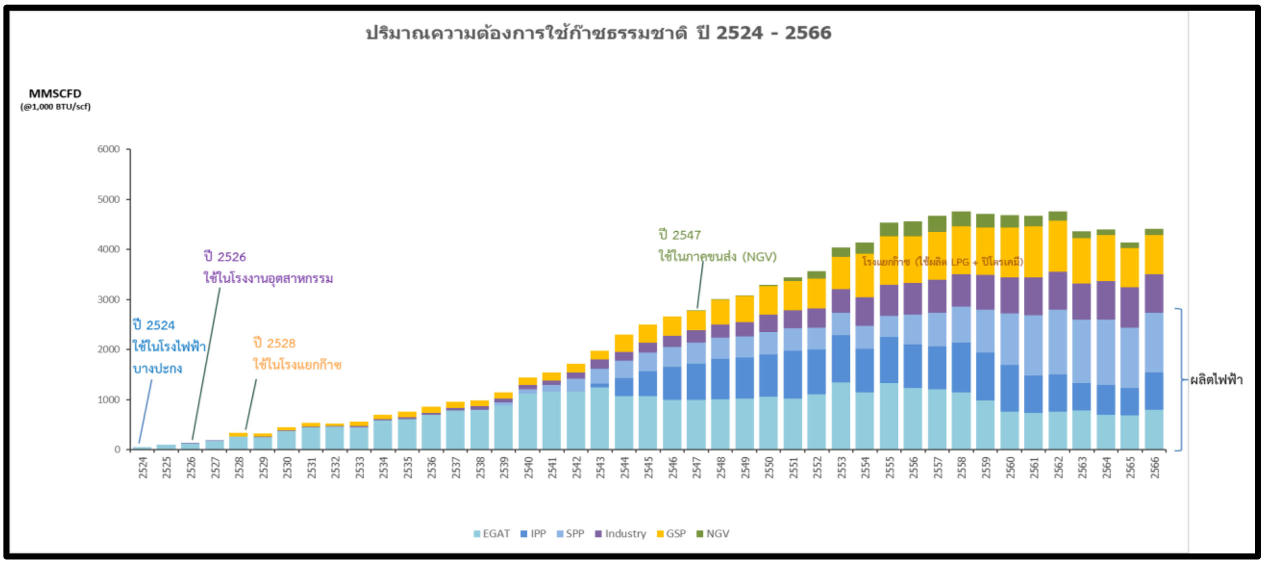
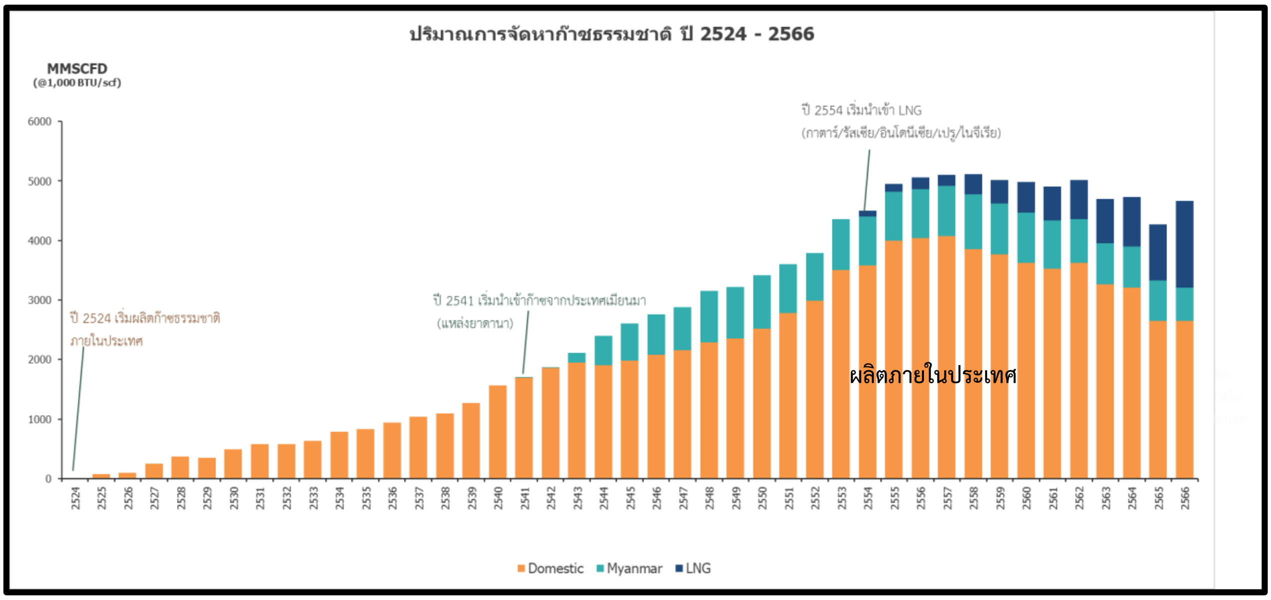
เอกสารการรับฟังความคิดเห็น
เรื่อง อัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ
รอบการกำกับปี 2567 -2571

