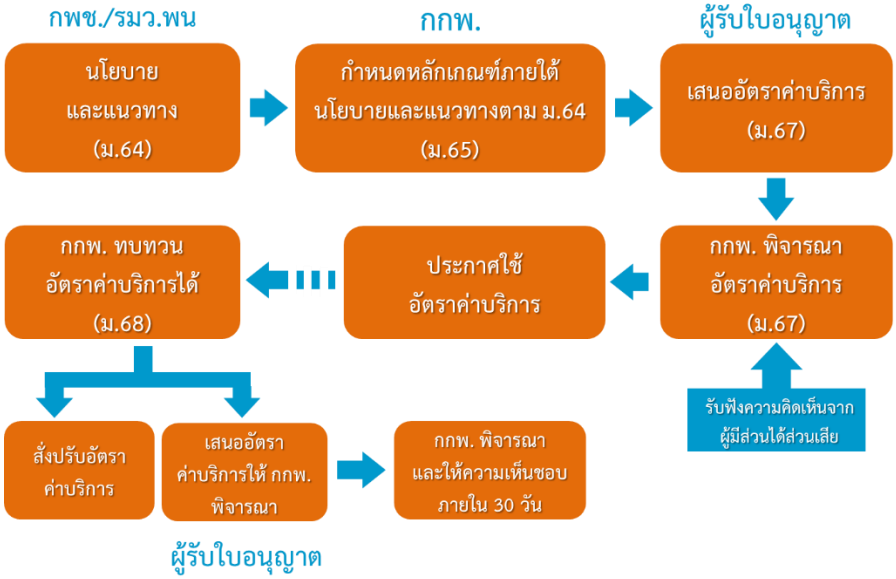
การรับฟังความคิดเห็น
เรื่อง อัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ ส่วนของต้นทุนคงที่ (Td) ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 33/2565 (ครั้งที่ 800) เมื่อวันที่ 20 กรกฎาคม 2565 ได้พิจารณาการคำนวณอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ ส่วนของต้นทุนคงที่ (Td) ของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สำหรับรอบการกำกับ 5 ปี (ปี 2565 – 2569) โดยพิจารณารายละเอียดสมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณ และข้อมูลที่ใช้ประกอบการคำนวณของ ปตท. ตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2564 ซึ่งสอดคล้องกับนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เรื่องโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564 โดยมีรายละเอียดการพิจารณา ดังนี้

1. ความเป็นมาของการกำหนดอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ

1.1 ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ได้กำหนดขั้นตอนในการกำกับอัตราค่าบริการในการประกอบกิจการพลังงาน ดังนี้

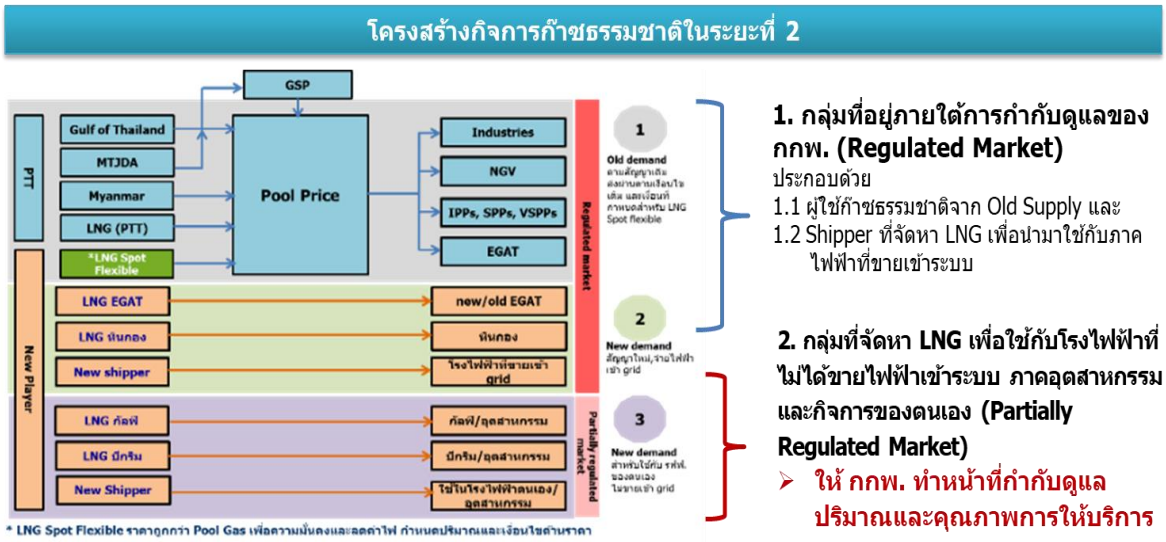


1.2 โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564 ที่สอดคล้องกับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติระยะที่ 2 ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 กำหนดให้มีการจำแนกผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ ออกเป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

