจะมีกำลังการผลิตประมาณ 4,000 MW ซึ่งคาดว่าน่าจะมีสัดส่วนไม่เกิน 10% ของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในอีก 15 ปีข้างหน้า

พม่าเป็นประเทศเพื่อนบ้านอีกแห่งหนึ่งซึ่งมีศักยภาพของพลังน้ำค่อนข้างสูง โดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากการสร้างเขื่อนกั้นแม่น้ำอิรวดี มีการประเมินขนาดของศักยภาพที่ให้ตัวเลขแตกต่างกันไป คือมีตั้งแต่ 13,300 MW (ทรงภพ พลจันทร์, 2549) ไปจนถึง 25,000 MW (ERM-Siam, 2549, p. 39) ตัวเลขที่แตกต่างกันมากนี้ชี้ให้เห็นว่ายังไม่มีความแน่นอนในขนาดของศักยภาพที่แท้จริง นอกจากนั้น ความไร้เสถียรภาพและขัดแย้งทางการเมืองของพม่าเองก็สร้างความไม่แน่นอนให้กับโครงการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าในแม่น้ำนี้ โดยเฉพาะในพื้นที่ที่รัฐบาลกลางยังไม่สามารถควบคุมสถานการณ์ได้ ในการวางแผนเกี่ยวกับการพัฒนากำลังการผลิต

ไฟฟ้าของไทย ไฟฟ้าจากเขื่อนในพม่าคงเพียงเป็นทางเลือกที่อาจเป็นไปได้ในระยะยาวเกิน 10 ปีขึ้นไป

ข. พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ เพื่อการผลิตไฟฟ้า

ในปัจจุบัน หากไม่รวมไฟฟ้าจากเขื่อนขนาดใหญ่ ส่วนใหญ่ของไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนมาจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ซึ่งขายไฟเข้าระบบในปริมาณ 5 –90 MW และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (very small power producers หรือ VSPP ซึ่งขายไฟเข้าระบบในปริมาณไม่เกิน 5 MW) ในปี 2547 ผู้ผลิตเหล่านี้มีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมกัน 860 MW และขายเข้าระบบจำนวน 560 MW หรือประมาณ 2% ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ (Greacen, 2005) ส่วนที่เหลือเป็นจำนวนที่ผลิตใช้เอง เชื้อเพลิงที่ใช้ส่วนใหญ่เป็นพลังงานชีวมวล เช่น ชานอ้อย แกลบ และเปลือก/เศษไม้ ราคาไฟฟ้าของ SPP และ VSPP ที่ขายเข้าระบบถูกกำหนดให้ขึ้นอยู่กับต้นทุนการผลิตในระยะยาวที่เลี่ยงได้ (Long run avoided cost) ของ กฟผ. โดยมีผู้ผลิตบางรายที่ได้รับเงินอุดหนุนจากกองทุนส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานในอัตราเฉลี่ยหน่วยละ 17 สตางค์ในช่วง 5 ปีแรกของการดำเนินงาน

ตารางที่ 4: กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์และที่ลงทุนได้จริง

หน่วย :เม็กกะวัตต์

ชนิดของพลังงานหมุนเวียน	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ลงทุนได้จริง
ชีวมวล		
แกลบ	305	114
ชานอ้อย	1990	746
มะพร้าว	43	16
ซังข้าวโพด	54	20
ซ่าเหล้า	49	18
เศษไม้	118	44
เศษปาล์มน้ำมัน	43	16
ขี้เลื่อย	16	6
พลังน้ำขนาดเล็กและจิ๋ว	350	131
ก๊าซชีวภาพ (มูลสัตว์)	365	137
รวมทั้งสิ้น	3333	1248

ที่มา: du Pont (2004)

ประเด็นคำถามสำคัญสำหรับพลังงานหมุนเวียนคือ “ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยเพื่อผลิตไฟฟ้ามีมากเพียงใดและมีต้นทุนเท่าใด?” du Pont (2004) ได้ประเมินศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยเพื่อผลิตไฟฟ้า ปรากฏว่าศักยภาพที่ “เป็นไปได้เชิงพาณิชย์หรือ commercially viable” ภายในปี 2553 มีปริมาณ 3,333 MW โดย 60% ได้จากชีวมวลประเภทชานอ้อย (bagasse) นอกนั้นเป็นพลังงานหมุนเวียนจากวัสดุเกษตรอื่นๆ ก๊าซชีวภาพ และพลังน้ำขนาดเล็ก/เล็กมาก (ดูรายละเอียดในตารางที่ 4) แต่เมื่อคำนึงถึงปัจจัยทางเทคโนโลยีและปัจจัยทางสถาบัน (เช่น ความเสี่ยงด้านภาษีและกฎระเบียบของภาครัฐ) จะเหลือปริมาณที่ “ปฏิบัติได้จริง หรือ

practically achievable” เพียง 1,249 MW ตัวเลขเหล่านี้ยังไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมซึ่งยังไม่มีความเป็นไปได้เชิงพาณิชย์ แต่ภาครัฐได้ตั้งเป้าหมายไว้อีก 360 MW

ตารางที่ 5: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ชนิดของพลังงานหมุนเวียน	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)
พลังงานลม	2.84
พลังงานแสงอาทิตย์	11.46
ชีวมวล	2.27
ทะลายปาล์ม	2.01
ก๊าซชีวภาพจากการแปรรูปเกษตร	1.91
ฟาร์มสุกร (12,000 ตัว)	1.95
น้ำเสีย	1.3 - 1.6
แก๊สซิไฟเออร์	2.64
ขยะชุมชน (หลุมฝังกลบ)	2.23

ที่มา: มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม

มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อมได้ประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดต่างๆ ที่หาได้ในประเทศไทย ผลการศึกษาที่แสดงในตารางที่ 5 ชี้ให้เห็นว่า พลังงานหมุนเวียนหลายชนิดมีต้นทุนใกล้เคียงกับระดับที่เป็นไปได้เชิงพาณิชย์แล้ว โดยมีต้นทุนต่อหน่วยอยู่ที่สูงและต่ำกว่า 2 บาทเล็กน้อย เทียบกับ Long run avoided cost ของ กฟผ. ซึ่งน่าจะอยู่ที่ประมาณ 2 บาทต่อหน่วย สังเกตได้ว่า พลังงานหมุนเวียนที่สามารถพัฒนาเชิงพาณิชย์ได้ส่วนใหญ่เป็นพลังงานที่ได้จากชีวมวล ซึ่งไทยน่าจะได้เปรียบในด้านต้นทุนเพราะเป็นประเทศที่สามารถผลิตและส่งออกสินค้าเกษตรซึ่งเป็นแหล่งชีวมวลได้มาตลอด ส่วนพลังงานลมและแสงอาทิตย์ยังมีต้นทุนที่ค่อนข้างสูง เนื่องจากอุปกรณ์สำคัญ (เช่น solar cell และกังหันลม) ยังแพงอยู่ แต่ก็มีการพัฒนาเทคโนโลยีที่ทำให้ต้นทุนลดลงมาโดยตลอด

ค. พลังงานหมุนเวียนเพื่อการผลิตน้ำมัน

พืชหลายชนิดสามารถนำมาเป็นวัตถุดิบในการผลิต “น้ำมันชีวภาพ หรือ biofuel” ในปี 2547รัฐบาลได้เริ่มส่งเสริมให้มีการผลิตเอธานอล (Ethanol) จากอ้อย (น้ำตาลและกากอ้อย) เพื่อผสมกับน้ำมันเบนซินในสัดส่วน 10% เป็นการทดแทนสาร MTBE ซึ่งเป็นสารเพิ่มออกซิเจนและออกเทน เรียกน้ำมันผสมเอธานอลนี้ว่า Gasohol และให้เงินอุดหนุนในรูปของการยกเว้นภาษีและเงินกองทุนน้ำมันเพื่อให้ขายได้ในราคาที่ต่ำกว่าน้ำมันเบนซิน 95 อยู่ลิตรละ 1.50 บาท ปริมาณการใช้ Gasohol ได้เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วมาก โดยในปี 2547 ยอดขายของ gasohol มีจำนวน เพียง 60 ล้านลิตร (เอธานอล 6 ล้านลิตร) และในปีต่อมาได้เพิ่มขึ้นเป็น 615 ล้านลิตร (เอธานอล 61.5 ล้านลิตร) Gasohol ได้รับความนิยมจากผู้ใช้รถอย่างรวดเร็วเพราะนอกจากจะมีราคาถูกกว่าน้ำมันเบนซินชนิดอื่นแล้ว บริษัทผลิตรถยนต์ยังให้ความมั่นใจกับผู้ใช้รถว่าสามารถใช้ Gasohol กับรถยนต์ส่วนใหญ่ได้โดยไม่มีผลเสียต่อเครื่องยนต์แต่ประการใด

ในปลายปี 2548 มีผู้ผลิตเอธานอล 6 ราย โดยมีกำลังผลิตรวมกัน 675,000 ลิตรต่อวัน ในช่วงปี 2549 – 2554 คาดว่าจะมีผู้ผลิตเพิ่มขึ้นอีกและกำลังการผลิตรวมทั้งสิ้นจะเท่ากับ 5.705 ล้านลิตรต่อวัน) หรือปีละประมาณ 2,000 ล้านลิตร (โดย 70% ของกำลังการผลิตใช้น้ำตาล/กากอ้อยเป็นวัตถุดิบ ที่เหลือผลิตจากมันสำปะหลัง กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานได้ประเมินศักยภาพการผลิตเอธานอลของประเทศไว้ที่เกือบ 4,000 ล้านลิตรต่อปี จากการใช้กากอ้อยจำนวน 3.5 ล้านตัน และมันสำปะหลังอีก 16.9 ล้านตัน ดังนั้น หากกำลังการผลิตเป็นไปตามที่คาดไว้ ไทยก็จะสามารถผลิตเอธานอลได้ในปริมาณที่คิดเป็นครึ่งหนึ่งของศักยภาพ และสามารถทดแทนน้ำมันนำเข้าได้ประมาณ 24% ของความต้องการใช้น้ำมันเบนซินในปี 2554

