

คู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและ
อัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ

ธันวาคม 2550

คู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ

ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้ออกประกาศ เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ ลงวันที่ 24 ตุลาคม 2544 เพื่อให้การกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติ มีความชัดเจนโปร่งใส และเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ และผู้ประกอบการธุรกิจ มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 24 ตุลาคม 2544 เป็นต้นมา นั้น

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติในการประชุมเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2550 และวันที่ 18 ตุลาคม 2550 เห็นชอบหลักการการทบทวนหลักเกณฑ์นโยบายราคาก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้สอดคล้องกับการจัดหาก๊าซธรรมชาติ สภาพเศรษฐกิจและการเงินที่เปลี่ยนแปลงไป และได้มอบอำนาจให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นผู้พิจารณาและให้ความเห็นชอบหลักเกณฑ์ใหม่ของการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซฯ และหลักเกณฑ์การกำหนดราคา NGV โดยให้มีผลบังคับใช้ในเวลาที่เหมาะสม

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้พิจารณาถึงหลักเกณฑ์และข้อกำหนดในการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติและได้เห็นชอบในหลักเกณฑ์การคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ ตามที่ได้เสนอในที่ประชุม กพช. เมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2550 นั้น โดยมีความเห็นว่ามีเหมาะสมและสอดคล้องกับสภาวะปัจจุบัน และได้มอบหมายให้ สนพ. จัดทำคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อสำหรับใช้ในการอ้างอิงในการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติต่อไป

หลักการ

เพื่อให้การกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติมีความชัดเจน โปร่งใส และเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติและผู้ประกอบธุรกิจ จึงจำเป็นต้องมีการกำหนดหลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติและการกำกับดูแล ดังนั้น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน โดยความเห็นชอบจากรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ จึงได้มีการจัดทำคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ข้อ 1 ในคู่มือนี้

“ก๊าซ” หรือ “ก๊าซธรรมชาติ” หมายความว่า สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ประกอบด้วยมีเทนเป็นส่วนใหญ่ ที่มีสภาพเป็นก๊าซหรือของเหลว

“ระบบท่อส่งก๊าซ” หมายความว่า ระบบท่อที่ใช้ในการรับก๊าซจากจุดซื้อขายก๊าซ และส่งถึงจุดจ่ายก๊าซ หรือระบบจำหน่ายก๊าซ หรือโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน รวมถึงอุปกรณ์หรือสิ่งอื่นอันเป็นสิ่งจำเป็นในการรับและส่งก๊าซ

“ผู้จัดหาก๊าซ” หมายความว่า ผู้ที่ประกอบกิจการซื้อขายก๊าซ โดยใช้บริการส่งก๊าซของระบบท่อส่งก๊าซ

“ผู้ให้บริการ” หมายถึง ผู้ให้บริการระบบท่อส่งก๊าซ

“การไฟฟ้า” หมายความว่า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือการไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก” หมายความว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

“ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก” หมายความว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า

“ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ” หมายความว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ไม่ใช่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

“ปตท.” หมายความว่า บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

“สนพ.” หมายความว่า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ข้อ 2 ในการกำหนดราคาก๊าซและอัตราค่าบริการส่งก๊าซ ให้ยึดถือหลักการ ดังนี้

2.1 ให้เกิดความเป็นธรรมแก่ทั้งผู้ใช้ก๊าซ ผู้ใช้บริการของระบบท่อส่งก๊าซ ผู้ประกอบกิจการก๊าซ และผู้ให้บริการ

2.2 ไม่มีการเลือกปฏิบัติต่อผู้ใช้ก๊าซ หรือผู้ให้บริการ หรือผู้ประสงค์จะใช้ก๊าซ หรือผู้ประสงค์จะใช้บริการ โดยไม่เป็นธรรม

2.3 ราคาก๊าซ และอัตราค่าบริการส่งก๊าซ ควรสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงของการประกอบกิจการที่มีประสิทธิภาพ

2.4 แนวทางในการกำหนดราคาก๊าซและอัตราค่าบริการส่งก๊าซ ต้องมุ่งใจให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพในการประกอบกิจการ

2.5 มีการประกาศและเผยแพร่ราคาก๊าซและอัตราค่าบริการส่งก๊าซที่ชัดเจนและโปร่งใส

2.6 มีวิธีการคำนวณราคาก๊าซและอัตราค่าบริการส่งก๊าซที่ชัดเจน

ข้อ 3 ให้กำหนดหลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซ ดังต่อไปนี้

