เอกสารการรับฟังความคิดเห็น
เรื่อง ร่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 - 2568

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 14/2565 (ครั้งที่ 781) เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2565 และครั้งที่ 34/2565 (ครั้งที่ 801) เมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2565 ได้พิจารณาข้อเสนอการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ ที่สอดคล้องกับนโยบายของ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เรื่อง นโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 - 2568 เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 โดยสามารถสรุปสาระสำคัญของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2565 - 2568 ดังนี้

1. จากการศึกษาต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ ปี 2564 - 2568 การทบทวนประเภทอัตราค่าไฟฟ้า การกำหนดช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย ตลอดจนผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคโควิด 19 ที่ยังคงมีผลกระทบต่อเนื่องถึงปัจจุบันแล้ว จึงเห็นควรให้คงอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า และค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า ให้เท่ากับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง และโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกในปัจจุบันต่อไป เพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ได้ปรับปรุงการจำแนกองค์ประกอบของค่าไฟฟ้าใหม่ให้เป็นไปตามนโยบายของ กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 ประกอบด้วย (1) ค่าไฟฟ้าฐาน (2) ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง (Fuel Adjustment Tariff: Ft) และ (3) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) โดยกำหนดรายละเอียดของสูตรการคำนวณค่า Ft และ PE ที่เหมาะสม และกำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน ตามกรอบนโยบาย กพช. กำหนด

2. ปรับอัตราค่าบริการรายเดือน เพื่อให้สอดคล้องกับต้นทุนเฉลี่ยในการให้บริการการจดหน่วย พิมพ์ใบแจ้งหนี้และใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า และการรับชำระค่าไฟฟ้า โดยลดอัตราค่าบริการรายเดือน สำหรับกลุ่มบ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน กิจการขนาดเล็ก และประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มอื่นๆ ให้คงอัตราค่าบริการรายเดือนเท่าเดิม เพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

3. กำหนดรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าที่สอดคล้องประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564 และกำหนดรายละเอียดขององค์ประกอบ รวมทั้งแนวทางในการกำกับประสิทธิภาพการดำเนินงานของการไฟฟ้า

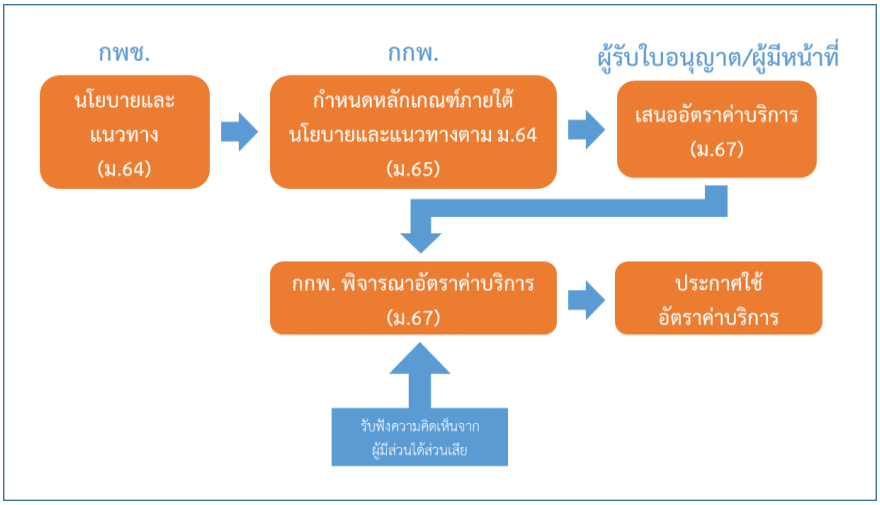
4. ช่วยเหลือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาส ตามมาตรการค่าไฟฟ้าฟรี 50 หน่วย สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อย ตามมติ กพช. โดยให้มีการตรวจสอบความซ้ำซ้อนของสิทธิของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีบ้านหลายหลัง เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายหนึ่งได้รับสิทธิ 1 สิทธิต่อครัวเรือนต่อเดือน และต่อหนึ่งหมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า รวมทั้ง จะมีการกำหนดคุณสมบัติผู้ที่ได้รับการช่วยเหลือโดยบูรณาการฐานข้อมูลสวัสดิการสังคม (e-Social Welfare) กับผู้ขึ้นทะเบียนบัตรสวัสดิการแห่งรัฐ

5. กำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับสถานีอัดประจุไฟฟ้ายานยนต์ไฟฟ้าสาธารณะ เพื่อให้เกิดการสนับสนุนให้มีการลงทุนสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับยานยนต์ไฟฟ้าในประเทศ โดยไม่ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น

โดยมีรายละเอียดการพิจารณา ดังนี้

1. ความเป็นมาของการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

1.1 ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ได้กำหนดขั้นตอนในการกำกับอัตราค่าบริการในการประกอบกิจการพลังงาน ดังนี้



หมายเหตุ 1. ในรอบการกำกับเริ่มแรกให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นผู้มีหน้าที่ และให้ กฟผ. ทำหน้าที่เป็นผู้ซื้อรายเดียว (Single Buyer) ไปพลางก่อนจนกว่าจะได้รับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานประเภทผู้ซื้อรายเดียว

2. "ผู้มีหน้าที่" หมายความว่า ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ที่ กกพ. กำหนดให้มีหน้าที่เสนออัตราค่าไฟฟ้าตามประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564

1.2 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน ได้ประกาศใช้เมื่อเดือน พฤศจิกายน 2558 เป็นต้นมา ซึ่งสอดคล้องกับนโยบายและแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการในการประกอบกิจการพลังงาน ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2554 วันที่ 13 สิงหาคม 2558 วันที่ 16 ธันวาคม 2562 และวันที่ 25 ธันวาคม 2563 ตามลำดับ

1.3 กพช. ในการประชุมครั้งที่ 1/2564 (ครั้งที่ 153) เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 ได้เห็นชอบนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 - 2568 และกรอบแนวทางการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ และมอบหมายให้ กกพ. พิจารณาดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องเพื่อให้เป็นไปตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ทั้งนี้ หาก กกพ. พิจารณาแล้วเห็นว่าควรกำหนดให้มีมาตรการหรือการดำเนินการเฉพาะอันก่อให้เกิดประโยชน์ต่อประชาชนเพิ่มเติม ให้นำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

1.4 กกพ. ได้ออกประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564 (ประกาศ กกพ.ฯ ปี 2564) ซึ่งลงประกาศในราชกิจจานุเบกษาให้มีผลใช้บังคับ ตั้งแต่วันที่ 28 ตุลาคม 2564 เป็นต้นมา

1.5 เพื่อให้การพิจารณาทบทวนต้นทุนของผู้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าในการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามกรอบนโยบายของ กพช. เป็นไปอย่างเหมาะสม และมีประสิทธิภาพ กกพ. จึงเห็นชอบให้มีการแต่งตั้งคณะอนุกรรมการเฉพาะกิจจัดทำโครงสร้างอัตราค่าบริการไฟฟ้า ปี 2564-2568 (คณะอนุกรรมการเฉพาะกิจฯ) ประกอบด้วย ผู้แทนจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง (สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ) ผู้ทรงคุณวุฒิ และผู้แทนการไฟฟ้าทั้ง 3

แห่ง (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)) ทำหน้าที่กำกับการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าบริการไฟฟ้าปี 2564-2568 และให้ความเห็นประกอบการนำเสนอ กกพ.

1.6 สำนักงาน กกพ. ได้ร่วมกับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เพื่อจัดทำและนำเสนอข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการ การศึกษาต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์สำหรับปี 2564 - 2568 การทบทวนประเภทอัตราค่าไฟฟ้า การกำหนดช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย การประมาณการฐานะการเงินสำหรับปี 2564 - 2568 ในการพิจารณารายได้ที่พึงได้รับตามกรอบหลักเกณฑ์ที่กำหนดในประกาศ กกพ.ฯ ปี 2564 การปรับปรุงการจำแนกองค์ประกอบของค่าไฟฟ้าใหม่ตามนโยบาย กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 ตลอดจนประเมินผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอัตราค่าไฟฟ้าประกอบการพิจารณาของคณะอนุกรรมการฯ รวม 13 ครั้ง ในปี 2564 - 2565 และ กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 34/2565 (ครั้งที่ 801) เมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2565 ได้เห็นชอบข้อเสนอการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อประกาศใช้ปี 2565 – 2568 และให้สำนักงาน กกพ. นำไปดำเนินการรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำประกอบการพิจารณาของ กกพ. และนำเสนอภาคนโยบายเพื่อพิจารณาในประเด็นที่เกี่ยวข้องต่อไป

2. สาระสำคัญของร่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 - 2568

กกพ. ได้พิจารณาผลการศึกษาที่เกี่ยวข้องเพื่อประกอบการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 - 2568 ดังนี้

2.1 การศึกษาต้นทุนหน่วยสุดท้าย ซึ่งเป็นต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ในการให้บริการกิจการไฟฟ้า