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 15/2567 (ครั้งที่ 900) เมื่อวันที่ 27 มีนาคม 2567 ได้พิจารณาข้อเสนอการคำนวณอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper Fee หรือ ค่า S) ที่ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติจำนวน 4 ราย ประกอบด้วย (1) บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) (2) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) (3) บริษัท กัลฟ์ แอลเอ็นจี จำกัด (Gulf) และ (4) บริษัท หินกองเพาเวอร์โฮลดิ้ง จำกัด (HKH) นำเสนอ สำหรับรอบการกำกับปี 2567 – 2571 และเห็นควรให้นำผลการคำนวณอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รอบการกำกับดูแลปี 2567 – 2571 สำหรับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติภาคไฟฟ้า เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียประกอบการพิจารณาของ กกพ. โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. ความเป็นมา

1.1 ประเทศไทยเริ่มมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมาใช้ประโยชน์ในปี 2524 โดยเริ่มนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และส่งเสริมให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม โรงแยกก๊าซธรรมชาติ (Gas Separation Plant: GSP) ตลอดจนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชน และเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา และการจัดหาและนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas : LNG) ดังภาพ





1.2 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้เห็นชอบโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อกำหนดหลักเกณฑ์และอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ โดยในปี 2550 ได้มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจัดทำคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ (คู่มือฯ) ปี 2550 เพื่อสำหรับใช้ในการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ โดยมีการกำหนดค่าใช้จ่ายและค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซ (Margin: M) ซึ่งขณะนั้นมี ปตท. เป็นผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติรายเดียว เป็น 2 รูปแบบ ดังนี้

1.2.1 สัญญาที่มีความแน่นอน (Firm) เป็นสัญญาซื้อขายก๊าซ ที่มีการตกลงปริมาณซื้อขายก๊าซที่ชัดเจนโดยผู้ใช้ก๊าซของสัญญาประเภทนี้ ไม่สามารถเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงอื่นได้โดยง่าย ได้แก่ กลุ่มโรงไฟฟ้าของ กฟผ. IPP และ SPP รวมทั้ง ได้กำหนดโครงสร้างราคาสำหรับโรงแยกก๊าซธรรมชาติ และ NGV ให้ค่าตอบแทน (M) ตามประเภทผู้ใช้ก๊าซ โดยคิดเป็นอัตราร้อยละของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซธรรมชาติ และกำหนดราคาเพดานควบคุมสำหรับภาคไฟฟ้าไว้ ดังนี้

