

เอกสารรับฟังความคิดเห็น

เรื่อง การกำหนดอัตราค่าบริการการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) สำหรับโครงการนำร่องซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง (Direct PPA)

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 39/2568 (ครั้งที่ 981) เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2568 ได้พิจารณาข้อเสนอแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) สำหรับโครงการนำร่องซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง (Direct Power Purchase Agreement: Direct PPA) ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ซึ่งเป็นการดำเนินงานตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 1/2567 (ครั้งที่ 167) เมื่อวันที่ 25 มิถุนายน 2567 เรื่อง มาตรการในการให้เอกชนสามารถซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง (Direct Power Purchase Agreement: Direct PPA) ตลอดจนผลการวิเคราะห์และรวบรวมข้อมูลของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ซึ่งได้ผ่านการกลั่นกรองจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานแล้ว จึงมีมติเห็นชอบให้สำนักงาน กกพ. นำผลการพิจารณาของ กกพ. ไปรับฟังความคิดเห็นตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 เพื่อประกอบการพิจารณาของ กกพ. ดังนี้

1. เห็นชอบหลักการกำหนดอัตราค่าบริการการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) สำหรับโครงการนำร่อง Direct PPA ดังนี้

1.1 ต้องเป็นไปตามหลักการสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงและคำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมของการลงทุนของการประกอบกิจการพลังงานที่มีประสิทธิภาพ

1.2 คำนึงถึงความเป็นธรรมแก่ทั้งผู้ใช้พลังงานในระบบของการไฟฟ้า และผู้ใช้พลังงานในโครงการนำร่อง Direct PPA

1.3 อัตราค่าบริการที่การไฟฟ้าที่ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าและการให้บริการเสริมความมั่นคงให้กับผู้ที่ประสงค์ขอรับบริการในการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ควรอยู่ในระดับที่สอดคล้องกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้า เพื่อให้เกิดความเหมาะสม และเป็นธรรมกับผู้ประสงค์ขอรับบริการ และไม่ให้เกิดผลกระทบต่อผู้ใช้พลังงานโดยรวมของประเทศ

2. เห็นชอบอัตราค่าบริการการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) ที่ครอบคลุมค่าบริการต่างๆ ซึ่งสอดคล้องตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 25 มิถุนายน 2567 ประกอบด้วย

2.1 ค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Wheeling Charge)

2.2 ค่าบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้า (System Security Charge (SS) หรือ Ancillary Service Charge (AS))

2.3 ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE)

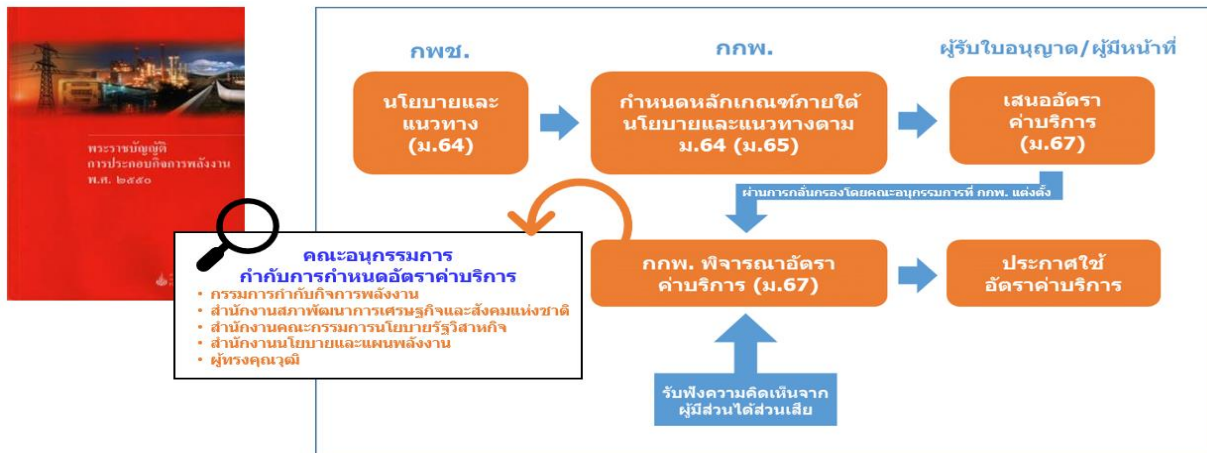
2.4 ค่าบริการหรือค่าปรับในการปรับสมดุลหรือบริหารปริมาณไฟฟ้า (Imbalance Charge)

2.5 ค่าบริการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น ค่าบริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Charge) ค่าบริการจัดสรรศักยภาพในการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Available Transfer Capacity: ATC) ค่าธรรมเนียมรายปี เป็นต้น

โดยสามารถสรุปสาระสำคัญได้ ดังนี้

1. ความเป็นมาด้านนโยบาย และการดำเนินการของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

1.1 ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ได้กำหนดขั้นตอนในการกำกับอัตราค่าบริการในการประกอบกิจการพลังงาน ดังนี้



หมายเหตุ “ผู้มีหน้าที่” หมายความว่า ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ที่ กกพ. กำหนดให้มีหน้าที่เสนออัตราค่าไฟฟ้าตามประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์ การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564

1.2 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 1/2567 (ครั้งที่ 167) เมื่อวันที่ 25 มิถุนายน 2567 ได้พิจารณาเรื่อง มาตรการในการให้เอกชนสามารถซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง (Direct Power Purchase Agreement: Direct PPA) โดยมีมติ ดังนี้

1.2.1 เห็นชอบข้อเสนอแนวทางการดำเนินการโครงการนำร่องซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง (Direct PPA) ผ่านการใช้ไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (TPA) โดยกำหนดปริมาณกรอบเป้าหมายการดำเนินงาน Direct PPA ไม่เกิน 2,000 เมกะวัตต์ โดยอนุญาตให้เฉพาะ บริษัท Data Center ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามข้อกำหนดจากบริษัทแม่ และต้องเป็น การดำเนินการที่เท่าเทียมกันทุกประเทศที่ไปลงทุน ซึ่งต้องเป็นการลงทุนขนาดใหญ่และไม่มีการขายไฟฟ้ากลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของประเทศ โดยมอบหมายกระทรวงพลังงาน (พณ.) สำนักงาน กกพ. และสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (สำนักงาน BOI) ร่วมกันจัดทำรายละเอียด หลักเกณฑ์ และเงื่อนไข การดำเนินโครงการนำร่อง การซื้อขายไฟฟ้าการทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง (Direct PPA) ผ่านการใช้ไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (TPA) นำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เห็นชอบก่อนดำเนินการต่อไป

