

ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาต
จัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (ฉบับที่ ๒)

พ.ศ. ๒๕๖๘

โดยที่เป็นการสมควรแก้ไขเพิ่มเติมประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. ๒๕๖๔ เพื่อปรับปรุงสูตรการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติให้เป็นไปตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ ๓/๒๕๖๗ (ครั้งที่ ๑๖๙) เมื่อวันที่ ๒๖ พฤศจิกายน ๒๕๖๗ และให้สอดคล้องกับโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ ๒ ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ ๑/๒๕๖๖ (ครั้งที่ ๑๖๔) เมื่อวันที่ ๑๓ กุมภาพันธ์ ๒๕๖๖ และครั้งที่ ๓/๒๕๖๖ (ครั้งที่ ๑๖๖) เมื่อวันที่ ๑๓ ธันวาคม ๒๕๖๖

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา ๑๑ (๑) มาตรา ๖๓ และมาตรา ๖๕ แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ ประกอบกับมติคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ในการประชุมครั้งที่ ๑๒/๒๕๖๘ (ครั้งที่ ๙๕๔) เมื่อวันที่ ๒๖ มีนาคม ๒๕๖๘ และครั้งที่ ๑๖/๒๕๖๘ (ครั้งที่ ๙๕๘) เมื่อวันที่ ๓๐ เมษายน ๒๕๖๘ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ออกประกาศไว้ดังต่อไปนี้

ข้อ ๑ ประกาศนี้เรียกว่า “ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (ฉบับที่ ๒) พ.ศ. ๒๕๖๘”

ข้อ ๒ ประกาศนี้ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป

ข้อ ๓ ให้ยกเลิกเอกสารแนบท้ายประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. ๒๕๖๔ และให้ใช้ความตามเอกสารแนบท้ายประกาศนี้แทน

ประกาศ ณ วันที่ ๑๖ พฤษภาคม พ.ศ. ๒๕๖๘

สหัส ประทักษ์กุล

กรรมการกำกับกิจการพลังงาน

ผู้ได้รับมอบหมายจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

เอกสารแนบท้าย
ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาต
จัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (ฉบับที่ ๒) พ.ศ. ๒๕๖๘

การกำหนดสูตรการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เพื่อให้สอดคล้องกับโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ ๒

- **การคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติในแต่ละเดือน** ให้คำนวณตามสูตรการคำนวณและนิยามของตัวแปรตามองค์ประกอบของโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ ดังต่อไปนี้

๑. **การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื่อก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Price)**
มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{Gulf Price} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{\text{Gulf}_i} \times Q_{\text{Gulf}_i})}{\sum_{i=1}^n Q_{\text{Gulf}_i}}$$

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	Gulf Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) รับซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา ^{๑/}	บาทต่อล้านบีทียู
	P_{Gulf_i}	ราคาเนื่อก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย สัญญาที่ i	บาทต่อล้านบีทียู
	Q_{Gulf_i}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย สัญญาที่ i ที่หักปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (TSO) ใช้ดำเนินการเกี่ยวกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล ^{๒/}	ล้านบีทียู

^{๑/} ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา ได้แก่ แปลง G๑/๖๑ แปลง G๒/๖๑ แหล่งโพลิน แหล่งอาทิตย์ แปลง B๘/๓๒ แปลง G๑๒/๔๘ แปลง C๕ & G๔/๔๘ (Contract ๕) และ JDA ที่ส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล

^{๒/} TSO ใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลสำหรับการดำเนินการส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลตามสัดส่วนก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งผลิต

๒. **การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื่อก๊าซธรรมชาติจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (Myanmar Price)**
มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{Myanmar Price} = \frac{\sum_{j=1}^n (P_{\text{MMR}_j} \times Q_{\text{MMR}_j})}{\sum_{j=1}^n Q_{\text{MMR}_j}}$$

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	Myanmar Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมา รายที่ j ^{๓/} ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ส่งมอบมายังประเทศไทย ซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติและค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ในการนำเข้า	บาทต่อล้านบีทียู