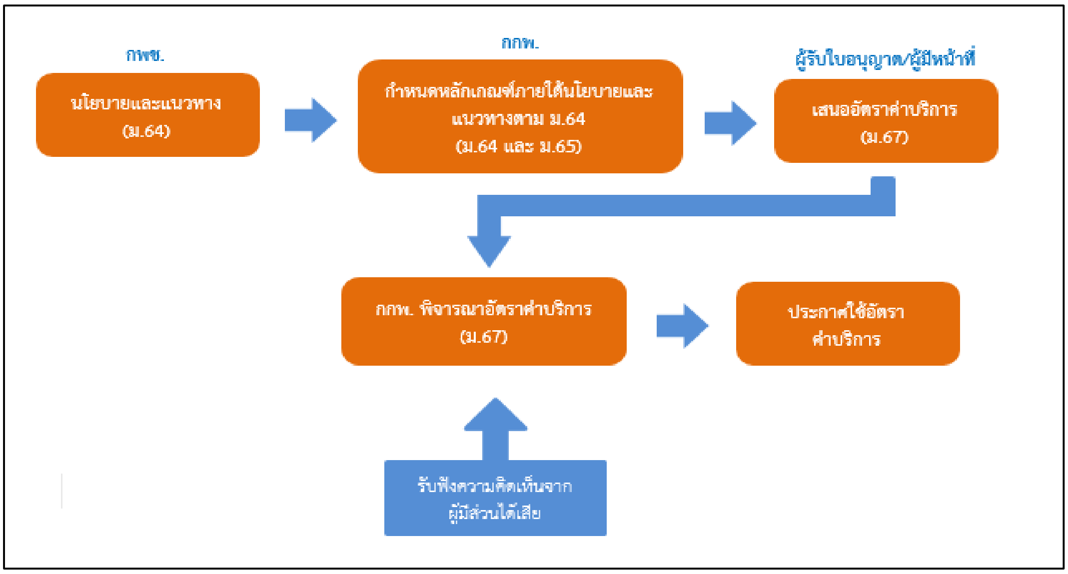
ประเภทผู้ใช้ก๊าซฯ	อัตราค่าดำเนินการ (ร้อยละ)	ค่าดำเนินงานสูงสุด (บาท/ล้านบีทียู)
โรงไฟฟ้าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)	ร้อยละ 1.75 ของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซ	2.1525
ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP)	ร้อยละ 1.75 ของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซ	2.1525
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)	ร้อยละ 9.33 ของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซ	11.4759
โรงแยกก๊าซธรรมชาติ	ร้อยละ 1.75 ของราคาเนื้อก๊าซอ่าวไทย	ไม่จำกัด
ราคาก๊าซสำหรับรถยนต์ (NGV)	ร้อยละ 1.75 ของราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซ	ไม่จำกัด

1.2.2 สัญญาที่ไม่มีความแน่นอน (Non-Firm) เป็นสัญญาซื้อขายก๊าซที่ปริมาณการซื้อขายก๊าซ สามารถเปลี่ยนแปลงได้ โดยผู้ใช้ก๊าซของสัญญาประเภทนี้มีทางเลือกในการใช้เชื้อเพลิงอื่นทดแทนก๊าซได้ โดยการกำหนดราคาให้ใช้หลักการของการกำหนดตามราคาเชื้อเพลิงที่ก๊าซเข้าไปทดแทน ได้แก่ กลุ่มค้าปลีก (Distributor) เป็นต้น

1.3 กพช. ในการประชุมครั้งที่ 1/2564 (ครั้งที่ 153) วันที่ 1 เมษายน 2564 ได้เห็นชอบให้มีการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ โดยให้ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติรายอื่นที่มีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติใหม่ (New Demand) สามารถเลือกที่จะจัดหาก๊าซธรรมชาติเองได้

1.4 วันที่ 14 ธันวาคม 2564 กกพ. ได้ออกประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2564 (ประกาศ

กกพ.ฯ พ.ศ. 2564) โดยลงประกาศในราชกิจจานุเบกษาเพื่อให้มีผลบังคับใช้ ซึ่งสำนักงาน กกพ. ได้แจ้งให้ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติจำนวน 8 ราย ยื่นข้อเสนออัตราค่าบริการสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ ให้เป็นไปตามประกาศ กกพ. ฯ พ.ศ. 2564 เพื่อนำเสนอ กกพ. พิจารณาตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 โดยมีการกำหนดขั้นตอนในการกำกับอัตราค่าบริการในการประกอบกิจการพลังงาน ดังนี้



1.5 กพช. เมื่อวันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2566 ได้เห็นชอบหลักการทบทวนแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ต่อมาผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ จำนวน 4 ราย ซึ่งมีแผนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในปี 2567 ได้จัดส่งข้อเสนออัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติตามประกาศ กกพ.ฯ พ.ศ. 2564 ต่อ กกพ. เพื่อพิจารณา โดยเนื่องจากสถานการณ์การจัดหาก๊าซธรรมชาติได้เปลี่ยนแปลงไปจากในอดีตมาก ดังนั้น เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมกับผู้รับใบอนุญาตและผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ จึงเห็นควรพิจารณากำหนดอัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมสำหรับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติภาคไฟฟ้า เพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติระยะที่ 2 สำหรับปี 2567 เป็นต้นไป

2. หลักเกณฑ์ในการกำหนดอัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติตามประกาศ กกพ.ฯ ปี 2564

