เอกสารแนบท้าย
ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาต
จัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (ฉบับที่ ๓) พ.ศ. .....

การกำหนดสูตรการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)

- **<u>การคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติในแต่ละเดือน</u>** ให้คำนวณตามสูตรการคำนวณและนิยามของตัวแปรตามองค์ประกอบของโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ ดังต่อไปนี้

๑. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Price)
มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{Gulf Price} = \frac{\sum_{i=๑}^{n}\left(P_{Gulf_i} \times Q_{Gulf_i}\right)}{\sum_{i=๑}^{n} Q_{Gulf_i}}$$

โดย

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
Gulf Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) รับซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา	บาทต่อล้านบีทียู
P_{Gulf_i}	ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยสัญญาที่ i	บาทต่อล้านบีทียู
Q_{Gulf_i}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยสัญญาที่ i ที่หักปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (TSO) ใช้ดำเนินการเกี่ยวกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล[๑/]	ล้านบีทียู

[๑/] TSO ใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลสำหรับดำเนินการส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลตามสัดส่วนก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งผลิต

๒. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติจากสาธารณรัฐสหภาพเมียนมา (Myanmar Price)
มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{Myanmar Price} = \frac{\sum_{j=๑}^{n}\left(P_{MMR_j} \times Q_{MMR_j}\right)}{\sum_{j=๑}^{n} Q_{MMR_j}}$$

โดย

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
Myanmar Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมา รายที่ j ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ส่งมอบมายังประเทศไทย ซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติและค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ในการนำเข้า	บาทต่อล้านบีทียู
P_{MMR_j}	ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมา รายที่ j ซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติและค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ในการนำเข้า เพื่อนำส่งก๊าซธรรมชาติมายังประเทศไทย	บาทต่อล้านบีทียู
Q_{MMR_j}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมารายที่ j ที่หักปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ TSO ใช้เป็น	ล้านบีทียู

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
		เชื้อเพลิงของสถานีเพิ่มความดัน Saiyok Compressor Station (SCS) เพื่อจัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	

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

มีสูตรการคำนวณ ดังนี้

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

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

$$\text{Pool Price} = \frac{(C_{Gulf} - \text{Discount}_{Gulf}) + C_{MMR} + C_{LNG}}{Q_{Pool}}$$

โดย

$$C_{Gulf} = \left(\text{Gulf Price} + Td_{Zone_1} + Tc_{Zone_1}\right) \times \left(Q_{Gulf} - Q_{GSP}\right)$$

$$\text{Discount}_{Gulf} = C_{Gulf} \times DF$$

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

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

$$Q_{Pool} = \left(Q_{Gulf} - Q_{GSP}\right) + Q_{MMR} + Q_{LNG}$$

โดย	ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	Pool Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในกลุ่ม Regulated Market	บาทต่อล้านบีทียู