แต่การทดแทนน้ำมันนำเข้าด้วยเอธานอลที่ผลิตได้ในประเทศก็มีต้นทุนที่ใช้ในการผลิต และต้นทุนนี้ก็ต้องนำไปเปรียบเทียบกับมูลค่านำเข้าน้ำมันที่ถูกทดแทนจึงจะบอกได้ว่าการผลิตเอธานอลมีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจหรือไม่ การศึกษาของ ERM-Siam (2549) ได้พยายามตอบคำถามนี้โดยใช้ข้อมูลในเดือนมีนาคม 2549 การศึกษาได้ประเมินว่าการผลิตและผสมเอธานอลได้รับเงินอุดหนุนจากรัฐรวมทั้งสิ้นเป็นเงิน 11.30 บาทต่อเอธานอล 1 ลิตร โดยที่ Gasohol ได้รับยกเว้นภาษีและเงินกองทุนน้ำมัน ทำให้ราคาที่ผู้ผลิตเอธานอลได้รับเท่ากับ 25.60 บาทต่อลิตร ซึ่งเมื่อปรับให้มีหน่วยพลังงานที่เท่ากันแล้ว จะทำให้ราคาเอธานอลนี้เทียบเท่ากับน้ำมันเบนซินที่มีราคา 38 บาทต่อลิตร หรือ 156 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ซึ่งก็แพงกว่าราคานำเข้าของ MTBE (65 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในเวลานั้น) ERM-Siam (2549) วิเคราะห์ให้เห็นว่า การผลิตเอธานอล

เพื่อทดแทนการนำเข้า MTBE จำนวน 1.5 ล้านบาร์เรล (ประมาณ 240 ล้านลิตร) ในปี 2547 ทำให้ประเทศมีต้นทุนสุทธิเพิ่มขึ้นถึงปีละ 60 ดอลลาร์สหรัฐฯ หรือ 2,400 ล้านบาท

ในส่วนของน้ำมันดีเซล ก็ได้มีแผนที่จะผลิตไบโอดีเซลจากพืชเพื่อทดแทนน้ำมันดีเซลปิโตรเลียม สำหรับประเทศไทย วัตถุดิบที่อาจจะใช้ในการผลิตไบโอดีเซลคือ ปาล์มน้ำมัน และน้ำมันพืชที่ใช้แล้ว ERM-Siam (2549) ได้สรุปว่าปริมาณน้ำมันพืชที่ใช้แล้วมีปริมาณค่อนข้างน้อย และต้นทุนในการผลิตไบโอดีเซลจากปาล์มน้ำมันก็ยังสูงกว่าน้ำมันดีเซลปิโตรเลียม ข้อสรุปที่น่าสนใจของ ERM-Siam (2549) ก็คือการผลิตเอธานอลและไบโอดีเซลในประเทศไทยจะคุ้มค่าทางเศรษฐกิจก็ต่อเมื่อราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกแพงขึ้นถึงระดับที่ 100-150 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ข้อเสนอแนะเพื่อลดต้นทุนการผลิตอยู่ในแนวทางการเพิ่มผลผลิตต่อไร่ในการปลูกอ้อยและปาล์มน้ำมัน โดยการศึกษาได้ชี้ให้เห็นความแตกต่างระหว่างประสิทธิภาพการผลิตอ้อยและน้ำตาลของบราซิลกับไทย รวมทั้งการเปรียบเทียบประสิทธิภาพการปลูกปาล์มน้ำมันของมาเลเซียกับไทย

โดยสรุป อาจกล่าวได้ว่า ประเทศไทยมีศักยภาพด้านพลังงานหมุนเวียนไม่มากนักเทียบกับความต้องการใช้พลังงานโดยรวม และพลังงานหมุนเวียนบางอย่างก็ยังมีต้นทุนการผลิตที่สูงอยู่ แต่ต้นทุนของพลังงานหมุนเวียนส่วนใหญ่มีแนวโน้มลดลงมาตลอดเพราะความก้าวหน้าทางเทคโนโลยี พลังงานหมุนเวียนที่ผลิตได้จากวัสดุการเกษตรจะช่วยเสริมรายได้ให้กับเกษตรกรและชุมชนในชนบทได้อีกทางหนึ่ง การใช้พลังงานหมุนเวียนนอกจากจะช่วยลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงนำเข้า (ซึ่งมีราคาแพงขึ้น) ลงได้ในระดับหนึ่งแล้ว ยังจะช่วยรักษาสิ่งแวดล้อมได้อีกด้วยเพราะสร้างมลภาวะในระดับที่ต่ำกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิล (เช่น ถ่านหิน และน้ำมันดิบ) ดังนั้น พลังงานหมุนเวียนจึงมีแนวโน้มที่จะสร้างประโยชน์สุทธิทางเศรษฐกิจและสังคมที่เป็นบวก โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อคำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เราจึงเชื่อว่า ภาครัฐควรส่งเสริมให้มีการผลิตและการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น โดยอาจต้องให้เงินอุดหนุนเพื่อลดความบิดเบือนอันเกิดจากความล้มเหลวของระบบตลาดซึ่งไม่ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอย่างเพียงพอ อีกทั้งเพื่อกระตุ้นให้เกิดการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่มีความเป็นไปได้เชิงพาณิชย์ขึ้นได้ในอนาคต

3. นโยบายพลังงาน

นโยบายพลังงานมีส่วนสำคัญที่จะทำให้ประเทศสามารถแก้ไขปัญหาน้ำมันแพงได้อย่างมีประสิทธิภาพ บทความนี้จะวิเคราะห์และเสนอแนะประเด็นทางนโยบาย 2 ประการ คือ การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติและการส่งเสริมการแข่งขัน และนโยบายเกี่ยวกับราคาพลังงาน 3 ชนิด คือ ผลิตภัณฑ์น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และไฟฟ้า

3.1 โครงสร้างอุตสาหกรรมและการแข่งขัน

กิจการพลังงานสำคัญในประเทศไทยที่ดำเนินงานโดยรัฐวิสาหกิจได้แก่ กิจการไฟฟ้าและกิจการก๊าซธรรมชาติ กิจการไฟฟ้ามีโครงสร้างกิจการแบบผู้ซื้อรายเดียวหรือที่เรียกว่า Enhanced Single Buyer โดยมีรัฐวิสาหกิจที่สำคัญสามแห่งอันได้แก่ กฟผ. การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ดำเนินกิจการไฟฟ้าตั้งแต่การผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่ายจนกระทั่งขายปลีกสู่ผู้บริโภค โดยรัฐวิสาหกิจทั้งสามแห่งมีอำนาจผูกขาดในกิจการไฟฟ้าที่ตนดำเนินงานอยู่

สำหรับกิจการก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นเชื้อเพลิงสำคัญในการผลิตไฟฟ้านั้นมี บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นผู้ผูกขาดกิจการท่อส่งและท่อจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ อีกทั้งยังมีบริษัทในเครือคือ บริษัท ปตท .สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ปตท. สผ.) ดำเนินธุรกิจสำรวจขุดเจาะและผลิตก๊าซธรรมชาติอีกด้วย จึงกล่าวได้ว่า ปตท. เป็นผู้ผูกขาดในกิจการก๊าซธรรมชาติเช่นเดียวกับที่รัฐวิสาหกิจ 3 แห่งเป็นผู้ผูกขาดในกิจการไฟฟ้า

ด้วยโครงสร้างกิจการที่ผูกรวมกันในแนวดิ่ง (Vertical integration) ขาดการแยกส่วนกิจการพลังงานที่สามารถแข่งขันได้ อันได้แก่การแยกกิจการผลิตไฟฟ้าออกจากกิจการระบบส่งของ กฟผ. และการแยกกิจการผลิตออกจากกิจการท่อส่งและท่อจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติของ ปตท. จึงทำให้ กฟผ. และ ปตท. มีอำนาจผูกขาดในกิจการที่ตนดำเนินธุรกิจอยู่ โครงสร้างกิจการนี้ยังขาดการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการผลิตไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ โครงสร้างที่เป็นอยู่นี้จึงส่งผลกระทบต่อการดำเนินนโยบายเพื่อส่งเสริมพลังงานทางเลือก

สำหรับกิจการไฟฟ้านั้น โครงสร้างที่เป็นอยู่ในปัจจุบันเอื้อประโยชน์ให้แก่ กฟผ. ซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ที่สุดของประเทศและเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนโดยตรง กฟผ. สามารถใช้อำนาจผูกขาดของตนเองในการเอื้อประโยชน์แก่ธุรกิจผลิตไฟฟ้าของตนเองได้ อีกทั้งโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีอยู่นั้นยังมีเทคโนโลยีการผลิตที่ไม่ได้มุ่งเน้นการใช้พลังงานหมุนเวียนเท่าใดนัก การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าโดยใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีระยะเวลายาวนาน

ประมาณ 25 ปีนั้น ถึงแม้ว่าจะสามารถสร้างความมั่นใจให้แก่ผู้ลงทุนเอกชน แต่กลับลดทอนความสามารถในการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าที่เอื้อประโยชน์แก่พลังงานหมุนเวียน และยังเป็นอุปสรรคต่อการส่งเสริมในนโยบาย Fuel mix ด้วย

หากโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยยังเป็นเช่นนี้ รัฐวิสาหกิจที่เป็นผู้ผูกขาดควรปรับบทบาทของตนเอง โดยเป็นผู้นำในการใช้เทคโนโลยีและพลังงานทางเลือกอื่น ๆ ในการผลิตไฟฟ้า และเป็นผู้นำในการพัฒนาผลิตภัณฑ์ใหม่เข้าสู่ตลาดพลังงานสำหรับผู้บริโภค นอกจากนี้ รัฐบาลสามารถส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่จะจัดตั้งโรงไฟฟ้าใหม่ใช้พลังงานทางเลือกในการผลิตไฟฟ้าโดยการกำหนดส่วนผสมเชื้อเพลิงเป้าหมาย (Target fuel mix) ไว้ในการกำหนดนโยบายรับซื้อไฟฟ้าหรือนโยบายการลงทุนโรงไฟฟ้าใหม่ ซึ่งในปัจจุบันนโยบายนี้ได้ถูกกำหนดไว้ในร่างพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน และ Power Development Plan ในอนาคตแล้วโดยจะเป็นหน้าที่ขององค์กรกำกับดูแลที่จะกำหนดการใช้ส่วนผสมเชื้อเพลิงที่หลากหลายต่อไปในอนาคต

ในปัจจุบันรัฐได้ใช้วิธีการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า โดยการกำหนดให้นำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ไว้ในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP นั้นนับว่าเป็นวิธีการที่ดี ด้วยลักษณะของโครงการที่มีขนาดเล็ก มีความหลากหลายของชนิดของพลังงานหมุนเวียนที่นำมาใช้ และมีระยะเวลาดำเนินการที่แตกต่างกัน สามารถปรับเปลี่ยนได้อย่างรวดเร็วและไม่ได้ผูกติดกับสัญญาระยะยาวดังเช่นในกรณี IPP จึงทำให้การนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้เป็นไปได้อย่างรวดเร็ว ดังนั้นรัฐบาลควรให้การสนับสนุนโครงการนี้อย่างต่อเนื่อง

ข้อดีประการหนึ่งของโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในปัจจุบันที่มักได้รับการกล่าวอ้างถึงอยู่เสมอ ก็คือประโยชน์ทางด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Security of supply) แต่ความเป็นจริงแล้วโครงสร้างกิจการไฟฟ้าที่เปิดให้มีการแข่งขันนั้นสามารถควบคุมทางด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้าได้เช่นกันภายหลังจากที่มีการจัดการระบบและวิธีซื้อขายไฟฟ้าอย่างดีและถูกต้องแล้ว ดังที่เกิดในประเทศอังกฤษและประเทศออสเตรเลีย นอกจากนี้การส่งเสริมการแข่งขันควบคู่ไปกับการลงทุนขนาดใหญ่นั้นสามารถทำได้โดยการที่องค์กรกำกับดูแลจะต้องกำหนดกฎเกณฑ์ต่าง ๆ ให้รัดกุม ดังเช่น ในประเทศจีน ผู้ผลิตไฟฟ้าในแต่ละมณฑลจะขายไฟฟ้าเป็นจำนวน 20% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้แก่ตลาดไฟฟ้าของมณฑลนั้น ๆ ขณะเดียวกันยังสามารถทำสัญญาระยะยาว (Long-term bilateral contracts) เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าที่เหลือให้แก่คู่สัญญา รัฐมีหน้าที่กำกับดูแลและอนุมัติโครงการใหม่ ๆ เพื่อป้องกันการลงทุนที่มากเกินควร (Overinvestment) จนนำไปสู่ปัญหา Excess

capacity มากกว่าที่จะเข้าไปแทรกแซงการตัดสินใจเลือกใช้เชื้อเพลิง เทคโนโลยี และสถานที่ในการตั้งโรงไฟฟ้า

นโยบายที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างการแข่งขันที่รัฐสามารถนำมาใช้ในการส่งเสริมการใช้พลังงานทางเลือกให้หลากหลายในกิจการผลิตไฟฟ้าประกอบด้วย

ประการแรก คือการเปิดให้มีการแข่งขันในภาคการผลิตไฟฟ้าและอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่สามารถเข้าสู่ตลาดได้อย่างเสรี การแข่งขันในกิจการผลิตไฟฟ้าสามารถส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนอย่างมีประสิทธิภาพ โดยผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเลือกใช้เทคโนโลยีและเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าอย่างเสรี และปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงให้เข้ากับสถานการณ์ทางด้านราคาที่ผันผวนของเชื้อเพลิง ดังเช่นในประเทศสหราชอาณาจักร เป็นต้น

นอกจากนี้การส่งเสริมการแข่งขันจำเป็นต้องดำเนินการควบคู่ไปกับการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนสามารถเชื่อมต่อกับ Grid ได้อย่างโปร่งใสและเป็นธรรม ดังนั้นประเทศไทยจึงควรเร่งรีบเปิด Grid Access และจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลเพื่อเข้ามาดูแลจัดการด้าน Power interconnection และการพัฒนา Grid (APERC, 2005)

ตลาดไฟฟ้าเสรีที่ส่งเสริมให้นำมาตรการ Renewable Portfolio Standard (RPS) มาใช้นั้นจะได้ผลดียิ่งขึ้น เนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถตั้งโรงไฟฟ้าเมื่อใดก็ได้ โดยไม่ต้องผูกติดกับสัญญาระยะยาวดังเช่นในกรณี IPP อีกด้วย

ประการที่สอง การส่งเสริมการลงทุนในกิจการผลิตไฟฟ้าโดยให้กลไกตลาดเป็นตัวชี้นำ (Market-led investment) ซึ่งจะสามารถเกิดขึ้นได้ก็โดยการทำ Power development plan และกำหนดให้การลงทุนนั้นเป็นไปตามสถานการณ์ตลาดมากกว่าการทำให้การลงทุนเป็นแบบบังคับ (Mandatory) โดยจำกัดเพียงแค่ว่าการลงทุนนั้นเพียงพอที่จะสนองตอบอุปสงค์ และตรงกับนโยบายของรัฐในการส่งเสริมให้ใช้ Fuel mix และ Fuel diversity รวมทั้งอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถขายไฟโดยตรงแก่ เจ้าของระบบส่ง ในที่นี่อาจจะเป็นรัฐวิสาหกิจหรือองค์กรที่มีลักษณะการจัดตั้งต่าง ๆ กัน แต่เป็นเจ้าของระบบส่ง (กฟน. และ กฟภ.) รวมทั้งผู้ซื้อไฟฟ้ารายใหญ่โดยสามารถเจรจาต่อรองได้อย่างเสรี เจ้าของระบบส่งจะต้องเปิดระบบส่งและอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถใช้ระบบส่งโดยไม่มีการกีดกัน (Non-discriminatory basis) โดยเจ้าของระบบส่งนั้นจะเป็นผู้ตั้งราคาค่าสายส่งอย่างเป็นธรรมสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าทุกรายไม่ว่าจะเป็นเอกชนหรือเป็น กฟผ. ก็ตาม

สำหรับตลาดก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยนั้นมีลักษณะผูกขาดโดย ปตท .เป็นผู้ผูกขาดรายใหญ่ของประเทศและในขณะนี้ได้ถูกแปรรูปบางส่วนออกไปแล้ว นอกจากนี้ความก้าวหน้าในการส่งเสริมการแข่งขันในตลาดก๊าซยังมีความล่าช้าเมื่อเปรียบเทียบกับกิจการไฟฟ้าของไทย โดยในขณะนี้ยังไม่ได้มีการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแลอิสระขึ้นแต่อย่างใด

รัฐบาลมีนโยบายที่จะนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เพื่อทดแทนน้ำมันทั้งในภาคการผลิตไฟฟ้าและในภาคขนส่ง การดำเนินนโยบายดังกล่าวจะทำได้ง่ายกว่าหาก ปตท. เป็นรัฐวิสาหกิจเต็มส่วน เพราะการที่รัฐแปรรูป ปตท. บางส่วนออกไป ทำให้ ปตท. ต้องดำเนินธุรกิจเพื่อประโยชน์ของเอกชนที่ถือหุ้นอยู่ด้วยและมีแรงจูงใจที่จะดำเนินธุรกิจเพื่อกำไรสูงสุดมากกว่าที่จะยอมลดทอนกำไรของตนเองเพื่อให้รัฐดำเนินนโยบาย Fuel option แต่หากว่า ปตท. ต้องการจะตอบสนองนโยบายของรัฐในเรื่องดังกล่าว ก็จะมีความขัดแย้งกับผู้ถือหุ้นได้ จึงเห็นได้ว่าความเป็นเจ้าของของกิจการก๊าซธรรมชาติมีผลอย่างมากต่อการดำเนินนโยบาย Fuel option ให้สัมฤทธิผล

ทางออกทางหนึ่งก็คือการปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติโดยแยกส่วนระบบท่อก๊าซออกมา เปิดให้แข่งขันในส่วนของผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติ และยกเลิกการผูกขาดขายของ ปตท. เพื่อลดราคาก๊าซธรรมชาติลง อีกทั้งยังเป็นการส่งเสริมให้ผู้ผลิตพัฒนาก๊าซธรรมชาติเพื่อจำหน่ายให้แก่ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ โดยเฉพาะภาคอุตสาหกรรมและคมนาคมขนส่ง