2.1.1 ต้นทุนหน่วยสุดท้าย (Marginal Cost) คือ ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากการปรับระบบการผลิตและจัดจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด เพื่อสนองตอบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง 1 หน่วย ซึ่งจะสะท้อนต้นทุนและเป็นการส่งสัญญาณที่ถูกต้องสำหรับผู้ใช้ไฟ และทำให้การจัดสรรทรัพยากรมีประสิทธิภาพมากที่สุด โดยจะจำแนกตามการประกอบกิจการไฟฟ้า ซึ่งปัจจุบัน กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ได้มีการจัดเก็บข้อมูลต้นทุนตามกิจการไฟฟ้าได้เป็น 3 กลุ่ม คือ กิจการผลิตไฟฟ้า กิจการระบบส่ง (รวมกิจการควบคุมระบบไฟฟ้า) และกิจการระบบจำหน่าย (รวมกิจการจำหน่ายไฟฟ้า)

2.1.2 จากการศึกษาต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ในการให้บริการของกิจการไฟฟ้าตามหลักการต้นทุนหน่วยสุดท้าย (Marginal Cost) มีค่ารวมเท่ากับ 3.67 บาทต่อหน่วย ซึ่งมีค่าอยู่ในระดับที่ใกล้เคียงกับค่าไฟฟ้าตามอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2563 (ค่าจริง) เท่ากับ 3.65 บาทต่อหน่วย โดยสามารถจำแนกผลการคำนวณตามประเภทกิจการไฟฟ้า ได้ดังนี้

บาทต่อหน่วย	กิจการผลิตไฟฟ้า	กิจการระบบส่ง (รวมกิจการควบคุมระบบไฟฟ้า)	กิจการระบบจำหน่าย (รวมกิจการจำหน่ายไฟฟ้า)	รวมทั้งสิ้น
ผลการคำนวณต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ (1)	1.88*	0.77	1.02	3.67
	ต้นทุนหน่วยสุดท้ายในระยะยาว (Long Run Marginal Cost; LRMC) ปี 2563-2580	หลักการต้นทุนส่วนเพิ่มระยะยาว (Long Run Average Incremental Cost; LRAIC) ปี 2563-2570		
ความต้องการรายได้จากค่าไฟฟ้าปี 2563 (2)	2.85	0.25	0.55	3.65
ความแตกต่าง (1) – (2)	**-0.97**	**+0.52**	**+0.47**	**+0.02**

หมายเหตุ: *คำนวณจากต้นทุนหน่วยสุดท้ายในระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งใช้โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ โดยอ้างอิงราคาเชื้อเพลิงคงที่เท่ากับ 244.20 บาทต่อล้านบีทียู ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP2018 rev.1) ในขณะที่ต้นทุนปี 2563 จะมีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงหลายประเภท (น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน พลังน้ำ พลังงานหมุนเวียน) ทำให้ต้นทุนจริงตามความต้องการรายได้สูงกว่าต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ตามหลักการต้นทุนหน่วยสุดท้าย

ทั้งนี้ ผลการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ข้างต้น จะถูกนำไปพิจารณาควบคู่กับความต้องการรายได้ที่พึงได้รับสูงสุด (Maximum Allowed Revenue) เพื่อประกอบการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในขั้นตอนต่อไป

2.2 รายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง สำหรับปี 2565-2568

2.2.1 ประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564 กำหนดให้การพิจารณารายได้พึงได้รับสูงสุด (Maximum Allowed Revenue: MAR) ตามประเภทของใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า โดยมีสูตรการคำนวณ และหลักการ ดังนี้

รายได้พึงได้รับสูงสุด = ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน + ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ฐาน + ภาษีเงินได้นิติบุคคล + ผลตอบแทนสินทรัพย์ฐาน + ค่าใช้จ่ายเหตุสุดวิสัย (α)

เพื่อให้คำนวณรายได้พึงได้รับสูงสุดมีความเหมาะสม โดยมุ่งลดค่าใช้จ่ายและเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง จึงได้กำหนดรายละเอียดขององค์ประกอบการคำนวณในแต่ละรายการไว้ ดังนี้

รายการ	หลักการ และรายละเอียด
ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	ต้องเป็นค่าใช้จ่ายดำเนินงานที่สะท้อนการดำเนินงานที่ประหยัดและมีประสิทธิภาพ โดยเปรียบเทียบกับเกณฑ์อ้างอิงมาตรฐาน (Benchmark) ประกอบด้วย **- ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า** **- ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP SPP ต่างประเทศ และอื่นๆ)** **- เงินนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า 97(3) 97(4) และ 97(5)** ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง **- เงินนำส่งและเบิกจ่ายเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 97(1) และมาตรา 97 วรรคสอง** เพื่อการชดเชยและอุดหนุนผู้รับใบอนุญาต เพื่อให้มีการให้บริการไฟฟ้าอย่างทั่วถึง หรือเพื่อส่งเสริมนโยบายในการกระจายความเจริญไปสู่ภูมิภาค **- กรอบค่าใช้จ่ายดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพ** ให้ส่งผ่านได้ตามกรอบค่าใช้จ่ายที่ กกพ. กำหนด ตามข้อ 2.2.2 **- รายการปรับปรุง** (ถ้ามี) เช่น รายได้เงินสมทบ รายได้อื่นด้านไฟฟ้า เป็นต้น
ค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ฐาน	เป็นค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ที่สอดคล้องกับอายุการใช้งานของสินทรัพย์ในการประกอบกิจการไฟฟ้าแต่ละประเภทตามมาตรฐานสากล ซึ่งเป็นไปตามข้อมูลประมาณการสินทรัพย์ถาวรและค่าเสื่อมราคาตามมาตรฐานบัญชีที่ถือปฏิบัติของแต่ละการไฟฟ้า
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	เป็นรายจ่ายของค่าภาษีเงินได้ที่อ้างอิงตามอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล (Corporate Income Tax Rate) หรือกำหนดตามนโยบายรัฐวิสาหกิจ โดยได้กำหนดตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 (ร้อยละ 30)
ผลตอบแทนสินทรัพย์ฐาน	เป็นมูลค่าของสินทรัพย์ที่ใช้ในการประกอบกิจการไฟฟ้าตามประเภทของใบอนุญาตที่กำหนดตามความเหมาะสมและจำเป็นของการลงทุน (Prudent Investment) ในแต่ละปีของรอบการกำกับ และตามหลักการใช้ประโยชน์และความมีประโยชน์ของสินทรัพย์ (Used and Useful Principle of Regulated Assets) ที่สัมพันธ์กับการใช้เพื่อประโยชน์ในการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า (Causal Relationship) โดยกำหนดผลตอบแทนสินทรัพย์ฐานตามวัตถุประสงค์ของการดำเนินงาน จำแนกประเภทเงินลงทุนเป็น 3 กลุ่มตามแนวทางที่ใช้ในการกำกับดูแลค่าไฟฟ้าปี 2558 เป็นต้นมา ดังนี้ 1. **เงินลงทุนปกติ เพื่อการผลิต การจัดส่ง การจัดจำหน่ายและการบริการลูกค้า** ให้กำหนด ROIC ในระดับที่ใกล้เคียงแต่ไม่สูงกว่าต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) 2. **เงินลงทุนที่โครงการที่มีเงินลงทุนสูงกว่าปกติ** เช่น โครงการเปลี่ยนสายอากาศเป็นสายใต้ดิน โครงการรถไฟฟ้า โครงการก่อสร้างระบบจำหน่ายด้วยสายเคเบิลใต้น้ำไปยังเกาะต่างๆ โครงการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ที่มีไฟฟ้าใช้งานแล้ว การพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เป็นต้น เห็นควรทบทวนระดับผลตอบแทนการลงทุนจากเดิมเท่ากับอัตราเงินกู้หลังหักภาษี (ร้อยละ 2.71) เป็นเท่ากับอัตราเงินกู้หลังหักภาษี (ร้อยละ 3.20)

รายการ	หลักการ และรายละเอียด
	3. **เงินลงทุนเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานที่ไม่เกี่ยวเนื่องกับ การผลิต จัดส่ง จำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง** ไม่ให้ผลตอบแทนการลงทุน โดยให้คิดเฉพาะค่าเสื่อมราคาในการคำนวณ ROIC โดยกำหนดหลักเกณฑ์ทางการเงินในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ตามข้อ 2.2.3
ค่าใช้จ่ายเหตุสุดวิสัย	เป็นค่าใช้จ่ายซึ่งเกิดจากเหตุสุดวิสัยในรอบการกำกับก่อนหน้า หรือในระหว่างรอบการกำกับตามประเภทของใบอนุญาต ซึ่งพิสูจน์ได้ว่าเป็นค่าใช้จ่ายในการประกอบกิจการไฟฟ้าที่ใช้เพื่อประโยชน์ในการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า (Positive Findings)