โดย

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	ทุกราย รับซื้อ และนำเข้ามาคำนวณเป็นราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซธรรมชาติ ตามปริมาณที่ส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper ทุกรายในแต่ละเดือน ให้เป็นราคาเดียวกัน ภายใต้การคำนวณของผู้รับใบอนุญาตบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager) โดยที่ - "ราคา" หมายถึง ราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซธรรมชาติที่รับซื้อและนำเข้าของ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market ทุกราย - "ปริมาณขายก๊าซธรรมชาติ" หมายถึง ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper ทุกรายจัดส่งให้ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	
C_{Gulf}	มูลค่าก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ โดยคำนวณจาก Gulf Price รวมค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ($Td_{zone_{๑}}$ และ $Tc_{zone_{๑}}$) ตามอัตราที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) กำหนด คูณกับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ ไม่รวมปริมาณก๊าซธรรมชาติส่วนที่ใช้ในโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (GSP)	บาท
$Discount_{Gulf}$	มูลค่าส่วนลดก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย ที่นำมาคำนวณใน Pool Price โดยคำนวณจากมูลค่าก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยหลังโรงแยกก๊าซธรรมชาติคูณด้วยสัดส่วนของ Discount Factor (DF) ตามแนวนโยบายที่ กพช. กำหนด	บาท
DF	ร้อยละของส่วนลดราคาก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่นำมาคำนวณเป็น Pool Price ให้มีราคาต่ำกว่าราคาก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยตามอัตราที่ กพช. กำหนด ทั้งนี้ กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ ๒๘ พฤศจิกายน ๒๕๖๘ กำหนดให้ DF อยู่ที่ร้อยละ ๑๐	ร้อยละ
Gulf Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รับซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา	บาทต่อล้านบีทียู
$Td_{Zone_{๑}}$	ค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ในส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge) สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ตามอัตราที่ กกพ. กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
$Tc_{Zone_{๑}}$	ค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ในส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge) สำหรับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ตามอัตราที่ กกพ. กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
Q_{Gulf}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติที่หักปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ TSO ใช้ดำเนินการเกี่ยวกับระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล[๑/]	ล้านบีทียู
Q_{GSP}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper จำหน่ายให้กับโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (GSP) ซึ่งรวมถึงการจำหน่ายเพื่อการผลิตก๊าซ LPG สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงด้วย	ล้านบีทียู
C_{MMR}	มูลค่าเนื้อก๊าซธรรมชาติที่ Shipper จัดหาจากเมียนมา ตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	บาท
Myanmar Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมาตามปริมาณก๊าซธรรมชาติ	บาทต่อล้านบีทียู

โดย

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	ที่ส่งมอบมายังประเทศไทย ซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติและค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในการนำเข้า	
Q_{MMR}	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รับซื้อจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในเมียนมาตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติที่หักปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของ TSO เพื่อเป็นเชื้อเพลิงของสถานีเพิ่มความดัน Saiyok Compressor Station (SCS)	ล้านบีทียู
C_{LNG}	มูลค่า LNG ที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market จัดหาตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	บาท
LNG Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณ LNG ซึ่งจัดหาโดย Shipper ในกลุ่ม Regulated Market ที่จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper ทุกราย	บาทต่อล้านบีทียู
C_{Ld_k}	ค่าใช้จ่ายในการให้บริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซส่วนของต้นทุนคงที่ โดยคำนวณจากปริมาณการจองใช้บริการสถานีแอลเอ็นจี ของผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) รายที่ k ในกลุ่ม Regulated Market คูณด้วยอัตราค่าบริการ Ld ตามอัตราที่ กกพ. กำหนด	บาท
C_{Lc_k}	ค่าใช้จ่ายในการให้บริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซส่วนของต้นทุนผันแปร โดยคำนวณจากปริมาณ LNG ที่ Shipper รายที่ k ในกลุ่ม Regulated Market ที่ส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งให้ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ คูณด้วยอัตราค่าบริการ Lc ตามอัตราที่ กกพ. กำหนด	บาท
Q_{LNG_k}	ปริมาณ LNG ที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รายที่ k จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	ล้านบีทียู
Q_{Pool}	ผลรวมของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper ทุกราย ในกลุ่ม Regulated Market จัดส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper โดยไม่รวมปริมาณก๊าซธรรมชาติส่วนที่ใช้ในโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (GSP)	ล้านบีทียู

๑/ TSO ใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลสำหรับดำเนินการส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลตามสัดส่วนก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งผลิต