3.1 กำหนดให้การซื้อขายก๊าซแบ่งเป็น 2 ลักษณะ คือ

(1) สัญญาที่มีความแน่นอน (Firm) เป็นสัญญาซื้อขายก๊าซที่มีการตกลงปริมาณซื้อขายก๊าซที่ชัดเจน โดยผู้ใช้ก๊าซของสัญญาประเภทนี้ไม่สามารถเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงอื่นได้โดยง่าย

(2) สัญญาที่ไม่แน่นอน (Non-Firm) เป็นสัญญาซื้อขายก๊าซที่ปริมาณการซื้อก๊าซสามารถเปลี่ยนแปลงได้โดยผู้ใช้ก๊าซของสัญญาประเภทนี้มีทางเลือกในการใช้เชื้อเพลิงอื่นทดแทนก๊าซได้

3.2 การกำหนดราคาก๊าซสำหรับสัญญาซื้อขายก๊าซที่ไม่มีความแน่นอน ให้ใช้หลักการของการกำหนดราคาตามราคาเชื้อเพลิงที่ก๊าซเข้าไปทดแทน

3.3 การกำหนดราคาก๊าซสำหรับสัญญาซื้อขายก๊าซที่มีความแน่นอน (Firm) ให้ใช้สูตรการคำนวณ ดังต่อไปนี้

$$P = [(1 + M) \times WH] + T$$

โดย

P หมายถึง ราคาก๊าซ มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

M หมายถึง ค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซ

WH หมายถึง ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซที่ส่งเข้าระบบส่งก๊าซ มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

T หมายถึง อัตราค่าบริการส่งก๊าซ มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

3.4 ตัวแปรที่ใช้ในการกำหนดราคาก๊าซตามข้อ 3.3 มีรายละเอียด ดังนี้

(1) **ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ (WH)** หมายถึง ราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซที่คำนวณแบบถ่วงน้ำหนักตามค่าความร้อนของราคาเนื้อก๊าซที่ผู้จัดหาก๊าซรับซื้อจากผู้ผลิตและ/หรือผู้ขายซึ่งมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู โดยแบ่งเป็น 2 กลุ่ม (POOL) ดังต่อไปนี้

กลุ่มที่ 1 : เป็นก๊าซสำหรับโรงแยกก๊าซของ ปตท. ประกอบด้วยก๊าซจากอ่าวไทย

กลุ่มที่ 2 : เป็นก๊าซที่จำหน่ายให้แก่โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ใช้ก๊าซอื่นๆ ประกอบด้วยก๊าซจากอ่าวไทยที่เหลือจากการจ่ายให้โรงแยกก๊าซ ก๊าซจากสหภาพพม่าแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากูน ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และก๊าซจากแหล่งอื่นๆ ในอนาคต

ทั้งนี้ ในส่วนของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้าน้ำพองให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน

(2) **ค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซ (M)** กำหนดตามประเภทผู้ใช้ก๊าซ โดยคิดเป็นอัตราร้อยละของราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ ดังนี้

- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย อัตราร้อยละ 1.75 ของราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ แต่ต้องไม่สูงกว่า 2.1525 บาทต่อล้านบีทียู
- ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ อัตราร้อยละ 1.75 ของราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ แต่ต้องไม่สูงกว่า 2.1525 บาทต่อล้านบีทียู
- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก อัตราร้อยละ 9.33 ของราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซ แต่ต้องไม่สูงกว่า 11.4759 บาทต่อล้านบีทียู

(3) **ค่าบริการส่งก๊าซ (T)** คือค่าบริการในการส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซที่เรียกเก็บโดยผู้ให้บริการ

ข้อ 4 ให้กำหนดอัตราค่าบริการส่งก๊าซ ตามหลักการของต้นทุนสำหรับการให้บริการในลักษณะกิจการสาธารณูปโภค โดยมีหลักเกณฑ์ต่อไปนี้

4.1 ให้แยกอัตราค่าบริการที่เรียกเก็บจากผู้ซื้อก๊าซ เป็น 5 พื้นที่ (Zone) โดยคิดค่าบริการตามการใช้ระบบท่อส่งก๊าซของผู้ซื้อก๊าซ ดังนี้

พื้นที่ 1 : ระบบท่อส่งก๊าซนอกชายฝั่งที่ระยอง

พื้นที่ 2 : ระบบท่อส่งก๊าซนอกชายฝั่งที่ชนอม

พื้นที่ 3 : ระบบท่อส่งก๊าซบนฝั่ง

พื้นที่ 4 : ระบบท่อส่งก๊าซบนฝั่งที่ฉะนะ

พื้นที่ 5 : ระบบท่อส่งก๊าซบนฝั่งที่น้ำพอง

4.2 อัตราค่าบริการส่งก๊าซ ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge) และค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge)