การส่งเสริมการแข่งขันในกิจการผลิตก๊าซธรรมชาตินั้นมีตัวอย่างให้เห็นในหลาย ๆ ประเทศ อาทิเช่นประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศสหราชอาณาจักร รวมทั้งประเทศในสหภาพยุโรป ประเทศเหล่านี้ได้ส่งเสริมให้มีตลาดกลาง (Spot market) ซื้อขายก๊าซ ยกเลิกการอิงราคาก๊าซกับน้ำมันแต่หันมาใช้ราคาที่ได้จากการแข่งขันระหว่างผู้ผลิตก๊าซด้วยกันเอง (Gas-on-gas competition) การส่งเสริมการแข่งขันสามารถทำได้โดยกำหนดให้ผู้ผลิตและผู้ซื้อต้องทำการซื้อขายในตลาดกลางเท่านั้นและอนุญาตให้ซื้อขายผ่านสัญญาระยะยาว หากแต่การแข่งขันดังกล่าวนั้นไม่สามารถนำมาใช้กับประเทศไทยได้ทั้งหมด เนื่องจากการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยจะถึงระดับสูงสุดประมาณปี 2010 หากว่ายังไม่มีเชื้อเพลิงใดที่สามารถทดแทนก๊าซธรรมชาติได้และระดับการใช้ก๊าซธรรมชาติยังสูงอยู่ ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ในประเทศจะลดน้อยลงอย่างมีนัยสำคัญและจะทำให้ก๊าซที่จะใช้ในประเทศในอนาคตจะมาจากการนำเข้าเป็นส่วนใหญ่ อีกทั้งการผลิตก๊าซเหล่านี้ก็ได้ผูกอยู่กับสัญญาระยะยาวที่ได้มีการกำหนดแล้วมาล่วงหน้า การจะส่งเสริมการแข่งขันให้เกิดขึ้นจึงเป็นไปได้ยาก แต่ทางออกหนึ่งที่สามารถทำได้คือการเจรจาต่อรองซื้อขายก๊าซ (Price

negotiation) ให้บ่อยขึ้นกว่าการทำสัญญาระยะยาวโดยไม่มีการเปลี่ยนแปลงสัญญา (Take or pay contract) (APERC, 2003) การใช้วิธีการกำกับดูแล โดยมีมาตรการที่จะสร้างเงื่อนไขที่มีความเป็นธรรมในการเปิดให้บุคคลที่สามเข้ามาใช้ท่อได้ (Third Party Access) ให้แก่ผู้ผลิตก๊าซที่จะจัดส่งให้ ปตท. ซึ่งประกอบด้วยการจัดตั้งองค์กรกำกับดูแล การแยกส่วน ปตท. และตั้ง Third Party Access Code เพื่อกำหนด Access arrangement และราคาค่าผ่านท่อก๊าซที่โปร่งใสและคำนึงถึงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน

3.2 นโยบายราคาพลังงาน

นโยบายราคาพลังงานที่มีผลกระทบต่อเศรษฐกิจอย่างมากนั้นได้แก่นโยบายราคาปิโตรเลียมที่ใช้ในภาคขนส่ง (อันได้แก่น้ำมันและก๊าซปิโตรเลียมเหลว) นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติ และนโยบายราคาค่าไฟฟ้า ซึ่งราคาพลังงานทั้งสามอย่างนั้นมีความเกี่ยวข้องเชื่อมโยงกัน โดยก๊าซธรรมชาตินั้นเป็นเชื้อเพลิงที่สำคัญในการผลิตไฟฟ้าและขณะเดียวกันก็เป็นเชื้อเพลิงที่ใช้ทดแทนน้ำมันได้อีกด้วย ในส่วนนี้จะแยกพิจารณานโยบายราคาพลังงานแยกเป็นนโยบายราคาพลังงานในภาคขนส่ง ราคาก๊าซธรรมชาติ และนโยบายราคาค่าไฟฟ้า

3.2.1 นโยบายราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงขายปลีกในประเทศไทยประกอบด้วยราคา ณ โรงกลั่น ภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล เงินนำส่งหรือเงินอุดหนุนจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เงินนำส่งกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ค่าการตลาด และภาษีมูลค่าเพิ่ม ดังปรากฏรายละเอียด ณ วันที่ 22 พฤษภาคม 2549 ในตารางที่ 6

ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงในอดีต ได้รับการควบคุมดูแลอย่างเข้มงวดจากรัฐบาลโดยเฉพาะการกำหนดราคาขายปลีกจากภาครัฐจนกระทั่งในปี 2534 รัฐบาลจึงได้มีนโยบายลดการกำกับดูแล (Deregulation) และให้ใช้ระบบราคาน้ำมันลอยตัว โดยยกเลิกการควบคุมราคาขายปลีกโดยตรง แต่รัฐบาลยังคงแทรกแซงโดยผ่านกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง[12] เพื่อรักษาเสถียรภาพระดับราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงภายใน ประเทศและป้องกันการขาดแคลนน้ำมันภายในประเทศ อันเนื่องมาจากการที่ราคาน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปในโลกมีราคาไม่แน่นอน นอกจากนี้รัฐบาลยังมีช่องทางเข้าแทรกแซงราคาน้ำมันโดยผ่านทางภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล และค่าการตลาดอีกด้วย

---

[12] รัฐบาลได้จัดตั้ง “กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง” ขึ้นในปี 2522 ซึ่งเกิดจากการรวมกองทุนรักษาระดับราคาน้ำมันเชื้อเพลิงและกองทุนรักษาระดับราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (เงินตราต่างประเทศ) เข้าด้วยกัน

ในปี 2546 นั้นเกิดภาวะราคาน้ำมันดิบและราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้น ทำให้ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงในประเทศปรับตัวสูงขึ้นอย่างมาก ดังนั้นรัฐบาลจึงได้เข้ามาตรึงราคาน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลผ่านทางกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง การตรึงราคาดังกล่าวในรูปของเงินอุดหนุนชดเชยส่วนต่างระดับราคาน้ำมันในประเทศและราคาตลาดโลกให้แก่ผู้ผลิตนั้นส่งผลในทางลบหลายประการที่สำคัญคือเป็นภาระทางการคลัง และก่อให้เกิดความบิดเบือนทางราคาซึ่งไม่สามารถสะท้อนให้เห็นต้นทุนที่แท้จริง ผู้บริโภคจึงไม่ได้ปรับพฤติกรรมการใช้น้ำมันเบนซินและดีเซลลงแต่อย่างใด จึงทำให้ปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นตามลำดับ ส่งผลให้จำนวนเงินที่ต้องนำมาชดเชยให้แก่ผู้ผลิตและผู้นำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงสูงขึ้นตามลำดับด้วย ผลจากการตรึงราคาในครั้งนั้น[13] ทำให้เกิดภาระหนี้สินแก่กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในระหว่างปี 2547-2548 สูงถึง 92,054.09 ล้านบาท ซึ่งเป็นภาระแก่ภาครัฐในการชำระคืนเป็นอย่างมาก

ในการชำระหนี้สินนี้ รัฐบาลต้องใช้เงินกู้จากสถาบันการเงินเพื่อมาใช้ในการชดเชยเป็นจำนวน 71,000 ล้านบาท เงินกู้เหล่านี้จะทยอยถึงกำหนดชำระคืนสถาบันการเงินในช่วงเดือนกันยายน 2548 ถึงเดือนพฤษภาคม 2549 นอกจากนี้ยังใช้เงินรายได้ของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงที่เรียกเก็บจากผู้ใช้น้ำมันเข้ามาช่วยในการชดเชยราคาน้ำมันอีกด้วย ซึ่งต่อมารัฐบาลได้อนุมัติให้สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (ซึ่งเป็นองค์กรมหาชน) ออกตราสารหนี้หรือพันธบัตรเพื่อนำไปชำระหนี้เดิม จ่ายดอกเบี้ย และเป็นค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงได้

ในที่สุด ภาระดังกล่าวส่วนหนึ่งก็ตกอยู่กับผู้บริโภคในรูปของราคาเชื้อเพลิงที่แพงมากขึ้นในอนาคต โดยราคาขายปลีกในปัจจุบันได้รวมเงินที่ต้องนำส่งกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อชำระหนี้ ตารางที่ 6 แสดงให้เห็นว่า ผู้บริโภคจะต้องจ่ายเงินให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงผ่านทางราคาขายปลีก โดย ณ วันที่ 19 เมษายน 2549 ได้กำหนดเงินนำส่งกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นจำนวน 2.50 บาทต่อลิตร (น้ำมันเบนซิน 95) 2.30 บาทต่อลิตร (น้ำมันเบนซิน 91) 0.54 บาทต่อลิตร (แก๊สโซฮอล์) 0.1 บาทต่อลิตร (น้ำมันก๊าด) 1.95 บาทต่อลิตร (น้ำมันดีเซล) และ 0.06 บาทต่อลิตร (น้ำมันเตา) มีเพียงก๊าซ LPG เท่านั้นที่รัฐบาลยังคงให้เงินชดเชย เป็นมูลค่า 1.9417 บาทต่อลิตร

---

[13] การตรึงราคาน้ำมันเบนซินเป็นเวลา 286 วัน ตั้งแต่วันที่ 10 มกราคม 2547 โดยในวันที่ 21 ตุลาคม 2547 กระทรวงพลังงานได้ประกาศให้ลอยตัวราคาน้ำมันเบนซิน และการตรึงราคาน้ำมันดีเซลเป็นเวลา 551 วัน โดยลอยตัวอย่างสมบูรณ์ในวันที่ 12 กรกฎาคม 2548

จะเห็นได้ว่าความพยายามในการตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิงที่ผ่านมานั้น นอกจากจะบิดเบือนราคาในระยะสั้นของช่วงที่เกิดวิกฤตพลังงานแล้ว ยังส่งผลเสียต่อผู้บริโภคในระยะยาว โดยผู้บริโภคต้องแบกรับใช้คืนหนี้ที่เกิดขึ้นจากการตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิงในภายหลังในรูปของเงินนำส่งกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ถึงแม้ว่ารัฐบาลจะยกเลิกการตรึงราคาน้ำมันเชื้อเพลิงแต่ผลกระทบจากการที่ต้องจ่ายเงินส่งกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในระยะยาวทำให้พฤติกรรมของผู้บริโภคบิดเบือนไปจากพฤติกรรมที่ควรจะเป็นอีกด้วย