1.2.2 มอบหมาย กกพ. จัดทำอัตราค่าบริการการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) ที่ครอบคลุมค่าบริการต่างๆ เช่น (1) ค่าบริการระบบส่งและระบบจำหน่าย (Wheeling Charge) (2) ค่าบริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Charge) (3) ค่าบริการความมั่นคงระบบไฟฟ้า (System Security Charge หรือ Ancillary Service Charge) (4) ค่าบริการหรือค่าปรับในการปรับสมดุลหรือบริหารปริมาณไฟฟ้า (Imbalance Charge) (5) ค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย (Policy Expenses) และค่าบริการหรือค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น ที่เหมาะสมและเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในภาพรวมทั้งประเทศ และสอดคล้องกับข้อเสนออัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว (Utility Green Tariff: UGT) ที่อยู่ระหว่างการดำเนินการ และนำเสนอ กบง. พิจารณาเห็นชอบก่อนดำเนินการต่อไป

1.3 เดือนธันวาคม 2567 - กุมภาพันธ์ 2568 การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้จัดทำข้อเสนอแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการ TPA สำหรับโครงการนำร่อง Direct PPA มายังสำนักงาน กกพ. เพื่อประกอบการพิจารณาของ กกพ. โดยสำนักงาน กกพ. ได้ศึกษาและรวบรวมผลการศึกษาที่เกี่ยวข้อง และประสานข้อมูลเพิ่มเติมจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เพื่อนำมาวิเคราะห์และนำเสนอต่อคณะกรรมการกำกับการกำหนดอัตราค่าบริการ ซึ่งมีผู้แทนจากหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง (สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน) และผู้ทรงคุณวุฒิ พิจารณากลับรองความเห็นประกอบการนำเสนอ กกพ. ตลอดจน นำความเห็นที่ได้รับจากคณะกรรมการฯ ในช่วงเดือน พฤษภาคม - กันยายน 2568 มาดำเนินการและนำเสนอประกอบการพิจารณาของ กกพ.

1.4 กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 39/2568 (ครั้งที่ 981) เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2568 ได้เห็นชอบแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการ TPA สำหรับโครงการนำร่อง Direct PPA และให้สำนักงาน กกพ. นำไปดำเนินการรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำประกอบการพิจารณาของ กกพ. และนำเสนอภาคนโยบายเพื่อพิจารณาในประเด็นที่เกี่ยวข้องต่อไป

2. สรุปสาระสำคัญของข้อเสนอการกำหนดอัตราค่าบริการของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

2.1 การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้จัดทำข้อเสนอแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการ TPA สำหรับโครงการนำร่อง Direct PPA เสนอต่อ กกพ. โดย กฟผ. ได้นำเสนอหลักการและข้อเสนออัตราค่าบริการ ในขณะที่การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้นำเสนอหลักการและแนวคิดในการกำหนดอัตราค่าบริการตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 25 มิถุนายน 2567 สรุปได้ตาราง

อัตราค่าบริการ TPA สำหรับโครงการ Direct PPA ตามมติ กพข. วันที่ 25 มิ.ย. 2567	ข้อเสนอ กฟผ.	ข้อเสนอ กฟภ.	ข้อเสนอ กฟน.
ค่าบริการระบบส่งและระบบ จำหน่าย (Wheeling Charge)	- ค่าบริการระบบส่ง (T) คิดต้นทุนตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบัน <u>ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ</u> 0.2506 บาทต่อหน่วย	- ค่าบริการระบบจำหน่าย (D) คำนวณจากประมาณการรายได้พึง รับของกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยเสนอ เป็นอัตราเฉลี่ยทุกแรงดัน	- ค่าบริการระบบจำหน่าย (D) เรียกเก็บตามต้นทุนระบบจำหน่ายของ กฟน. โดยสอดคล้องกับนโยบายอัตรา ค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน
ค่าบริการความมั่นคงระบบไฟฟ้า (System Security Charge หรือ Ancillary Service Charge)	กำหนดตามต้นทุนที่ครอบคลุมการดำเนินการ ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ 1) การบริหารจัดการ Reserve & Back Up 2) การควบคุมแรงดัน 3) การควบคุมความถี่ 4) การกู้คืนระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ เป็นวงกว้าง <u>ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ</u> 0.8870 บาทต่อหน่วย	เสนอให้ กฟภ. สามารถร่วมให้บริการ เสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า และ เรียกเก็บค่าบริการจาก System Operator ได้ โดย กฟภ. จะกำหนดอัตราค่าบริการ เมื่อภาคนโยบายมีความชัดเจน เกี่ยวกับรูปแบบโครงสร้างกิจการ ไฟฟ้า และบทบาทของแต่ละ การไฟฟ้า	ประกอบด้วยต้นทุนที่ ครอบคลุม การดำเนินการที่เกี่ยวข้อง เช่น (1) การควบคุมแรงดันไฟฟ้า (2) การควบคุมความถี่ไฟฟ้า (3) การบริหารจัดการสำรองไฟฟ้า (4) ค่าบริหารจัดการโหลด (5) ค่าจัดการและบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า (6) ค่าบริการเพิ่มเติมในช่วงวิกฤตหรือ เหตุการณ์พิเศษ (7) ค่าประสิทธิภาพการดำเนินงาน
ค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย (Policy Expenses)	กำหนดตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้า ปัจจุบันรับภาระ <u>ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ</u> 0.1727 บาทต่อหน่วย	อ้างอิงตามรอบการกำหนดค่าไฟฟ้า ผันแปร (Fv)	เรียกเก็บเพื่อให้ครอบคลุมต้นทุน ที่เกิดขึ้นตามนโยบายภาครัฐ ที่ กกพ. กำหนด