(1) ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge) คำนวณจากค่าใช้จ่ายการให้บริการที่คงที่ของระบบท่อส่งก๊าซ ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายการลงทุนและค่าดำเนินการในการให้บริการที่คงที่ การคิดค่าบริการในส่วนนี้คิดตามปริมาณก๊าซที่ตกลงในสัญญา โดยค่าบริการมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านปีทิว

สำหรับก๊าซที่จำหน่ายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามสัญญาปัจจุบัน ปริมาณก๊าซที่ขาดส่งไม่นำมาคิดค่าบริการในส่วนนี้

(2) ค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge) คำนวณจากค่าใช้จ่ายการให้บริการส่วนผันแปรของระบบท่อส่งก๊าซ การคิดค่าบริการในส่วนนี้คิดตามปริมาณก๊าซที่มีการรับส่งจริง โดยค่าบริการมีหน่วยเป็นบาทต่อล้านปีทิว

4.3 หลักเกณฑ์การคำนวณค่าบริการส่งก๊าซในส่วนของต้นทุนคงที่ มีดังนี้

(1) ค่าใช้จ่ายการลงทุนในระบบท่อส่งก๊าซ จะประกอบด้วยค่าลงทุนในระบบท่อส่งก๊าซปัจจุบันที่ได้เริ่มดำเนินการแล้ว และค่าลงทุนในระบบท่อส่งก๊าซในอนาคตตามแผนการลงทุนโดยนำมาคำนวณเป็นค่าเฉลี่ยการลงทุนให้เท่ากันทุกปีตลอดอายุของโครงการ (Levelization)

(2) ในกรณีที่มีการปรับแผนการลงทุน ซึ่งอาจเป็นการเพิ่มโครงการใหม่หรือการปรับแผนไปจากเดิม จะมีการดำเนินการปรับค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ใหม่ โดยรวมค่าใช้จ่ายในระบบท่อส่งก๊าซใหม่ และระบบท่อส่งก๊าซเก่าเข้าด้วยกัน (Roll – in Adjustment)

(3) ในการปรับค่าใช้จ่ายจากการลงทุนเพิ่มเติมหรือการปรับแผนการลงทุนใหม่ตามข้อ (2) เพื่อมิให้ภาระจากการลงทุนมีผลกระทบต่อค่าบริการส่งก๊าซ ปรับสูงขึ้นจากเดิมในระดับสูงในทันที ให้ ส.น.พ. มีอำนาจกำหนดเส้นทางของอัตราค่าบริการ (Price Path)

(4) ข้อกำหนดในการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซของระบบท่อส่งก๊าซในปัจจุบัน มีดังนี้

ก. สูตรคำนวณกระแสเงินสดสุทธิในแต่ละปี เท่ากับ รายได้ค่าผ่านท่อบวกด้วยเงินกู้ระยะยาว หักด้วยเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน ดอกเบี้ยเงินกู้ระยะยาว เงินชำระคืนเงินกู้ และเงินได้นำส่งรัฐ

ข. กำหนดผลตอบแทนการลงทุนในส่วนของทุนตลอดอายุโครงการ (Internal Rate of Return on Equity, IRROE) ร้อยละ 18 โดยความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนของการลงทุนที่ได้มีการประเมินสินทรัพย์เต็มไว้ ณ อัตราแลกเปลี่ยน 25 บาท/เหรียญสหรัฐ ให้เป็นความรับผิดชอบของผู้ให้บริการ

ค. ระบบท่อส่งก๊าซปัจจุบันที่ใช้ในการคำนวณหาอัตราค่าบริการส่งก๊าซประกอบด้วย ระบบท่อเส้นแรก ระบบท่อบงกช ระบบท่อกู่ขนาน ระบบท่อดำรงน้ำ ระบบท่อทานตะวัน ระบบท่อไพลิน ระบบท่อเบญจมาศ ระบบท่อดำรงน้ำ ระบบท่อดำรงน้ำ – ดำรงน้ำ และระบบท่อน้ำพอง โดยระยะเวลาของโครงการเริ่มตั้งแต่ปีงบประมาณ 2539 และสิ้นสุดปีงบประมาณ 2571 โดยมีอายุงานของระบบท่อแต่ละเส้น ดังนี้

ท่อเส้นแรก	11	ปี
ท่อบงกช	24	ปี
ท่อกู่ขนาน	25	ปี
ท่อทานตะวัน	10	ปี
ท่อไพลิน	21	ปี
ท่อเบญจมาศ	9	ปี
ท่อดำรงน้ำ	30	ปี
ท่อดำรงน้ำ – ดำรงน้ำ	28	ปี
ท่อน้ำพอง	22	ปี

ทั้งนี้เมื่อท่อก๊าซเส้นใตใ้เส้นหนึ่งหมตอายุการใ้ใช้งานลงใ้การ
ปีโตรเลียมแห่งประเทศไทยไปดำเนินการประเมินราคามูลค่าสินทรัพย์
และขยายอายุการใ้ใช้งานใหม่ ตามมาตรฐานสากล รวมทั้งการกำหนด
ค่าใ้จ่ายการดำเนินการและค่าบำรุงรักษาระบบท่อก๊าซ โดยต้องใ้รับ
ความเห็นชอบจาก สทพ.