กกพ. ได้ออกประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2564 (ประกาศ กกพ.ฯ พ.ศ. 2564) โดยประกาศในราชกิจจานุเบกษาให้มีผลบังคับใช้ เมื่อวันที่ 14 ธันวาคม 2564 กำหนดการคำนวณอัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ ไว้ดังนี้

2.1 **สูตรการคำนวณอัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (S)** ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ (1) ค่าใช้จ่ายสำหรับในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินงาน (S1) และ (2) ค่าความเสี่ยง (S2) โดยมีสูตรการคำนวณ และคำอธิบาย ดังนี้

$$S = S1 + S2$$

โดย

2.1.1 **ค่าใช้จ่ายสำหรับในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินงาน (S1) ประกอบด้วย**

(1) **ค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนตามปกติ (A1)** ได้แก่

(1.1) **ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน** แยกเป็นค่าใช้จ่ายทางตรง และค่าใช้จ่ายทางอ้อม เช่น ค่าใช้จ่ายพนักงาน ค่าใช้จ่ายส่งเสริมการขาย ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ค่าซ่อมแซม ค่าน้ำมัน ค่าสื่อสาร และค่า

ข้อมูลอินเตอร์เน็ต ค่าเช่าและค่าประกันภัย ค่าใช้จ่ายจัดสรรจากส่วนกลาง หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินธุรกิจโดยตรง

(1.2) **ค่าใช้จ่ายในการจัดหาเงินทุนหมุนเวียน**

(1.3) **ค่าตอบแทนการดำเนินงาน** ซึ่งกำหนดให้รวมความเสี่ยงพื้นฐานในการประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ

(2) **ค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. (A2)** ได้แก่ ค่าใช้จ่ายซึ่งเกิดขึ้นจากผลกระทบที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติภายใต้ระบบการกำกับดูแล (Regulatory Obligation) ที่อยู่นอกเหนือการควบคุม และไม่ได้เป็นส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายและค่าตอบแทนตามปกติโดยความเห็นจาก กกพ.

2.1.2 **ค่าความเสี่ยง (S2)** หมายถึง ค่าความเสี่ยงในการรับประกันคุณภาพก๊าซธรรมชาติ และการส่งก๊าซธรรมชาติให้ได้ปริมาณที่กำหนด ภายใต้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่างผู้ผลิตหรือผู้ค้าก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผู้จัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Supplier) กับผู้รับใบอนุญาต (Shipper) และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง ผู้รับใบอนุญาต (Shipper) กับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ รวมถึงความเสี่ยงอื่นๆ

2.2 **การพิจารณากำหนดอัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ** กำหนดแนวทางในการดำเนินงานไว้ ดังนี้

2.2.1 **ค่าใช้จ่ายในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ (S1)** ประกอบด้วย

(1) **ค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนตามปกติ (A1)** เป็นอัตราคงที่ตามความเห็นชอบของ กกพ. กำหนดให้เป็นอัตราเดียวกันสำหรับผู้รับใบอนุญาตทุกราย และใช้คิดค่าบริการกับทุกกลุ่มลูกค้า ซึ่งสามารถกำหนดค่าบริการแตกต่างกันตามกลุ่มลูกค้าโดยคำนึงถึงรูปแบบสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของผู้รับใบอนุญาตตามที่ กกพ. ให้ความเห็นชอบ โดยแบ่งออกได้ ดังนี้

(1.1) ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน รวมถึงค่าใช้จ่ายในการจัดหาเงินทุนหมุนเวียน เป็นข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายการดำเนินงานในแต่ละรอบการกำกับดูแล โดยให้ผู้รับใบอนุญาตแต่ละรายเสนอ กกพ. พิจารณาเป็นรายไป

(1.2) ค่าตอบแทนการดำเนินงาน รวมความเสี่ยงพื้นฐานในการประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ

(2) **ค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. (A2)** ให้ผู้รับใบอนุญาตเสนอรายละเอียดพร้อมรายการค่าใช้จ่ายต่อ กกพ. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการดำเนินการ ซึ่งอาจแตกต่างกันตามกลุ่มลูกค้า

การคำนวณอัตราค่าบริการ A1 และ A2 ในงวดการกำกับดูแลถัดไป ให้นำผลต่างของค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง กับค่าใช้จ่ายที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. ของงวดก่อนหน้ามาประกอบการพิจารณาอัตราค่าบริการในรอบการกำกับดูแลถัดไป

