

การรับฟังความคิดเห็น
เรื่อง อัตราค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ
ส่วนของต้นทุนผันแปร (Lc) ประจำปี 2566
สำหรับสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 1 (LMPT 1) ของบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 27/2566 (ครั้งที่ 855) เมื่อวันที่ 7 มิถุนายน 2566 ได้พิจารณาผลการคำนวณอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ ส่วนของต้นทุนผันแปร (Lc) ประจำปี 2566 สำหรับสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 1 (LMPT 1) ของบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG) ที่นำเสนอในอัตราเท่ากับ 0.9626 บาทต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้นจากอัตราปัจจุบัน (0.4807 บาทต่อล้านบีทียู) เท่ากับ 0.4819 บาทต่อล้านบีทียู โดย กกพ. ได้พิจารณาต้นทุนค่าใช้จ่ายผันแปรและปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติปี 2565 ที่สูงขึ้นจากปี 2564 อันเนื่องมาจากปัจจัยราคาไฟฟ้าปี 2565 ที่สูงขึ้นตามสถานการณ์ราคาพลังงานที่เปลี่ยนแปลงไป ควบคู่ไปกับการพิจารณาประสิทธิภาพในการใช้ไฟฟ้าต่อปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติ และพิจารณาต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมภายใต้หลักเกณฑ์การกำกับดูแลประสิทธิภาพที่ กกพ. กำหนดแล้ว จึงเห็นชอบผลการคำนวณอัตราค่าบริการ Lc สำหรับปี 2566 การเรียกเก็บจากผู้บริโภคก๊าซธรรมชาติในอัตรา 0.6543 บาทต่อล้านบีทียู หรือเพิ่มขึ้นจากอัตราปัจจุบันเท่ากับ 0.1724 บาทต่อล้านบีทียู โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1.ความเป็นมา

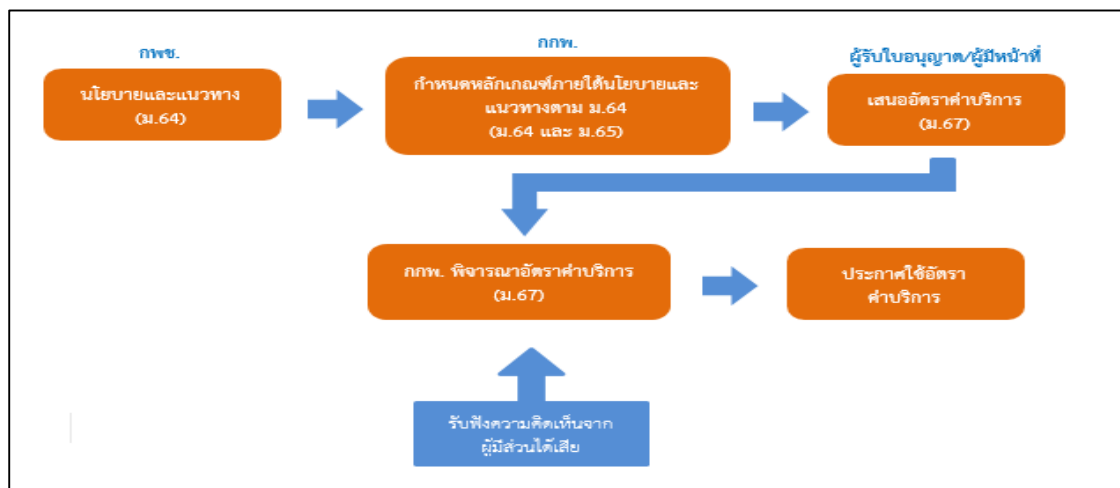
1.1 คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 ได้เห็นชอบให้ดำเนินโครงการก่อสร้างสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 1 (LMPT 1) สำหรับ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 1 รองรับการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas: LNG) เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านการใช้พลังงานก๊าซธรรมชาติของประเทศ ไทยในระยะยาว ในปริมาณการแปรสภาพจากของเหลวเป็นก๊าซ (ปริมาณการแปรสภาพ) เท่ากับ 5 ล้านตันต่อปี (LNG Receiving Terminal ระยะที่ 1) โดยมีบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG) เป็นผู้ดำเนินโครงการ ซึ่งเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ในปี 2554 เป็นต้นมา ต่อมาคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2555 มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 4 ตุลาคม 2555 เห็นชอบการขยายปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติ สำหรับ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2 ในปริมาณการแปรสภาพ เท่ากับ 5 ล้านตันต่อปี และคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2559 เห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2559 โดยเห็นชอบโครงการขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ของ LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2 เพิ่มเติมอีก 1.5 ล้านตันต่อปี ทำให้สถานี LMPT 1 (LNG Receiving Terminal ระยะที่ 1 และระยะที่ 2) มีกำลังการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติรวมทั้งสิ้น 11.5 ล้านตันต่อปี