กลุ่มผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	องค์ประกอบของราคาก๊าซธรรมชาติ
1. โรงแยกก๊าซธรรมชาติ	(1) ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติอ่าวไทย (Gulf Gas) (2) ค่าบริการในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (S) และ (3) ค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติในทะเล (Zone 1)
2. ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ ที่เป็นลูกค้าของ ปตท. ซึ่งเป็นผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติรายเดิม (Old Supply) ได้แก่	(1) ราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยหลังโรงแยก (รวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติในทะเล) ก๊าซธรรมชาติจากเมียนมา ณ ชายแดน และก๊าซ LNG (รวมค่าบริการสถานี LNG ในการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซ) (2) ค่าบริการในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (S) และ

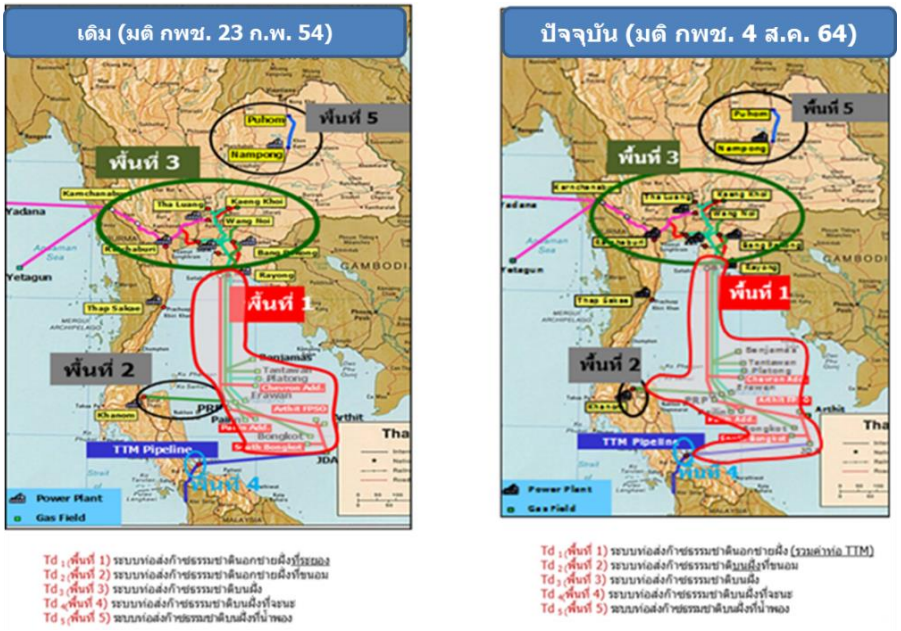
กลุ่มผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ	องค์ประกอบของราคาก๊าซธรรมชาติ
- กลุ่มโรงไฟฟ้า - ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (Natural Gas Vehicles: NGV) - ผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติ	(3) ค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติบนบก (Zone 2-4) โดยค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติสำหรับพื้นที่ Zone 2-4 สามารถกำหนดเป็นอัตราเดียวกันหรือแตกต่างกันได้ตามที่ กกพ. กำหนด เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศ ทั้งนี้ สำหรับโรงไฟฟ้าน้ำพองราคาเฉลี่ยเนื้อก๊าซให้เป็นไปตามที่ ปตท. รับซื้อจากผู้รับสัมปทาน ค่าบริการ S และ ค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติบนบก (Zone 5)
3. ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติที่ซื้อก๊าซจาก New Shipper เพื่อขายไฟฟ้าเข้าระบบใน Regulated Market	(1) ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) (2) ค่าบริการสถานี LNG ในการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซ (3) ค่าบริการในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ และ (4) ค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติบนบก (Zone 3)

โดยมีโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อส่งเสริมการแข่งขันในระยะที่ 2 ดังแผนภาพ



- **กลุ่ม New demand ที่ปัจจุบันยังไม่เริ่มใช้ก๊าซฯ (Unmet Demand) สามารถซื้อจาก Pool Gas ได้กรณีที่มีปริมาณใน Pool Gas ยังมีเหลือ**
- **ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติสามารถเลือกซื้อก๊าซธรรมชาติได้จาก Pool Gas หรือ Shipper**

ทั้งนี้ กพช. ได้เห็นชอบการทบทวนพื้นที่ (Zone) ในการคิดค่าบริการตามการใช้ระบบท่อส่งก๊าซของผู้ซื้อก๊าซ โดยคำนวณค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติพื้นที่ 1 ที่รวมค่าผ่านท่อในทะเลทั้งหมด ซึ่งนำค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติของบริษัท ทรานส์ ไทย-มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด (TTM) นำมาคำนวณรวมในอัตราค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติในทะเลของ ปตท. ด้วย เนื่องจากก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยสามารถไหลได้ทุกทิศทางในโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในทะเล และเมื่อก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยแหล่งใด แหล่งหนึ่งหมดก็จะมีการนำก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยจากแหล่งอื่นๆ เข้ามาทดแทน ดังรูป