2.2.2 กำหนดรายละเอียดค่าใช้จ่ายดำเนินงาน และกรอบค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพ ควบคู่ไปกับการใช้แนวทางการกำกับดูแลด้วยแรงจูงใจ (Incentive Regulation) โดยอาศัยการเทียบเคียงมาตรฐาน (Benchmark) มาใช้ให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไปในปัจจุบัน ดังนี้

(1) กำหนดกรอบค่าใช้จ่ายการดำเนินงานและค่าตัวประกอบการปรับปรุงประสิทธิภาพ (ค่า X Factor) ของแต่ละกิจการไฟฟ้าที่เหมาะสม ภายใต้หลักการที่ได้ปรับค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อที่ได้ปรับลดตามค่าปรับปรุงประสิทธิภาพ หรือหลักการ CPI-X ควบคู่ไปกับการใช้แนวทางการกำกับดูแลด้วยแรงจูงใจ (Incentive Regulation) โดยพิจารณาผลการดำเนินงานที่ผ่านมา ดังนี้

ปี 2558- ปัจจุบัน	โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565-2568
แบ่งกรอบค่าใช้จ่ายเป็น 4 ส่วน โดยอ้างอิงค่าใช้จ่ายปี 2556 เป็นปีฐานในการคำนวณ ดังนี้	แบ่งกรอบค่าใช้จ่ายเป็น 4 ส่วน โดยอ้างอิงค่าใช้จ่ายปี 2562 (ไม่รวมค่าใช้จ่ายรายการพิเศษ) เป็นปีฐานในการคำนวณ ดังนี้
1. **ค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Cost)** ร้อยละ 20 ให้ปรับตามอัตราเงินเฟ้อ (ค่า CPI)	1. **ค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Cost)** ร้อยละ 20 ให้ปรับตามอัตราเงินเฟ้อ (ค่า CPI)
2. **ค่าใช้จ่ายเงินเดือน และส่วนควบตามกฎหมายและสภาพการจ้าง** ให้ปรับตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง ทั้งนี้ กำหนดเพดานการเพิ่มขึ้นไม่เกินร้อยละ 5 ต่อปี	-
3. **ค่าใช้จ่ายผันแปร** ซึ่งแบ่งเป็น 2 ส่วน ดังนี้ 3.1 **ค่าใช้จ่ายที่ควบคุมได้** ในอัตราร้อยละ 60 - กิจการผลิต ให้ปรับตาม CPI-X และอัตราเพิ่มของหน่วยการผลิตไฟฟ้าสุทธิ (Net Generation) โดยกำหนดค่า X Factor ร้อยละ 1.1 - กิจการระบบส่ง กิจการระบบจำหน่ายและกิจการจำหน่ายไฟฟ้า ให้ปรับตาม CPI-X และอัตราเพิ่มของหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า โดยกำหนดค่า X Factor ร้อยละ 1.6 3.2 **ค่าใช้จ่ายที่ควบคุมไม่ได้** ในอัตราร้อยละ 40 ให้ปรับตาม CPI และอัตราการเพิ่มของหน่วยจำหน่าย	2. **ค่าใช้จ่ายผันแปรที่ควบคุมได้** ในอัตราร้อยละ 40 - กิจการผลิต ให้ปรับตาม CPI-X และอัตราเพิ่มของหน่วยการผลิตไฟฟ้าสุทธิ (Net Generation) โดยกำหนดค่า X Factor ร้อยละ 1.1 - กิจการระบบส่ง (รวมกิจการควบคุมระบบไฟฟ้า) กิจการระบบจำหน่าย และกิจการจำหน่ายไฟฟ้า ให้ปรับตาม CPI-X และอัตราเพิ่มของหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า โดยกำหนดค่า X Factor ร้อยละ 1.6 3. **ค่าใช้จ่ายผันแปรที่ควบคุมไม่ได้** ในอัตราร้อยละ 40 - กิจการผลิต ให้ปรับตาม CPI และอัตราการเพิ่มของหน่วยการผลิตไฟฟ้าสุทธิ (Net Generation) - กิจการกิจการระบบส่ง (รวมกิจการควบคุมระบบไฟฟ้า) กิจการระบบจำหน่าย และกิจการจำหน่ายไฟฟ้า ให้ปรับตาม CPI และอัตราเพิ่มของหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า
4. **ค่าใช้จ่ายรายการพิเศษ** ให้ส่งผ่านค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงตามที่ กกพ. เห็นชอบ	4. **ค่าใช้จ่ายอื่นที่เหมาะสมและจำเป็น** ให้ส่งผ่านค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงเท่าที่จำเป็นตามที่ กกพ. เห็นชอบ ทั้งนี้ ไม่ให้มีการประมาณการค่าใช้จ่ายส่วนนี้ในการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าครั้งนี้

* <u>เงื่อนไขเพิ่มเติม</u>:

1. กรณี CPI อัตราเพิ่มของหน่วยจำหน่ายไฟฟ้า อัตราการเพิ่มของหน่วยผลิตไฟฟ้าสุทธิปีใดมีค่าติดลบ ให้ใช้อัตราเท่ากับศูนย์ในการคำนวณ และในปีถัดไปให้คำนวณอัตราค่าเพิ่มจากฐานปีก่อนหน้าที่ไม่มีค่าติดลบ จนกว่าจะเข้าสู่สถานการณ์ปกติ
2. ให้นำค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานจริงที่ต่ำกว่ากรอบในช่วงปี 2558-2563 นำมาเป็นเครดิตในรอบการกำกับดูแลปี 2564-2568 เพื่อเป็น Incentive ให้กับการไฟฟ้าที่มีการบริหารจัดการควบคุมค่าใช้จ่ายดำเนินงานได้อย่างมีประสิทธิภาพในช่วงที่ผ่านมา คือ (1) กฟผ. เท่ากับ 3,835 ล้านบาท และ (2) กฟน. เท่ากับ 3,629 ล้านบาท ซึ่งจะมีการนำเสนอ กกพ. พิจารณาประกอบการในการกำกับดูแลประจำปี 2565-2568 ต่อไป

ทั้งนี้ แนวทางดังกล่าวจะทำให้การไฟฟ้ามีการบริหารจัดการค่าใช้จ่ายดำเนินการในภาพรวม และทำให้ประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานในการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าฐานลดลงจากวิธีการเดิมได้

(2) กำหนดให้นำมาตรฐานอัตราค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้า (Loss Rate) ตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เมื่อวันที่ 12 ตุลาคม 2563 สำหรับ กฟผ. เท่ากับร้อยละ 1.65 ต่อปี กฟน. เท่ากับร้อยละ 3.6 ต่อปี และ กฟภ. เท่ากับ 5.4 ต่อปี มาใช้ในการกำกับดูแล

(3) กรณีมีการบริหารจัดการที่มีประสิทธิภาพของการไฟฟ้า เช่น การ Refinance เพื่อลดอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ผลประหยัดจากการต่อรองราคา ความสามารถในการบริหารจัดการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน เป็นต้น ให้ต่ำกว่าแผนที่วางไว้ (Cost Saving) ให้ กกพ. พิจารณากำหนดการแบ่งปันผลประโยชน์ระหว่างการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นกรณีตามความเหมาะสม ทั้งนี้ ไม่รวมถึงเงินสำรองจากการเปลี่ยนแปลงราคา การปรับเลื่อนโครงการที่มาจากขั้นตอนการบริหารจัดการของการไฟฟ้า

(4) กรณีที่การไฟฟ้ามีค่าใช้จ่ายการดำเนินงานที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่าใช้จ่ายที่กำหนดขึ้นตามกรอบ CPI-X เห็นควรให้นำไปพิจารณาส่งคืนให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในการพิจารณาจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในระหว่างรอบการกำกับดูแล หรือในรอบการกำกับดูแลถัดไปตามที่ กกพ. เห็นชอบ โดยกำหนดให้กรณีที่รายได้ของการไฟฟ้าใดเกินกว่ารายได้พึงได้รับสูงสุด ให้สำนักงาน กกพ. นำเสนอ กกพ. พิจารณาปรับปรุงรายได้ที่พึงได้รับระหว่างการไฟฟ้าให้มีความเหมาะสม รวมทั้ง นำเสนอการเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินจากการไฟฟ้า (ถ้ามี) ไปใช้เพื่อประโยชน์ของผู้ใช้ไฟฟ้า หรือการรักษาประโยชน์ของการบริการโครงสร้างพื้นฐานทางพลังงานอย่างยั่งยืน ตามประกาศ กกพ. ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ กรณีรายได้ของการไฟฟ้าทั้งสามแห่งต่ำกว่ารายได้พึงได้รับสูงสุด ให้สำนักงาน กกพ. นำเสนอ กกพ. พิจารณาปรับปรุงรายได้พึงได้รับระหว่างการไฟฟ้าตามสัดส่วนของอัตราผลตอบแทนต่อเงินลงทุนที่ กกพ. กำหนดต่อไป