1.2 การกำหนดอัตราค่าบริการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ จะเป็นไปตามกรอบนโยบายที่ กพช. กำหนด ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ซึ่ง กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 ได้กำหนดให้อัตราค่าบริการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ แบ่งเป็น 2 ส่วน ประกอบด้วย

1.2.1 ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Ld) ซึ่งจะสะท้อนเงินลงทุน ค่าใช้จ่าย และผลตอบแทนจากการลงทุนในรูปต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่ กกพ. เห็นชอบ โดยมีการทบทวนตามรอบระยะเวลา 5 ปี หรือระยะเวลาที่ กกพ. เห็นชอบ หรือมีเหตุที่ส่งผลให้ค่าบริการมีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ

1.2.2 ค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge: Lc) ซึ่งคำนวณจากค่าใช้จ่ายในส่วนที่เป็นต้นทุนผันแปรในการให้บริการ (Variable Cost) ได้แก่ ค่าใช้จ่ายดำเนินงานที่แปรผันโดยตรงตามปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ โดยมีการกำหนดดัชนีสำหรับการปรับค่าบริการเพื่อให้สะท้อนภาวะการณปัจจุบัน และคำนึงถึงประสิทธิภาพการดำเนินงาน โดยจะมีการทบทวนทุกปี

ทั้งนี้ ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ได้กำหนดขั้นตอนในการกำกับอัตราค่าบริการในการประกอบกิจการพลังงาน ดังแผนภาพ



1.3 กพข. ในการประชุมเมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564 ได้เห็นชอบโครงสร้างก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในระยะที่ 2 และต่อมา กกพ. ได้ออกประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ พ.ศ. 2564 ในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 14 ธันวาคม 2564 ที่สอดคล้องกับมติ กพข. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564 โดยกำหนดวิธีการคำนวณอัตราค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ ในส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Ld) และในส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge: Lc) สรุปได้ดังนี้

1.3.1 **ค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Demand Charge: Ld)** คำนวณจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของรายได้ที่ผู้รับใบอนุญาตควรได้รับ (Allowed Revenue) ของรอบการกำกับดูแลถัดไป หารด้วย NPV ของปริมาณการจ่อใช้สถานีแอลเอ็นจี (LNG Terminal) ตามสัญญาในรอบการกำกับดูแลถัดไป ซึ่งรายได้ที่ผู้รับใบอนุญาตควรได้รับ (Allowed Revenue) สะท้อนเงินลงทุน ค่าใช้จ่าย และผลตอบแทนการลงทุนในรูปต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ที่ กกพ. เห็นชอบ โดยจะมีการทบทวน Ld ตามรอบระยะเวลา 5 ปี หรือตามระยะเวลาที่ กกพ. เห็นชอบ หรือมีเหตุที่ส่งผลให้ค่าบริการมีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งนี้ ค่า Ld ของสถานี LMPT 1 ปัจจุบันเท่ากับ 18.3506 บาทต่อล้านบีทียู

1.3.2 **ค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Commodity Charge: Lc)** คำนวณจากค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในการให้บริการส่วนผันแปรตามปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่ผ่าน LNG Terminal โดยมีการกำหนดดัชนีสำหรับการปรับค่าบริการส่วนต้นทุนผันแปร เพื่อให้สะท้อนค่าใช้จ่ายผันแปรที่เกิดขึ้นจริง (Adjustment Factor: AF) และคำนึงถึงประสิทธิภาพการดำเนินงาน โดยมีการคำนวณทุกปี ซึ่งกำหนดสูตรการคำนวณไว้ ดังนี้

$$Lc_t = \frac{VC_{t-1}(1 - X) + AF_{t-2}}{Q_{t-1}}$$

เมื่อ Lc_t คือ อัตราค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ ส่วนของต้นทุนผันแปร ของ LNG Terminal ปีที่ t (มีหน่วยเป็นบาทต่อล้านบีทียู)