รวมทั้ง หากมีการเปลี่ยนแปลงการแบ่งพื้นที่สำหรับการคิดอัตราค่าบริการฯ ในภายหลังให้เป็นไปตามที่ กกพ. กำหนด

1.3 กกพ. ได้ออกประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2564 ที่สอดคล้องกับนโยบายของ กพช. ตามข้อ 1.2 โดยลงประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 14 ธันวาคม 2564 และมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป ดังนี้

1.3.1 การกำหนดอัตราค่าบริการให้เป็นไปตามพื้นที่ (Zone) การใช้งานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ดังต่อไปนี้

(1) พื้นที่ 1 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง ซึ่งประกอบด้วย ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลของ ปตท. และของบริษัท ทรานส์ไทย – มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด (Trans Thai – Malaysia: TTM)

(2) พื้นที่ 2 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งขนอม

(3) พื้นที่ 3 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่ง

(4) พื้นที่ 4 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่จะนะ

(5) พื้นที่ 5 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่น้ำพอง

1.3.2 **อัตราค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Td)** มีรอบการกำกับดูแล 5 ปี คำนวณจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของรายได้ที่ผู้รับใบอนุญาตควรได้รับ (Allowed Revenue) ของรอบการกำกับดูแลถัดไป หารด้วย NPV ของปริมาณการจองใช้ระบบส่งก๊าซธรรมชาติ (Capacity Reserved) ในรอบการกำกับดูแลถัดไป ซึ่งรายได้ที่ผู้รับใบอนุญาตควรได้รับ (Allowed Revenue) จะสะท้อนเงินลงทุน ค่าใช้จ่าย และผลตอบแทนการลงทุนในรูปต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ที่ กกพ. เห็นชอบ โดยจะมีการทบทวน Td ตามรอบระยะเวลา 5 ปี หรือตามระยะเวลาที่ กกพ. เห็นชอบ หรือมีเหตุที่ส่งผลให้ค่าบริการมีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งมีสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$Demand\ Charge\ (Td) = \frac{NPV\ (Allowed\ Revenue)}{NPV\ (Capacity\ Reserved)}$$

Td's Allowed Revenue = Allowed Return + Depreciation + OPEX + Tax + Adjusted Account

เมื่อ

Allowed Return = Weighted Average Cost of Capital (WACC) x Regulatory Asset Base (RAB)

เมื่อ Td คือ อัตราค่าบริการขนส่งก๊าซธรรมชาติส่วนของต้นทุนคงที่ของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู)

Allowed Revenue คือ รายได้ที่ผู้รับใบอนุญาตควรได้รับ ประกอบด้วย ผลตอบแทนจากเงินลงทุน ค่าเสื่อมราคา ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายด้านภาษี และการปรับปรุงทางบัญชี (มีหน่วยเป็นบาท)

Allowed Return คือ ผลตอบแทนจากเงินลงทุน โดยคำนวณจากต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ที่ กกพ. เห็นชอบ คูณด้วยสินทรัพย์ที่อยู่ในการกำกับดูแล (RAB) (มีหน่วยเป็นบาท)

Capacity Reserved คือ ปริมาณการจองใช้ระบบส่งก๊าซธรรมชาติในรอบการกำกับดูแล (มีหน่วยเป็นล้านบีทียู)

โดยมีการกำหนดสมมุติฐานที่ใช้ในการพิจารณารายได้ที่ผู้รับใบอนุญาตพึงได้รับ (Allowed Revenue) ตามประกาศ กกพ. ไว้ ดังนี้