2.2.2 **ค่าความเสี่ยง (S2)** ให้ผู้รับใบอนุญาตฯ เสนอ กกพ. พิจารณาให้ความเห็นชอบ ซึ่งอาจแตกต่างกันตามกลุ่มลูกค้า โดยผู้รับใบอนุญาตจะต้องแสดงข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อประกอบการพิจารณา ได้แก่ (1) คำนิยามของความเสี่ยงเพิ่มเติมซึ่งเกี่ยวข้องกับการคำนวณ (2) หลักฐานแสดงภาระที่เกิดขึ้นจากความเสี่ยงเพิ่มเติม (3) กลุ่มลูกค้าที่ได้รับผลกระทบจากความเสี่ยงเพิ่มเติม (4) วิธีการคำนวณความเสี่ยง และ (5) ข้อมูลสมมุติฐานและข้อมูลปัจจัยนำเข้า (Input Data) สำหรับใช้ในการคำนวณ

3. ข้อเสนออัตราค่าบริการของผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ

ผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) จำนวน 4 ราย ประกอบด้วย ปตท. กฟผ. บริษัท กัลฟ์ แอลเอ็นจี จำกัด (Gulf) และ บริษัท หินกองเพาเวอร์โฮลดิ้ง จำกัด (HKH)) ได้จัดส่งข้อเสนออัตราค่าบริการ

จัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (ค่า S) โดยจำแนกค่าใช้จ่ายและอัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งของผู้รับใบอนุญาตตามกลุ่มผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ ดังนี้

หน่วย: บาทต่อล้านบีทียู

ข้อเสนอ	ปตท.						กฟผ.	GULF	HKH
กลุ่มลูกค้า / องค์ประกอบอัตรา	EGAT/IPP/DCAP*	SPP/IPS	SPP (เชื่อมต่อท่อจำหน่ายฯ)	Distributor	NGV	GSP&TSO	โรงไฟฟ้าของ กฟผ.	ลูกค้าของ GULF	โรงไฟฟ้าของ HKH
S1 ค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ	6.6725	5.4453	15.4453	4.9944	4.9944	4.9944	6.6228	7.3108	7.3368
A1 ค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนตามปกติ	*4.3568*	*4.3568*	*4.3568*	*4.3568*	*4.3568*	*4.3568*	6.6228	7.3108	7.3368
A1.1 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	0.7389	0.7389	0.7389	0.7389	0.7389	0.7389	1.6684	2.2091	2.6567
A1.2 ค่าใช้จ่ายจัดหาเงินทุนหมุนเวียน	0.5515	0.5515	0.5515	0.5515	0.5515	0.5515	1.4493	3.1018	2.6801
A1.3 ค่าตอบแทนการดำเนินงาน	3.0664	3.0664	3.0664	3.0664	3.0664	3.0664	3.5051	2.0000	2.0000
A2 ค่าใช้จ่ายเพิ่มเติม	*2.3157*	*1.0885*	*11.0885*	*0.6376*	*0.6376*	*0.6376*	-	-	-
S2 ค่าความเสี่ยงรับประกันคุณภาพและปริมาณก๊าซฯ	0.0000	7.4021	7.4021	10.8388	0.0000	0.0000	0.5811	-	-
รวมข้อเสนอค่า S (S1 + S2)	6.6725	12.8474	22.8474	15.8332	4.9944	4.9944	7.2039	7.3108	7.3368

4. สรุปผลการพิจารณาข้อเสนออัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ

กกพ. ได้พิจารณาข้อเสนออัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติของผู้รับใบอนุญาตทั้ง 4 ราย ตามประกาศ กกพ.ฯ พ.ศ. 2564 ตลอดจนพิจารณาความเห็นของคณะอนุกรรมการกำกับดูแลกิจการก๊าซธรรมชาติ ซึ่งประกอบด้วย ผู้แทนจากหน่วยงานราชการ ได้แก่ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ตลอดจน ผู้ทรงคุณวุฒิ ที่เข้าร่วมพิจารณากลั่นกรองความเหมาะสมของค่าใช้จ่ายแต่ละรายการ โดยสามารถสรุปผลการพิจารณา ได้ดังนี้