ง. กำหนดใ้มูลค่าสินทรัพย์ของระบบท่อก๊าซใ้ได้รับการประเมินมูลค่าแล้ว และใ้จะดำเนินการประเมินราคามูลค่าใหม่เมื่อหมตอายุใ้
งานลงตามข้อ ค เป็นเงินลงทุน

จ. ค่าใ้จ่ายเงินลงทุน ใ้แยกตามใ้ใ้จ่ายใ้แต่ละพื้นที่ ยกเว้นเฉพาะ
ส่วนใ้ใ้ประโยชน์ร่วมกัน ใ้ใ้สัดส่วนตามปริมาณก๊าซใ้ส่ง

ฉ. ค่าใ้จ่ายดำเนินงาน ใ้วิธีแบ่งแยกตามใ้ใ้จ่ายใ้แต่ละพื้นที่ ยกเว้น
ส่วนใ้ไม่สามารถแบ่งใ้ชัดเจนใ้ใ้ใ้สัดส่วน 50:50

ช. กำหนดใ้ค่าใ้จ่ายการดำเนินการและค่าบำรุงรักษาระบบท่อก๊าซ
เป็นร้อยละ 3 ของเงินลงทุนโครงการ โดยกำหนดใ้คงใ้ ยกเว้น ใน
ส่วนของระบบท่อก๊าซใ้ไปยังโรงไฟฟ้าน้ำพอง ใ้ใ้มีการกำหนดค่า
ตามสมมติฐานตัวเลขทางบัญชีใ้ใ้ใ้ใ้การตกลงกันระหว่าง
บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
(ใ้ใ้ใ้ 3% ของเงินลงทุนและใ้ใ้ค่า run pig) โดยอายุท่อก๊าซตาม
หลักการทางบัญชีใ้ถึงปี 2555

ซ. ค่าใ้จ่ายดำเนินงานของระบบท่อก๊าซระบบ ส่วนใ้เป็นค่าการตรวจ
สอบสภาพและใ้ความสะอาดท่อก๊าซ (Pigging) ใ้ใ้ข้อมูลใ้การ
ปีโตรเลียมแห่งประเทศไทยประมาณการ โดยกำหนดระยะเวลา
ดำเนินการทุก 3 ปี สำหรับท่อก๊าซใหม่ใ้ใ้เริ่มดำเนินการตรวจสอบสภาพ
และใ้ความสะอาดใ้ครั้งแรกใ้ปีใ้ 6

ณ. ข้อกำหนดเกี่ยวกับเงินกู้โครงการ

- สัดส่วนหนี้สินต่อส่วนของใ้เจ้าของ (Debt To Equity) เท่ากับ 75:25
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ระยะยาวเท่ากับ ร้อยละ 10.5 ต่อปี
- ระยะเวลาชำระคืนเงินกู้

ท่อบงกช	12	ปี
ท่อดู่ขนาน	13	ปี
ท่อดังน้อย	10	ปี
ท่อดานตะวัน	10	ปี
ท่อดไฟลิน	12	ปี
ท่อดเบญจมาศ	9	ปี
ท่อดราชบุรี	12	ปี
ท่อดราชบุรี – ดังน้อย	12	ปี
ท่อดน้ำพอง	10	ปี

ญ. ในช่วงแรกกำหนดให้เงินได้นำส่งรัฐ คำนวณจากกำไรสุทธิโดยใช้ อัตราร้อยละ 30 และเมื่อที่มีการแปลงสภาพ ปตท. เป็นบริษัทจำกัด หรือแปลงสภาพหน่วยธุรกิจ ปตท. กิจาธรรมชาติออกเป็นบริษัท จำกัด แล้ว ให้เปลี่ยนข้อมูลเงินได้นำส่งรัฐที่ใช้ในการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซเป็นภาษีเงินได้นิติบุคคลแทน

ฎ. ค่าเสื่อมราคา คิดแบบวิธีเส้นตรงตามจำนวนอายุระบบท่อหรือ ปริมาณสำรองก๊าซที่เหลืออยู่