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	P_{MMR_j}	ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมา รายที่ j^{th} ซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติและค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ในการนำเข้า เพื่อนำส่งก๊าซธรรมชาติมายังประเทศไทย	บาทต่อล้านบีทียู
	Q_{MMR_j}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมารายที่ j^{th} ที่หักปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ TSO ใช้เป็นเชื้อเพลิงของสถานีเพิ่มความดัน Saiyok Compressor Station (SCS) เพื่อจัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	ล้านบีทียู

^{๓/}ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติจากเมียนมา ประกอบด้วย แหล่งยาดานา แหล่งเตตาทุน แหล่งชอดัก้า ที่ส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก

๓. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Price) ซึ่งจัดหาโดยผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในกลุ่ม Regulated Market มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$LNG Price = \frac{\sum_{k=1}^n (P_{LNG_k} \times Q_{LNG_k})}{\sum_{k=1}^n Q_{LNG_k}}$$

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	LNG Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาในรูปแบบก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ซึ่งจัดหาโดย Shipper ในกลุ่ม Regulated Market ที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper ทุกราย	บาทต่อล้านบีทียู
	P_{LNG_k}	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของ “ราคา LNG” และ “ปริมาณขาย LNG” ของ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รายที่ k โดยที่ - “ราคา LNG” ของ Shipper แต่ละราย ให้ใช้วิธีการคำนวณแบบ Moving Average ตามราคาและปริมาณนำเข้าและคงค้างในถังเก็บแต่ละเดือนของ Shipper รายนั้น ๆ - ทั้งนี้ ราคา LNG ที่นำเข้าที่นำมาใช้ในการคำนวณ ให้รวมค่าใช้จ่ายในการนำเข้าตามหลักเกณฑ์ที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
	Q_{LNG_k}	ปริมาณ LNG ที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รายที่ k จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	ล้านบีทียู

๔. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติ (Pool Price) สำหรับกลุ่ม Regulated Market มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$Pool Price = \frac{C_{Gulf} + C_{MMR} + C_{LNG}}{Q_{pool}}$$

โดย

$$C_{Gulf} = (Gulf Price + Td_{Zone๑} + Tc_{Zone๑}) \times (Q_{Gulf} - Q_{LPG})$$

$$C_{MMR} = Myanmar Price \times Q_{MMR}$$

$$C_{LNG} = \sum_{k=1}^n (LNG Price \times Q_{LNG_k}) + \sum_{k=1}^n C_{Ld_k} + \sum_{k=1}^n C_{Lc_k}$$

$$Q_{pool} = (Q_{Gulf} - Q_{LPG}) + Q_{MMR} + Q_{LNG}$$

โดย

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
Pool Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณขายก๊าซธรรมชาติของ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market ทุกราย คำนวณโดยผู้รับใบอนุญาตบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager) โดยที่ - “ราคา” หมายถึง ราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซธรรมชาติที่รับซื้อและนำเข้าของ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market ทุกราย - “ปริมาณขายก๊าซธรรมชาติ” หมายถึง ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper ทุกรายจัดส่งให้ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	บาทต่อล้านบีทียู
C _{Gulf}	มูลค่าก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ โดยคำนวณจาก Gulf Price รวมค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง (Td _{zone๑} และ Tc _{zone๑}) ตามอัตราที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กำหนด คูณกับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ ไม่รวมปริมาณก๊าซธรรมชาติส่วนที่โรงแยกก๊าซธรรมชาติใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ ๑๓ ธันวาคม ๒๕๖๖ กำหนด	บาท
Gulf Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา ^{๑/}	บาทต่อล้านบีทียู
Td _{zone๑}	ค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ในส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge) สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ตามอัตราที่ กกพ. กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
Tc _{zone๑}	ค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ในส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge) สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ตามอัตราที่ กกพ. กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
Q _{Gulf}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติที่หักปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ TSO ใช้ดำเนินการเกี่ยวกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล	ล้านบีทียู
Q _{LPG}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่โรงแยกก๊าซธรรมชาตินำไปใช้ผลิตก๊าซ LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ ๑๓ ธันวาคม ๒๕๖๖ กำหนด	ล้านบีทียู
C _{MMR}	มูลค่าเนื้อก๊าซธรรมชาติที่ Shipper จัดหาจากเมียนมา ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	บาท
Myanmar Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมาตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ส่งมอบมายังประเทศไทย ซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติและค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในการนำเข้า	บาทต่อล้านบีทียู
Q _{MMR}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมาตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติที่หักปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ TSO เพื่อเป็นเชื้อเพลิงของสถานีเพิ่มความดัน Saiyok Compressor Station (SCS)	ล้านบีทียู
C _{LNG}	มูลค่า LNG ที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market จัดหาตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	บาท