4.1 **การพิจารณาค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและผลตอบแทนการดำเนินงานตามปกติ (รายการ A1)** ที่ผู้รับใบอนุญาตทั้ง 4 รายนำเสนอในระดับ 4.9944 - 7.3368 บาทต่อล้านบีทียู พบว่า มีรายการค่าใช้จ่ายที่แตกต่างกันมาก เนื่องจาก Shipper ปตท. มีการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากหลายแหล่ง ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย เมียนมา และก๊าซธรรมชาติเหลว ในขณะที่ Shipper อีก 3 ราย มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวเพียงอย่างเดียว ทำให้มีค่าใช้จ่ายในการจัดหาเงินทุนหมุนเวียนที่สูงกว่ามาก ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาข้อมูลที่สำนักงาน กกพ. ได้ตรวจสอบประมาณการค่าใช้จ่ายในแต่ละรายการและปรับปรุงให้อยู่บนพื้นฐานเดียวกัน ในส่วนของอัตราเงินเฟ้อ อัตราแลกเปลี่ยน และราคาก๊าซธรรมชาติเหลว การปรับปรุงรายการที่เกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายในการนำเข้า LNG ออกจากการพิจารณาแล้ว ตลอดจน ได้นำประมาณการค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการปรับกรอบคุณภาพก๊าซธรรมชาติ C-Day ครั้งที่ 4 สำหรับ Shipper ปตท. ประมาณ 7,600 ล้านบาท เพื่อให้สอดคล้องกับแนวโน้มค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในรอบการกำกับปี 2567-2571 ในครั้งนี้ ดังนั้น จึงเห็นควรคำนวณรายการ S1 เฉพาะในส่วนของผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติภาคไฟฟ้าในเบื้องต้น สำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งทุกรายในระดับที่จะไม่ส่งผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าในปัจจุบัน เท่ากับ 4.94 บาทต่อล้านบีทียู ทั้งนี้ เห็นควรกำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตแต่ละราย ดำเนินการรายงานค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่เกิดขึ้นจริง พร้อมทั้งรายงานทางการเงินที่ได้รับการสอบทานงบการเงินต่อสำนักงาน กกพ. ทุก 6 เดือน เพื่อใช้ในตรวจสอบความเหมาะสมของค่าใช้จ่ายในแต่ละรายการ รวมทั้ง ให้สำนักงาน กกพ. พิจารณาจัดให้มีการตรวจสอบสถานะของกิจการ (Due Diligence) ของผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติแต่ละรายหลังจากดำเนินการไปแล้ว 1-2 ปี เพื่อให้ทราบถึงรายละเอียดของการดำเนินกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นในการพิจารณากำหนดอัตราค่าบริการที่เหมาะสมต่อไป

สำหรับกรณีผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติกลุ่มอื่นๆ ได้แก่ Distributor NGV GSP และ TSO เห็นควรให้สำนักงาน กกพ. ประสานงานร่วมกับผู้รับอนุญาติในการนำเสนอข้อมูลในรายละเอียดเพื่อประกอบการพิจารณาอัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติกลุ่ม Distributor NGV GSP และ TSO โดยคำนึงถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ รวมทั้ง ผลกระทบต่อรายได้และระดับความสามารถในการดำเนินกิจการที่ต่อเนื่องของ Shipper ปตท. ในฐานะรัฐวิสาหกิจ อีกครั้งหนึ่ง ดังนั้น จึงเห็นควรกำหนดให้อัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (S) สำหรับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติกลุ่ม Distributor NGV GSP และ TSO ให้คำนวณจากราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยตามวิธีเดิม ซึ่งไม่รวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติในทะเล จนกว่าจะมีการพิจารณาอัตราค่า S ตามหลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนดแล้วเสร็จ

4.2 **การพิจารณาค่าใช้จ่ายเพิ่มเติม (รายการ A2)** ที่ Shipper ปตท. นำเสนอจำนวน 4 รายการ ได้แก่ (1) การปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติรับโรงไฟฟ้าจะนะ เมื่อปี 2538 (2) การปรับดัชนีน้ำมันเตาในสูตรราคาก๊าซธรรมชาติ เมื่อปี 2554 (3) การปรับกรอบค่าควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติ (C-Day 3) เมื่อปี 2559 และ (4) ค่าสิทธิการใช้ระบบท่อจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ สำหรับ SPP ที่เชื่อมต่อระบบท่อจำหน่ายในนิคมอุตสาหกรรมแล้ว มีผลการพิจารณา ดังนี้