รายการ	สมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณตามประกาศ กกพ.
(๑) ต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC)	ประกอบด้วย ๒ องค์ประกอบหลัก คือ ๑) ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity) และ ๒) ต้นทุนส่วนของเงินกู้ยืม (Cost of Debt) ซึ่ง กกพ. จะพิจารณากำหนดค่า WACC ที่เหมาะสมในแต่ละรอบการกำกับดูแล ที่สอดคล้องกับนโยบายการกำหนดอัตราค่าบริการ และสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงทั้งปัจจุบันและอนาคตของการประกอบกิจการ
(๒) สินทรัพย์ที่อยู่ในการกำกับดูแล (RAB)	เป็นสินทรัพย์ภายใต้กรอบบัญชีการกำกับดูแล (Regulatory Account) ซึ่งจะถูกตรวจสอบความถูกต้องก่อนนำไปใช้ในการคำนวณ
(๓) ค่าเสื่อมราคา (Depreciation)	คำนวณวิธีแบบเส้นตรงตามอายุของสินทรัพย์ ซึ่งต้องเป็นไปตามมาตรฐานการบัญชีและสอดคล้องกับประเภทของกิจการและอายุการใช้งานทางเทคนิคของกิจการโครงสร้างพื้นฐานโดยทั่วไป โดย กกพ. สามารถพิจารณากำหนดอายุการใช้งานของ RAB เพื่อให้มีการใช้งานสินทรัพย์อย่างมีประสิทธิภาพและเป็นไปตามเหตุผลทางเทคนิค
(๔) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX)	เป็นค่าใช้จ่ายในรอบปีการกำกับดูแล โดยประมาณการจากค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นภายใต้รอบกำกับดูแล และกรอบบัญชีการกำกับดูแล (Regulatory Account) ทั้งนี้ ค่าใช้จ่ายส่วนที่สามารถควบคุมได้ (Controllable) กำหนดให้ผันแปรตามดัชนีราคาผู้บริโภค CPI – X และค่าใช้จ่ายส่วนที่ไม่สามารถควบคุมได้ (Uncontrollable) กำหนดให้ผันแปรตามดัชนีราคาผู้บริโภค CPI หรือดัชนีอ้างอิงอื่นตามที่ กกพ. ให้ความเห็นชอบ ซึ่งจะถูกตรวจสอบความถูกต้องก่อนนำไปใช้ในการคำนวณ
(๕) ภาษี (Tax)	ภาษีเงินได้นิติบุคคล ซึ่งสอดคล้องกับหลักการทางบัญชีภายใต้การกำกับดูแล (Regulatory Account Principle)
(๖) การปรับปรุงทางบัญชี (Adjusted Account)	ในกรณีที่มีผลต่างระหว่างรายได้ที่ผู้ให้บริการได้รับจริงในส่วนของต้นทุนคงที่ (Actual Revenue) กับรายได้ที่ควรได้รับในส่วนของต้นทุนคงที่ (Actual Allowed Revenue) ที่ได้มีการปรับค่าประมาณการเป็นค่าจริงตามบัญชีการกำกับดูแล (Regulatory Account) ในระหว่างรอบการกำกับดูแล หรือรอบการกำกับดูแลที่ผ่านมา ซึ่งผลต่างที่เกิดขึ้นนี้ไม่ว่าจะเป็นบวกหรือลบจะถูกนำมาปรับคืนให้กับผู้ใช้บริการในการคำนวณอัตราค่าบริการในรอบการกำกับดูแลนั้น หรือรอบการกำกับดูแลถัดไป ซึ่งเป็นข้อมูลที่ผู้รับใบอนุญาตเสนอ และจะถูกตรวจสอบความถูกต้องก่อนนำไปใช้ในการคำนวณ ทั้งนี้ ผลการประหยัดอันเกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายดำเนินงาน (OPEX) ในส่วนของต้นทุนคงที่ที่เกิดจากผลต่างจากค่าใช้จ่ายดำเนินงานฯ ที่ กกพ. ให้ความเห็นชอบเทียบกับค่าใช้จ่ายดำเนินงานฯ จริง ดังกล่าวจะถูกกำหนดสัดส่วนตามที่ กกพ. ให้ความเห็นชอบ และนำไปใช้ในการคำนวณ Td ในรอบการกำกับดูแลถัดไป

2. อัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ ส่วนของต้นทุนคงที่ (Td) ของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในปัจจุบัน

อัตราค่าบริการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันคำนวณตามคู่มือการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2550 ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ที่กำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณค่าบริการขนส่งก๊าซในส่วนของต้นทุนคงที่ตามวิธีการคิดลดกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow) สามารถสรุปอัตราค่า Td และระยะเวลาเรียกเก็บอัตรา Td ตามพื้นที่ (Zone) ในปัจจุบันได้ ดังนี้

พื้นที่ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 23 ก.พ. 2554	ค่าบริการส่วนต้นทุนคงที่ (Td) (บาทต่อล้านบีทียู)	การเรียกเก็บอัตรา
พื้นที่ 1: ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่งที่ระยอง	8.5899	1 เม.ย. 2552 เป็นต้นไป
พื้นที่ 2 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่งที่ขนอม	14.2177	1 ม.ค. 2544 เป็นต้นไป (ตามมติ กพช. ครั้งที่ 11/2543 เมื่อวันที่ 27 ธ.ค. 2543)
พื้นที่ 3 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่ง	12.0654	1 เม.ย. 2552 เป็นต้นไป
พื้นที่ 4 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่จะนะ	2.4855	มิ.ย. 2554 เป็นต้นไป
พื้นที่ 5 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่น้ำพอง	1.1299	ก.ค. 2555 เป็นต้นไป