$V_{C_{t-1}}$	คือ	ค่าใช้จ่ายในการให้บริการส่วนผันแปรของ LNG Terminal ประกอบด้วย ค่าไฟฟ้า ค่าไนโตรเจน และค่าผลิตภัณฑ์ที่สูญเสียจากการจัดเก็บและแปรสภาพ (Boil off Gas) ของปีที่ $t-1$ ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการให้บริการที่เกิดขึ้นจริง และค่าใช้จ่ายในการให้บริการส่วนผันแปรที่ผู้รับใบอนุญาตประมาณการ (มีหน่วยเป็นบาท)
Q_{t-1}	คือ	ปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติของปีที่ $t-1$ ประกอบด้วย ปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงและปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติที่ผู้รับใบอนุญาตประมาณการ (มีหน่วยเป็นล้านปีทิว)
AF_{t-2}	คือ	ผลต่างระหว่างค่าใช้จ่ายผันแปรของปีที่ $t-2$ ที่เกิดขึ้นจริงทั้งหมดที่สะท้อนการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพและได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. ลดด้วยรายได้ที่เรียกเก็บจริงจากอัตราค่าบริการส่วนผันแปรของปีที่ $t-2$ (มีหน่วยเป็นบาท)
X	คือ	ค่าเป้าหมายการปรับปรุงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน

2. อัตราค่าบริการ L_c สำหรับ LMPT 1 ที่ผ่านมา

กกพ. ได้ให้ความเห็นชอบการปรับอัตราค่าบริการอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ ส่วนของต้นทุนผันแปร (L_c) ของสถานี LMPT 1 เป็นประจำทุกปี โดยเมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2565 กกพ. ได้พิจารณาการคำนวณอัตราค่าบริการ L_c ประจำปี 2565 และผลการรับฟังความคิดเห็นประกอบการพิจารณาแล้ว จึงมีมติเห็นชอบอัตราค่าบริการ L_c ประจำปี 2565 ของ LMPT 1 ที่อัตราเท่ากับ 0.4807 บาทต่อล้านปีทิว สำหรับการเรียกเก็บตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม 2565 ถึง 31 ธันวาคม 2565 หรือจนกว่าจะมีการเห็นชอบการปรับอัตราค่าบริการฯ จาก กกพ. ทั้งนี้อัตราค่าบริการฯ ในช่วง 5 ปี ที่ผ่านมาเป็นดังนี้

สรุปอัตราค่าบริการ L_c สำหรับ LMPT 1 ในช่วงปี 2561 – 2565 ได้ดังนี้

ปี/เดือน	2561		2562		2563		2564		2565	
	ม.ค. – ก.ค.	ส.ค. – ธ.ค.	ม.ค. – มิ.ย.	ก.ค. – ธ.ค.	ม.ค. – ส.ค.	ก.ย. – ธ.ค.	ม.ค. – ก.พ.	มี.ค. – ธ.ค.	ม.ค. – ก.พ.	มี.ค. – ปัจจุบัน
L_c (บาทต่อล้านปีทิว)	0.7759		0.6182	0.4810		0.5382		0.5423		0.4807

3. ข้อเสนอการปรับอัตราค่าบริการ L_c สำหรับสำหรับ LMPT 1 ประจำปี 2566

PTTLNG ได้เสนอการปรับอัตราค่าบริการ L_c ประจำปี 2566 ตามมาตรา 67 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 และอยู่ภายใต้หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ พ.ศ. 2564 โดยใช้ข้อมูลค่าจริงปี 2565 (มกราคม – ธันวาคม 2565) ที่ผ่านการสอบทานจากผู้สอบบัญชี สำหรับใช้ในการคำนวณอัตราค่าบริการ L_c ในปี 2566 ซึ่งคำนวณได้เท่ากับ 0.9626 บาทต่อล้านปีทิว ดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ข้อเสนอการปรับอัตราค่าบริการ L_c ปี 2566 ของ PTTLNG