(5) ประเด็นที่เกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของการไฟฟ้า

(5.1) ให้มีการปรับราคาโอนถ่านลิกไนต์เหมืองแม่เมาะ โดยใช้ราคา Production Cost ที่เกิดขึ้นจริงปี 2563 เท่ากับ 820 บาทต่อตัน ตั้งแต่ปี 2565 เป็นต้นไป ทั้งนี้ สำหรับราคาถ่านลิกไนต์เหมืองแม่เมาะที่มีต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง สูงกว่าราคาโอน 693 บาทต่อตันที่กำหนดในปี 2564 ให้ กฟผ. นำเสนอข้อมูลต้นทุนราคาถ่านลิกไนต์เหมืองแม่เมาะที่เกิดขึ้นจริงพร้อมรายละเอียดที่เกี่ยวข้องเสนอต่อ กกพ. เพื่อพิจารณา

(5.2) กำหนดแนวทางการดำเนินงานสำหรับการอุดหนุนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาส (ไฟฟ้าฟรี 50 หน่วย) สำหรับปี 2565 - 2568 โดยนำไปพิจารณารวมกับความต้องการรายได้ในการพิจารณาฐานะการเงินของการไฟฟ้าตามแนวทางที่ กพช. เห็นชอบเมื่อวันที่ 21 ธันวาคม 2558

2.2.3 **หลักเกณฑ์ทางการเงินสำหรับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ในช่วงปี 2565-2568** ซึ่งพิจารณาจากอัตราส่วนทางการเงินที่ทำให้การไฟฟ้ามีรายได้เพียงพอในการลงทุน และสามารถชำระหนี้เงินกู้และดอกเบี้ยได้อย่างเพียงพอ โดยมีหลักเกณฑ์ทางการเงิน และอัตราผลตอบแทนจากเงินลงทุนในระดับที่ไม่เกินต้นทุนเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ดังนี้

หลักเกณฑ์ทางการเงิน	**กฟผ.**	**กฟน.**	**กฟภ.**
อัตราส่วนรายได้สุทธิต่อการชำระหนี้ (เท่า) (Debt Service Coverage Ratio: DSCR)	≥ 1.5	≥ 1.5	≥ 1.5
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนทุน (เท่า) (Debt/Equity Ratio)	≤ 1.5	≤ 1.5	≤ 1.5

หลักเกณฑ์ทางการเงิน	กฟผ.	กฟน.	กฟภ.
อัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ (ร้อยละ) (Seft – Financial Ratio: SFR)	≥ 25	≥ 25	≥ 25
อัตราผลตอบแทนการลงทุน (ร้อยละ) (Return on Invested Caiptal: ROIC)	≤ WACC	≤ WACC	≤ WACC
(1) กิจการผลิตไฟฟ้า (G)	5.26	-	-
(2) กิจการระบบส่งไฟฟ้าและศูนย์ควบคุม (T และ SO)	4.96	-	-
(3) กิจการระบบจำหน่ายและกิจการจำหน่ายไฟฟ้า (D และ R)	4.26	4.26	4.26

ทั้งนี้ การกำหนดระดับผลตอบแทนการลงทุนของสินทรัพย์ที่แตกต่างกันตามวัตถุประสงค์ของการดำเนินงาน เห็นควรปรับปรุงหลักเกณฑ์สำหรับปี 2565 - 2568 ให้เหมาะสมกับบริบทและสถานการณ์การลงทุนที่เปลี่ยนแปลงไป ดังนี้

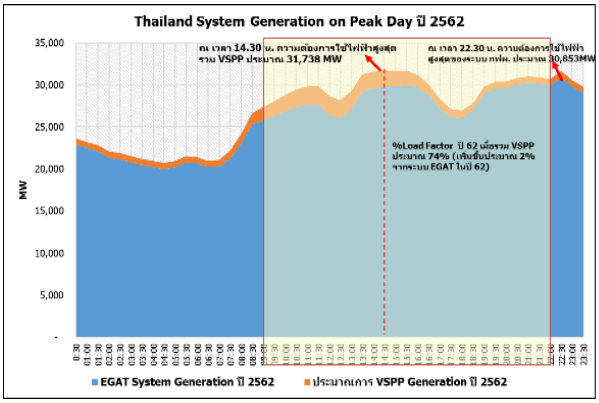
อัตราผลตอบแทนตามวัตถุประสงค์ของการดำเนินงาน	กิจการผลิต	กิจการระบบส่ง (รวมกิจการควบคุมระบบ)	กิจการระบบจำหน่าย (รวมกิจการจำหน่ายไฟฟ้า)
1. เงินลงทุนปกติ	WACC = 5.26%	WACC = 4.96%	WACC = 4.26%
2. เงินลงทุนโครงการที่มีเงินลงทุนสูงกว่าปกติ* (เช่น รถไฟฟ้า สายใต้ดิน เคเบิลใต้น้ำ เป็นต้น)	อัตราเงินกู้ (3.20%)	อัตราเงินกู้ (3.20%)	อัตราเงินกู้ (3.20%)
3. เงินลงทุนเพื่อสนับสนุนการดำเนินงาน	0	0	0

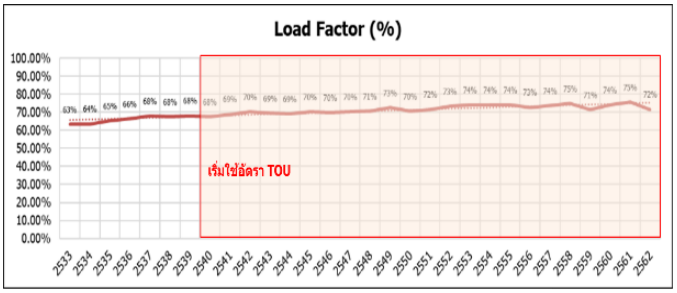
นอกจากนี้ ได้ปรับปรุงสูตรการคำนวณหลักเกณฑ์ทางการเงินให้มีความเหมาะสมในทางปฏิบัติมากยิ่งขึ้น และเป็นหลักเกณฑ์เดียวกันสำหรับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง (รายละเอียดตามเอกสารแนบ 1)

2.3 การทบทวนลักษณะการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อกำหนดค่าไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุน

กกพ. ได้พิจารณาผลการศึกษาของคณะอนุกรรมการฯ ซึ่งได้ทบทวนช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้า (Time of Use: TOU) ตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา (คณะกรรมาธิการฯ) ในรายงานผลการศึกษาแนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายอัตราค่าไฟฟ้า ที่มีข้อเสนอให้ทบทวนอัตรา TOU และปรับการจัดสรรต้นทุนการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) ร้อยละ 60 และช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off-Peak) ร้อยละ 40 แทนการจัดสรรต้นทุนเข้าช่วง Peak ทั้งหมด และเสนอให้วันเสาร์ ช่วงเวลา 09.00 – 22.00 น. เป็นช่วงเวลา Peak และ เวลา 22.00 – 09.00 น. เป็นช่วง Off-Peak สรุปได้ดังนี้

2.3.1 ข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2562 ที่รวมการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ตามสถานการณ์ปกติก่อนเกิดการแพร่ระบาดของโรค COVID-19 ยังคงมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วง 09.00 - 22.00 น. ของวันจันทร์ถึงวันศุกร์ โดยเมื่อพิจารณาถึงระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) ของประเทศไทยที่สูงขึ้นหลังจากเกิดเหตุการณ์แพร่ระบาดของโรค COVID-19 ประกอบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลงจากที่คาดการณ์ไว้ รวมทั้ง ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Load Factor) ของระบบไฟฟ้าปัจจุบันยังอยู่ในระดับที่สูงกว่าร้อยละ 70 ดังนั้น จึงกำหนดช่วงเวลาของการใช้ (TOU) เช่นเดียวกับปัจจุบันเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้ ให้ กฟผ. จัดทำข้อมูล Loss of Load Probability (LOLP) ของระบบ กฟผ. และ ให้ กฟน. กฟภ. ทบทวนจำนวนตัวอย่างในโครงการ Load Research และข้อมูลลักษณะการซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ภายในปี 2566 สำหรับการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในระยะต่อไป





2.3.2 ผลการศึกษาแนวทางการจัดสรรต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของกิจการผลิตและกิจการระบบส่งไฟฟ้าจากปัจจุบันที่จัดสรรให้ช่วง Peak ทั้งหมด เป็นช่วง Peak ร้อยละ 60 และ Off-Peak ร้อยละ 40 ตามข้อเสนอของคณะกรรมาธิการฯ อาจส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้ปรับเปลี่ยนพฤติกรรมไปแล้ว ได้รับผลกระทบค่าไฟฟ้าในช่วง Off-Peak ที่สูงขึ้น ดังนั้น เมื่อคำนึงถึงประโยชน์ภาพรวมในการส่งเสริมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปรับพฤติกรรมไปใช้ไฟฟ้าในช่วง Off-Peak และยังคงให้อัตราค่าไฟฟ้าสะท้อนการลงทุนและพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของประเทศที่เปลี่ยนแปลงไปในอนาคต จึงได้ศึกษาแนวทางการจัดสรรต้นทุนค่าบริการระบบส่ง (รวมกิจการควบคุมระบบ) และระบบจำหน่ายใหม่จากปัจจุบันที่มีการจัดสรรให้ช่วง Peak ทั้งหมด เป็นช่วง Peak และ Off-Peak ในอัตราร้อยละ 80 ต่อ 20 สำหรับประกอบการพิจารณากำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งและอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก โดยสรุปผลการศึกษาได้ ดังนี้