ฏ. ข้อกำหนดที่นอกเหนือจากข้างต้นให้เป็นไปตามที่ สนพ.กำหนด

(5) ข้อกำหนดในการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซสำหรับระบบท่อส่งก๊าซตาม แผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซฉบับที่ 3 ซึ่งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้ให้ความเห็นชอบ เมื่อวันที่ 10 กันยายน 2544 และแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซฉบับที่ 3 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ซึ่งคณะรัฐมนตรีได้ให้ ความเห็นชอบ เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 รวมทั้งในส่วนของท่อส่งก๊าซไปยังโรงไฟฟ้าจะนะ ระบบท่อ เชื่อมจากแหล่งกักขุดมายังระบบท่อน้ำพอง และท่อส่งก๊าซที่มีการขยายอายุใช้งานออกไป

ก. ให้ใช้ข้อกำหนดในการคำนวณเช่นเดียวกับระบบท่อส่งก๊าซในปัจจุบัน ตามข้อ (4) ยกเว้นในข้อ ข ค ช และ ฉ

ข. กำหนดผลตอบแทนการลงทุน ในส่วนของทุนตลอดอายุโครงการ (Internal Rate of Return on Equity, IRROE) ร้อย ละ 12.5 โดย ความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนของการลงทุนตามแผนแม่บทดัง กล่าวที่ประเมินมูลค่าสินทรัพย์ตามค่าใช้จ่ายจริง ณ เวลาที่ก่อสร้าง ให้เป็นความรับผิดชอบของผู้ให้บริการระบบท่อส่งก๊าซ

ค. ให้ท่อมืออายุการใช้งาน 40 ปี

ง. ข้อกำหนดเกี่ยวกับเงินกู้ของโครงการ

- สัดส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเท่ากับ 55 : 45
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ระยะยาวเท่ากับ 7.5 ต่อปี
- การชำระคืนเงินกู้ให้เป็นไปตามที่จะตกลงกับ ส.น.พ.

จ. กำหนดให้ค่าใช้จ่ายการดำเนินการและค่าบำรุงรักษาระบบท่อส่งก๊าซ เป็นร้อยละ 3 ของเงินลงทุนโครงการ โดยกำหนดให้คงที่

(6) เฉพาะในส่วนของระบบท่อตามแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซฉบับที่ 3 ให้อัตราค่าบริการครอบคลุมค่าใช้จ่ายของค่าบริการส่งก๊าซของระบบท่อส่งก๊าซในทะเลของบริษัททรานส์ไทย – มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด หรือ TTM (Thailand) ตามที่ TTM (Thailand) จะเรียกเก็บจาก ปตท. เพื่อขนถ่ายจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย (JDA) มายังระบบท่อส่งก๊าซในทะเลของระบบท่อส่งก๊าซตามแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซฉบับที่ 3 โดย ให้ค่าบริการส่งก๊าซของระบบท่อส่งก๊าซในทะเลของ TTM เป็นส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายในการคำนวณค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติตามแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 โดย ปตท. จะไม่ต้องรับภาระความเสี่ยงของอัตราแลกเปลี่ยนในส่วนของค่าบริการส่งก๊าซในทะเลดังกล่าว

4.4 หลักเกณฑ์คำนวณค่าบริการส่งก๊าซในส่วนของต้นทุนผันแปร

ค่าใช้จ่ายผันแปรที่ใช้ในการคำนวณ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายดำเนินงานส่วนที่แปรผันโดยตรงตามปริมาณก๊าซที่ส่งผ่านระบบท่อส่งก๊าซ อาทิ ค่าสารเติมกลืนก๊าซ ค่าก๊าซที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในหน่วยบำบัดและควบคุมสภาพและในสถานีเพิ่มแรงดันเพื่อขนส่งในระบบส่งก๊าซ เป็นต้น

4.5 การปรับอัตราค่าบริการส่งก๊าซจะเกิดขึ้นโดยเหตุหนึ่งเหตุใดดังต่อไปนี้

(1) การปรับเปลี่ยนเป็นระยะ (Periodic Adjustment) ให้มีการทบทวนการคำนวณค่าบริการส่งก๊าซทุกระยะเวลา 5 ปี และ/หรือในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลง ดังต่อไปนี้

ก. การปรับเปลี่ยนการลงทุนในระบบท่อส่งก๊าซหลัก (Roll – in Adjustment) หากมีความจำเป็นต้องลงทุนเพิ่มเติม ขยายหรือปรับปรุงระบบท่อส่งก๊าซเพื่อให้สามารถส่งก๊าซให้กับลูกค้าได้อย่างปลอดภัยมีประสิทธิภาพและมั่นคง เพื่อสนองความต้องการได้ดีขึ้นและเพียงพอ