ตัวแปร	ข้อเสนอ PTTLNG
$V_{C_{2565}}$ (บาท) [1]	364,859,262
1. ค่าไฟฟ้า (บาท)	361,903,240
2. ค่าไนโตรเจน (บาท)	2,956,021

ตัวแปร	ข้อเสนอ PTTLNG
3. Boil off Gas (บาท)	0.00
X	0.00
AF ₂₅₆₄ (บาท)	0.00
Q ₂₅₆₅ (ล้านบีทียู) [2]	379,048,479.00
LC ₂₅₆₆ (บาท/ล้านบีทียู) [1]/[2]	0.9626

4. การพิจารณาข้อเสนออัตราค่าบริการ Lc ประจำปี 2566 สำหรับ LMPT 1

กกพ. ได้พิจารณาข้อเสนออัตราค่าบริการ Lc ประจำปี 2566 สำหรับ LMPT 1 ของ PTTLNG โดยพิจารณาข้อมูลปี 2565 (ปีที่ t-1) ซึ่งเป็นข้อมูลค่าจริง 12 เดือนที่ผ่านการสอบทานจากผู้สอบบัญชี ซึ่งมีรายละเอียดตามสูตรการคำนวณ ดังนี้

4.1 ค่าใช้จ่ายการให้บริการส่วนผันแปรปี 2565 ($V_{C,t-1}$) : ค่าใช้จ่ายการให้บริการส่วนผันแปรของสถานีแอลเอ็นจี (Variable Cost: Vc) ของ PTTLNG ประมาณ 364.86 ล้านบาท ประกอบด้วย 3 ส่วน คือ ค่าไฟฟ้า ค่าไนโตรเจน และค่า Boil off Gas ดังนี้

ตารางที่ 2 ค่าใช้จ่ายในการให้บริการส่วนผันแปร (Vc) ปี 2565

รายการค่าใช้จ่ายส่วนผันแปร	ค่าใช้จ่ายผันแปร (บาท)	ร้อยละ
1. ค่าไฟฟ้า (บาท)	361,903,240	99.19
2. ค่าไนโตรเจน (บาท)	2,956,022	0.81
3. Boil off Gas (บาท)	0.00	0.00
รวม VC ₂₅₆₅ (บาท)	364,859,262	100.00

4.1.1 ค่าไฟฟ้า : PTTLNG มีการใช้ไฟฟ้าในสถานี LNG เพื่อรองรับปริมาณการแปรสภาพก๊าซ ซึ่งมีอุปกรณ์หลักที่ใช้ไฟฟ้า ได้แก่ High Pressure Pump และ Sea Water Pump เป็นต้น โดยแบ่งการคำนวณไฟฟ้าออกเป็นค่าไฟฟ้าส่วนต้นทุนคงที่ และค่าไฟฟ้าส่วนต้นทุนผันแปร โดยได้นำเสนอค่าไฟฟ้าผันแปรที่เกิดขึ้นจริงปี 2565 เท่ากับ 361.90 ล้านบาท ประกอบด้วย (1) ค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ (2) ค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าภายใน (In Plant Generation: IPG) ทั้งนี้ PTTLNG ชี้แจงว่า มีความจำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า IPG เป็นหลักคิดเป็นร้อยละ 90 ในการดำเนินงาน เพื่อเป็นการรักษาเสถียรภาพความมั่นคงสำหรับการดำเนินงานกิจการ LNG Terminal ไม่ให้มีผลกระทบจากการหยุดจ่ายไฟฟ้า (Shutdown) ของ กฟภ. เนื่องจากในปี 2565 ระบบไฟฟ้าที่ กฟภ. ให้บริการเกิดการหยุดจ่ายไฟฟ้า (Shutdown) นอกแผน จำนวน 7 ครั้ง ส่งผลให้ PTTLNG ไม่สามารถให้บริการแปรสภาพก๊าซเพื่อส่งมอบ LNG ได้ (Zero Send out) จำนวน 2 ครั้ง

ตารางที่ 3 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารวมของสถานี LMPT1 ปี 2565