ตารางที่ 6 : โครงสร้างราคาน้ำมันในเขตกรุงเทพมหานคร ณ วันที่ 22 พฤษภาคม 2549

หน่วย: บาทต่อลิตร

	ราคา ณ โรงกลั่น	ภาษีสรรพสามิต	ภาษีเทศบาล	กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง	กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน	ราคาขายส่ง (WS)	ภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT)	WS&VAT	ค่าการตลาด	ภาษีมูลค่าเพิ่ม	ราคาขายปลีก
เบนซิน 95	21.0752	3.6850	0.3685	2.5000	0.0400	27.6687	1.9368	29.6055	-0.2014	-0.0141	29.39
เบนซิน 91	20.5974	3.6850	0.3685	2.3000	0.0400	26.9909	1.8894	28.880	-0.2713	-0.0190	28.59
แก๊สโซฮอล์	21.5017	3.3165	0.3317	0.5400	0.0360	25.7259	1.8008	27.5267	0.3396	0.0238	27.89
น้ำมันก๊าด	20.3637	3.0550	0.3055	0.1000	0.0400	23.8642	1.6705	25.5347	1.7994	0.1260	27.46
ดีเซลหมุนเร็ว	20.6101	2.3050	0.2305	0.9500	0.0400	24.1356	1.6895	25.8251	0.8551	0.0599	26.74
น้ำมันเตา	14.3375	0.7476	0.0748	0.0600	0.0400	15.2599	1.0682	16.3281	1.4410	0.1009	17.87
ก๊าซหุงต้ม (LPG)	11.8934	2.1700	0.2170	-1.8235	0.0000	12.4569	0.8720	13.3289	3.2566	0.2280	16.81
ก๊าซยานพาหนะ (LPG for car)	11.8934	2.1700	0.2170	-1.8235	0.0000	12.4569	0.8720	13.3289	3.2566	0.2280	16.81

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หากพิจารณาถึงเหตุผลในการให้เงินอุดหนุนโดยตรงโดยผ่านทางกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงที่ผ่านมานั้น รัฐบาลมักจะกล่าวอ้างถึงการช่วยเหลือผู้บริโภคและลดอัตราเงินเฟ้อ แต่เงินอุดหนุนในครั้งนั้นไม่ได้ทำให้ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงที่แท้จริงลดลงแต่อย่างไร นอกจากนี้เงินอุดหนุนนี้ยังไม่ส่งเสริมและปรับเปลี่ยนพฤติกรรมของผู้บริโภคในการใช้พลังงานให้มีประสิทธิภาพ ทำให้การพัฒนาและการใช้เทคโนโลยีหรือการใช้พลังงานอื่น ๆ ที่สามารถทดแทนน้ำมันได้เป็นไปอย่างล่าช้าเนื่องจากผู้บริโภคยังมีแรงจูงใจที่จะใช้น้ำมันอยู่ อีกทั้งยังส่งผลให้เกิดการลักลอบและกักตุนน้ำมันอีกด้วย

การกำหนดอัตราเงินนำส่งหรือเงินอุดหนุนของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจะต้องคำนึงถึงผลกระทบทางการกระจายรายได้ (Distributional impact) ด้วยเช่นกัน การที่รัฐบาลให้เงินอุดหนุนแก่น้ำมันเชื้อเพลิงประเภทที่ผู้มีรายได้สูงนิยมใช้โดยเฉพาะเบนซิน 95 และ 91 เป็นจำนวนมากกว่าน้ำมันดีเซลที่ผู้มีรายได้น้อยนิยมใช้นั้นย่อมไม่ยุติธรรมดังเช่นที่เกิดขึ้นในช่วงต้นปี 2547

ขณะนี้แม้ว่ารัฐบาลจะยกเลิกการตรึงราคาน้ำมันเบนซินและดีเซลไปแล้ว แต่รัฐบาลยังคงให้เงินอุดหนุนก๊าซ LPG (ก๊าซหุงต้มและก๊าซยานพาหนะ) ผ่านกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงอยู่ซึ่งทำให้ราคาก๊าซ LPG นั้นต่ำกว่าราคาน้ำมันเชื้อเพลิงชนิดอื่น จึงเป็นสาเหตุให้ผู้บริโภคหันมาใช้ก๊าซ LPG มากยิ่งขึ้น แต่การบิดเบือนราคาก๊าซ LPG ผ่านกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงนี้เป็นการสร้างภาระหนี้สินให้แก่กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงมากขึ้น ซึ่งจะเห็นได้จากตาราง 7 ว่า ยอดหนี้สินที่เกิดจากการชดเชยราคาก๊าซ LPG นั้นสูงถึงหมื่นล้านบาท ณ วันที่ 22 พฤษภาคม 2549 ขณะเดียวกันการเรียกเก็บเงินนำส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจากผู้ใช้น้ำมันเชื้อเพลิงอื่น ๆ นั้นเป็นการอุดหนุนไขว้ (Cross subsidy) ให้แก่ผู้ใช้ก๊าซ LPG ด้วย

นอกจากการใช้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงแล้ว จะเห็นได้ว่ารัฐบาลสามารถเข้าแทรกแซงราคาน้ำมันได้โดยผ่านทางภาษีสรรพสามิตและภาษีเทศบาล ภาษีที่เก็บจากน้ำมันเชื้อเพลิงนั้นนับว่าเป็นแหล่งรายได้ที่สำคัญของภาครัฐ อย่างไรก็ตามในการคำนวณภาษีดังกล่าวรัฐบาลควรยึดหลัก “ต้นทุนค่าเสียโอกาส” ทั้งทางสังคมและสิ่งแวดล้อม ในการตั้งราคาน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อที่จะได้สะท้อนให้เห็นถึงผลกระทบภายนอกของการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงที่มีผลเสียต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม (Negative externality) ซึ่งหากภาษีที่ตั้งไว้มีความเหมาะสมแล้ว ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงที่รวมภาษีแล้วจะสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ในการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง หากราคาที่ได้นั้นสูงเพียงพอผู้บริโภคจะปรับพฤติกรรมในการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงโดยหันไปใช้พลังงานทดแทนและเทคโนโลยีอื่น ๆ เพื่อทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิง

ตารางที่ 7: ประมาณการฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

หน่วย: ล้านบาท

รายการ	31 ต.ค. 2548	30 พ.ย. 2548	31 ธ.ค. 2548	31 ม.ค. 2549	28 ก.พ. 2549	31 มี.ค. 2549	30 เม.ย. 2549	22 พ.ค. 2549
เงินสดสุทธิ	3,396	6,733	9,851	12,926	11,453	10,193	12,222	9,158
- ยอดเงินคงเหลือในบัญชี	3,396	6,733	9,851	12,926	11,453	10,193	12,222	9,158
หนี้สินค้างชำระ	-86,543	-86,557	-86,825	-86,998	-80,998	-75,021	-73,003	-68,089
- หนี้เงินกู้เดิม (อายุไม่เกิน 1ปี)	-47,660	-15,660	-15,660	-15,660	-10,660	-7,500	-5,500	0
- หนี้พันธบัตร	-26,400	-26,400	-26,400	-26,400	-26,400	-26,400	-26,400	-26,400
- หนี้เงินกู้สถาบันการเงินอายุ 5 ปี *	-	-32,000	-32,000	-32,000	-32,000	-29,605	-29,605	-29,605
- หนี้ชดเชยตรึงราคาน้ำมันค้างชำระ **	-2,600	-2,260	-2,027	-1,840	-1,635	-1,439	-1,422	-1,422
- หนี้ชดเชยราคาก๊าซ LPG ***	-9,724	-10,078	-10,579	-10,939	-10,144	-9,917	-9,917	-10,367
- หนี้เงินคืนกรณีอื่นๆ	-159	-159	-159	-159	-159	-159	-159	-159
- ดอกเบี้ยค้างจ่ายประจำเดือน	-	-	-	-	-	-	-	-136
ฐานะกองทุนน้ำมันฯ สุทธิ	-83,147	-79,824	-76,974	-74,072	-69,545	-64,828	-60,781	-58,931

ที่มา: สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน

หมายเหตุ: *ปรับเป็นอายุ 2.5 ปี ตั้งแต่ 31 มีนาคม 2549

** หนี้ชดเชยตรึงราคาน้ำมันค้างชำระเป็นตัวเลขประมาณการ

*** หนี้ชดเชยราคา LPG เป็นตัวเลขประมาณการ

อย่างไรก็ตามการเก็บภาษีนี้อาจไม่ได้ส่งผลดีดังที่คาดการณ์ไว้เสมอไป ผลดีดังกล่าวจะเกิดขึ้นหรือไม่และมากน้อยเพียงใดขึ้นอยู่กับค่าความยืดหยุ่นของอุปสงค์ต่อราคาขายปลีก (ซึ่งรวมภาษีแล้ว) และลักษณะของภาษีที่เก็บด้วยเช่นกัน ค่าความยืดหยุ่นของอุปสงค์ต่อราคาขายปลีกนั้นหลากหลายแตกต่างกันไป โดยในประเทศที่มีความยืดหยุ่นของอุปสงค์ต่อราคาน้ำมันต่ำ (Nicol, 2003) Fulton และ Noland (2005) พบว่าเมื่อราคาน้ำมันแพงขึ้นเนื่องมาจากการที่รัฐเก็บภาษีแบบ fixed rate ต่อปริมาณน้ำมัน กลับทำให้ผู้บริโภคลดการบริโภคน้ำมันในอัตราที่ต่ำหรือลดลงน้อยมาก ทั้งนี้เพราะไม่ว่าจะใช้น้ำมันมากหรือน้อยก็ต้องจ่ายภาษีในอัตราที่เท่ากันอยู่ดี อีกทั้งในประเทศที่ไม่มีพลังงานทางเลือกให้เลือกใช้มากนัก ไม่มีระบบขนส่งมวลชนที่ดีและไม่มีทางเลือกในการคมนาคมขนส่งประเภทอื่น ผู้บริโภคจึงไม่มีทางเลือกอื่นนอกจากจะต้องใช้ยานพาหนะของตนเองเท่านั้น ดังนั้นทางออกหนึ่งที่รัฐบาลสามารถทำได้หากต้องการลดการใช้น้ำมันลงคือการเก็บภาษีแบบ Ad valorem ซึ่งราคาน้ำมันจะสูงขึ้นตามปริมาณการใช้น้ำมัน แต่ขณะเดียวกันเมื่อรัฐบาลสร้างแรงจูงใจให้ลดการใช้น้ำมันแล้ว รัฐบาลจะต้องจัดระบบขนส่งมวลชนที่ดีเพื่อทดแทนยานพาหนะส่วนบุคคล และพัฒนาพลังงานเพื่อการคมนาคมขนส่งประเภทอื่นที่สามารถทดแทนน้ำมันได้ดี