4.2.1 รายการที่ (1) การปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติรับโรงไฟฟ้าจะนะ เมื่อปี 2538 และรายการที่ (2) การปรับดัชนีน้ำมันเตาในสูตรราคาก๊าซธรรมชาติ เมื่อปี 2554 และรายการที่ (3) การปรับกรอบค่าควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติ (C-Day 3) เมื่อปี 2559 เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในอดีตที่มีอยู่ก่อนการออกประกาศ กกพ.ฯ พ.ศ. 2564 โดยเป็นค่าใช้จ่ายที่ส่งผลกระทบกับลูกค้าบางรายเท่านั้น จึงควรพิจารณาตามแนวทางมีข้อตกลงร่วมกันระหว่าง Shipper และผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติก่อนการดำเนินการ และเป็นเรื่องระหว่างคู่สัญญา ซึ่งไม่ควรนำค่าใช้จ่ายนี้มากำหนดเป็นอัตราที่ใช้เรียกเก็บกับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในอนาคต

4.2.2 รายการที่ (4) ค่าสิทธิการใช้ระบบท่อจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ สำหรับ SPP ที่เชื่อมต่อระบบท่อจำหน่าย เป็นค่าใช้จ่ายในการใช้บริการภายใน ปตท. เพื่อส่งมอบก๊าซธรรมชาติผ่านท่อจำหน่ายไปยังผู้ใช้ก๊าซฯ จึงไม่ควรนำค่าใช้จ่ายดังกล่าวมาพิจารณาคำนวณเป็นอัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งสำหรับการเรียกเก็บเป็นอัตราเดียวกันสำหรับผู้ใช้ก๊าซประเภทเดียวกันตามประกาศ กกพ.ฯ

ดังนั้น กกพ. จึงไม่เห็นชอบให้นำรายการดังกล่าวมาคำนวณในอัตราค่า S สำหรับปี 2567-2571

4.3 **การพิจารณาค่าความเสี่ยงรับประกันคุณภาพและปริมาณก๊าซธรรมชาติ (รายการ S2)** ที่ Shipper ปตท. และ Shipper กฟผ. นำเสนอจำนวน 4 รายการ ประกอบด้วย (1) ความเสี่ยงภาระผูกพันด้านปริมาณตามสัญญา (Take or Pay) (2) ความเสี่ยงความสามารถในการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อตามรับประกัน (3) ความเสี่ยงในการขาดส่งก๊าซธรรมชาติ (Shortfall) และ (4) ค่า Imbalance ของสถานี LNG Terminal โดย กกพ. พิจารณาแล้ว มีความเห็น ดังนี้

4.3.1 ความเสี่ยงภาระผูกพันด้านปริมาณตามสัญญา (Take or Pay) ที่อาจเกิดกับผู้ผลิต และ/หรือผู้ค้าก๊าซธรรมชาติเหลว ในขณะที่ ลูกค้ากลุ่ม SPP และ Distributor สามารถแจ้งเปลี่ยนแปลงปริมาณที่ผูกผันตามสัญญารายวันได้ปีละ 1-2 ครั้ง แต่ทาง Shipper ไม่มีสิทธิเปลี่ยนแปลงปริมาณที่มีสัญญาผูกผันกับผู้ผลิต และ/หรือผู้ค้าก๊าซธรรมชาติเหลวได้ ซึ่ง กกพ. พิจารณาแล้วเห็นว่า SPP/IPS ต้องมีการแจ้ง ปตท. ล่วงหน้าซึ่ง ปตท. สามารถบริหารจัดการการรับก๊าซธรรมชาติทั้งจากแหล่งอ่าวไทยและเมียนมาได้ จึงไม่ควรกำหนดค่าความเสี่ยง Take or Pay รวมอยู่ในอัตราค่าบริการในส่วนของ S๒ และหากเกิดภาระค่าใช้จ่ายในส่วนนี้จริง ให้ ปตท. เสนอ กกพ. เพื่อพิจารณาปรับปรุงอัตราค่าบริการดังกล่าวได้ต่อไป

4.3.2 ค่าความเสี่ยงความสามารถในการขนส่งก๊าซฯ ทางท่อตามรับประกัน เนื่องจากปัจจุบันผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติกลุ่ม SPP จ่ายค่าใช้บริการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติตามปริมาณการใช้จริง ในขณะที่ Shipper ปตท. ทำหน้าที่รวบรวมความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติจาก SPP ทุกรายเพื่อนำไปบริหารจัดการในการจองใช้ระบบท่อส่ง