3. ข้อเสนอการคำนวณอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ ส่วนของต้นทุนคงที่ (Td) ของ ปตท. สำหรับปี 2565-2569

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ได้เสนออัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ ส่วนของต้นทุนคงที่ (Td) สำหรับรอบการกำกับดูแล ปี 2565-2569 ภายใต้หลักเกณฑ์ตามประกาศ กกพ. เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2564 ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ (1) รายได้ที่ผู้รับใบอนุญาตควรได้รับ ได้แก่ ผลตอบแทนจากเงินลงทุน ค่าเสื่อมราคา ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายด้านภาษี และ (2) ปริมาณจองใช้ท่อก๊าซธรรมชาติ (Capacity Reserved) ในแต่ละพื้นที่ ซึ่งเสนอผลการคำนวณอัตราค่าบริการรอบการกำกับปี 2565-2569 ใน 2 กรณี คือ กรณีคำนวณอัตราค่าบริการแยกพื้นที่ และกรณีคำนวณอัตราค่าบริการพื้นที่ 2-4 เป็นค่าเดียวกัน ดังนี้

ข้อเสนออัตราค่าบริการ Td ของ ปตท. สำหรับปี 2565-2569

หน่วย: บาทต่อล้านบีทียู

พื้นที่การใช้งานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	Td ปี 2565-2569 กรณีคำนวณแยกพื้นที่	Td ปี 2565-2569 กรณีรวมพื้นที่ 2-4 เป็นค่าเดียวกัน
พื้นที่ 1 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่ง	14.3586	14.3586
พื้นที่ 2 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งขนอม	2.3235	12.4892
พื้นที่ 3 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่ง	13.2870	
พื้นที่ 4 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่จะนะ	1.1471	
พื้นที่ 5 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่น้ำพอง	0.2776	0.2776

โดยมีรายละเอียดการคำนวณตามองค์ประกอบของสูตรการคำนวณตามประกาศ กกพ.ฯ ดังนี้

3.1 รายได้ที่ผู้รับใบอนุญาตควรได้รับ (Allowed Revenue)

3.1.1 ผลตอบแทนจากเงินลงทุน (Allowed Return) คำนวณจากต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ที่ กกพ. เห็นชอบ คูณด้วยสินทรัพย์ที่อยู่ในการกำกับดูแล (RAB) ดังนี้

(1) สินทรัพย์ที่อยู่ในการกำกับดูแล (Regulatory Asset Base: RAB) ปตท. ได้นำเสนอระบบท่อส่งก๊าซฯ ที่ใช้งานอยู่ปัจจุบัน สำหรับคำนวณอัตราค่าบริการปี 2565-2569 ประกอบด้วย (1) มูลค่าสินทรัพย์เงินลงทุนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของโครงการที่ คณะรัฐมนตรี และ กพช. อนุมัติ จำนวน 182,978 ล้านบาทต่อปี (2) แผนงานอื่นๆ และครุภัณฑ์ ที่เสนอคณะกรรมการ ปตท. อนุมัติ จำนวน 9,625 ล้านบาทต่อปี (3) เงินทุนหมุนเวียนสำหรับกิจการ จำนวน 5,400 ล้านบาทต่อปี รวมเงินลงทุนทั้งหมดสำหรับรอบปี 2565 -2569 เฉลี่ยเป็นเงินจำนวน 198,003 ล้านบาทต่อปี

(2) ต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Cost of Capital: WACC) ปตท. นำเสนอการกำหนดอัตราผลตอบแทนการลงทุนในรูปแบบ WACC จำแนกตามโครงการเงินลงทุนที่คำนึงถึงการคงสิทธิผูกพันตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 ตลอดจน โครงการลงทุนใหม่เพื่อนำเสนอ กกพ. พิจารณา ในระดับร้อยละ 7.84 – 10.80 ดังนี้

โครงการลงทุน	ปีที่ดำเนินการ	มูลค่าเงินลงทุนเฉลี่ย ปี 2565-2569 (ล้านบาท/ปี)	WACC ที่ ปตท. เสนอ
โครงการตามแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 1 และฉบับที่ 2 รวมแผนงานที่เกี่ยวข้อง	2524-2582	12,573	10.80%*
โครงการตามแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 รวมแผนงานที่เกี่ยวข้อง	2540-2599	109,789	8.93%*
โครงการในแผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง รวมแผนงานที่เกี่ยวข้อง	2558-2603	50,819	8.14%
โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับโครงการโรงไฟฟ้าตามแผน PDP 2018 (rev.1) รวมแผนงานที่เกี่ยวข้อง	2568-2607	24,822	7.84%
รวมทั้งสิ้น	2524-2607	198,003	8.71%

หมายเหตุ: *คำนึงถึงสิทธิผูกพันตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559