สำหรับประเทศไทยนั้นจากตาราง 8 จะเห็นได้ว่าเมื่อรัฐบาลยกเลิกเงินอุดหนุนน้ำมันเบนซินและดีเซล และหันกลับมาเก็บเงินนำส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงแทนนั้น หากพิจารณาเป็นรายเดือนจะเห็นได้ว่า พฤติกรรมของผู้บริโภคยังมิได้ลดการบริโภคน้ำมันเหล่านี้อย่างมีนัยสำคัญ แต่เมื่อพิจารณาเป็นรายปีจะเห็นได้ว่า ปริมาณการบริโภคน้ำมันเหล่านี้ลดลงอย่างมาก ทั้งนี้ผู้บริโภคต้องการเวลาในการปรับตัว ซึ่งต่อไปต้องเป็นหน้าที่ของรัฐบาลในการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนและการพัฒนาระบบขนส่งมวลชนให้ดียิ่งขึ้น

3.2.2 นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ส่วนใหญ่ในประเทศนั้นนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจ่ายให้ ปตท. ในปัจจุบันนั้น ประกอบด้วย ราคาปากหลุมที่ ปตท. จ่ายให้ผู้ลงทุนและพัฒนาแหล่งก๊าซ) เช่น Unocal และ ปตท. สผ. (บวกกับค่าผ่านท่อและค่าดำเนินการต่าง ๆ หรือค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซ ซึ่ง ปตท. รับไปทั้งหมด เพราะเป็นผู้ซื้อก๊าซจากปากหลุมและเป็นผู้ลงทุนดำเนินกิจการท่อแต่เพียงผู้เดียว

ราคาก๊าซธรรมชาติที่ปากหลุมเป็นไปตามข้อตกลงระหว่างผู้ผลิตและ ปตท. โดยข้อตกลงมีลักษณะเป็นแบบ take or pay คือซื้อขายกันในจำนวนก๊าซทั้งหมดที่มีอยู่ในหลุม และมีสูตรปรับราคาปากหลุมที่ใช้ดัชนีต่าง ๆ เป็นตัวปรับ ได้แก่ ราคาน้ำมันเตา อัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อ ทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติมีความเชื่อมโยงกับราคาน้ำมันในระดับหนึ่งตามที่เคยกล่าวไว้แล้ว ส่วนอัตราค่าผ่านท่อและอัตราค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซ ปตท. เก็บภายใต้ข้อกำหนดของภาครัฐ

ตารางที่ 8: การใช้น้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลในช่วงปี พ.ศ. 2547 – 2549 (หน่วย : บาร์เรลต่อวัน)

เดือน	เบนซิน 95	เบนซิน 91	ดีเซล
2004			
JAN	48,247	69,839	317,834
FEB	48,831	69,776	352,317
MAR	49,121	70,672	335,894
APR	51,092	72,986	331,582
MAY	48,546	70,796	333,248
JUN	46,230	69,926	319,878
JUL	44,771	69,401	320,301
AUG	42,440	69,007	318,743
SEP	39,074	64,222	333,390
OCT*	40,334	66,040	350,641
NOV	41,503	68,565	365,928
DEC	42,783	68,492	373,108
YTD	45,103	68,952	336,697
2005			
JAN	41,932	65,589	351,235
FEB	46,900	72,751	383,007
MAR	41,698	63,540	373,878
APR	44,516	66,983	358,576
MAY	41,852	64,601	371,865
JUN	46,823	69,599	358,391
JUL**	40,115	61,198	299,522
AUG	44,501	65,872	318,928
SEP	42,889	62,022	297,379
OCT	40,899	58,819	296,089
NOV	44,303	62,580	318,742
DEC	46,305	63,537	337,524
YTD	43,522	64,686	338,458
2006			
JAN	43,455	62,692	329,534
FEB	43,126	62,987	344,168
YTD	43,299	62,832	336,479
GROWTH RATE (%)			
2002	-0.5	12.6	5.8
2003	3.4	4.8	9.3
2004	-2.1	1.5	11.2
2005	-3.5	-6.2	0.5
2006 (3 MTHS)	0.8	-5.2	-7.6

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

หมายเหตุ: * ยกเลิกเงินอุดหนุนน้ำมันเบนซิน และ ** ยกเลิกเงินอุดหนุนน้ำมันดีเซล

ผู้ซื้อก๊าซต้องจ่ายค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซให้แก่ ปตท. คิดเป็น 1.75% ของราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซสำหรับ กฟผ. 1.75% สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ และ 9.33% สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ส่วนค่าบริการส่งก๊าซหรือค่าผ่านท่อนั้น ประกอบด้วยค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand charge) และค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity charge) ในส่วนของต้นทุนคงที่นั้นได้กำหนดอัตราผลตอบแทนในส่วนของทุนตลอดอายุโครงการของระบบท่อส่งก๊าซไว้ที่ 18% ต่อปี

จะเห็นได้ว่าค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติถูกกำกับดูแลโดยตรง ส่วนหนึ่งเนื่องมาจากโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติที่ไม่ได้เปิดให้มีการแข่งขัน และอีกส่วนหนึ่งเนื่องมาจากยังไม่มีองค์กรกำกับดูแลก๊าซธรรมชาติ การกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติเช่นนี้จะเป็นการเอื้อประโยชน์และไม่ส่งเสริมประสิทธิภาพในการดำเนินงานให้แก่ผู้ผลิตและเจ้าของท่อส่งก๊าซซึ่งก็คือ ปตท. นั่นเอง อีกทั้งยังสร้างแรงจูงใจให้ ปตท. ลงทุนในท่อนำส่งก๊าซมากเกินความจำเป็น

ราคาเนื้อก๊าซนั้นคิดตามปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้ การกำหนดราคาเฉลี่ยไว้นั้นไม่ได้สะท้อนต้นทุนส่วนเพิ่มที่เกิดขึ้น ณ แต่ละหลุม หากแต่ละหลุมที่ขุดเจาะมีต้นทุนส่วนเพิ่มที่แตกต่างกันแล้ว จะทำให้หลุมที่มีต้นทุนต่ำกว่าจะได้รับราคาเฉลี่ยเท่ากับหลุมที่มีต้นทุนสูงกว่าซึ่งทำให้หลุมที่มีต้นทุนต่ำได้รับกำไรส่วนต่างมากกว่าหลุมอื่น ซึ่งหากสามารถลดทอนกำไรดังกล่าวลงไปแล้วผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติจะสามารถซื้อก๊าซได้โดยรวมในมูลค่าที่ต่ำลง

การคิดค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซโดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจ่ายในอัตราที่สูงกว่า กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระนั้น นั้นเท่ากับว่าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนั้นจะต้องให้การอุดหนุนไขว้ (Cross subsidy) แก่ กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระโดยไม่จำเป็น ซึ่งเท่ากับว่าลูกค้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กซึ่งได้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมนั้นให้เงินอุดหนุนโดยแอบแฝง (Implicit cross subsidy) แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือน

การคิดค่าบริการส่งก๊าซในส่วนของต้นทุนคงที่ที่กำหนดให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงถึง 18% นั้นมีผลกระทบโดยตรงกับราคาก๊าซธรรมชาติ อีกทั้งผลตอบแทนดังกล่าวสูงเกินกว่าต้นทุนเฉลี่ยทางการเงิน (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ซึ่งคำนวณได้ 4.69% จึงทำให้ ปตท. ในฐานะเจ้าของท่อก๊าซได้กำไรจากส่วนนี้เป็นอันมาก

นอกจากนี้การไม่เปิดเผยรายละเอียดของการกำหนดราคาก๊าซธรรมชาตินั้นก่อให้เกิดความไม่โปร่งใส และอาจจะนำมาซึ่งความพยายามของ ปตท. ที่ต้องการจะค้ากำไรเกินควร อีกทั้งยังไม่สามารถบอกได้ว่าราคานั้นสะท้อนให้เห็นต้นทุนที่แท้จริงได้อย่างไร

3.2.3 นโยบายราคาค่าไฟฟ้า

การกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้อยู่ในปัจจุบันนั้น สามารถแยกได้เป็นการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าฐานอันประกอบด้วยอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งและขายปลีก และการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตในมัติ (Automatic Adjustment Mechanism) หรือที่เรียกว่าค่า Ft ซึ่งมีการปรับปรุงทุก ๆ สี่เดือน[14]

ค่าไฟฟ้าฐานประกอบด้วยอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งซึ่ง กฟผ. เก็บจาก กฟน. และ กฟภ. และอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกซึ่ง กฟน. และ กฟภ. เก็บจากผู้บริโภค โดยคำนวณจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบสายส่ง ระบบสายจำหน่าย ภายใต้สมมติฐานต่าง ๆ อาทิเช่น หลักเกณฑ์ทางการเงิน (Financial criteria) ของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง เงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า เงินนำส่งรัฐและเงินปันผลของแต่ละการไฟฟ้า และตัวปรับประสิทธิภาพการดำเนินงานของแต่ละการไฟฟ้าหรือที่เรียกว่าค่า X ทั้งนี้ เพื่อเป็นหลักประกันว่าการไฟฟ้า 3 แห่ง) คือ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. จะมีรายรับเพียงพอแก่การดำเนินงานและการลงทุนและมีฐานะการเงินที่มั่นคงอีกด้วย

สำหรับค่า Ft นั้น ประกอบด้วยค่า Ft คงที่ ณ ระดับ 46.83 สตางค์ต่อหน่วย และค่าการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงจากค่า Ft คงที่ ณ ระดับ 46.83 สตางค์ต่อหน่วย หรือเรียกว่า ค่า Ft โดยค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าประกอบด้วยค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าของ กฟผ) .น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้าและอื่น ๆ (ค่าซื้อไฟฟ้าจาก IPPs และ SPPs ทั้งในส่วนของค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payments) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payments) และค่าซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน (ลาว มาเลเซีย และอื่น ๆ)