- ข. ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงปริมาณรวมต่อวันของก๊าซที่ผู้จัดหาก๊าซกับผู้ผลิตและ/หรือผู้ขายก๊าซเพื่อซื้อขายกันอย่างมีนัยสำคัญ
- ค. ในกรณีที่ค่าความร้อนของแหล่งก๊าซต่างๆเปลี่ยนแปลงไปอย่างมีนัยสำคัญ

(2) การปรับเปลี่ยนตามดัชนี (Index Adjustment) ในทุกๆ ปีสัญญาซื้อขายก๊าซให้มีการปรับอัตราค่าบริการส่งก๊าซส่วนที่เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษา (O&M Expenses) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของอัตราค่าบริการส่งก๊าซส่วนที่เป็นต้นทุนคงที่ (Demand Charge) และปรับอัตราค่าบริการส่งก๊าซส่วนที่เป็นต้นทุนผันแปร (Commodity Charge) ซึ่งเป็นต้นทุนผันแปรตามดัชนีที่กำหนด

4.6 การปรับอัตราค่าบริการส่งก๊าซตามข้อ 4.5 ให้อยู่ภายใต้การกำกับดูแลและดำเนินการของ สนพ.

ทั้งนี้ สนพ. ได้กำหนดการปรับอัตราค่าบริการส่งก๊าซ ดังนี้

(1) เนื่องจากได้มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญในส่วนของการลงทุนเพิ่มเติม การขยายหรือปรับปรุงระบบท่อส่งก๊าซ และมีการเปลี่ยนแปลงปริมาณรวมต่อวันของก๊าซที่ผู้จัดหาก๊าซกับผู้ผลิตและ/หรือผู้ขายก๊าซเพื่อซื้อขายกันอย่างมีนัยสำคัญ ตามแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ และแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544-2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2550 สนพ. จึงได้ทบทวนการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซซึ่งจะบังคับใช้ในชวงปี พ.ศ. 2550-2555

(2) การปรับเปลี่ยนอัตราค่าบริการส่งก๊าซตามดัชนีตามข้อ 4.5 (2) สำหรับในช่วงปี พ.ศ. 2550 – 2555 สนพ. ได้กำหนดดัชนีสำหรับการปรับค่าบริการส่งก๊าซในส่วนของต้นทุนผันแปร ด้วยการปรับเพิ่มหรือลดขึ้นกับทิศทางของการเปลี่ยนแปลงของ

- ก. อัตราการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซเฉลี่ยปีปัจจุบันที่ประมาณการกับราคาเฉลี่ยก๊าซปีก่อนหน้า โดยหักลบด้วยดัชนีแสดงประสิทธิภาพ ซึ่งกำหนดให้เท่ากับร้อยละสอง และ

ข. อัตราการเปลี่ยนแปลงของดัชนีราคาผู้บริโภคที่ประกาศโดยกระทรวงพาณิชย์ของปีก่อนหน้า กับปีก่อนปีก่อนหน้า โดยหักลบด้วยดัชนีแสดงประสิทธิภาพ ซึ่งกำหนดให้เท่ากับร้อยละสอง

โดยดัชนีที่ใช้ปรับค่าบริการดังกล่าวกำหนดให้มีการถ่วงน้ำหนักระหว่าง ก. และ ข. ในสัดส่วน 88 : 12

ข้อ 5 จากข้อ 3 และ ข้อ 4 สูตรโครงสร้างราคาก๊าซสำหรับผู้บริโภคประเภท Firm สามารถสรุปได้ดังนี้

5.1 การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับโรงแยกก๊าซ โดยมีการกำหนดสูตรราคาดังนี้

$$P_{\text{โรงแยกก๊าซ}} = [(WH_{\text{Pool 1}}) * (1+0.0175)] + Td_{\text{Zone 1}} + Tc$$

5.2 การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. โดยมีการกำหนดสูตรราคาดังนี้

$$P_{\text{กฟผ.}} = [(WH_{\text{Pool 2}}) * (1+0.0175)] + Td_{\text{Zone 1+3}} + Tc$$

5.3 การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีการกำหนดสูตรราคาก๊าซดังนี้

$$P_{\text{ขนอม}} = [(WH_{\text{Pool 2}}) * (1+0.0175)] + Td_{\text{Zone 2}} + Tc$$

5.4 การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา โดยมีการกำหนดสูตรราคาก๊าซดังนี้

$$P_{\text{จะนะ}} = [(WH_{\text{Pool 2}}) * (1+0.0175)] + \text{Tariff}_{\text{TTM}} + Td_{\text{Zone 4}} + Tc$$