(1) ผลการศึกษาการแนวทางการจัดสรรต้นทุนของกิจการผลิตและกิจการระบบส่งไฟฟ้า (รวมกิจการควบคุมระบบ) ในระดับค่าไฟฟ้าขายส่ง

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าผลิตไฟฟ้า (G)		ค่าบริการระบบส่ง (T+SO)		อัตราขายส่งรวม		เปลี่ยนแปลงจากปัจจุบัน	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
	เท่ากับอัตราปัจจุบัน		ปรับปรุง	ปรับปรุง				
230 กิโลโวลต์	3.1192	2.3316	0.2184	0.0495	3.3376	2.3811	-0.0546	0.0495
69-115 กิโลโวลต์	3.1286	2.3341	0.3930	0.0663	3.5216	2.4004	-0.0983	0.0663
ณ ปลายสายส่ง 69,115 กิโลโวลต์	3.1948	2.3555	0.6822	0.1091	3.8770	2.4646	-0.1706	0.1091
ไม่เกิน 33 กิโลโวลต์*	3.2017	2.3567	0.8181	0.1392	4.0198	2.4959	-0.2045	0.1392
ค่าเฉลี่ยอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งรวม**					**3.6402**	**2.4240**	**-0.1230**	**0.0836**

หมายเหตุ *ปรับชื่อระดับแรงดันไฟฟ้า เพื่อให้รองรับการจำหน่ายไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าย่อยระหว่าง กฟผ. และ กฟน. ในปัจจุบัน

**ค่าเฉลี่ยอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งปัจจุบัน ปี 2565-2568 ช่วงเวลา Peak เท่ากับ 3.7632 บาทต่อหน่วย และช่วง Off-Peak เท่ากับ 2.3404 บาทต่อหน่วย

(2) ผลการศึกษาการแนวทางการจัดสรรต้นทุนของกิจการผลิต กิจการระบบส่งไฟฟ้า และกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในระดับค่าไฟฟ้าขายปลีก

(2.1) ผลการศึกษาอัตรา TOU ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย และประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

ระดับแรงดัน	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)								เปลี่ยนแปลงจากปัจจุบัน	
	ระบบผลิต (G)		ระบบส่ง (T+SO)		ระบบจำหน่าย (D)		อัตราขายส่งรวม			
	P	OP	P	OP	P	OP	P	OP	P	OP
	เท่ากับอัตราปัจจุบัน		ปรับปรุง	ปรับปรุง	ปรับปรุง	ปรับปรุง				
MV	3.4781	2.6037	0.5646	0.0879	0.7437	0.1157	4.7864	2.8073	-0.3271	0.2036
LV	3.5816	2.6369	0.5985	0.0904	1.1748	0.1774	5.3549	2.9046	-0.4433	0.2677

หมายเหตุ: อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น ไม่รวมค่าบริการรายเดือน

(2.2) ผลการศึกษาอัตรา TOU สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร และประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร

ระดับแรงดัน	ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (บาท/kW/เดือน)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)						เปลี่ยนแปลงจากปัจจุบัน	
	ระบบจำหน่าย (D)	ระบบผลิต (G)		ระบบส่ง (T+SO)		อัตราขายส่งรวม			
	P	P	OP	P	OP	P	OP	P	OP
	เท่ากับอัตราปัจจุบัน	เท่ากับอัตราปัจจุบัน		ปรับปรุง	ปรับปรุง				
HV	74.14	3.4157	2.5849	0.5494	0.0770	3.9651	2.6619	-0.1374	0.0770
MV	132.93	3.4734	2.6037	0.5684	0.1097	4.0418	2.7134	-0.1421	0.1097
LV	210.00	3.5769	2.6369	0.6022	0.1500	4.1791	2.7869	-0.1506	0.1500

หมายเหตุ: อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น ไม่รวมค่าบริการรายเดือน

ทั้งนี้ จากผลการศึกษาดังกล่าว อัตราค่าไฟฟ้าในช่วง Off-Peak จะสูงขึ้นจากปัจจุบัน ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีลักษณะการใช้ไฟฟ้าช่วง Off-Peak มากกว่าช่วง Peak ได้แก่ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยที่ใช้อัตรา TOU และกิจการเฉพาะอย่าง (กิจการโรงแรม และกิจการให้เช่าพักอาศัย) อาจได้รับผลกระทบค่าไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นตามการจัดสรรต้นทุนระบบส่งและระบบจำหน่ายได้ แม้ว่าจะยังไม่มีผลกระทบต่อการประมาณการรายได้ในภาพรวมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในรอบการเรียกเก็บอัตราค่าไฟฟ้า (ปี 2565-2568) แต่กรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปจากสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ในการประเมินครั้งนี้ อาจมีผลกระทบต่อรายได้ของการไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปได้ ดังนั้น **กกพ. ได้คำนึงถึงสถานการณ์ที่เกิดขึ้นในปัจจุบันประกอบกับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นในอนาคตจากการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งและอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกดังกล่าว จึงเห็นควรให้คงอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ให้เท่ากับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง และอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกปัจจุบันต่อไป**

2.4 การทบทวนการจำแนกองค์ประกอบของค่าไฟฟ้าตามนโยบาย กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564

2.4.1 กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 มีมติเห็นชอบแนวทางนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568 ซึ่งได้กำหนดแนวทางการปรับปรุงเพื่อยกระดับความโปร่งใสและเป็นธรรมต่อผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง โดยให้แยกองค์ประกอบค่าใช้จ่ายส่วนเพิ่ม (Additional cost) อันเกิดจากผลกระทบของนโยบายภาครัฐ (Policy Expense: PE) ออกมาให้เห็นอย่างชัดเจน และให้ค่า Ft ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐานเท่านั้น จึงทำให้จำเป็นต้องมีการปรับปรุงองค์ประกอบของค่าไฟฟ้าใหม่เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายของ กพช.

2.4.2 จากมติ กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 ส่งผลให้องค์ประกอบของค่าไฟฟ้าใหม่ (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ประกอบด้วย 3 ส่วน คือ

(1) ค่าไฟฟ้าฐาน ประกอบด้วย ค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า และค่าบริการรายเดือน ทั้งนี้ ได้นำค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐออกจากค่าไฟฟ้าฐาน

(2) ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ประกอบด้วย ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้า ที่เปลี่ยนแปลงไปจากที่กำหนดไว้ในค่าไฟฟ้าฐาน ซึ่งจะมีการทบทวนทุก 4 เดือน

(3) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (PE) นำค่าใช้จ่ายที่ได้คำนวณไว้ในค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft ในปัจจุบัน เพื่อจำแนกค่า PE ออกมาให้ชัดเจน ซึ่งจะมีการทบทวนทุก 4 เดือน

3. การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง

3.1 จากผลการพิจารณาของ กกพ. ตามข้อ 2.3 ประกอบกับแนวทางการกำหนดองค์ประกอบของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ ตามมติ กพช. ตามข้อ 2.4 ส่งผลให้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ปี 2565 – 2568 ประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าขายส่งฐาน ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) และ ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (PE) ในระดับขายส่ง ทั้งนี้ เมื่อมีการปรับปรุงโดยจำแนกค่า PE ที่อยู่ในค่าไฟฟ้าฐาน ออกไปเป็นค่า PE เพื่อให้เกิดความชัดเจนมากยิ่งขึ้น ตามกรอบนโยบายของรัฐในส่วนของ กฟผ. จะส่งผลทำให้อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งฐานลดลง เท่ากับ 0.0354 บาทต่อหน่วยขายส่ง ดังนี้

ร่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ปี 2565 - 2568

(ไม่รวมค่า Ft และไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

หน่วย: บาท/หน่วย

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าผลิตไฟฟ้า (G)		ค่าบริการระบบส่ง (T+SO)		อัตราขายส่งรวม	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
230 กิโลโวลต์	3.0838	2.2962	0.2730	-	3.3568	2.2962
69-115 กิโลโวลต์	3.0932	2.2987	0.4913	-	3.5845	2.2987
ณ ปลายสายส่ง 69,115 กิโลโวลต์*	3.1594	2.3201	0.8528	-	4.0122	2.3201
ไม่เกิน 33 กิโลโวลต์	3.1663	2.3213	1.0226	-	4.1889	2.3213

*รวมทั้งสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115:115 และ 69:69 กิโลโวลต์

ช่วง Peak : เวลา 09.00 – 22.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์

ช่วง Off-Peak : เวลา 22.00 – 09.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์