จะเห็นได้ว่าหลักเกณฑ์ที่มีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งในการคิดค่าไฟฟ้าของประเทศไทยคือหลักเกณฑ์ทางการเงิน ในปัจจุบันองค์กรกำกับดูแล[15] ใช้อัตราส่วนผลตอบแทนจากเงินลงทุน

---

[14]รายละเอียดของการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าอยู่ในเอกสารเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2548 ในบทความนี้จะไม่ขอกล่าวซ้ำ

[15] องค์กรกำกับดูแลในที่นี้หมายถึงคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าซึ่งจัดตั้งขึ้นเมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2548

(Return on invested capital: ROIC) เป็นหลัก โดยองค์กรกำกับดูแลนั้น จะกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าให้สูงเพื่อสร้างรายได้ให้เพียงพอต่อค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการลงทุน และเพื่อสร้างผลกำไรให้แก่การไฟฟ้า 3 แห่งตาม ROIC ที่กำหนดไว้ แต่การกำกับดูแลที่ให้ความสำคัญต่อการดำเนินงานและการลงทุนของการไฟฟ้า 3 แห่งเป็นหลักนั้นมีประเด็นที่สำคัญและควรพิจารณาดังนี้

ประการแรกคือการกำกับดูแลประเภทนี้จะเป็นการสร้างหลักประกันแก่การไฟฟ้า 3 แห่ง ว่าการไฟฟ้า 3 แห่งนั้นจะต้องได้รับอัตราผลตอบแทนตามที่กำหนดไว้อย่างแน่นอน ไม่ว่าการไฟฟ้า 3 แห่งนั้นจะดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพหรือไม่ ดังนั้นการไฟฟ้า 3 แห่ง จึงไม่มีแรงจูงใจ (Incentive) ในการปรับปรุงประสิทธิภาพในการดำเนินงานเพื่อประหยัดค่าใช้จ่าย และยังเป็นการส่งเสริมให้การไฟฟ้า 3 แห่งลงทุนมากเกินความจำเป็น (Overcapitalization/Overinvestment) ซึ่งผลสุดท้ายแล้วจะทำให้ราคาค่าไฟฟ้าสูงขึ้นอีกด้วย

นอกจากนี้ การใช้ ROIC แทนการใช้ค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนทางการเงิน (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ซึ่งสะท้อนถึงต้นทุนทางการเงินที่แท้จริง จะทำให้การไฟฟ้า 3 แห่งได้รับผลตอบแทนที่สูงกว่าต้นทุนทางการเงินของตนเอง ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าฐานที่คำนวณจาก ROIC สูงกว่าค่าไฟฟ้าฐานที่คำนวณจากต้นทุนทางการเงินที่แท้จริง ซึ่งผลสุดท้ายแล้วผู้บริโภคจะต้องรับภาระค่าไฟฟ้าที่แพงขึ้น

ประเด็นทางการเงินที่สำคัญอีกประการหนึ่งคือ การนำเงินนำส่งรัฐและเงินปันผลเข้ามาเป็นตัวแปรหนึ่งในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

หากพิจารณาโดยหลักการแล้ว เงินนำส่งรัฐและเงินปันผลนั้น จะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อการไฟฟ้า 3 แห่งสามารถดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพ สามารถลดต้นทุน และสร้างผลกำไรเพียงพอที่จะแบ่งผลกำไรนั้น ให้แก่เจ้าของในรูปของเงินนำส่งรัฐ (เมื่อเป็นรัฐวิสาหกิจ) หรือในรูปของเงินปันผล (เมื่อแปลงสภาพเป็นบริษัท)

เมื่อการไฟฟ้า 3 แห่งรวมเงินนำส่งรัฐและเงินปันผลเข้าไว้ในการคิดคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าดังเช่นที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน แสดงว่าแท้ที่จริงแล้ว เงินนำส่งรัฐและเงินปันผลนี้ได้มาจากการที่ผู้บริโภคจ่ายค่าไฟฟ้าแพงขึ้น ไม่ใช่เกิดจากการที่การไฟฟ้า 3 แห่งสามารถบริหารดำเนินกิจการอย่างมีประสิทธิภาพ จนสามารถสร้างผลกำไรได้สูงเพียงพอที่จะแบ่งสรรกำไรนั้นให้แก่รัฐหรือผู้ถือหุ้น ดังนั้น การนำเงินนำส่งรัฐและเงินปันผลเข้ามาเป็นตัวแปรหนึ่งในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐานจึงขาดความชอบธรรมและเป็นการเอาเปรียบผู้บริโภค

สำหรับการกำกับดูแลสูตรค่า Ft ซึ่งชดเชยค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้ง กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนั้น เป็นลักษณะการกำกับดูแลที่ให้หลักประกันแก่การไฟฟ้า 3 แห่งว่าจะสามารถผลักภาระค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าให้แก่ผู้บริโภคได้อย่างเต็มเม็ดเต็มหน่วย หรือที่เรียกว่า Full cost pass through อีกทั้งอาจจะนำมาสู่การ "ฮั้วกัน" (Collusion) ระหว่างผู้ซื้อไฟฟ้า (กฟผ.) และผู้ขายไฟฟ้า (IPPs และ SPPs) และผู้ซื้อและผู้ขายเชื้อเพลิงก็เป็นได้ อีกทั้งยังไม่ส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเลือกใช้เทคโนโลยีและพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ เพื่อทดแทนเชื้อเพลิงที่มีราคาผันผวน

ในการกำกับดูแลค่า Ft ที่ดีนั้น ควรคำนึงถึงผลประโยชน์ของการไฟฟ้า 3 แห่งและผู้บริโภคอย่างเท่าเทียมกัน กล่าวคือ การกำหนดสูตรอย่างไรเพื่อให้ได้ค่า Ft ที่เป็นธรรมแก่ผู้บริโภค และขณะเดียวกันเป็นการส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเพิ่มประสิทธิภาพในการจัดหาไฟฟ้า เช่น เพิ่มประสิทธิภาพในการกระบวนการผลิตไฟฟ้าเพื่อประหยัดเชื้อเพลิง และเพิ่มประสิทธิภาพในการลงทุน โดยเลือกลงทุนในโรงงานผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีในการผลิตและบริหารเชื้อเพลิงอย่างมีประสิทธิภาพ และส่งเสริมให้ กฟผ. จัดซื้อไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

วิธีการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าข้างต้นนั้น ให้ความสำคัญต่อการไฟฟ้า 3 แห่งเป็นหลัก กล่าวคือ เป็นวิธีการที่ให้หลักประกันแก่การไฟฟ้า 3 แห่งว่าจะได้รับผลตอบแทนอย่างเพียงพอ เพื่อใช้จ่ายในการลงทุน การดำเนินงาน อีกทั้งยังเป็นวิธีที่อนุญาตให้การไฟฟ้า 3 แห่งผลักภาระค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าได้อย่างเต็มเม็ดเต็มหน่วย และยังเป็นวิธีที่ทำให้การไฟฟ้า 3 แห่งขาดแรงจูงใจในการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงาน ดังนั้น ด้วยแนวคิดและวิธีดังกล่าว จึงทำให้การไฟฟ้าทั้งสามแห่งมีผลกำไรสูงมาเป็นระยะเวลายาวนาน

การปรับปรุงวิธีการกำกับดูแลนั้นสามารถทำได้โดยการใช้วิธีการกำกับดูแลที่เน้นการสร้างแรงจูงใจให้แก่การไฟฟ้า 3 แห่งในการเพิ่มประสิทธิภาพ (Incentive regulation) วิธีที่ใช้กันในประเทศกำลังพัฒนาหลายประเทศ เช่น ประเทศอินเดียและประเทศปากีสถาน (ประเทศดังกล่าวเป็นประเทศที่มีรัฐวิสาหกิจการไฟฟ้าผูกขาดที่ทำกำไรสูงเช่นกัน) คือ Sliding scale regulation หรือ Profit sharing regulation กล่าวคือ การกำกับดูแลค่าไฟฟ้าโดยกำหนดให้รัฐวิสาหกิจที่บริหารกิจการไฟฟ้าของประเทศแบ่งผลกำไรเกินปกติ (Excess profit หรือ Abnormal profit) ที่ได้รับให้แก่ผู้บริโภคในรูปของค่าไฟฟ้าที่ถูกลงในรอบการคำนวณค่าไฟฟ้ารอบต่อไป

ในทางปฏิบัติองค์กรกำกับดูแลสามารถกำหนดอัตราผลตอบแทนแบบช่วง (Rate of return band) ซึ่งกำหนดไว้ล่วงหน้าได้ ดังตัวอย่างต่อไปนี้ สมมติว่าอัตราผลตอบแทนที่คาดการณ์ไว้คือ 12% หากว่าอัตราผลตอบแทนที่ได้รับจริงสูงกว่า 12% และอยู่ในช่วงระหว่าง 12-15% ผู้ประกอบการจะต้องแบ่งผลกำไรที่ได้ให้แก่ผู้บริโภค 25% ของกำไรสุทธิหลังจากหักภาษี แต่เมื่ออัตราผลตอบแทนที่ได้รับจริงสูงถึง 15-18% ผู้ประกอบการจะต้องแบ่งผลกำไรที่ได้ให้แก่ผู้บริโภค 50% ของกำไรสุทธิหลังจากหักภาษี และหากอัตราผลตอบแทนที่ได้รับจริงสูงมากกว่า 18% ผู้บริโภคควรได้รับส่วนแบ่งสูงถึง 75% ของกำไรสุทธิหลังจากหักภาษี จะเห็นได้จากตัวอย่างว่ายิ่งอัตราผลตอบแทนที่ได้รับจริงสูงขึ้นกว่าอัตราผลตอบแทนเป้าหมายเท่าใด อัตราส่วนผลกำไรที่ควรแบ่งให้แก่ผู้บริโภคนั้นก็ควรจะสูงขึ้นตามไปด้วย