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	LNG Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณ LNG ซึ่งจัดหาโดย Shipper ในกลุ่ม Regulated Market ที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper ทุกราย	บาทต่อล้านบีทียู
	C_{Ldk}	ค่าใช้จ่ายในการให้บริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซส่วนของต้นทุนคงที่ โดยคำนวณจากปริมาณการจูงใช้บริการสถานีแอลเอ็นจี ของผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) รายที่ k ในกลุ่ม Regulated Market คูณด้วยอัตราค่าบริการ L_d ตามอัตราที่ กพพ. กำหนด	บาท
	C_{Lck}	ค่าใช้จ่ายในการให้บริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซส่วนของต้นทุนผันแปร โดยคำนวณจากปริมาณ LNG ที่ Shipper รายที่ k ในกลุ่ม Regulated Market ที่ส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งให้ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ คูณด้วยอัตราค่าบริการ L_c ตามอัตราที่ กพพ. กำหนด	บาท
	Q_{LNGk}	ปริมาณ LNG ที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รายที่ k จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	ล้านบีทียู
	Q_{pool}	ผลรวมของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper ทุกราย ในกลุ่ม Regulated Market จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper	ล้านบีทียู

^{๑/} ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา ได้แก่ แปลง G๑/๖๑ แปลง G๒/๖๑ แหล่งโพลิน แหล่งอาทิตย์ แปลง B๘/๓๒ แปลง G๑๒/๔๘ แปลง C๕ & G๔/๔๘ (Contract ๕) และ JDA ที่ส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล

^{๒/} TSO ใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลสำหรับดำเนินการส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลตามสัดส่วนก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งผลิต

^{๓/} ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติจากเมียนมา ประกอบด้วย แหล่งยาดานา แหล่งยาดากุน แหล่งซอติกา ที่ส่งก๊าซผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก

โดยในกรณีเกิดวิกฤตราคาพลังงานให้นำราคาและปริมาณเชื้อเพลิง ได้แก่ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา ก๊าซ LPG หรือเชื้อเพลิงอื่น ที่มีราคาเทียบเท่าค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติที่ต้องนำเข้าเพิ่มขึ้นในช่วงเวลาเดียวกัน ซึ่ง กพพ. ในการประชุมครั้งที่ ๑/๒๕๖๔ (ครั้งที่ ๑๕๓) เมื่อวันที่ ๑ เมษายน ๒๕๖๔ และการประชุมครั้งที่ ๒/๒๕๖๕ (ครั้งที่ ๑๕๓) เมื่อวันที่ ๙ มีนาคม ๒๕๖๕ หรือที่ กพพ. กำหนดเพิ่มเติม ให้นำมาใช้ผลิตไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แทนการนำเข้า LNG ส่วนเพิ่ม เพื่อลดต้นทุนการนำเข้าพลังงานโดยรวมของประเทศไทยตามที่ กพพ. กำหนด (หน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู)

๕. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติ สำหรับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่อำเภอ น้ำพอง จังหวัดขอนแก่น

การคำนวณราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง Shipper กับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่ อำเภอ น้ำพอง จังหวัดขอนแก่น ให้เป็นไปตามราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซธรรมชาติที่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) รับซื้อจากผู้รับสัมปทานในแต่ละเดือน

- โครงสร้างราคาขายส่งก๊าซธรรมชาติสำหรับกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติไปยังกลุ่มผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ (Wholesale Price: W) จำแนกตามกลุ่มลูกค้าได้ ๓ กลุ่ม ดังนี้

๑. กลุ่มโรงแยกก๊าซธรรมชาติ	
๑.๑ การซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง Shipper กับโรงแยกก๊าซธรรมชาติ <u>ส่วนนำไปใช้ในการผลิตก๊าซ LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง</u>	$W_{\text{โรงแยกก๊าซ (LPG)}} = \text{Gulf Price} + [S_{\text{๑,โรงแยกก๊าซ}} + S_{\text{๒,โรงแยกก๊าซ}}] + [Td_{\text{zone ๑}} + Tc_{\text{zone ๑}}]$
๑.๒ การซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง Shipper กับโรงแยกก๊าซธรรมชาติ <u>ส่วนที่เหลือจากการนำไปใช้ในการผลิตก๊าซ LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ตามข้อ ๑.๑</u>	$W_{\text{โรงแยกก๊าซ (OTHERS)}} = \text{Pool Price} + [S_{\text{๑,โรงแยกก๊าซ}} + S_{\text{๒,โรงแยกก๊าซ}}]$
๒. กลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ. ในด้านปริมาณ คุณภาพ และราคา (Regulated Market)	
๒.๑ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับโรงไฟฟ้า กฟผ./ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในพื้นที่ Zone ๓	$W_{\text{กฟผ./IPP}} = \text{Pool Price} + [S_{\text{๑,กฟผ./IPP}} + S_{\text{๒,กฟผ./IPP}}] + [Td_{\text{zone ๓}} + Tc_{\text{zone ๓}}]$
๒.๒ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ในพื้นที่ Zone ๓	$W_{\text{SPP}} = \text{Pool Price} + [S_{\text{๑,SPP}} + S_{\text{๒,SPP}}] + [Td_{\text{zone ๓}} + Tc_{\text{zone ๓}}]$
๒.๓ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ที่อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช	$W_{\text{ขนอม}} = \text{Pool Price} + [S_{\text{๑,ขนอม}} + S_{\text{๒,ขนอม}}] + [Td_{\text{zone ๒}} + Tc_{\text{zone ๒}}]$
๒.๔ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา	$W_{\text{จะนะ}} = \text{Pool Price} + [S_{\text{๑,จะนะ}} + S_{\text{๒,จะนะ}}] + [Td_{\text{zone ๔}} + Tc_{\text{zone ๔}}]$
๒.๕ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น	$W_{\text{น้ำพอง}} = (\text{WHตามข้อตกลงระหว่าง ปตท. กับผู้รับสัมปทาน}) + [S_{\text{๑,น้ำพอง}} + S_{\text{๒,น้ำพอง}}] + [Td_{\text{zone ๕}} + Tc_{\text{zone ๕}}]$ (WHตามข้อตกลงระหว่าง ปตท. กับผู้รับสัมปทาน) คือ ราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้าน้ำพองให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน
๒.๖ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ค้า NGV ในพื้นที่ Zone ๓	$W_{\text{NGV (Zone ๓)}} = \text{Pool Price} + [S_{\text{๑,NGV}} + S_{\text{๒,NGV}}] + [Td_{\text{zone ๓}} + Tc_{\text{zone ๓}}]$
๒.๗ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติ ในพื้นที่ Zone ๓	$W_{\text{ผู้ค้าปลีก}} = \text{Pool Price} + [S_{\text{๑,ผู้ค้าปลีก}} + S_{\text{๒,ผู้ค้าปลีก}}] + [Td_{\text{zone ๓}} + Tc_{\text{zone ๓}}]$ - โดยค่า Td และ Tc สำหรับกลุ่มนี้สามารถกำหนดเป็นอัตราเดียวกันหรือแตกต่างกันได้ตามที่ กกพ. กำหนด เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศ - กรณีมีการซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับผู้ค้า NGV และผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติตามข้อ ๒.๖ และ ๒.๗ ในพื้นที่ Zone ๒ Zone ๔ และพื้นที่ Zone ๕ ให้คำนวณโดยใช้ค่าผ่านท่อตามพื้นที่ดังกล่าวในการคำนวณ
๓. กลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ. ในด้านปริมาณและคุณภาพ (Partially Regulated Market) ที่ไม่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติจาก Pool Price ของประเทศ	
กำหนดให้มีการจัดเก็บอัตราค่าบริการจัดเก็บและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ และอัตราค่าบริการส่งก๊าซทางท่อ ตามหลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด	