5.5 การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับ กฟผ. ที่อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น โดยมีการกำหนดสูตรราคาดังนี้

$$P_{\text{น้ำพอง}} = [(WH_{\text{ตามข้อตกลงระหว่าง ปตท. กับผู้รับสัมปทาน}}) * (1+0.0175)] + Td_{\text{Zone 5}} + Tc$$

5.6 การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) โดยมีการกำหนดสูตรราคาดังนี้

$$P_{\text{IPP}} = [(WH_{\text{Pool 2}}) * (1+0.0175)] + Td_{\text{Zone 1+3}} + Tc$$

5.7 การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) โดยมีการกำหนดสูตรราคาดังนี้

$$P_{\text{SPP}} = [(WH_{\text{Pool 2}}) * (1+0.0933)] + Td_{\text{Zone 1+3}} + Tc$$

โดย	
WH	หมายถึงราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซ POOL ตามที่ กพข. กำหนด มีหน่วยเป็น บาทต่อล้านบีทียู ยกเว้นในส่วนของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้า น้ำพองให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน
Td	หมายถึงอัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อในส่วน Demand Charge สำหรับ ระบบท่อในพื้นที่ (Zone) ตามที่กำหนดโดย กพข. มีหน่วยเป็นบาทต่อ ล้านบีทียู
Tc	หมายถึงอัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อในส่วน Commodity Charge มี หน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู
Tariff _{TTM}	หมายถึงค่าบริการส่งก๊าซของระบบท่อในทะเลของบริษัททรานส์ไทย – มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด หรือ TTM (Thailand) ที่ TTM เรียกเก็บ จาก ปตท. เพื่อขนส่งก๊าซจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย (JDA) มาขึ้นฝั่งที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา มีหน่วยเป็น บาทต่อล้านบีทียู

ข้อ 6 การกำหนดราคาก๊าซสำหรับรถยนต์ (NGV) ให้ใช้หลักเกณฑ์ ดังต่อไปนี้

6.1 ให้กำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณราคาขายปลีก NGV ซึ่งยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ดังนี้

$$P_{NGV} = \underbrace{[(WH_{Pool\ 2}) * (1+0.0175)] + Td_{Zone\ 1+3} + Tc}_{\text{ต้นทุนราคาก๊าซ}} + \text{ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ}$$

โดย

(1) ในส่วนของต้นทุนราคาก๊าซประกอบด้วย

WH _{Pool 2}	หมายถึงราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซ POOL 2 มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู
Td _{Zone 1+3}	หมายถึงอัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อในส่วน Demand Charge สำหรับ ระบบท่อในทะเล (Zone 1) และ และระบบท่อนฝั่ง (Zone 3) มีหน่วย เป็นบาทต่อล้านบีทียู
Tc	หมายถึงอัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อในส่วน Commodity Charge มี หน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู

ทั้งนี้ ในส่วนของต้นทุนราคาแก๊สนั้น ให้ใช้หน่วยราคาเป็นบาทต่อกิโลกรัม โดยคำนวณ เปรียบเทียบแปลงหน่วยจากบาทต่อล้านบีทียูเป็นบาทต่อกิโลกรัม

(2) ในส่วนของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ประกอบไปด้วยต้นทุนค่าสถานี ค่าขนส่ง และค่าการตลาด ให้มีการกำหนด ดังนี้

- ต้นทุนค่าสถานีแม่ ไม่เกิน 1.12 บาทต่อกิโลกรัม
- ต้นทุนค่าสถานีลูก ไม่เกิน 1.00 บาทต่อกิโลกรัม
- ค่าขนส่งจากสถานีแม่ไปยังสถานีลูก ไม่เกิน 1.20 บาทต่อกิโลกรัม
โดยเป็นค่าขนส่งจากสถานีแม่ไปยังสถานีลูกที่อยู่ในรัศมี 50 กิโลเมตร และในกรณีที่สถานีลูกอยู่นอกรัศมี 50 กิโลเมตร ให้บวกค่าขนส่งในราคาจำหน่าย NGV เพิ่มขึ้นได้อีก โดยทุกๆ 1 กิโลเมตร จะเพิ่มขึ้นไม่เกิน 0.012 บาทต่อกิโลกรัม
- ค่าการตลาด อยู่ระหว่าง 1.73 – 2.33 บาทต่อกิโลกรัม โดยขึ้นอยู่กับขนาดและประเภทของสถานีบริการ NGV

ทั้งนี้ การปรับราคาขายปลีกก๊าซสำหรับรถยนต์ (NGV) อันเกิดจากต้นทุนค่าใช้จ่ายในการดำเนินการดังกล่าวให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง นั้น ต้องได้รับความเห็นชอบจาก สนพ. และภาษีมูลค่าเพิ่มให้ เป็นไปตามที่กำหนดไว้ในประมวลรัษฎากร