อัตราค่าบริการ TPA สำหรับโครงการ Direct PPA ตามมติ กพข. วันที่ 25 มิ.ย. 2567	ข้อเสนอ กฟผ.	ข้อเสนอ กฟภ.	ข้อเสนอ กฟน.
ค่าบริการหรือค่าปรับในการปรับสมดุลหรือบริหารปริมาณไฟฟ้า (Imbalance Charge)	คำนวณจากต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการแก้ไขเหตุการณ์ความไม่สมดุล ซึ่งครอบคลุมทั้งกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าได้จริงน้อยกว่าแผนที่แจ้งไว้กับ กฟผ. และกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้า มีความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงมากกว่าแผนที่แจ้งไว้กับ กฟผ. โดยอัตราค่าบริการปรับสมดุลปริมาณไฟฟ้า พิจารณาคิดอัตราจากร้อยละของปริมาณ Imbalance ที่เบี่ยงเบนไปจากแผน ดังนี้ - ปริมาณ Imbalance ร้อยละ 0-2 เรียกเก็บ 1.05 เท่าของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก - ปริมาณ Imbalance ร้อยละ 2-5 เรียกเก็บ 1.25 เท่าของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก - ปริมาณ Imbalance มากกว่าร้อยละ 5 เรียกเก็บ 1.50 เท่าของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก	เสนอให้ กฟภ. สามารถร่วมให้บริการ Balancing และเรียกเก็บค่าใช้บริการจากผู้ให้บริการที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. โดย กฟภ. จะกำหนดอัตราค่าบริการ เมื่อภาคนโยบายมีความชัดเจนเกี่ยวกับรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและบทบาทของแต่ละการไฟฟ้า	เรียกเก็บกับผู้ขอใช้บริการ แบ่งเป็น 2 ส่วน <u>ส่วนที่ 1</u> ค่าบริการส่งจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่าย <u>ส่วนที่ 2</u> ค่าบริหารจัดการรักษาสถิตระบบระหว่างศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า ของ กฟผ. และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟน.
ค่าบริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Charge)	ผู้ขอให้บริการและผู้ขอเชื่อมต่อมีหน้าที่ชำระค่าธรรมเนียมในการยื่นคำขอใช้บริการและคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้แก่ กฟผ. ณ วันที่ยื่นคำขอใช้บริการคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า <u>ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ</u> 10,000 บาท ณ วันที่ยื่นคำขอใช้บริการและคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า	ดำเนินการเรียกเก็บกับผู้ขอเชื่อมต่อเป็นรายครั้ง โดยอ้างอิงตามค่าใช้จ่ายที่ กฟภ. เรียกเก็บในปัจจุบัน	ดำเนินการเรียกเก็บตามข้อบังคับ ระเบียบ ประกาศ และวิธีปฏิบัติที่ กฟน. กำหนด ทั้งนี้ จะมีการเรียกเก็บค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมโดยพิจารณาเป็นรายๆ ไป
ค่าบริการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง	ค่าผ่านท่อก๊าซฯ สำหรับเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อตอบสนองต่อความผันผวนของพลังงานหมุนเวียน <u>ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ</u> 0.0850 บาทต่อหน่วย ค่ากำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า (Loss) <u>ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ</u> 0.1480 บาทต่อหน่วย - ค่าบริการเกี่ยวกับการจัดสรรศักยภาพในการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Available Transfer Capacity) เท่ากับ 125,000 บาท ณ วันที่ยื่นคำขอใช้บริการและคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า - กรณีการเปลี่ยนแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าจาก กฟผ. แล้ว จะต้องชำระเงินให้แก่ กฟผ. จำนวน 125,000 บาท ณ วันที่ยื่นขอเปลี่ยนแปลง (ถ้ามี) - ค่าโอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับนิติบุคคลอื่น 10,000 บาท ณ วันที่ยื่นความประสงค์โอนสิทธิและหน้าที่ (ถ้ามี) - ค่าธรรมเนียมรายปีจำนวน 120,000 บาท	- ค่าบริการจัดสรร ATC - ค่าบริการ TPA Platform - ค่าทดสอบความเข้ากันได้ของ Platform ของผู้ให้บริการ - Congestion Management Charge - ค่าบริการ Loss Charge และ Var Charge	- ค่าใช้จ่ายเนื่องจากความแออัด (Congestion Charge) - ค่าปรับ กรณีใช้เกินจากสายที่จองไว้ (Penalty Charge) - ค่าบริการรายเดือน

3.	สาระสำคัญของการพิจารณากำหนดอัตราค่าบริการการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) สำหรับโครงการนำร่อง Direct PPA
----	---

สำนักงาน กกพ. ได้จัดทำหลักการกำหนดอัตราค่าบริการการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) สำหรับโครงการนำร่อง Direct PPA และพิจารณาข้อเสนอการกำหนดอัตราค่าบริการของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง โดยนำผลการศึกษาที่สำนักงาน กกพ. ดำเนินการว่าจ้างที่ปรึกษา คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (ที่ปรึกษาฯ) เป็นผู้ดำเนินโครงการ จำนวน 2 โครงการ ประกอบด้วย (1) โครงการประเมินและทบทวน TPA Framework และ TPA Code ของกิจการไฟฟ้า และ (2) โครงการวิเคราะห์ ประเมินต้นทุนอัตราค่าไฟฟ้ารายภาค มาประกอบการพิจารณาจัดทำแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการ TPA สำหรับโครงการ Direct PPA เสนอคณะกรรมการกำกับการกำหนดอัตราค่าบริการ พิจารณาให้ความเห็นชอบ เพื่อนำเสนอต่อ กกพ. ประกอบการพิจารณา ดังนี้

3.1 หลักการกำหนดอัตราค่าบริการ TPA สำหรับ Direct PPA

คณะกรรมการฯ ได้เห็นชอบข้อเสนอหลักการการกำหนดอัตราค่าบริการ TPA สำหรับ Direct PPA ดังนี้

- | |
|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. ต้องเป็นไปตามหลักการสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงและคำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมของการลงทุนของการประกอบกิจการพลังงานที่มีประสิทธิภาพ 2. คำนึงถึงความเป็นธรรมแก่ทั้งผู้ใช้พลังงานในระบบของการไฟฟ้า และผู้ใช้พลังงานในโครงการนำร่อง Direct PPA 3. อัตราค่าบริการที่การไฟฟ้าที่ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าและการให้บริการเสริมความมั่นคงให้กับกับผู้ประสงค์ขอรับบริการในการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ควรอยู่ในระดับที่สอดคล้องกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้า เพื่อให้เกิดความเหมาะสม และเป็นธรรมกับผู้ประสงค์ขอรับบริการ และไม่ให้เกิดผลกระทบต่อผู้ใช้พลังงานโดยรวมของประเทศ |
|---|