: เวลา 00.00 – 24.00 น. วันเสาร์ – วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ และ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล)

3.2 เมื่อพิจารณาการประมาณการฐานะทางการเงินของ กฟผ. ในระดับขายส่งตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ปี 2565 – 2568 พบว่า กฟผ. จะมีรายได้ต่ำกว่ารายได้ที่พึงได้รับสูงสุดประมาณ 30 ล้านบาทต่อปี ซึ่งมีผลกระทบต่อ ROIC เล็กน้อย ประมาณร้อยละ 0.0037 จึงไม่มีการปรับค่าไฟฟ้าขายส่งเพิ่มขึ้นในขณะนี้ อย่างไรก็ตาม ได้มีการปรับปรุงชื่อแรงดันไฟฟ้าในระดับแรงดันต่ำให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้นในทางปฏิบัติ และแยกองค์ประกอบค่า PE ออกจากค่าไฟฟ้าฐานเพื่อให้เป็นไปตามนโยบายของ กพช. ซึ่งจะไม่ส่งผลต่อผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าขายส่งในภาพรวม

3.3 เนื่องจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ในขณะที่โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกเป็นอัตราเดียวกันเท่ากันทั่วประเทศ จึงให้มีการชดเชยรายได้จาก กฟน. ไปยัง กฟภ. เพื่อให้การไฟฟ้าทั้ง 2 แห่ง มีฐานะการเงินเป็นไปตามหลักเกณฑ์ที่กำหนด ผ่านกลไกกองทุนพัฒนาไฟฟ้า เพื่อกิจการตามมาตรา 97(1) ซึ่งหักจากอัตราค่าบริการเป็นรายปี โดยให้ กฟน. นำส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาไฟฟ้า และให้ กฟภ. ขอเบิกจ่ายจากกองทุนพัฒนาไฟฟ้า ตามประกาศที่ กกพ. กำหนด

4. การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

กกพ. ได้พิจารณาการศึกษาทบทวนนิยามของประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทอัตราค่าไฟฟ้า การทบทวนอัตราค่าบริการรายเดือน และการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกให้สะท้อนต้นทุนและลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าตามสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไปในปัจจุบันของคณะอนุกรรมการฯ ตลอดจนผลกระทบที่เกี่ยวข้องเพื่อประกอบการพิจารณา โดยสามารถสรุปข้อเสนอการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกได้ ดังนี้

4.1 การทบทวนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าและประเภทอัตราค่าไฟฟ้า

4.1 การกำหนดผู้ใช้ไฟฟ้า 8 ประเภทหลัก และประเภทอัตราค่าไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ ในปัจจุบันมีความเหมาะสม ทั้งนี้ ได้ปรับปรุงนิยาม ผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับบ้านอยู่อาศัย และองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร เพื่อให้การดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นไปอย่างเหมาะสมยิ่งขึ้น ดังนี้

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	การปรับปรุงนิยาม
บ้านอยู่อาศัย	สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับบ้านเรือนที่อยู่อาศัย รวมทั้งวัด สำนักสงฆ์ **และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนารวมกับที่อยู่อาศัย** ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว
องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	สำหรับการใช้ไฟฟ้าขององค์กรที่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการโดยไม่คิดค่าตอบแทน **<u>รวมถึงสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา</u>** โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว แต่ไม่รวมถึง**ส่วนราชการ** สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ

***<u>หมายเหตุ</u>** (เพื่อรองรับการดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่าน): กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นวัด สำนักสงฆ์ และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนาที่ใช้ไฟฟ้ารวมกับที่อยู่อาศัย หากมีความประสงค์จะแยกการใช้ไฟฟ้าของสถานประกอบศาสนกิจออกจากการใช้ไฟฟ้าของที่อยู่อาศัย เพื่อคิดค่าไฟฟ้าในอัตราประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร สามารถดำเนินการได้ ทั้งนี้การแยกระบบไฟฟ้าดังกล่าวต้องเป็นไปตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้ใช้ไฟฟ้าต้องชำระค่าใช้จ่ายในการแยกระบบไฟฟ้าตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

4.2 การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่รองรับการดำเนินงานตามนโยบายของรัฐเพิ่มเติมในรูปแบบต่างๆ ได้แก่ Green Power Program อัตรา Prosumer และอัตรา EV เป็นต้น โดยให้สำนักงาน กกพ. ดำเนินการจัดทำข้อเสนอต่อ กกพ. พิจารณาต่อไป

4.2 การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ปี 2565 - 2568

4.2.1 การกำหนดอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge)

(1) **อัตราค่าความต้องการไฟฟ้า (Demand Charge)** จากการศึกษาต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ในการให้บริการของกิจการไฟฟ้าตามหลักการต้นทุนหน่วยสุดท้าย (Marginal Cost) ของกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ. มีลักษณะการลงทุนที่เปลี่ยนแปลงไปจากในอดีตค่อนข้างมาก ดังตาราง หากปรับอัตราค่าไฟฟ้าให้สะท้อนต้นทุนที่สูงขึ้นดังกล่าว จะส่งผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในทุกระดับแรงดัน ดังนั้น กำหนดให้คงอัตราค่า Demand Charge ตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบัน และให้มีการศึกษาผลกระทบต่อการลงทุนในระยะยาวเพิ่มเติม เพื่อประกอบการคำนวณโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมในระยะต่อไป

ระดับแรงดัน	ผลการศึกษาต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (D)		ค่าความต้องการไฟฟ้าในปัจจุบัน (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)
	บาท/กิโลวัตต์/เดือน	บาท/กิโลวัตต์/เดือน (ค่าสะสม)	
มากกว่า 69 kV	97.81	97.81	74.14
12-24 kV: กฟน. / 22-33 kV: กฟภ.	376.27	474.07	132.93
ต่ำกว่า 12 kV: กฟน./ ต่ำกว่า 22 kV: กฟภ.	337.24	811.32	210.00

(2) **อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge)** กำหนดให้คงอัตราค่าไฟฟ้าในระดับเดียวกับปัจจุบัน โดยจำแนกค่า PE ที่อยู่ในค่าไฟฟ้าฐานปัจจุบัน ออกไปเป็นค่า PE เพื่อให้เกิดความชัดเจนมากยิ่งขึ้นตามมติ กพช. ส่งผลทำให้อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าลดลงในทุกประเภทอัตราค่าไฟฟ้า เท่ากับ 0.1430 บาทต่อหน่วยขายปลีก

(3) เมื่อพิจารณาประมาณการฐานะทางการเงินของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ปี 2565 – 2568 จะมีรายได้ต่ำกว่ารายได้ที่พึงได้รับสูงสุดประมาณ 406 ล้านบาทต่อปี ซึ่งมีผลกระทบต่อ ROIC เล็กน้อย ประมาณร้อยละ

0.15 จึงเห็นควรให้คงอัตราค่าความต้องการไฟฟ้า (Demand Charge) และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Charge) ในระดับเดียวกับปัจจุบัน โดยจำแนกค่า PE ออกจากค่า Energy Charge ตามข้อ (2)

4.2.2 การปรับปรุงอัตราค่าบริการรายเดือน

(1) อัตราค่าบริการรายเดือนปัจจุบันจะสะท้อนต้นทุนเฉลี่ยของกิจการจำหน่ายไฟฟ้าในการดำเนินการ 4 กิจกรรมหลัก คือ 1) การจดหน่วยไฟฟ้า (Meter Reading: MR) ได้แก่ งานวางแผนการอ่านหน่วยเครื่องวัด และงานอ่านหน่วยเครื่องวัด 2) งานจัดทำใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า (Billing: B) ได้แก่ งานประมวลผลการอ่านหน่วยเครื่องวัด งานคำนวณและจัดทำใบแจ้งหนี้ และงานส่งใบแจ้งหนี้ 3) งานรับชำระเงิน (Collection: C) ได้แก่ งานรับชำระเงิน งานจัดทำรายงานสรุปการเก็บเงิน และนำฝากธนาคาร และงานติดตามหนี้ค้างชำระ และ 4) งานบริการลูกค้า (Customer Handling: CH) ได้แก่ งานดำเนินการคำขอและทะเบียนประวัติ งานหลักประกัน งานคำร้องและให้คำปรึกษา งานการตลาด และงานอื่นๆ

(2) พิจารณานำค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในส่วนงานบริการลูกค้า (CH) ซึ่งไม่เป็นค่าใช้จ่ายคงที่และสัมพันธ์กับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าออกจากการคำนวณค่าบริการรายเดือน และได้ประมาณการต้นทุนค่าบริการรายเดือนจากต้นทุนเฉลี่ยใหม่ โดยคำนึงถึงอัตราการเติบโตของค่าใช้จ่ายดังกล่าวตามอัตราเงินเฟ้อ (CPI) ที่ร้อยละ 1.2 ต่อปี แล้ว พบว่า