ด้วยวิธีการกำกับดูแลเช่นนี้ จะสามารถสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานของตนเอง เพื่อรักษาระดับผลกำไรสุทธิของตนเองไว้ ขณะเดียวกันในฐานะรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการไฟฟ้า ผลตอบแทนที่ได้รับจากการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพยังสามารถส่งกลับไปสู่ผู้บริโภคในรูปของอัตราค่าไฟฟ้าที่ถูกลงในอนาคตได้อีกด้วย

4. บทสรุป

นับตั้งแต่ปี 2547 ราคาน้ำมันได้ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องและมีแนวโน้มที่จะปรับตัวสูงเพิ่มขึ้นต่อไปในอนาคต โดยมีสาเหตุสำคัญมาจากการลดการถือสต็อกน้ำมันลง กำลังการผลิตน้ำมันส่วนเกินของโลกที่ลดลง เหตุการณ์ความไม่สงบในประเทศผู้ผลิตน้ำมันรายใหญ่ของโลก รวมไปถึงความต้องการน้ำมันของโลกที่เพิ่มขึ้น การที่ราคาน้ำมันปรับตัวสูงขึ้นนี้ส่งผลกระทบในทางลบต่อเศรษฐกิจไทยอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ เนื่องจากน้ำมันเป็นปัจจัยการผลิตที่สำคัญในภาคเศรษฐกิจต่าง ๆ อีกทั้งยังเป็นสินค้านำเข้าที่มีความสำคัญเป็นอันดับต้น ๆ

ภาครัฐได้แสวงหาทางเลือกในการบรรเทาปัญหาน้ำมันแพงโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดการพึ่งพาน้ำมันให้ได้มากที่สุด แนวทางสำคัญ 2 ประการในการลดการพึ่งพาน้ำมันลงได้แก่การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการใช้พลังงานอื่น ๆ เพื่อทดแทนน้ำมัน

สำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานนั้นได้ดำเนินงานภายใต้แผนและมาตรการอนุรักษ์พลังงานตั้งแต่ พ.ศ. 2535 แต่เมื่อพิจารณาถึงผลโดยรวมแล้วจะเห็นได้ว่าความพยายามของภาครัฐในการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานนั้นยังไม่ประสบความสำเร็จเท่าใดนัก ส่วนหนึ่ง

เนื่องมาจากการดำเนินงานที่ล่าช้าและการตั้งเป้าไปที่ภาคเศรษฐกิจภาคใดภาคหนึ่งโดยเฉพาะ อาคารและโรงงานอุตสาหกรรมซึ่งเป็นการละเลยภาคขนส่งที่ใช้น้ำมันมากที่สุด นอกจากนี้การขาดการตั้งเป้าหมายและการวางแผนงานโดยจำแนกตามชนิดของพลังงานที่ต้องการประหยัดตั้งแต่เริ่มต้น จึงทำให้ผลการดำเนินงานไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่ตั้งไว้

สำหรับการใช้พลังงานอื่น ๆ เพื่อทดแทนน้ำมันนั้น บทความนี้ได้ชี้ให้เห็นว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนน้ำมันนั้นเป็นทางเลือกที่ดีแต่มีข้อจำกัดทางด้านอุปทาน เนื่องจากปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่อาจจะไม่เพียงพอต่อความต้องการในการผลิตไฟฟ้าและภาคขนส่งในระยะยาวถ่านหินจึงเป็นพลังงานทดแทนน้ำมันที่สำคัญโดยเฉพาะในภาคการผลิตไฟฟ้าเนื่องจากถ่านหินมีราคาต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติ มีเสถียรภาพของราคา และมีความมั่นคงทางด้านอุปทานที่ดีกว่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน แต่การใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าก็อาจก่อให้เกิดปัญหาสิ่งแวดล้อม หนทางหนึ่งซึ่งสามารถบรรเทาปัญหาสิ่งแวดล้อมได้คือการใช้ถ่านหินนำเข้าที่มีคุณภาพดีและการใช้เทคโนโลยีในการป้องกันปัญหามลภาวะจากการเผาไหม้ถ่านหิน

สำหรับพลังงานหมุนเวียนนั้นนับว่าเป็นพลังงานทางเลือกหนึ่งที่สำคัญ แต่ขณะนี้ประเทศไทยมีศักยภาพทางด้านนี้ไม่มากนัก ทั้งนี้เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนบางอย่างยังมีต้นทุนการผลิตที่สูง ซึ่งภาครัฐควรให้การส่งเสริมทั้งการให้เงินอุดหนุนในการผลิตและการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีต่อไป

นอกจากการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการใช้พลังงานอื่น ๆ เพื่อทดแทนน้ำมันแล้ว บทความนี้ยังชี้ให้เห็นว่านโยบายพลังงานด้านอื่น ๆ ก็มีส่วนสำคัญในการแก้ไขปัญหาน้ำมันแพงได้เช่นกัน โดยเฉพาะนโยบายการปรับโครงสร้างกิจการพลังงาน รวมไปถึงนโยบายการส่งเสริมการแข่งขันและการกำกับดูแลกิจการพลังงานซึ่งสามารถส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เทคโนโลยีและพลังงานทางเลือกอื่น ๆ ในการผลิตไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น และสามารถส่งเสริมให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติมากยิ่งขึ้นในราคาที่ยุติธรรม นอกจากนี้นโยบายที่บิดเบือนราคาพลังงานในรูปแบบต่าง ๆ อาทิเช่น การตรึงราคาน้ำมัน เป็นต้น นอกจากจะไม่สามารถแก้ปัญหาวิกฤติการณ์น้ำมันแล้ว ยังทำให้เกิดภาระทางการคลังในระยะยาวอีกด้วย ดังนั้นภาครัฐจึงควรยกเลิกการแทรกแซงราคาพลังงานโดยไม่จำเป็นเพื่อให้กลไกตลาดได้ทำงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

เอกสารอ้างอิง

ภาษาไทย

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2547) รายงานพลังงานของประเทศไทย รายงานน้ำมันของประเทศไทย และรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ปีต่าง ๆ.

ทรงภพ พลจันทร์ (2549) เอกสารประกอบการบรรยายเรื่อง "การบริหารและการจัดการด้านพลังงาน" ที่วิทยาลัยการทัพอากาศ วันที่ 12 มกราคม 2549.

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) www.pttplc.com

บริษัท คอนซัลแทนท์ ออฟ เทคโนโลยี จำกัด (2549) รายงานฉบับสมบูรณ์การประเมินผลแผนอนุรักษ์พลังงาน ครั้งที่ 3 เสนอต่อสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ.

ปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ (2548) เอกสารประกอบการบรรยายเรื่อง "ประเด็นความเสี่ยงในเศรษฐกิจไทย : พลังงาน", งานสัมมนาสมาคมเศรษฐศาสตร์ ธรรมศาสตร์ ทิศทางเศรษฐกิจไทยปี 2549 จับตาปัจจัยเสี่ยง ณ ศูนย์ประชุมสหประชาชาติ กรุงเทพฯ, 24 พฤศจิกายน 2548.

สถาบันกองทุนบริหารกองทุนน้ำมัน www.efai.or.th

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (2542) สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ผลกระทบ และแนวทางการแก้ไข.

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (2543) รายงานผลการดำเนินงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน ปีงบประมาณ 2538 - 2542.

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2548) *วารสารนโยบายพลังงาน* ฉบับที่ 69 (กรกฎาคม - กันยายน 2548).

สำนักนโยบายและแผนพลังงาน เอกสารชื่อ "ควรใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า" ใน www.eppo.go.th

สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (2548) เอกสารเรื่อง "การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า" เสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2548.

ERM-Siam (2549) ร่างรายงานฉบับสมบูรณ์เรื่อง "ยุทธศาสตร์พลังงานของประเทศไทย : ทางเลือกการจัดหาพลังงาน (Fuel options)" ธันวาคม 2549.

ภาษาอังกฤษ

Asia Pacific Energy Research Centre (APERC) (2003) *Natural Gas Market Reform in the APEC Region*, Institute of Energy Economics, Japan.

Asia Pacific Energy Research Centre (APERC) (2003) *Energy Efficiency Programmes in Developing and Transitional APEC Economies*, Institute of Energy Economics, Japan.

Asia Pacific Energy Research Centre (APERC) (2005) Renewable Electricity in the APEC Region: Internalising Externalities in the Cost of Power Generation, Institute of Energy Economics, Japan.

Asian Development Bank (2005) *Asian Development Outlook 2005 Update*, Asian Development Bank, April.

British Petroleum (2005) *BP Statistical Review of World Energy*, June.

du Pont, P. (2004) *Nam Theun 2 Hydropower Project Impact of Energy Conservation*, DSM, and Renewable Energy Generation on EGAT's Power Development Plan.

Energy Information Administration (EIA) (2006) *Annual Energy Outlook 2006*, www.eia.doe.gov.

Fulton, L. and Noland, R. (2005) "Pricing and Taxation-Related Policies to Save Oil in the Transport Sector, in International Energy Agency," *Energy Prices & Taxes Quarterly Statistics*: Fourth Quarter 2005, OECD/IEA.

Greacen, C. (2005) *Renewable Energy: Overview of Policy Measures, Proposals for Short-Term Actions, and Related Research Needs*.

Natie Tabmanie (2004) Thailand's Law and Regulations on Energy Security, especially on Oil, and Future Plans to Mitigate Shortages of Supply, Paper presented at the 2nd IEA/ASEAN/ASCOPE Workshop on "Oil Supply Disruption Management Issues" under the IEA/ASEAN Program on "ASEAN Oil Security and Emergency Preparedness", Siem Reap, Cambodia, 5-8 April.

Nicol, C.J. (2003) "Elasticities of demand for gasoline in Canada and the United States," *Energy Economics*, Vol 25 pp. 201-214.