3.2 แนวทางการกำหนดองค์ประกอบของค่าบริการ TPA สำหรับ Direct PPA

สำนักงาน กกพ. ได้นำข้อเสนอของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง มาวิเคราะห์เปรียบเทียบกับผลการศึกษาที่สำนักงาน กกพ. ดำเนินการว่าจ้างที่ปรึกษาฯ โดยคณะกรรมการกำกับการกำหนดอัตราค่าบริการ ได้พิจารณาข้อเสนอของการไฟฟ้า และผลการศึกษาที่เกี่ยวข้องแล้ว จึงให้ความเห็นชอบหลักการกำหนดอัตราค่าบริการ ดังตาราง

อัตราค่าบริการ TPA สำหรับ Direct PPA	หลักการกำหนดอัตราค่าบริการ
ค่าบริการ Wheeling Charge (ค่าบริการระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า)	- อ้างอิงตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน ซึ่งรวมองค์ประกอบของค่าบริการระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าไว้ในอัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บแล้ว - ภายใต้การกำกับรายได้พึงได้รับของการไฟฟ้า (Revenue Requirement) ของ กกพ. ซึ่งประเมินจากสินทรัพย์ การลงทุน ค่าใช้จ่ายต่างๆ รวมถึงผลตอบแทนจากการดำเนินงาน
ค่าบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้า (System Security Charge หรือ Ancillary Service Charge)	พิจารณาการจัดสรรต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการ 4 องค์ประกอบ ดังนี้ 1. ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านกำลังผลิตสำรอง (Reserve and Backup) 2. ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulation) 3. ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านการรักษาความถี่ (Frequency Regulation) 4. ค่าบริการเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเมื่อระบบไฟฟ้าดับ (Black Start)

อัตราค่าบริการ TPA สำหรับ Direct PPA	หลักการกำหนดอัตราค่าบริการ
ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ Policy Expense (PE)	เรียกเก็บให้สะท้อนต้นทุนที่เปลี่ยนแปลงไปตามการประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Fuel Adjustment Charge หรือค่า F _a) เพื่อให้อัตราที่เรียกเก็บอยู่ในระดับเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้า ประกอบด้วย 1. เงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) หรือเรียกว่า VSPP Adder และที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) หรือเรียกว่า SPP Adder 2. ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นในการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจาก กฟผ. (Feed-in Tariff additional: FiTa) 3. เงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า - ตามมาตรา 97(3) เพื่อการพัฒนาหรือฟื้นฟูท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า - ตามมาตรา 97(4) เพื่อการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่ใช้ในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย และ - ตามมาตรา 97(5) เพื่อการส่งเสริมสังคมและประชาชนให้มีความรู้ ความตระหนัก และมีส่วนร่วมทางด้านไฟฟ้า 4. ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของภาครัฐอื่นๆ ตามที่ กพข. เห็นชอบ
ค่าบริการหรือค่าปรับในการปรับสมดุลหรือบริหารปริมาณไฟฟ้า (Imbalance Charge)	- กำหนดเป็นอัตราเรียกเก็บเพิ่มเติม กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้ามีการผลิตหรือใช้ไม่เป็นไปตามแผน - อ้างอิงต้นทุนการจัดหาของการไฟฟ้า ทั้งนี้ จำนวนจากอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบัน
ค่าบริการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น - ค่าบริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Charge) - ค่าบริการจัดสรรศักยภาพในการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Available Transfer Capacity) - ค่าธรรมเนียมรายปี เป็นต้น	กำหนดตามข้อบังคับ ระเบียบ ประกาศ และวิธีปฏิบัติของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

โดยสามารถสรุปหลักการและอัตราค่าบริการในแต่ละองค์ประกอบที่คณะกรรมการฯ ให้ความเห็นชอบเพื่อนำเสนอต่อ กกพ. ประกอบการพิจารณา ได้ดังนี้

3.2.1 ค่าบริการระบบส่งและระบบจำหน่าย (Wheeling Charge)

หลักการ: กำหนดให้สอดคล้องกับอัตราค่าบริการระบบส่งและระบบจำหน่าย ตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน และทบทวนตามรอบการกำกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ทั้งนี้ กรณีอัตราค่าบริการระบบจำหน่ายที่เรียกเก็บไม่เท่ากับค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Period) ที่เกิดขึ้นจริงของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มเติมให้ไม่น้อยกว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak ที่เกิดขึ้นจริงของผู้ใช้ไฟฟ้าได้

อัตราค่าบริการ: อัตราค่าบริการระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Charge) เป็นไปตามอัตราค่าไฟฟ้าจำแนกตามกิจการไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบัน (บาทต่อหน่วย) อัตราค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Charge) คำนวณเป็นอัตราบาทต่อหน่วยสำหรับการเรียกเก็บ โดยอ้างอิงจากค่าเฉลี่ยทุกช่วงเวลาของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง และกิจการขนาดใหญ่ ตามรายงานทางการเงินของการไฟฟ้าปี 2566 ทั้งนี้ หากอัตราที่เรียกเก็บดังกล่าวต่ำกว่าอัตราที่คำนวณได้ตามอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในช่วง Peak ให้การไฟฟ้าเรียกเก็บอัตราค่าบริการเพิ่มเติมให้ไม่น้อยกว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak ที่เกิดขึ้นจริงของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ซึ่งสามารถสรุปอัตราค่าบริการระบบส่งและระบบจำหน่าย (Wheeling Charge) จำแนกตามระดับแรงดัน ได้ดังตาราง

ระดับแรงดัน	ค่าบริการระบบส่งไฟฟ้า	ค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า ⁽¹⁾	รวม	เงื่อนไขเพิ่มเติม	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak ⁽¹⁾ (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)
	Peak (บาท/หน่วย)	Peak (บาท/หน่วย)	Peak (บาท/หน่วย)		
69 กิโลโวลต์ ขึ้นไป	0.6868	0.4350	1.1218	ให้เก็บค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า ⁽¹⁾ เพิ่มเติมให้ไม่น้อยกว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak ที่เกิดขึ้นจริง	74.14
แรงดันกลาง	0.7105	1.2005	1.9110		132.93
แรงดันต่ำ	0.7528	1.7707	2.5235		210.00

หมายเหตุ: ⁽¹⁾ ช่วง Peak: เวลา 09.00 น. – 22.00 น. วันจันทร์ – ศุกร์ วันพืชมงคล และวันหยุดราชการเพิ่มเป็นกรณีพิเศษตามมติคณะรัฐมนตรี

- แรงดันกลาง หมายถึง แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์ ในพื้นที่การบริการของ กฟผ. และแรงดัน 12-24 กิโลโวลต์ ในพื้นที่บริการของ กฟน.