- อัตราค่าบริการรายเดือนที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่จะอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าต้นทุน
- ยกเว้น ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก ในระดับแรงดันต่ำ และประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร จะมีต้นทุนที่ลดลงจากปัจจุบันได้

ดังนั้น กำหนดให้ปรับลดอัตราค่าบริการรายเดือนของผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยใช้ไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน อัตรา TOU บ้านอยู่อาศัยในระดับแรงดันต่ำ กิจการขนาดเล็ก ในระดับแรงดันต่ำ และสูบน้ำเพื่อการเกษตร ให้ลดลงได้ สำหรับอัตราค่าบริการรายเดือนของอัตรา TOU และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เห็นควรให้คงอัตราค่าบริการรายเดือนเท่ากับปัจจุบัน เพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่ยังคงได้รับผลกระทบจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด 19 ดังนี้

การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายในการกำหนดอัตราค่าบริการรายเดือนปี 2563 และอัตราค่าบริการรายเดือนปัจจุบัน

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ล้านราย	MRBC ปี 2563	MRBC-CH** ปี 2563	MRBC (Growth 1.2% ตาม CPI)	ค่าบริการรายเดือน ปัจจุบัน (บาท/ราย/เดือน)
1. บ้านอยู่อาศัย	21.62	23.75	30.70	24.62	1) ใช้ไฟฟ้า ≤ 150 หน่วย 8.19 บาท 2) ใช้ไฟฟ้า > 150 หน่วย 38.22 บาท 3) อัตรา TOU: แรงดันต่ำ 38.22 บาท, แรงดันกลาง 312.24 บาท
2. กิจการขนาดเล็ก	2.07	32.12	41.87	33.29	แรงดันต่ำ 46.16 บาท แรงดันกลาง 312.24 บาท
3. กิจการขนาดกลาง	0.11	324.57	393.39	334.01*	ทุกแรงดัน 312.24 บาท
4. กิจการขนาดใหญ่	0.01	326.56	393.88	334.01*	ทุกแรงดัน 312.24 บาท
5. กิจการเฉพาะอย่าง	0.02	322.85	392.99	334.01*	ทุกแรงดัน 312.24 บาท
6. องค์กรไม่แสวงหากำไร	0.00	98.18	127.09	แรงดันต่ำ 24.62 แรงดันกลาง 334.01*	แรงดันต่ำ 20 บาท แรงดันกลาง 312.24 บาท
7. สูบน้ำเพื่อการเกษตร	0.01	196.87	246.97	204.07	อัตราปกติ 115.16 บาท อัตรา TOU 228.17 บาท
8. ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว	0.39	22.63	27.51	-	ไม่มีค่าบริการรายเดือน
ค่าไฟฟ้าสำรอง	0.00	311.12	389.19	334.01*	ทุกแรงดัน 312.24 บาท
ค่าไฟฟ้าประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟได้	0.00	322.82	392.98	334.01*	ทุกแรงดัน 312.24 บาท (ทางเลือกผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 4)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ล้านราย	MRBC ปี 2563	MRBC-CH** ปี 2563	MRBC (Growth 1.2% ตาม CPI)	ค่าบริการรายเดือน ปัจจุบัน (บาท/ราย/เดือน)
ประเภทอื่น	0.00	375.70	405.68	334.01*	ทุกแรงดัน 312.24 บาท
รวม/เฉลี่ย	**24.22**	**26.15**	**33.66**	**27.11**	**ค่าเฉลี่ยอัตรา TOU ประเภทที่ 3-6***

หมายเหตุ *ไม่รวมรายการค่าใช้จ่ายทางบัญชี ได้แก่ หนี้สงสัยจะสูญ หรือผลขาดทุนด้านเครดิต เป็นต้น

**กิจกรรมการบริการลูกค้า(CH) มิได้เป็นค่าใช้จ่ายต่อจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง และมีลักษณะเป็นค่าใช้จ่ายดำเนินงานปกติที่ไม่เกี่ยวข้องโดยตรงกับรายได้ ค่าบริการจึงควรนำรายการดังกล่าวออกจากต้นทุนค่าใช้จ่ายที่นำมาใช้ในการกำหนดค่าบริการรายเดือน และให้ไปรวมคำนวนในการประมาณการรายได้ของการไฟฟ้า (Revenue Requirement)

การปรับอัตราค่าบริการรายเดือน สำหรับปี 2565-2568

หน่วย : บาท/ราย/เดือน

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าบริการรายเดือน ปัจจุบัน	การปรับค่าบริการฯ เพื่อประกาศใช้ ปี 65-68	เปลี่ยนแปลง
1. บ้านอยู่อาศัย			
1.1 อัตราปกติ ≤ 150 หน่วย/เดือน	8.19	8.19	-
1.2 อัตราปกติ > 150 หน่วย/เดือน	38.22	24.62	-13.60
1.3 อัตรา TOU			
แรงดัน 22 - 33 kV/12-24 kV	312.24	312.24	-
แรงดันต่ำกว่า 22 kV/ต่ำกว่า 12 kV	38.22	24.62	-13.60
2. กิจการขนาดเล็ก			
2.1 อัตราปกติ			
แรงดัน 22 - 33 kV/12-24 kV	312.24	312.24	-
แรงดันต่ำกว่า 22 kV/ต่ำกว่า 12 kV	46.16	33.29	-12.87
2.2 อัตรา TOU			
แรงดัน 22 - 33 kV/12-24 kV	312.24	312.24	-
แรงดันต่ำกว่า 22 kV	46.16	33.29	-12.87
3. กิจการขนาดกลาง			
ทุกระดับแรงดัน	312.24	312.24	-
4. กิจการขนาดใหญ่			
ทุกระดับแรงดัน	312.24	312.24	-
5. กิจการเฉพาะอย่าง			
ทุกระดับแรงดัน	312.24	312.24	-
6. องค์กรไม่แสวงหากำไร			
22-33 kV ขึ้นไป	312.24	312.24	-
แรงดันต่ำกว่า 22 kV/ต่ำกว่า 12 kV (อ้างอิงประเภท 1.1 และ 1.2)	20.00	20.00	-
7. กิจการสูบน้ำเพื่อการเกษตร			
7.1 อัตราปกติ	115.16	115.16	-
7.2 อัตรา TOU ทุกระดับแรงดัน	228.17	204.07	-24.10
8. ผู้ใช้ไฟฟ้าชั่วคราว	0	0	
ประเภทค่าไฟฟ้าสำรอง	312.24	312.24	-
ประเภทค่าไฟฟ้าประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟได้	312.24	312.24	-

ทั้งนี้ คาดว่าจะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประมาณ 13.14 ล้านราย ได้รับค่าบริการรายเดือนลดลง สำหรับผลกระทบต่อรายได้ของการไฟฟ้าที่ลดลงประมาณ 2,440 ล้านบาทต่อปี ได้นำไปพิจารณาคำนวณในรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าแล้ว

4.2.3 อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับสถานีอัดประจุไฟฟ้ายานยนต์ไฟฟ้าสาธารณะ (Public EV Charger)

(1) กำหนดนิยามสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท Public EV Charger ดังนี้

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสถานีบริการอัดประจุไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้า

คำนิยาม: สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจสถานีบริการอัดประจุไฟฟ้าแก่ยานยนต์ไฟฟ้าของบุคคลทั่วไป โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว ไม่รวมถึงการอัดประจุในพื้นที่ส่วนบุคคล หรือการใช้ไฟฟ้าเพื่อวัตถุประสงค์อื่นในพื้นที่อัดประจุของสถานี เช่น ร้านอาหาร ร้านค้า เป็นต้น

(2) อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับสถานีอัดประจุไฟฟ้าสำหรับยานยนต์ไฟฟ้า (Public EV Charger) สำหรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565-2568 ประกอบด้วย อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (ไม่รวมค่า Ft ค่า PE และค่าบริการรายเดือน) ในอัตรา 2.9162 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) และไม่มีค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge) ทั้งนี้ เพื่อให้เกิดความเหมาะสมและสะท้อนต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยที่ กฟน. และ กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. รวมทั้ง ไม่ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น และหากรัฐบาลมีนโยบายที่จะกำหนดอัตรา Public EV Charger ต่ำกว่าอัตราดังกล่าวข้างต้น รัฐบาลอาจพิจารณานำเงินงบประมาณจากส่วนอื่นๆ มาอุดหนุนเพื่อให้อัตรา Public EV Charger ลดลงได้

4.2.4 อัตราค่าบริการไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท Prosumer และ Green Power Program

(1) จากฐานข้อมูลที่มีการแจ้งการประกอบกิจการไฟฟ้าที่ได้รับยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตมายังสำนักงาน กกพ. (ณ เดือนมิถุนายน 2565) มีผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท Prosumer ประมาณ 7,228 ราย กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 1,058 เมกะวัตต์ หรือประมาณร้อยละ 0.01 ของสัดส่วนกำลังผลิตทั้งหมดของประเทศ ซึ่งพบว่ายังคงมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าของ Prosumer ไม่มากนัก ซึ่งสำนักงาน กกพ. จะได้มีการศึกษาความเหมาะสมในการกำหนดอัตรา Prosumer นำเสนอ กกพ. พิจารณาต่อไป