ทั้งนี้ ให้ ปตท. เป็นผู้จัดการจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager) ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ ๑๓ กุมภาพันธ์ ๒๕๖๖ โดยไม่มีการกำหนดอัตราค่าบริการสำหรับการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติในระยะเริ่มต้น จนกว่าจะมีการจัดตั้งหน่วยงาน Pool Manager ที่แยกเป็นอิสระจาก ปตท. แล้วเสร็จ สำหรับค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงจากการดำเนินงานของ Pool Manager ในระหว่างที่ยังไม่มีการกำหนดอัตราค่าบริการ ให้เป็นส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ กพข. จะพิจารณากำหนดอัตราค่าบริการสำหรับการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติต่อไป

โดยที่นิยามของตัวแปรในโครงสร้างราคาขายส่งก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
Gulf Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รับซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา	บาทต่อล้านบีทียู
Pool Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในกลุ่ม Regulated Market รับซื้อ และนำเข้ามาคำนวณเป็นราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซธรรมชาติ ตามปริมาณที่ส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper ทุกภายในแต่ละเดือน ให้เป็นราคาเดียวกัน ภายใต้การคำนวณของผู้รับใบอนุญาตบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager)	บาทต่อล้านบีทียู
S_d และ S_o	อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งแตกต่างกันตามประเภทลูกค้าและรูปแบบการขายก๊าซธรรมชาติของ Shipper ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ ที่ กพข. กำหนด (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู) โดย - S_d คือ ค่าใช้จ่ายในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ - S_o คือ ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซและการส่งก๊าซให้ได้ตามปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ระหว่างผู้ผลิตหรือผู้ค้าก๊าซ (LNG Supplier) กับ Shipper และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง Shipper กับผู้ใช้ก๊าซ รวมถึงค่าความเสี่ยงอื่น ๆ	บาทต่อล้านบีทียู
Ld และ Lc	ค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซในส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Ld) และในส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge: Lc) สำหรับสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff) ที่ Shipper ใช้บริการ ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซ ที่ กพข. กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
Td และ Tc	ค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ในส่วน of ต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Td) และในส่วน of ต้นทุนผันแปร Commodity (Charge: Tc) สำหรับระบบท่อในพื้นที่ (Zone) ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติที่ กพข. กำหนด (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู) โดยที่	บาทต่อล้านบีทียู

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	Zone ๑ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ซึ่งประกอบด้วยระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลของ ปตท. และของบริษัท ทราสไทย-มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด (TTM) Zone ๒ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่ขอนแก่น Zone ๓ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่ง Zone ๔ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่จะนะ Zone ๕ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่น้ำพอง โดยค่า Td และค่า Tc สำหรับพื้นที่ Zone ๒ – ๔ สำหรับกลุ่มโรงไฟฟ้า NGV และผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติของ Shipper สามารถกำหนดเป็นอัตราเดียวกันหรือแตกต่างกันได้ตามที่ กกพ. กำหนด เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศ ทั้งนี้ หากมีการเปลี่ยนแปลงการแบ่งพื้นที่สำหรับการคิดอัตราค่าบริการฯ ในภายหลังให้เป็นไปตามที่ กกพ. กำหนด	