โดยในกรณีเกิดวิกฤตราคาพลังงานให้นำราคาและปริมาณเชื้อเพลิง ได้แก่ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา ก๊าซ LPG หรือเชื้อเพลิงอื่น ที่มีราคาเทียบเท่าค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติที่ต้องนำเข้าเพิ่มขึ้นในช่วงเวลาเดียวกัน ซึ่ง กพช. ในการประชุมครั้งที่ ๑/๒๕๖๔ (ครั้งที่ ๑๕๓) เมื่อวันที่ ๑ เมษายน ๒๕๖๔ และการประชุมครั้งที่ ๒/๒๕๖๕ (ครั้งที่ ๑๕๗) เมื่อวันที่ ๙ มีนาคม ๒๕๖๕ หรือที่ กพช. กำหนดเพิ่มเติม ให้นำมาใช้ผลิตไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) แทนการนำเข้า LNG ส่วนเพิ่ม เพื่อลดต้นทุนการนำเข้าพลังงานโดยรวมของประเทศไทยตามที่ กกพ. กำหนด (หน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู)

๕. การคำนวณราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซธรรมชาติ สำหรับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น

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

■ **<u>โครงสร้างราคาขายส่งก๊าซธรรมชาติสำหรับกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติไปยังกลุ่มผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ (Wholesale Price: W)</u>** จำแนกตามกลุ่มลูกค้าได้ ๓ กลุ่ม ดังนี้

๑. กลุ่มโรงแยกก๊าซธรรมชาติ

การซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง Shipper กับโรงแยกก๊าซธรรมชาติ

$W_{\text{โรงแยกก๊าซ}}$ = Gulf Price + $[S_{๑,\text{โรงแยกก๊าซ}} + S_{๒,\text{โรงแยกก๊าซ}}]$ + $[Td_{\text{zone}๑} + Tc_{\text{zone}๑}]$

๒. กลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ. ในด้านปริมาณ คุณภาพ และราคา (Regulated Market)

๒.๑ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับโรงไฟฟ้า กฟผ./ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในพื้นที่ Zone ๓

$W_{\text{กฟผ./IPP}}$ = Pool Price + $[S_{๑,\text{กฟผ/IPP}} + S_{๒,\text{กฟผ/IPP}}]$ + $[Td_{\text{zone }๓} + Tc_{\text{zone }๓}]$

๒.๒ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ในพื้นที่ Zone ๓

W_{SPP} = Pool Price + $[S_{๑,SPP} + S_{๒,SPP}]$ + $[Td_{\text{zone }๓} + Tc_{\text{zone }๓}]$

๒.๓ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ที่อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช

$W_{\text{ขนอม}}$ = Pool Price + $[S_{๑,\text{ขนอม}} + S_{๒,\text{ขนอม}}]$ + $[Td_{\text{zone }๒} + Tc_{\text{zone }๒}]$

๒.๔ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา

$W_{\text{จะนะ}}$ = Pool Price + $[S_{๑,\text{จะนะ}} + S_{๒,\text{จะนะ}}]$ + $[Td_{\text{zone }๔} + Tc_{\text{zone }๔}]$

๒.๕ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับโรงไฟฟ้า กฟผ. ที่อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น

$W_{\text{น้ำพอง}}$ = $(WH_{\text{ตามข้อตกลงระหว่าง ปตท. กับผู้รับสัมปทาน}})$ + $[S_{๑,\text{น้ำพอง}} + S_{๒,\text{น้ำพอง}}]$ + $[Td_{\text{zone }๕} + Tc_{\text{zone }๕}]$

$(WH_{\text{ตามข้อตกลงระหว่าง ปตท. กับผู้รับสัมปทาน}})$ คือ ราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้าน้ำพองให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน

๒.๖ การซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. กับผู้ค้า NGV ในพื้นที่ Zone ๓

$W_{\text{NGV (Zone }๓)}$ = Pool Price + $[S_{๑,NGV} + S_{๒,NGV}]$ + $[Td_{\text{zone }๓} + Tc_{\text{zone }๓}]$

๒.๗ การซื้อขายก๊าซระหว่าง Shipper กับผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติ ในพื้นที่ Zone ๓

$W_{\text{ผู้ค้าปลีก}}$ = Pool Price + $[S_{๑,\text{ผู้ค้าปลีก}} + S_{๒,\text{ผู้ค้าปลีก}}]$ + $[Td_{\text{zone }๓} + Tc_{\text{zone }๓}]$