- แรงดันต่ำ หมายถึง แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์ ในพื้นที่การบริการของ กฟผ. และแรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์ ในพื้นที่บริการของ กฟน.

3.2.2 ค่าบริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า (System Security Charge/Ancillary Service Charge)

หลักการ: จัดสรรต้นทุนการให้บริการระบบผลิตไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน เฉพาะในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าจำนวน 4 องค์ประกอบ คือ (1) ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านกำลังผลิตสำรอง (Reserve and Backup) ซึ่งรวมถึงค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับความมั่นคง (Spinning Reserve) จากการเข้ามาของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (2) ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulation) (3) ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านการรักษาความถี่ (Frequency Regulation) และ (4) ค่าบริการเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเมื่อระบบไฟฟ้าดับ (Black Start)

อัตราค่าบริการ เท่ากับ 0.4978 บาทต่อหน่วย โดยสรุปข้อมูลที่เกี่ยวข้องและผลการคำนวณได้ ดังนี้

(1) ค่าใช้จ่ายสำหรับการให้บริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า แบ่งเป็น 2 ส่วน คือ

ส่วนที่ 1 ต้นทุนค่าโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องที่ กฟผ. สามารถส่งการเดินเครื่องได้ (Dispatchable) โดยกำหนดจากรายได้ที่พึงได้รับ (Revenue Requirement) ในส่วนของค่าโรงไฟฟ้า กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าในส่วน of ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payment: AP) ของโรงไฟฟ้าเอกชน (Independent Power Producer: IPP (รวมโรงไฟฟ้าหงสาลีกไนต์ในต่างประเทศฯ) ค่าซื้อไฟฟ้าในส่วน of ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Capacity Payment: CP) ของโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท SPP Firm และกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศ ที่มีสัญญาแบบ one-part tariff ซึ่งมีค่าเฉลี่ยสำหรับ ปี 2567 – 2571 เท่ากับ 200,034 ล้านบาทต่อปี และนำมา

คำนวณเป็นค่าบริการต่อหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าเฉลี่ยสำหรับปี 2567-2571 ซึ่งอยู่ที่ 222,830 ล้านบาทต่อปี ได้เท่ากับ 0.8977 บาทต่อหน่วย ดังตาราง

ค่าใช้จ่ายสำหรับการให้บริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	ค่าเฉลี่ย ปี 2567-2571
[1] ค่าโรงไฟฟ้า กฟผ. (ล้านบาท)	55,505
[2] ค่าซื้อไฟฟ้าในส่วนค่า AP ของโรงไฟฟ้า IPP (รวมโรงไฟฟ้าหงสา) (ล้านบาท)	68,058
[3] ค่าซื้อไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำต่างประเทศ (ล้านบาท)	47,429
[4] ค่าซื้อไฟฟ้าในส่วนค่า CP ของโรงไฟฟ้า SPP Firm (ล้านบาท)	29,042
รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น [1]+[2]+[3]+[4] (ล้านบาท)	200,034
หน่วยจำหน่าย (ล้านบาท)	222,830
ต้นทุนต่อหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า (บาทต่อหน่วย)	0.8977

หมายเหตุ: ต้นทุนค่าใช้จ่ายอ้างอิงข้อมูลจาก กฟผ. และหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า อ้างอิงจากคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในการประชุมวันที่ 26 กันยายน 2567

ส่วนที่ 2 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับความมั่นคง (Spinning Reserve) ซึ่งมีค่าเฉลี่ยสำหรับปี 2567 – 2571 เท่ากับ 1,476 ล้านบาทต่อปี หรือคิดเป็นเท่ากับ 0.0066 บาทต่อหน่วย

โดยการจัดสรรค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับ **ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านกำลังผลิตสำรอง (Reserve and Backup)** จะพิจารณานำข้อมูลตามร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับที่ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้นำไปใช้ในการรับฟังความคิดเห็น (ร่าง PDP 2024) ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งเฉลี่ยสำหรับปี 2567-2571 เท่ากับ 56,443 เมกะวัตต์ต่อปี และประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบของ กฟผ. (Peak Demand) เฉลี่ยสำหรับปี 2567-2571 เท่ากับ 38,507 เมกะวัตต์ต่อปี พบว่าจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเกินจากความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับปี 2567-2571 เท่ากับ 17,936 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นร้อยละ 31.78 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งเมื่อนำสัดส่วนดังกล่าวมาคูณกับต้นทุนค่าโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องที่ กฟผ. สามารถสั่งการเดินเครื่องได้ (Dispatchable) ที่ 0.8977 บาทต่อหน่วย จะสามารถคำนวณได้เท่ากับ 0.2853 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ เมื่อนำมารวมกับ ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับความมั่นคง (Spinning Reserve) ที่ 0.0066 บาทต่อหน่วย จะทำให้อัตราค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านกำลังผลิตสำรอง (Reserve and Backup) เฉพาะส่วนที่เกินจากความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบ จะอยู่ที่ 0.2919 บาทต่อหน่วย

(2) **ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulation)** จะพิจารณานำหลักการคำนวณของที่ปรึกษา มาใช้ในการคำนวณ โดยนำเฉพาะต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการทำงานของอุปกรณ์ควบคุมแรงดันในระบบผลิตไฟฟ้า คิดเป็นประมาณร้อยละ 4.04 ของต้นทุนค่าโรงไฟฟ้าทั้งหมด ทั้งนี้ เมื่อนำสัดส่วนดังกล่าวมาคูณกับต้นทุนค่าโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องที่ กฟผ. สามารถสั่งการเดินเครื่องได้ (Dispatchable) ที่ 0.8977 บาทต่อหน่วย จะสามารถคำนวณได้เท่ากับ 0.0363 บาทต่อหน่วย