3.1.2 ค่าเสื่อมราคา (Depreciation) คำนวณด้วยวิธีเส้นตรงตามอายุของสินทรัพย์

รายการ	Pipeline	Mixing Station	Compressor Station	ครุภัณฑ์
ค่าเสื่อมราคา (ปี)	40 ปี หรือ ตามอายุสัมปทาน	40 ปี	25 ปี	10 ปี

3.1.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานในรอบปีการกำกับดูแล (OPEX) โดยนำเสนอข้อมูลจริงปี 2563 เป็นข้อมูลฐานในการประมาณการค่าใช้จ่าย และนำเสนออัตราการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายพนักงานร้อยละ 7 ต่อปี และค่าใช้จ่ายอื่นๆ ได้นำเสนอให้มีการปรับเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ (Consumer Price Index: CPI) ปี 2563 ในอัตราร้อยละ 1 รวมทั้ง นำเสนอค่าการปรับปรุงประสิทธิภาพในแต่ละรายการค่าใช้จ่ายต่างๆ ในระดับร้อยละ 0-0.5 โดยมีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในช่วงปี 2565-2569 เท่ากับ 7,142 ล้านบาทต่อปี

3.1.4 อัตราภาษี (Tax) พิจารณาอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล (Tax) เท่ากับร้อยละ 20 ของ Allowed Return ซึ่งเป็นกำไรก่อนภาษี

3.1.5 การปรับปรุงทางบัญชี (Adjusted Account) ยังไม่พิจารณาตัวแปรการปรับปรุงทางบัญชีสำหรับครั้งนี้ เนื่องจากการเสนออัตราค่าบริการ Td ตามหลักเกณฑ์ Building Block นี้เป็นหลักเกณฑ์ใหม่ซึ่งเริ่มนำมาใช้เป็นครั้งแรก จึงยังไม่สามารถคำนวณผลต่างค่าที่เกิดขึ้นจริง (Actual Revenue) กับรายได้ที่ควรได้รับได้ (Actual Allowed Revenue) ได้

3.2 ปริมาณการจองใช้ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Capacity Reserved)

ปตท. ได้นำเสนอปริมาณจองใช้ท่อก๊าซธรรมชาติ (Capacity Reserved) ปี 2565-2569 ในแต่ละพื้นที่ตามเงื่อนไขสัญญากับลูกค้าที่มีอยู่ในปัจจุบันและแนวโน้มอนาคต โดยมีหลักเกณฑ์ ดังนี้

ข้อเสนอหลักเกณฑ์ปริมาณจองใช้ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ปี 2565-2569		ปริมาณเฉลี่ยปี 2565-2569 (ล้านบีทียู/ปี)
Zone 1	อ้างอิงตาม DCQ (Daily Contract Quantity) ในสัญญาซื้อขายก๊าซระหว่าง ปตท. และผู้ผลิต รวมปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ส่งไประบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนฝั่งที่จะนะ	911,591,232
Zone 2	อ้างอิงปริมาณก๊าซตาม CDC (Contractual Delivery Capacity) ในสัญญาซื้อขายก๊าซระหว่างบริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด และ ปตท.	53,833,850
Zone 3	อ้างอิงปริมาณการจองใช้ความสามารถระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ที่ดำเนินการจอง และคาดการณ์ปริมาณการจองเพิ่มตาม TSO Business Plan ปี 2565-2569	1,937,712,843
Zone 4	อ้างอิงปริมาณก๊าซตาม CDC ในสัญญาซื้อขายก๊าซระหว่าง กฟผ. (โรงไฟฟ้าจะนะ) - ปตท.	87,235,000
Zone 5	อ้างอิงแผนการเรียกใช้ก๊าซของโรงไฟฟ้าน้ำพอง ของ กฟผ.	32,137,929

4. ผลการพิจารณาของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ในการประชุมครั้งที่ 33/2565 (ครั้งที่ 800) วันที่ 20 กรกฎาคม 2565

4.1 กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 33/2565 (ครั้งที่ 800) เมื่อวันที่ 20 กรกฎาคม 2565 ได้พิจารณาข้อเสนออัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ ของ ปตท. ตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติ สำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2564 รวมทั้ง ความเห็นของคณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีองค์ประกอบจาก ผู้ทรงคุณวุฒิ และผู้แทนจากหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ให้ความเห็นประกอบการพิจารณาแล้ว จึงมีความเห็นต่อการปรับปรุงผลการคำนวณอัตราค่าบริการ Td สำหรับรอบการกำกับปี 2565 – 2569 ดังนี้