เดือน	ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (หน่วย)			ปริมาณการใช้ไฟฟ้าส่วนคงที่* (หน่วย)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าส่วนผันแปร (หน่วย)
	ซื้อจาก กฟภ.	โรงไฟฟ้า IPG	รวม		
มกราคม	576,000.00	8,878,683.69	9,454,683.69	3,686,400.00	5,768,283.69
กุมภาพันธ์	1,339,200.00	8,257,857.69	9,597,057.69	3,686,400.00	5,910,657.69
มีนาคม	5,637,600.00	6,767,691.00	12,405,291.00	3,686,400.00	8,718,891.00
เมษายน	2,343,600.00	8,141,616.85	10,485,216.85	3,686,400.00	6,798,816.85
พฤษภาคม	1,093,200.00	10,102,505.75	11,195,705.75	3,686,400.00	7,509,305.75
มิถุนายน	292,800.00	11,612,939.72	11,905,739.72	3,686,400.00	8,219,339.72
กรกฎาคม	348,000.00	10,243,314.95	10,591,314.95	3,686,400.00	6,904,914.95
สิงหาคม	285,600.00	9,165,779.71	9,451,379.71	3,686,400.00	5,764,979.71

เดือน	ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (หน่วย)			ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ส่วนคงที่* (หน่วย)	ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ส่วนผันแปร (หน่วย)
	ซื้อจาก กฟผ.	โรงไฟฟ้า IPG	รวม		
กันยายน	258,000.00	7,883,537.10	8,141,537.10	3,686,400.00	4,455,137.10
ตุลาคม	278,400.00	6,628,820.96	6,907,220.96	3,686,400.00	3,220,820.96
พฤศจิกายน	318,000.00	7,815,435.11	8,133,435.11	3,686,400.00	4,447,035.11
ธันวาคม	375,600.00	6,391,474.37	6,767,074.37	3,686,400.00	3,080,674.37
รวม	13,146,000.00	101,889,656.90	115,035,656.90	44,236,800.00	70,798,856.90

หมายเหตุ * ส่วนที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าส่วนคงที่ขั้นต่ำ 5.12 MW (44,236,800 หน่วย/ปี)

เมื่อพิจารณาต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉพาะส่วนค่าใช้จ่ายผันแปรหลักในการดำเนินงานของสถานี LNG Terminal พบว่า ปี 2565 มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นจากปี 2564 เนื่องจากมีปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซเพิ่มขึ้นตามความจำเป็นในการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่สูงขึ้น ประกอบกับ อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ซื้อจาก กฟผ. ในปี 2565 เท่ากับ 3.2914 บาทต่อหน่วย สูงกว่าปี 2564 เนื่องจากปี 2565 มีการปรับอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้า (Ft) เพิ่มขึ้นจากผลกระทบของต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ สำหรับสถิติการใช้ไฟฟ้าต่อปริมาณการแปรสภาพของสถานี LMPT 1 มีการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าที่ดีขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าต่อหน่วยการแปรสภาพปี 2565 ลดลงจากปี 2564 ประมาณร้อยละ 0.33 โดยมีรายละเอียดตามตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ข้อมูลเปรียบเทียบการใช้ไฟฟ้าต่อหน่วยการแปรสภาพปี 2562 - 2565

ปี	2562	2563	2564	2565
หน่วยไฟฟ้าที่ใช้รวมทั้งปี (หน่วย)	90,300,455	95,894,011	104,744,105	115,035,657
ปริมาณการแปรสภาพ LNG รวมทั้งปี (ล้านบิตู)	263,708,163	291,039,619	344,013,171	379,048,479
ปริมาณการใช้ไฟฟ้าต่อหน่วยปริมาณการแปรสภาพ LNG (หน่วยต่อล้านบิตู)	0.3424	0.3295	0.3045	0.3035
เปลี่ยนแปลงจากปีก่อนหน้า (ร้อยละ)	-	-4.06	-7.59	-0.33