(3) **ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านการรักษาความถี่ (Frequency Regulation)** จะพิจารณานำหลักการคำนวณของที่ปรึกษา มาใช้ในการคำนวณ โดยนำเฉพาะต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าเพื่อรักษาเสถียรภาพด้านความถี่ระดับทุติยภูมิ (Secondary Response) ในระบบไฟฟ้า คิดเป็นประมาณร้อยละ 18.9 ของต้นทุนค่าโรงไฟฟ้าทั้งหมด ทั้งนี้ เมื่อนำสัดส่วนดังกล่าวมาคูณกับต้นทุนค่าโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องที่ กฟผ. สามารถสั่งการเดินเครื่องได้ (Dispatchable) ที่ 0.8977 บาทต่อหน่วย จะสามารถคำนวณได้เท่ากับ 0.1697 บาทต่อหน่วย

(4) **ค่าบริการเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเมื่อระบบไฟฟ้าดับ (Black Start)** เนื่องจากข้อจำกัดด้านข้อมูลค่าบริการ Black Start ซึ่งที่ปรึกษา ได้นำข้อมูลและค่าบริการที่อ้างอิงบางส่วนมาจากเอกสาร

ในต่างประเทศ ประกอบกับ ผลการคำนวณได้มีค่าน้อยมาก จึงเห็นควรนำเสนอให้ยังไม่มี การเรียกเก็บค่าบริการ Black Start สำหรับโครงการนำร่อง Direct PPA ในระยะเริ่มต้น โดยให้ กฟผ. รวบรวมข้อมูลต้นทุนและ ประเมินผลกระทบที่จะเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการนำร่อง Direct PPA เพิ่มเติม เพื่อประกอบการพิจารณา อัตราค่าบริการที่เหมาะสมตามในระยะต่อไป

จากหลักการจัดสรรต้นทุนและต้นทุนค่าใช้จ่ายสำหรับการให้บริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า ที่เกี่ยวข้องใน 4 องค์ประกอบข้างต้น สามารถนำมาพิจารณากำหนดค่าบริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าได้ เท่ากับ 0.4978 บาทต่อหน่วย ดังตาราง

ค่าบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้า (System Security Charge หรือ Ancillary Service Charge)	อัตราค่าบริการเรียกเก็บ (บาท/หน่วย)
[1] ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านกำลังผลิตสำรอง (Reserve and Backup) (รวมค่าใช้จ่าย Spinning Reserve)	0.2919
[2] ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulation)	0.0363
[3] ค่าบริการเสริมความมั่นคงด้านการรักษาความถี่ (Frequency Regulation)	0.1697
[4] ค่าบริการเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเมื่อระบบไฟฟ้าดับ (Black Start)	ไม่เรียกเก็บ
ค่าบริการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้า (SS/AS) [1]+[2]+[3]+[4]	0.4978

3.2.3 ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense)

หลักการ: กำหนดให้สะท้อนต้นทุนที่เปลี่ยนแปลงไปตามการปรับอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_t) และทบทุนตามรอบทุก 4 เดือน เพื่อให้อัตราที่เรียกเก็บอยู่ในระดับเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้า ซึ่งค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรืออัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_t) ประกอบด้วย (1) เงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ที่ กฟน. กฟผ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า VSPP (VSPP Adder) และ กฟผ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า SPP (SPP Adder) (2) ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นในการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจาก กฟผ. (FiT additional: FiTa) (3) เงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตาม มาตรา 97(3) 97(4) และ 97(5) และ (4) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของภาครัฐอื่นๆ ตามที่ กพช. เห็นชอบ

อัตราค่าบริการ เป็นไปตามผลการพิจารณาประมาณการค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_t) ที่ กพช. เห็นชอบ ทุก 4 เดือน โดยอัตราปัจจุบันสำหรับรอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 มีค่าเท่ากับ 0.1447 บาทต่อหน่วย

3.2.4 ค่าบริการหรือค่าปรับในการปรับสมดุลหรือบริหารปริมาณไฟฟ้า (Imbalance Charge)

หลักการ: กำหนดค่าบริการ Imbalance Charge ให้สอดคล้องกับหลักการตาม (ร่าง) ข้อ กำหนดการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (TPA Code) ซึ่งอยู่ระหว่างการดำเนินงานของสำนักงาน กพช. โดยพิจารณาจากการส่งจ่ายไฟฟ้าที่อ่านจากมาตรวัดไฟฟ้าเปรียบเทียบกับแผนการส่งจ่ายไฟฟ้ารายวันของ ผู้ใช้บริการและผู้รับบริการ โดยเปรียบเทียบทุกช่วงเวลา 15 นาที แบ่งเป็น 2 กรณี ได้แก่

(1) กรณี Positive Imbalance เกิดจากผู้ให้บริการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินกว่าที่ ได้รับการจัดสรรตามสัญญาการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือมากกว่าแผนที่จัดส่งให้ผู้ให้บริการ หรือ การที่ ผู้รับบริการใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าแผน ทำให้มีพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(2) กรณี Negative Imbalance เกิดจากผู้ให้บริการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าน้อยกว่า แผน หรือการที่ผู้รับบริการใช้ไฟฟ้ามากกว่าแผน ทำให้ผู้ให้บริการต้องส่งจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพื่อให้เพียงพอต่อความ ต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้รับบริการ

อัตราค่าบริการ เป็นไปตาม (ร่าง) ข้อกำหนดการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (TPA Code) ซึ่งอยู่ระหว่างการดำเนินงานของสำนักงาน กกพ. กำหนดให้ผู้ที่ทำให้เกิดความไม่สมดุล (Imbalance) มีหน้าที่ต้องชำระค่าบริการที่เกิดขึ้น โดยแบ่งเป็น 2 กรณี ได้แก่

(1) กรณี Positive Imbalance จะไม่มีค่าบริการ ทั้งนี้ พลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบเกินกว่าแผนการส่งจ่ายไฟฟ้าของผู้ใช้บริการ ให้ถือเป็นกรรมสิทธิ์ของผู้ให้บริการโดยไม่มีค่าตอบแทน