4.1.1 เห็นควรปรับปรุงรายการสินทรัพย์ที่อยู่ในการกำกับดูแล (Regulatory Asset Base: RAB) โดยพิจารณาเงินทุนหมุนเวียนสำหรับกิจการที่ ปตท. นำเสนอ จำนวน 5,400 ล้านบาทต่อปี แล้วพบว่า เป็นการคำนวณซึ่งอยู่บนหลักการของเงินสดขั้นต่ำ (Minimum Cash) สำหรับกิจการ จำนวน 3 เดือน ซึ่งหากเทียบเคียงกับการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าจะพิจารณาให้มีเงินสดขั้นต่ำเพียง 1 เดือน ดังนั้น จึงปรับลดเงินทุนหมุนเวียนจากที่ ปตท. เสนอลงเหลือ 1,800 ล้านบาท และส่งผลทำให้ค่าเฉลี่ย RAB สำหรับการคำนวณปี 2565-2569 ลดลงจากเดิม 198,003 ล้านบาทต่อปี เป็น 194,402.70 ล้านบาทต่อปี

RAB เฉลี่ยปี 2565-2569	ข้อเสนอ ปตท. (ล้านบาท/ปี)	ผลการพิจารณาของ กกพ. (ล้านบาท/ปี)
พื้นที่ 1	51,405.50	50,471.41
พื้นที่ 2	718.93	705.87
พื้นที่ 3	145,332.63	142,689.68
พื้นที่ 4	531.59	521.94
พื้นที่ 5	14.05	13.80
รวม	**198,002.70**	**194,402.70**

4.1.2 เห็นควรปรับปรุงการคำนวณระดับผลตอบแทนต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ของ ปตท. โดยมีหลักการพิจารณา ดังนี้

(1) ต้นทุนส่วนของเงินกู้ยืม (Cost of Debt) พิจารณาตามอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จริงที่ไม่เกินกรอบของอัตราผลตอบแทนพันธบัตรรัฐบาลอายุ 20 ปี (Risk Free Rate : Rf) บวกด้วยส่วนต่างของอัตราผลตอบแทนพันธบัตรภาคเอกชนเฉลี่ย (Spread) (Rf + Spread)

(2) ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity) พิจารณาผลตอบแทนพันธบัตรรัฐบาลอายุ 20 ปี และผลตอบแทนเฉลี่ยของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยช่วง 20 ปี โดยพิจารณาอ้างอิงค่าความเสี่ยงของการดำเนินกิจการ โดยใช้คู่เทียบจากบริษัทผลิตไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ เพื่อสะท้อนสภาวะเศรษฐกิจและความเสี่ยงภายในประเทศ **ส่งผลให้ กกพ. เห็นชอบ WACC (Post - Tax) สำหรับโครงการลงทุนใหม่ (แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซฯ และโครงสร้างพื้นฐานก๊าซฯ รองรับโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2018 (Rev.1)) มีค่าเท่ากับร้อยละ 7.09**

รวมทั้ง เห็นควรให้ปรับปรุงต้นทุนส่วนของเงินกู้ยืมสำหรับโครงการเงินลงทุนเดิม (โครงการแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซ ฉบับที่ 1 ฉบับที่ 2 และ ฉบับที่ 3) ตามหลักการอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จริงไม่เกินกรอบ Rf + Spread เท่ากับที่พิจารณาคำนวณ WACC สำหรับโครงการเงินลงทุนใหม่ เพื่อให้การกำหนดค่า WACC สำหรับโครงการเงินลงทุนเดิมมีความเหมาะสมสะท้อนต้นทุนในปัจจุบันและอนาคต

ส่งผลให้การพิจารณา WACC สำหรับการคำนวณอัตรา Td ปี 2565-2569 เป็นดังนี้

โครงการลงทุน	WACC	
	ข้อเสนอ ปตท.	การพิจารณาของ กกพ.
แผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซ ฉบับที่ 1 และ ฉบับที่ 2	10.80%	6.12%
แผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซ ฉบับที่ 3	8.93%	6.81%
แผนระบบรับส่งและโครงสร้างพื้นฐานก๊าซฯ	8.14%	7.09%
โครงสร้างพื้นฐานก๊าซฯ รองรับโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2018 (Rev.1)	7.84%	7.09%

4.1.3 เห็นชอบหลักการคำนวณค่าเสื่อมราคาตามที่ ปตท. เสนอ

4.1.4 เห็นควรปรับปรุงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX) โดยปรับปรุงอัตราการเติบโตค่าใช้จ่ายพนักงานในส่วนของเงินเดือนและสวัสดิการเท่ากับร้อยละ 6.5 และค่าใช้จ่ายพนักงานอื่นที่ไม่ใช่เงินเดือนและสวัสดิการใช้อัตราการเติบโตตาม CPI ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเฉลี่ยในช่วงปี 2565-2569 เท่ากับ 7,098 ล้านบาทต่อปี หรือลดลงประมาณ 44 ล้านบาทต่อปี