เนื่องจาก กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 7/2561 (ครั้งที่ 508) เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2561 และการประชุมครั้งที่ 11/2561 (ครั้งที่ 512) เมื่อวันที่ 21 มีนาคม 2561 เห็นชอบให้กำหนดค่าไฟฟ้าจากการใช้ไฟฟ้าของ LNG Terminal โดยค่าไฟฟ้าต่อหน่วยไม่เกินกว่าค่าไฟฟ้าที่ซื้อจาก กฟผ. เพื่อสะท้อนประสิทธิภาพของการดำเนินงาน ดังนั้น กกพ. จึงเห็นควรให้ใช้หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าปี 2565 สำหรับการคำนวณค่าบริการ Lc ปี 2566 ในระดับที่ไม่เกินอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ซื้อจาก กฟผ. โดยผลต่างระหว่างค่าใช้จ่ายผันแปรของปี 2566 ที่จะเกิดขึ้น ให้นำไปพิจารณาความเหมาะสมในรายละเอียดร่วมกับค่าไฟฟ้าในส่วนของต้นทุนคงที่ในการคำนวณอัตราค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติ ส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) สำหรับปี 2566-2570 ที่ผู้รับใบอนุญาตอยู่ระหว่างนำเสนออัตราค่า Ld เพื่อพิจารณาความเหมาะสมในการส่งผ่านเป็นค่า Adjusted Factor หรือ AF_{t-2} ที่สะท้อนการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพและได้รับความเห็นชอบจาก กกพ. ต่อไป ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าผันแปรที่ใช้ในการคำนวณครั้งนี้อยู่ในระดับ 245.05 ล้านบาท ลดลงจากข้อเสนอของ PTT LNG ประมาณ 116.86 ล้านบาท โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 5 และตารางที่ 6

ตารางที่ 5 ข้อมูลค่าไฟฟ้าส่วนผันแปร ปี 2565 ตามข้อเสนอของ PTTLNG และผลการพิจารณาของ กกพ.

ปี 2565 เดือน	ปริมาณ การใช้ไฟฟ้า ส่วนผันแปร* (หน่วย)	ข้อเสนอของ PTTLNG		ผลการพิจารณาของ กกพ.	
		ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ซื้อจาก กกพ. และค่าเชื้อเพลิง ก๊าซฯ ของโรงไฟฟ้า IPG (บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้ารวม ในการคำนวณ ค่า Lc (บาท) (1) x (2)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ ซื้อจาก กกพ.** (บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้ารวม ในการคำนวณ ค่า Lc (บาท) (1) x (3)
(1)	(2)	(3)	(1) x (2)	(3)	(1) x (3)
มกราคม	5,768,283.69	3.5185	20,295,676.14	3.1684	18,276,472.79
กุมภาพันธ์	5,910,657.69	4.1001	24,234,088.19	3.1729	18,753,882.36
มีนาคม	8,718,891.00	4.5843	39,970,113.13	3.1781	27,709,072.47
เมษายน	6,798,816.85	4.3582	29,630,631.05	3.1219	21,225,193.95
พฤษภาคม	7,509,305.75	5.6602	42,504,459.17	3.4809	26,139,186.07
มิถุนายน	8,219,339.72	4.5835	37,672,962.73	3.3872	27,840,688.98
กรกฎาคม	6,904,914.95	5.0835	35,101,070.14	3.1789	21,949,910.32
สิงหาคม	5,764,979.71	5.3021	30,566,744.94	3.5287	20,343,048.62
กันยายน	4,455,137.10	7.0555	31,433,147.61	4.1557	18,514,144.87
ตุลาคม	3,220,820.96	7.4604	24,028,490.35	4.0894	13,171,294.65
พฤศจิกายน	4,447,035.11	6.4725	28,783,573.27	4.2589	18,939,647.32
ธันวาคม	3,080,674.37	5.7397	17,682,283.84	3.9564	12,188,385.98
รวม	70,798,856.90	5.1117	361,903,240.56	3.4612	245,050,928.37

หมายเหตุ * ส่วนที่เกินจากการใช้ไฟฟ้าส่วนคงที่ขั้นต่ำ 5.12 MW (44,236,800 หน่วย/ปี)

** ไม่รวมค่า Capacity Payment

ตารางที่ 6 ค่าไฟฟ้าส่วนผันแปร ตามข้อเสนอของ PTTLNG และผลการพิจารณาของ กกพ.