(2) กรณี Negative Imbalance กำหนดอัตราค่าบริการเป็น 2 ช่วงอัตรา ดังนี้

- ช่วงที่เกิด Negative Imbalance 0-2% ผู้ใช้บริการหรือผู้รับบริการต้องชำระค่าไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้า ณ ระดับแรงดันที่ผู้รับบริการเชื่อมต่อ

- ช่วงที่เกิด Negative Imbalance มากกว่า 2% ผู้ใช้บริการหรือผู้รับบริการต้องชำระค่าไฟฟ้า ในอัตราไม่เกินสองเท่าของอัตราค่าไฟฟ้า ณ ระดับแรงดันที่ผู้รับบริการเชื่อมต่อ

กรณี Imbalance		0-2%	มากกว่า 2%
Positive	Gen ผลิตมากกว่าแผน	ไม่มีการเรียกเก็บ	
	Load ใช้น้อยกว่าแผน		
Negative	Gen ผลิตน้อยกว่าแผน	อัตราค่าไฟฟ้า	ไม่เกิน 2 เท่าของอัตราค่าไฟฟ้า
	Load ใช้มากกว่าแผน		

ทั้งนี้ การเรียกเก็บค่าบริการ Imbalance Charge หรือค่าไฟฟ้า ให้เป็นไปตามเงื่อนไขหรือสัญญาที่ผู้ให้บริการกำหนด

3.2.5 ค่าบริการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น ค่าบริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Charge) ค่าบริการจัดสรรศักยภาพในการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Available Transfer Capacity: ATC) ค่าธรรมเนียมรายปี เป็นต้น

หลักการ: กำหนดตามข้อบังคับ ระเบียบ ประกาศ และวิธีปฏิบัติของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ในปัจจุบัน ทั้งนี้ สำหรับการเรียกเก็บค่าใช้จ่ายอื่นใดเพิ่มเติม ให้นำเสนอ กกพ. พิจารณาก่อนดำเนินการต่อไป

อัตราค่าบริการ กกพ. ได้เห็นชอบข้อเสนออัตราค่าบริการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องในส่วนของ กฟผ. นำเสนอ กกพ. พิจารณา ดังตาราง

ข้อเสนอของ กฟผ. สำหรับเรียกเก็บกับผู้ใช้เชื่อมต่อระบบ กฟผ.	
ค่าบริการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Charge)	ผู้ขอให้บริการและผู้ขอเชื่อมต่อมีหน้าที่ชำระค่าธรรมเนียมในการยื่นคำขอใช้บริการและคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้แก่ กฟผ. ณ วันที่ยื่นคำขอใช้บริการคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า <u>ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ</u> 10,000 บาท ณ วันที่ยื่นคำขอใช้บริการและคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ค่าบริการเกี่ยวกับการจัดสรรศักยภาพในการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Available Transfer Capacity)	<u>ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ</u> 125,000 บาท ณ วันที่ยื่นคำขอใช้บริการและคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ค่าดำเนินการกรณีผู้ใช้บริการและผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์จะเปลี่ยนแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อแล้ว (จุดเชื่อมต่อต้องเป็นจุดเชื่อมต่อเดิม) (ถ้ามี)	<u>ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ</u> 125,000 บาท ณ วันที่ยื่นคำขอใช้บริการและคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ข้อเสนอของ กฟผ. สำหรับเรียกเก็บกับผู้ใช้เชื่อมต่อระบบ กฟผ.	
ค่าโอนสิทธิและหน้าที่ตามสัญญาการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับนิติบุคคลอื่น (ถ้ามี)	ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ 10,000 บาท ณ วันที่ยื่นความประสงค์โอนสิทธิและหน้าที่
อัตราค่าธรรมเนียมรายปี	ข้อเสนออัตราเรียกเก็บ 120,000 บาท

นอกจากนี้ คณะอนุกรรมการกำกับกำกับการกำหนดอัตราค่าบริการ ได้พิจารณาข้อเสนอของ กฟผ. ที่ขอให้พิจารณาเรียกเก็บ ค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติสำหรับเดินเครื่องโรงไฟฟ้า เพื่อตอบสนองต่อความผันผวนของพลังงานหมุนเวียน จำนวน 0.0850 บาทต่อหน่วย และค่ากำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า (Loss) จำนวน 0.1480 บาทต่อหน่วย และมีความเห็น ดังนี้

(1) ค่าผ่านท่อก๊าซส่วนของต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปร (Td และ Tc) ได้ถูกนำมาคำนวณเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนเชื้อเพลิงค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าในส่วน of ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) แล้ว ดังนั้น จึงไม่ควรนำมาพิจารณาเรียกเก็บเพิ่มเติมเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนในการรักษาเสถียรภาพและความมั่นคงระบบไฟฟ้าอีก

(2) ค่ากำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า (Loss) เป็นต้นทุนรายการหนึ่งของการไฟฟ้า ซึ่งจะเกิดขึ้นในกระบวนการส่งไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ประสงค์จะขอใช้หรือเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ภายใต้โครงการนำร่อง Direct PPA ได้อย่างไรก็ตาม เนื่องจากต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า จะมีความแตกต่างจากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระบบของ กฟผ. ซึ่งจะแตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ ทำให้การคำนวณโดยการอ้างอิงต้นทุนคงที่อาจไม่มีความเหมาะสมเท่าที่ควร ดังนั้น จึงเห็นชอบให้ผู้ผลิตไฟฟ้ามีหน้าที่ส่งไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าเพื่อชดเชยค่าสูญเสียในระบบไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยคำนึงถึงระยะทางในการส่งไฟฟ้า ตามแนวทางที่สำนักงาน กกพ. เสนอ