4.1.5 เห็นควรให้ใช้ปริมาณจองใช้ท่อก๊าซธรรมชาติ (Capacity Reserved) ปี 2565-2569 ในแต่ละพื้นที่ตามเงื่อนไขสัญญากับลูกค้าที่มีอยู่ในปัจจุบันและแนวโน้มอนาคตตามที่ ปตท. เสนอ

4.1.6 เห็นชอบการปรับปรุงทางบัญชี (Adjusted Account) เท่ากับศูนย์สำหรับรอบการกำกับดูแลแรกของการคำนวณตามประกาศ กกพ. ปี 2564

4.2 จากการพิจารณาของ กกพ. ข้างต้นส่งผลให้อัตราค่าบริการ Td สำหรับรอบการกำกับปี 2565 – 2569 มีผลการคำนวณ ดังนี้

บาท/ล้านบีทียู

Zone	ข้อเสนอ ปตท.		การพิจารณาของ กกพ.		หมายเหตุ (การนำค่า Td ไปเรียกเก็บกับผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ)
	คำนวณแยกพื้นที่	คำนวณรวมพื้นที่ 2-4	คำนวณแยกพื้นที่	คำนวณรวมพื้นที่ 2-4	
1	14.3586	14.3586	12.7028	12.7028	(1) โรงแยกก๊าซธรรมชาติ (2) นำไปคำนวณราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยหลังโรงแยก (รวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติในทะเล) เพื่อคำนวณราคา Pool Price ในแต่ละเดือน
2	2.3235	12.4892	2.0763	10.7756	พื้นที่ 2 สำหรับโรงไฟฟ้าขนอม พื้นที่ 3 สำหรับโรงไฟฟ้า NGV และผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติ ในพื้นที่ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนฝั่ง พื้นที่ 4 สำหรับโรงไฟฟ้าจะนะ และ NGV ในพื้นที่ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนฝั่งที่จะนะ
3	13.2870		11.4615		
4	1.1471		0.9870		
5	0.2776	0.2776	0.2680	0.2680	โรงไฟฟ้าน้ำพอง

หมายเหตุ: ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติที่เป็นลูกค้าของ ปตท. ซึ่งเป็นผู้รับใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติรายเดิม (Old Supply) จะได้รับราคาผ่านท่อก๊าซฯ พื้นที่ 1 ซึ่งอยู่ในราคา Pool Price ในแต่ละเดือนร่วมด้วย โดยกรณีที่มีสัดส่วนก๊าซธรรมชาติอ่าวไทยใน Pool Gas ร้อยละ 29 ของปริมาณการใช้ก๊าซพื้นที่ 2 - 4 จะคิดเป็นราคาค่าผ่านท่อก๊าซฯ พื้นที่ 1 ในราคา Pool Price เท่ากับ 3.6608 บาทต่อล้านบีทียู

ทั้งนี้ สามารถสรุปเปรียบเทียบอัตราค่า Td ในปัจจุบัน กับผลการคำนวณสำหรับปี 2565-2569 ได้ดังนี้

พื้นที่ตามมติ กพช. วันที่ 23 ก.พ. 2554	ค่า Td ปัจจุบัน (บาท/ล้านบีทียู)	พื้นที่ตามมติ กพช. วันที่ 4 ส.ค. 2564	ผลการคำนวณค่า Td ปี 2565-2569 (บาท/ล้านบีทียู)	
			แยกพื้นที่	รวมพื้นที่ 2-4
พื้นที่ 1 ระบบท่อส่งก๊าซฯ นอกชายฝั่งที่ระยอง	8.5899	**พื้นที่ 1**: ระบบท่อส่งก๊าซฯ นอกชายฝั่ง รวม TTM	12.7028	12.7028
พื้นที่ 2 ระบบท่อส่งก๊าซฯ นอกชายฝั่งที่ขนอม	14.2177	**พื้นที่ 2**: ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนฝั่งขนอม	2.0763	10.7756
พื้นที่ 3 ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนฝั่ง	12.0654	**พื้นที่ 3**: ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนฝั่ง	11.4615	
พื้นที่ 4 ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนฝั่งจะนะ	2.4855	**พื้นที่ 4**: ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนฝั่งที่จะนะ	0.9870	
พื้นที่ 5 ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนฝั่งที่น้ำพอง	1.1299	**พื้นที่ 5**: ระบบท่อส่งก๊าซฯ บนฝั่งที่น้ำพอง	0.2680	0.2680

ผู้สนใจสามารถแสดงความคิดเห็นและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับ
อัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ ส่วนของต้นทุนคงที่ (Td) ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
มายังสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
ตั้งแต่วันที่ 27 กรกฎาคม– 10 สิงหาคม 2565 เวลา 16.30 น.