ก๊าซธรรมชาติ ทำให้มีความเสี่ยงเกิดขึ้นประมาณร้อยละ 15 ของค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติ โดย กกพ. พิจารณาแล้วเห็นว่า ปริมาณก๊าซธรรมชาติในส่วนที่ SPP ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่แน่นอน จึงไม่มีความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้น จึงเห็นควรให้คำนวณค่าความเสี่ยงดังกล่าวเฉพาะในสัดส่วนของประมาณการปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ SPP ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้กับผู้ใช้ภาคอุตสาหกรรม (Industrial user: IU) เพื่อกำหนดให้เป็นอัตราเฉลี่ยสำหรับการเรียกเก็บตามปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมของ SPP ซึ่งคิดเป็นอัตราค่าบริการเท่ากับ 0.5260 บาทต่อล้านบีทียู

4.3.3 ความเสี่ยงในการขาดส่งก๊าซธรรมชาติ (Shortfall) กกพ. พิจารณาแล้วเห็นว่า Shipper ปตท. มิได้เสนอมูลค่าและอัตราค่าบริการในส่วนดังกล่าว จึงไม่เห็นชอบให้นำรายการดังกล่าวมาคำนวณในค่า S

4.3.4 ค่า Imbalance ของสถานี LNG Terminal ของ Shipper กฟผ. โดย กกพ. พิจารณาแล้วเห็นว่า ปัจจุบัน กกพ. ได้มียกเว้นค่าปรับการเกิด Imbalance นี้ จึงเห็นควรให้กำหนดให้มีค่าความเสี่ยงจากการเกิด Imbalance เป็น ๐ (ศูนย์) ไปพลางก่อน และหากมีค่าใช้จ่ายในส่วนนี้เกิดจริงให้ Shipper จัดทำข้อมูลเสนอ กกพ. เพื่อพิจารณาปรับปรุงอัตราค่าบริการในรอบถัดไป

4.4 จากการพิจารณาของ กกพ. ข้างต้น ส่งผลให้การคำนวณอัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ จำแนกตามประเภทผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติภาคไฟฟ้า โดยเปรียบเทียบกับข้อเสนอของผู้รับใบอนุญาต เป็นดังนี้

อัตราค่าบริการของ Shipper (บาทต่อล้านบีทียู)	ปตท		กฟผ.	GULF	HKH
	โรงไฟฟ้าของ กฟผ./IPP/DCA	SPP	โรงไฟฟ้า ของ กฟผ.	ลูกค้าของ GULF (IPP)	โรงไฟฟ้า ของ HKH (IPP)
(1) ข้อเสนอของผู้รับใบอนุญาต	6.6725	12.8474	7.2039	7.3108	7.3368
(2) อัตราค่าบริการ S ตามมติ กกพ.*	4.9400	5.4660	4.9400	4.9400	4.9400
S1 ค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ รวมค่าตอบแทนในการดำเนินการ	4.9400	4.9400	4.9400	4.9400	4.9400
S2 ค่าความเสี่ยงรับประกันคุณภาพและปริมาณก๊าซฯ (การขนส่งก๊าซฯ ทางท่อตามรับประกันสำหรับ SPP)	-	0.5260	-	-	-
เปลี่ยนแปลง (2) – (1)	(1.7325)	(7.3814)	(2.2639)	(2.3708)	
(3) อัตราค่าบริการปัจจุบัน	2.1525	11.4759	อ้างอิง ปตท.		
เปลี่ยนแปลง (2) – (3)	+ 2.7875	(6.0099)			

หมายเหตุ: *คำนวณโดยพิจารณาให้อัตราค่าบริการที่กำหนดอยู่ในระดับที่ไม่ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติภาคไฟฟ้าในภาพรวม

ทั้งนี้ การปรับอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติภาคไฟฟ้า ลดลงเล็กน้อยประมาณ 0.0013 สตางค์ต่อหน่วย โดยคาดว่าจะเริ่มใช้บังคับสำหรับการเรียกเก็บราคาก๊าซธรรมชาติในรอบการใช้ก๊าซธรรมชาติตั้งแต่เดือนมีนาคม 2567 เป็นต้นไป

ผู้สนใจสามารถแสดงความคิดเห็นและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับ
อัตราค่าบริการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ สำหรับรอบการกำกับ ปี 2567 - 2571
มายังสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ตั้งแต่วันที่ 28 มีนาคม - 3 เมษายน 2567 เวลา 16.00 น.