ค่าไฟฟ้าผันแปรปี 2565	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าส่วนผันแปร (หน่วย) *	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าผันแปรในการ คำนวณค่า Lc (บาท)
1. ข้อเสนอของ PTTLNG: (ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ซื้อ จาก กกพ. และค่าเชื้อเพลิงก๊าซฯ ของ IPG)	70,798,857	5.1117	361,903,240
2. ผลการพิจารณาของ กกพ.: (ไม่เกิณอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ซื้อจาก กกพ.)	70,798,857	3.4612	245,050,928
เปลี่ยนแปลง 2. - 1.	-	-1.6505	-116,852,312

หมายเหตุ * ส่วนที่เกินจากการใช้ไฟฟ้าส่วนคงที่ขั้นต่ำ 5.12 MW (44,236,800 หน่วย/ปี)

4.1.2 ค่าไนโตรเจน : PTTLNG ใช้ไนโตรเจนในการไล่ออกซิเจนออกจากระบบเพื่อความปลอดภัยในการขนถ่ายแอลเอ็นจีในการรองรับลำเรือในการนำเข้าแอลเอ็นจีปี 2565 เท่ากับ 2.96 ล้านบาท ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2564 ประมาณ 0.78 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 35.68 ตามปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นจากปี 2564 ประมาณ 10.29 ล้านล้านบีทียู โดยมีรายละเอียดตามตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ข้อมูลการใช้ไนโตรเจนปี 2564 และปี 2565

รายการ	2564 ค่าจริง 12 เดือน (1)	ปี 2565 ค่าจริง 12 เดือน (2)	เปลี่ยนแปลงร้อยละ (2)-(1)
ค่าไนโตรเจนรวมทั้งปี (บาท)	2,178,705.32	2,956,021.85	+35.68%
ปริมาณการใช้ไนโตรเจนรวมทั้งปี (Nm ³)	780,342.42	1,130,465.00	+44.87%
ราคาไนโตรเจนเฉลี่ยต่อปี (บาท/Nm ³)	2.79	2.61	-6.45%

4.1.3 ค่าผลิตภัณฑ์ที่สูญเสียจากการจัดเก็บและแปรสภาพก๊าซ (Boil off Gas) : เนื่องจากสถานี LNG มีระบบเปลี่ยนสถานะไอก๊าซ LNG ให้กลับมาเป็นของเหลวโดยใช้อุปกรณ์ Re-Condenser แลกเปลี่ยนความร้อนของไอก๊าซกับ LNG บางส่วนที่มาจากถัง ทำให้ไม่มีการสูญเสีย LNG จนถึงระดับที่กำหนด จึงทำให้ค่าใช้จ่ายในส่วน of Boil off Gas มีค่าเท่ากับ 0.00 บาท

4.2 ค่าเป้าหมายการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงาน (X) : ในปี 2565 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าต่อปริมาณการแปรสภาพลดลงจากปี 2564 ร้อยละ 0.33 และราคาไนโตรเจนเฉลี่ยปี 2565 ลดลงจากปี 2564 ร้อยละ 6.45 เนื่องจากการติดตั้งการเดินท่อไนโตรเจนแทนการขนส่งด้วยรถบรรทุกทำให้ราคาต้นทุนมีค่าลดลง ซึ่งเป็นการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของ PTT LNG ที่ดีขึ้นกว่าปีก่อน PTT LNG จึงเห็นควรนำเสนอการกำหนดค่า X เท่ากับ 0.0 โดยมีรายละเอียดตามตารางที่ 8

ตารางที่ 8 ข้อมูลค่าเป้าหมายการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงาน (X) เปรียบเทียบปี 2564 และ 2565

รายละเอียด	ปี 2564 ค่าจริง 12 เดือน	ปี 2565 ค่าจริง 12 เดือน	เปลี่ยนแปลง (ร้อยละ)
	(1)	(2)	(2) - (1)
หน่วยไฟฟ้าที่ใช้รวมทั้งปี (หน่วย)	104,744,105.00	115,035,656.90	9.83%
ปริมาณแปรสภาพ LNG รวมทั้งปี (ล้านบิตู)	344,013,171.00	379,048,479.00	10.18%
การใช้ไฟฟ้าต่อปริมาณการแปรสภาพ (หน่วย/ล้านบิตู)	0.3045	0.3035	-0.33%
ราคาไนโตรเจน (บาท/NM ³)	2.79	2.61	-6.45%

4.3 ปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติปี 2565 (Q_{2565}) : ในปี 2565 มีปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจากปี 2564 ประมาณร้อยละ 10.18 รายละเอียดตามตารางที่ 9

ตารางที่ 9 ข้อมูลปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติ เปรียบเทียบปี 2564 และ 2565