6.2 เพื่อมิให้ราคาขายปลีกก๊าซสำหรับรถยนต์ (NGV) ปรับสูงขึ้นจากเดิมในทันที อันจะส่งผลกระทบต่อแผนการขยายการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์เพื่อทดแทนน้ำมัน รวมถึงแผนการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์เพื่อลดผลกระทบจากการขึ้นราคาแก๊สปิโตรเลียมเหลว (LPG) จึงให้มีการปรับราคา NGV ขึ้นแบบขั้นบันไดเพื่อให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง โดยกำหนดตามตารางต่อไปนี้

รายปีปฏิทิน (พ.ศ.)	ราคาสูงสุด* (บาทต่อกิโลกรัม)
2551	10.34**
2552	12.00
2553	13.00
2554	ตามสูตรในข้อ 6.1

หมายเหตุ : * เป็นราคารวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ร้อยละ 7

** ราคาสูงสุดในปี 2551 ให้เป็นไปตามมติ ครม. เมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2545

ทั้งนี้ ปตท. ได้ให้ความร่วมมือกำหนดราคาขายปลีกก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ (NGV) ในปี 2551 ไว้ที่ระดับ 8.50 บาทต่อกิโลกรัม

ข้อ 7 ให้ผู้ให้บริการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซตามหลักเกณฑ์ของคู่มือฉบับนี้ แล้วนำเสนอ สนพ. พร้อมรายละเอียดการคำนวณเพื่อขอความเห็นชอบ และเมื่อได้รับความเห็นชอบแล้วให้ประกาศใช้ได้ โดยให้ผู้ให้บริการประกาศค่าบริการส่งก๊าซ เพื่อให้ผู้ใช้บริการทราบโดยทั่วกัน

ข้อ 8 ในกรณีที่ สนพ. เห็นว่าอัตราค่าบริการที่ให้ความเห็นชอบไปแล้วไม่เหมาะสม อันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงที่เข้าข่ายการเปลี่ยนแปลงตามข้อ 4.5(1) ก. – ค. หรือมีการเปลี่ยนแปลงของสภาพเศรษฐกิจและสังคม หรือการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีเป็นเหตุให้ผู้ให้บริการเสียประโยชน์ สนพ. มีอำนาจในการทบทวนข้อกำหนดในการคำนวณราคาก๊าซและอัตราค่าบริการส่งก๊าซ ตลอดจนมีอำนาจในการให้ผู้ให้บริการทบทวนอัตราค่าบริการส่งก๊าซเสนอ สนพ. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบภายในระยะเวลาที่กำหนด

ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงตามข้อ 4.5 (1) ก. – ค. หรือสภาพทางเศรษฐกิจหรือสังคมเปลี่ยนแปลงไป หรือมีเหตุอย่างหนึ่งอย่างใดที่ทำให้อัตราค่าบริการที่ สนพ. ให้ความเห็นชอบไปแล้วนั้นไม่เหมาะสม ผู้ให้บริการจะยื่นขอทบทวนข้อกำหนดในการคำนวณอัตราค่าบริการส่งก๊าซ หรือทบทวนอัตราค่าบริการส่งก๊าซดังกล่าวต่อ สนพ. ก็ได้

ข้อ 9 ในกรณีที่ สนพ. เห็นว่าค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซไม่มีความเหมาะสม อันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงของสภาพทางเศรษฐกิจหรือสังคม หรือการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยี เป็นเหตุให้ผู้ให้บริการเสียประโยชน์ สนพ. มีอำนาจในการทบทวนค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่าย ก๊าซหรือให้ผู้จัดหาก๊าซทบทวนค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซเสนอ สนพ. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบภายในระยะเวลาที่กำหนด

ในกรณีที่สภาพทางเศรษฐกิจหรือสังคมเปลี่ยนแปลง หรือมีเหตุอย่างหนึ่งอย่างใดที่ทำให้ค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซที่ สนพ. ให้ความเห็นชอบไปแล้วนั้นไม่เหมาะสม ผู้จัดหาก๊าซจะยื่นขอ ทบทวนค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซต่อ สนพ. ก็ได้

ข้อ 10 ให้ผู้จัดหาก๊าซและผู้ให้บริการ จัดส่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องในการคำนวณราคาก๊าซและอัตราค่าบริการส่งก๊าซให้แก่ สนพ. ตามหลักเกณฑ์และระยะเวลาตามที่ สนพ. กำหนด และให้ผู้จัดหาก๊าซและผู้ให้บริการเปิดเผยข้อมูลเกี่ยวกับราคาก๊าซและค่าบริการส่งก๊าซตามหลักเกณฑ์ที่ สนพ. กำหนด