3.3 สรุปอัตราค่าบริการ TPA สำหรับโครงการนำร่อง Direct PPA ดังภาพ

1 Wheeling Charge		<table><tr><th rowspan="2">ระดับแรงดัน</th><th colspan="2">ค่าบริการระบบส่งไฟฟ้า</th><th colspan="2">ค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า⁽¹⁾</th><th colspan="2">รวม</th><th rowspan="2">เงื่อนไขเพิ่มเติม</th></tr><tr><th>Peak* (บาท/หน่วย)</th><th>Off-Peak (บาท/หน่วย)</th><th>Peak* (บาท/หน่วย)</th><th>Off-Peak (บาท/หน่วย)</th><th>Peak* (บาท/หน่วย)</th><th>Off-Peak (บาท/หน่วย)</th></tr><tr><td>69 กิโลโวลต์ ขึ้นไป</td><td>0.6868</td><td>-</td><td>0.4350</td><td>-</td><td>1.1218</td><td>-</td><td rowspan="3">ให้เก็บค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า⁽¹⁾ เพิ่มเติมให้ไม่น้อยกว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak ที่เกิดขึ้นจริง</td></tr><tr><td>แรงดันกลาง</td><td>0.7105</td><td>-</td><td>1.2005</td><td>-</td><td>1.9110</td><td>-</td></tr><tr><td>แรงดันต่ำ</td><td>0.7528</td><td>-</td><td>1.7707</td><td>-</td><td>2.5235</td><td>-</td></tr></table>	ระดับแรงดัน	ค่าบริการระบบส่งไฟฟ้า		ค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า ⁽¹⁾		รวม		เงื่อนไขเพิ่มเติม	Peak* (บาท/หน่วย)	Off-Peak (บาท/หน่วย)	Peak* (บาท/หน่วย)	Off-Peak (บาท/หน่วย)	Peak* (บาท/หน่วย)	Off-Peak (บาท/หน่วย)	69 กิโลโวลต์ ขึ้นไป	0.6868	-	0.4350	-	1.1218	-	ให้เก็บค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า ⁽¹⁾ เพิ่มเติมให้ไม่น้อยกว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak ที่เกิดขึ้นจริง	แรงดันกลาง	0.7105	-	1.2005	-	1.9110	-	แรงดันต่ำ	0.7528	-	1.7707	-	2.5235	-
		ระดับแรงดัน		ค่าบริการระบบส่งไฟฟ้า		ค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า ⁽¹⁾		รวม			เงื่อนไขเพิ่มเติม																											
			Peak* (บาท/หน่วย)	Off-Peak (บาท/หน่วย)	Peak* (บาท/หน่วย)	Off-Peak (บาท/หน่วย)	Peak* (บาท/หน่วย)	Off-Peak (บาท/หน่วย)																														
		69 กิโลโวลต์ ขึ้นไป	0.6868	-	0.4350	-	1.1218	-	ให้เก็บค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า ⁽¹⁾ เพิ่มเติมให้ไม่น้อยกว่าค่าความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วง Peak ที่เกิดขึ้นจริง																													
แรงดันกลาง	0.7105	-	1.2005	-	1.9110	-																																
แรงดันต่ำ	0.7528	-	1.7707	-	2.5235	-																																
*อัตราค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบัน และ ช่วง Peak: เวลา 09.00 น. – 22.00 น. วันจันทร์ – ศุกร์ วันพืชมงคล และวันหยุดราชการเป็นกรณีพิเศษตามมติคณะรัฐมนตรี ช่วง Off-Peak: เวลา 22.00 – 09.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์ และเวลา 00.00 – 24.00 น. วันเสาร์ – วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ และวันหยุดราชการตามปกติ																																						
2 System Security Charge/ Ancillary Service Charge		<table><tr><th rowspan="2">ระดับแรงดัน</th><th>ค่าบริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า</th></tr><tr><th>ทุกช่วงเวลา (บาท/หน่วย)</th></tr><tr><td>69 กิโลโวลต์ ขึ้นไป</td><td rowspan="3">0.4978</td></tr><tr><td>แรงดันกลาง</td></tr><tr><td>แรงดันต่ำ</td></tr></table>	ระดับแรงดัน	ค่าบริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า	ทุกช่วงเวลา (บาท/หน่วย)	69 กิโลโวลต์ ขึ้นไป	0.4978	แรงดันกลาง	แรงดันต่ำ																													
		ระดับแรงดัน		ค่าบริการเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า																																		
			ทุกช่วงเวลา (บาท/หน่วย)																																			
		69 กิโลโวลต์ ขึ้นไป	0.4978																																			
แรงดันกลาง																																						
แรงดันต่ำ																																						
3 Policy Expense		ตามผลการพิจารณาประมาณการค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า Ft) ที่ กพพ. เห็นชอบ ทุก 4 เดือน																																				
		อัตราค่าบริการอื่นๆ □ ค่าบริการหรือค่าปรับในการปรับสมดุลหรือบริหารปริมาณไฟฟ้า (Imbalance Charge) (ถ้ามี) เรียกเก็บกรณี “ผู้ให้บริการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่น้อยกว่าแผน” หรือ “ผู้รับบริการใช้ไฟฟ้ามากกว่าแผน” ทำให้ผู้ให้บริการต้องส่งจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้รับบริการ (ไม่เกินสองเท่าของอัตราขายปลีก) □ ค่าบริการอื่นๆ เช่น Connection Charge ค่าบริการจัดสรรศักยภาพในการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (ATC) ค่าธรรมเนียมรายปี เป็นต้น																																				

ตามผลการพิจารณาประมาณการค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า Ft) ที่ กกพ. เห็นชอบ ทุก 4 เดือน

- ❑ ค่าบริการหรือค่าปรับในการปรับสมดุลหรือบริหารปริมาณไฟฟ้า (Imbalance Charge) (ถ้ามี)
เรียกเก็บกรณี "ผู้ให้บริการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าน้อยกว่าแผน" หรือ "ผู้ให้บริการใช้ไฟฟ้ามากกว่าแผน" ทำให้ผู้ให้บริการต้องจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้รับบริการ (ไม่เกินสองเท่าของอัตราขายปลีก)
- ❑ ค่าบริการอื่นๆ เช่น Connection Charge ค่าบริการจัดสรรศักยภาพในการให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (ATC) ค่าธรรมเนียมรายปี เป็นต้น

4. ผลการพิจารณาของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 39/2568 (ครั้งที่ 981) เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2568 ได้พิจารณาข้อเสนอแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) สำหรับโครงการนำร่องซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง (Direct PPA) ตามมติคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานตามข้อ 3 และมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการพิจารณาของ กกพ. ไปดำเนินการรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่เกี่ยวข้องเพื่อนำประกอบการพิจารณาของ กกพ. และนำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานพิจารณาต่อไป

ผู้สนใจสามารถแสดงความคิดเห็นและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับ การกำหนดอัตราค่าบริการการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) สำหรับโครงการนำร่องซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง (Direct PPA) มายังสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ตั้งแต่วันที่ 27 ตุลาคม – 10 พฤศจิกายน 2568

แสดงความคิดเห็น