รายการ	ปี 2564 ค่าจริง 12 เดือน	ปี 2565 ค่าจริง 12 เดือน	เปลี่ยนแปลง (ร้อยละ)
ปริมาณการแปรสภาพ (ล้านบิตู)	344,013,171	379,048,479	+10.18

4.4 ดัชนีการปรับค่าบริการส่วนต้นทุนผันแปรของปี 2564 (AF_{2564}) : AF_{2564} เท่ากับ 0 (ศูนย์) เนื่องจากประกาศ กพ.ฯ ได้เริ่มบังคับใช้ในการคำนวณอัตราค่าบริการ Lc ปี 2565 เป็นปีแรก ดังนั้น จึงจะเริ่มคิดค่า AF_{t-2} ซึ่งใช้ค่าจริงปี 2565 สำหรับการคิดอัตราค่าบริการปี 2567 เป็นต้นไป

4.5 ผลการคำนวณอัตราค่าบริการ Lc ประจำปี 2566 สำหรับ LMPT 1 ของ PTT LNG

กพ.ฯ ได้พิจารณาอัตราค่าบริการ Lc ประจำปี 2566 สำหรับ LMPT 1 ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ประกอบกับประกาศ กพ.ฯ เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้รับใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ พ.ศ. 2564 โดยได้พิจารณาข้อมูลของแต่ละตัวแปรอย่างละเอียดรอบคอบ โดยเห็นควรให้ปรับปรุงรายการค่าไฟฟ้าในการคำนวณค่า Lc ลดลงจากข้อเสนอ PTT LNG จำนวน 361.90 ล้านบาท คงเหลือจำนวน 245.05 ล้านบาท ตามข้อ 4.1 ทั้งนี้เนื่องจากต้นทุนค่าไฟฟ้าผันแปรปี 2565 ซึ่งเป็นข้อมูลในการคำนวณค่า Lc ปี 2566 เพิ่มขึ้นสูงขึ้นตามการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ซื้อจาก กพ.ฯ ที่เพิ่มขึ้น โดย กพ.ฯ ได้พิจารณาประสิทธิภาพในการใช้ไฟฟ้าต่อปริมาณการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติและต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมภายใต้หลักเกณฑ์การกำกับดูแลประสิทธิภาพที่ กพ.ฯ กำหนดแล้ว ดังนั้น กพ.ฯ จึงเห็นควรกำหนดอัตราค่าบริการ Lc ประจำปี 2566 สำหรับ LMPT 1 ของ PTT LNG ที่ 0.6543 บาทต่อล้านบิตู โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ กพ.ฯ เห็นชอบ (กรกฎาคม 2566) ถึง 31 ธันวาคม 2566 หรือจนกว่า กพ.ฯ จะเห็นชอบการปรับอัตราค่าบริการรอบถัดไป

ตารางที่ 10 ผลการคำนวณอัตราค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Lc) ประจำปี 2566 เปรียบเทียบกับอัตราปัจจุบัน (ปี 2565)

ตัวแปร	ค่า Lc ปี 2565		ค่า Lc ปี 2566 (ผลการพิจารณา กกพ.)		เปลี่ยนแปลง
	ข้อมูลปี 2564	(บาท/ล้านปีทียู)	ข้อมูลปี 2565	(บาท/ล้านปีทียู)	
ค่าใช้จ่ายผันแปร $V_{C_{t-1}}$ (บาท)	165,367,417		248,006,950		
1. ค่าไฟฟ้า (บาท)	163,188,711	0.4744	245,050,928	0.6465	81,862,217
2. ค่าไนโตรเจน (บาท)	2,178,705	0.0063	2,956,022	0.0078	777,317
3. Boil off Gas (บาท)	0.00		0.00		0.00
X	0.00		0.00		0.00
AF_{t-2} (บาท)	0.00		0.00		0.00
Q_{t-1} (ล้านปีทียู)	344,013,171		379,048,479		35,035,308
Lc (บาท/MMBTU)		0.4807		0.6543	0.1736

ผู้สนใจสามารถแสดงความคิดเห็นและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับ
อัตราค่าบริการเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ
ส่วนของต้นทุนผันแปร (Lc) ประจำปี 2566 สำหรับสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 1 (LMPT 1)
ของ บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด มายังสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
ตั้งแต่วันที่ 26 มิถุนายน – 10 กรกฎาคม 2566 เวลา 16.00 น.