- 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. เป็นผู้บริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager) ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ ๑๓ กุมภาพันธ์ ๒๕๖๖ โดยไม่มีการกำหนดอัตราค่าบริการสำหรับการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติในระยะเริ่มต้น สำหรับค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงจากการดำเนินงานของ Pool Manager ในระหว่างที่ยังไม่มีการกำหนดอัตราค่าบริการให้เป็นส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ กกพ. จะพิจารณากำหนดอัตราค่าบริการสำหรับการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติต่อไป

โดยที่นิยามของตัวแปรในโครงสร้างราคาขายส่งก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
Gulf Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ Shipper ในกลุ่ม Regulated Market รับซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยทุกสัญญา	บาทต่อล้านบีทียู
Pool Price	ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในกลุ่ม Regulated Market ทุกราย รับซื้อ และนำเข้ามาคำนวณเป็นราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซธรรมชาติ ตามปริมาณที่ส่งให้กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติของ Shipper ทุกรายในแต่ละเดือนให้เป็นราคาเดียวกัน ภายใต้การคำนวณของผู้รับใบอนุญาตบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Pool Manager)	บาทต่อล้านบีทียู
$S_๑$ และ $S_๒$	อัตราค่าบริการสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งแตกต่างกันตามประเภทลูกค้าและรูปแบบการขายก๊าซธรรมชาติของ Shipper ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ ที่ กกพ. กำหนด (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู) โดย - $S_๑$ คือ ค่าใช้จ่ายในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ - $S_๒$ คือ ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซและการส่งก๊าซให้ได้ตามปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ระหว่างผู้ผลิตหรือผู้ค้าก๊าซ (LNG Supplier) กับ Shipper และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง Shipper กับผู้ใช้ก๊าซ รวมถึงค่าความเสี่ยงอื่น ๆ	บาทต่อล้านบีทียู
Ld และ Lc	อัตราค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซในส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Ld) และในส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge: Lc) สำหรับสถานี LNG (LNG Receiving Terminal Tariff) ที่ Shipper ใช้บริการ ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซ ที่ กกพ. กำหนด	บาทต่อล้านบีทียู
Td และ Tc	อัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ในส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Td) และในส่วนของต้นทุนผันแปร Commodity (Charge: Tc) สำหรับระบบท่อในพื้นที่ (Zone) ตามประกาศหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติที่ กกพ. กำหนด (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู) โดยที่ Zone ๑ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ซึ่งประกอบด้วยระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลของ ปตท. และของบริษัท ทรานส์ไทย-มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด (TTM) Zone ๒ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่ขนอม Zone ๓ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่ง Zone ๔ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่จะนะ Zone ๕ คือ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่น้ำพอง โดยค่า Td และค่า Tc สำหรับพื้นที่ Zone ๒ – ๔ สำหรับกลุ่มโรงไฟฟ้า NGV และผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติของ Shipper สามารถกำหนดเป็นอัตรา	บาทต่อล้านบีทียู

ตัวแปร	หมายถึง/นิยาม	หน่วย
	เดียวกันหรือแตกต่างกันได้ตามที่ กกพ. กำหนด เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศ ทั้งนี้ หากมีการเปลี่ยนแปลงการแบ่งพื้นที่สำหรับการคิดอัตราค่าบริการฯ ในภายหลังให้เป็นไปตามที่ กกพ. กำหนด	

ในกรณีที่มีนโยบายในการทบทวนโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติตามมาตรา ๖๔ และการเปลี่ยนแปลงมีผลกระทบต่อโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติตามที่ระบุไว้ตามหลักเกณฑ์ฉบับนี้ ให้ กกพ. สามารถปรับปรุง แก้ไข เพิ่มเติม เพื่อให้สอดคล้องกับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติที่เปลี่ยนแปลงไปได้ตามความเหมาะสม