(2) สำนักงาน กกพ. อยู่ระหว่างประเมินความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความประสงค์จะใช้ Green Energy เพื่อจัดทำแนวทางการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมนำเสนอ กกพ. สำหรับการประกาศใช้ในระยะต่อไป

5. การกำหนดสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ และสูตรการปรับค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ

กกพ. ได้พิจารณาผลการศึกษาของคณะอนุกรรมการฯ ซึ่งได้คำนึงถึงสถานการณ์การระบาดของโรค COVID-19 ประกอบกับค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงนำประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ รอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2558 ซึ่งสอดคล้องกับโครงสร้างอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในปัจจุบัน มาจำแนกองค์ประกอบของค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (PE) ออกจากสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ในปัจจุบัน และ กำหนดสูตร Ft และ PE ให้มีความเหมาะสมในการดำเนินงานทุก 4 เดือน เพื่อให้การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเป็นไปอย่างเหมาะสม สอดคล้องกับนโยบายของ กพช. กำหนด ดังนี้

5.1 การทบทวนโครงสร้างสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)

กกพ. ได้พิจารณาผลการศึกษาการทบทวนโครงสร้างสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) โดยสามารถสรุปสาระสำคัญของการทบทวนได้ ดังนี้

5.1.1 จำแนกองค์ประกอบของค่าไฟฟ้าตามนโยบาย กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 โดยปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่อยู่ในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC)

ในสูตร Ft ปัจจุบัน จำนวน 158,569.48 ล้านบาท หรือเท่ากับ 2.5683 บาทต่อหน่วยขายส่งของ กฟผ. (หน่วยขายส่งของ กฟผ. ในเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2558 เท่ากับ 61,741.06 ล้านหน่วย) โดยนำค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่อยู่ในค่าไฟฟ้าฐาน ออกจากการคำนวณค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่อยู่ในค่าไฟฟ้าฐานในสูตร Ft ปัจจุบันเป็นเงินจำนวน 9,000.17 ล้านบาท ส่งผลให้องค์ประกอบในการคำนวณค่า Ft คงเหลือเพียง ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าที่อยู่ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) จำนวน 149,569.31 ล้านบาท หรือเท่ากับ 2.5818 ต่อหน่วยขายปลีก (หน่วยขายปลีกในเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2558 เท่ากับ 57,932.35 ล้านหน่วย)

รายละเอียดค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่อยู่ในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC)
เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2558

1. ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ.	**หน่วยผลิต(ล้านหน่วย)**	**ล้านบาท**	**บาท/หน่วยผลิต**
น้ำมันเตา	43.27	176.21	4.07
น้ำมันดีเซล	115.47	582.08	5.04
ก๊าซธรรมชาติ	17,238.36	36,403.75	2.11
ลิกไนต์	5,015.40	2,834.04	0.57
รวมค่าใช้จ่ายของค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. (ล้านบาท)	**39,996.08**		
2. ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและต่างประเทศ	**หน่วยซื้อ(ล้านหน่วย)**	**ล้านบาท**	**บาท/หน่วยซื้อ**
ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) **(ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินนำเข้า)**	**23,542.59**	**66,383.79**	**2.82**
ค่า Availability Payment (AP)		19,736.01	0.84
ค่าพลังงานไฟฟ้า Energy Payment (EP)		46,647.78	1.98
ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) **(ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังงานหมุนเวียน)**	**9,542.75**	**34,262.37**	**3.59**
ค่า Capacity Payment (CP)		5,473.26	0.57
ค่าพลังงานไฟฟ้า Energy Payment (EP)		28,789.11	3.02
ค่าซื้อไฟฟ้าต่างประเทศและอื่นๆ	**6,188.43**	**10,022.25**	**1.62**
ค่าซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	6,183.61	10,006.43	1.62
อื่นๆ (คิรีธาร)	4.82	15.82	3.28
รวมค่าใช้จ่ายของค่าซื้อไฟฟ้า (ล้านบาท)	**110,668.41**		
3. รวมค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้า (ล้านบาท) 1. + 2.			**150,664.49**
4. ส่วนต่างสะสมจาก Ft งวดก่อนหน้าและเงินภาระจาก การประมาณค่า Ft เดือน พ.ค.-ส.ค. 2558			**-1,095.17**
รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) 3. + 4.			**149,569.31**
ค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ย (บาทต่อหน่วยขายปลีก)			**2.5818**

***หมายเหตุ** ประมาณการหน่วยขายปลีกที่สอดคล้องกับการประมาณการค่า Ft เดือน พ.ค.-ส.ค. 2558 เท่ากับ 57,932.35 ล้านหน่วย

5.1.2 ปรับปรุงสูตรการคำนวณค่า Ft ขายปลีก จากเดิมคำนวณต่อหน่วยขายส่งเฉลี่ย กฟผ. เพื่อนำมาคูณกับหน่วยขายส่งของ กฟผ. และหารด้วยหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าที่ กฟน. กฟภ. และลูกค้าตรงที่ซื้อจาก กฟผ. เพื่อเป็นอัตราค่า Ft ขายปลีก โดยปรับปรุงเป็นการคิดต่อหน่วยขายปลีกโดยรวมของ กฟน. กฟภ. และลูกค้าตรง เพื่อให้การปรับค่า Ft มีความเหมาะสมสะท้อนต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศในภาพรวมของระบบไฟฟ้าไทย ดังนี้

(1) จำแนกค่าใช้จ่ายของ 3 การไฟฟ้าที่ชัดเจน ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPPs) ของ กฟน. และ กฟภ.

(2) ปรับปรุงหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (End Used: EU) ในสูตรการคำนวณจากเดิมนำเฉพาะหน่วยไฟฟ้าที่ กฟน. กฟภ. และลูกค้าตรงที่ซื้อจาก กฟผ. เพื่อนำไปจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ เปลี่ยนเป็นการนำหน่วยไฟฟ้าที่ กฟน. และ กฟภ. ซื้อจาก VSPP มารวมคำนวณด้วย

(3) ค่า Ft ขายปลีก ให้มีการคำนวณเป็นวงรอบทุก 4 เดือน โดยคำนวณจากส่วนต่างระหว่าง (1) ประมาณการค่าใช้จ่ายของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. เทียบกับค่าใช้จ่ายของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฐาน ของ กฟผ. รวมกับ (2) ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟน. และ กฟภ. ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐาน รวมกับ ส่วนต่างระหว่างเงินค่า Ft ที่เกิดขึ้นจริง และ เงินค่า Ft ที่เรียกเก็บสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) ของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า AF ในระหว่างรอบการคำนวณ หารด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกในงวดปัจจุบัน

สำหรับการปรับราคาโอนลิกไนต์เหมืองแม่เมาะเป็น 820 บาทต่อตัน จะมีการส่งผ่านค่าใช้จ่ายดังกล่าวผ่านสูตรการคำนวณค่า Ft ในส่วนของการประมาณการค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (Estimated Fuel Cost: EFC) และค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง (Actual Fuel Cost: AFC) ต่อไป

5.1.3 ปรับปรุงสูตรการคำนวณค่า Ft ในระดับขายส่ง ให้จำแนกต้นทุนของแต่ละการไฟฟ้าให้ชัดเจน โดยให้แต่ละการไฟฟ้ารับผิดชอบประมาณการต้นทุนในการผลิตและซื้อไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้าไว้เอง

ทั้งนี้ การทบทวนสูตรการคำนวณดังกล่าว จะไม่มีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าโดยรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

(รายละเอียดสูตรการคำนวณค่า Ft ตามเอกสารแนบ 2)

5.2 การกำหนดองค์ประกอบของค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (PE) และสูตรการคำนวณค่า PE

กกพ. ได้พิจารณาผลการศึกษาการกำหนดโครงสร้างสูตรการปรับค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (PE) โดยสามารถสรุปสาระสำคัญของการดำเนินงานได้ ดังนี้

5.2.1 มติ กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 ได้กำหนดนิยามของค่าใช้จ่ายเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายของภาครัฐ หรือ PE หมายถึง ต้นทุนส่วนเพิ่มที่แตกต่างไปจากการดำเนินกิจการอย่างมีประสิทธิภาพตามปกติของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ซึ่งใช้เพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายภาครัฐ และต้องกระจายภาระดังกล่าวไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเหมาะสม ครอบคลุมและเป็นธรรม โดยทบทวนเป็นวงรอบทุก 4 เดือน

5.2.2 กำหนดองค์ประกอบของค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (PE) ในการคำนวณสูตร PE ประกอบด้วย (1) เงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ที่ กฟน. กฟภ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า VSPP (VSPP Adder) และที่ กฟผ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า SPP (SPP Adder) (2) ค่าใช้จ่ายส่วนเพิ่มในการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiTa) ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจาก กฟผ. และ (3) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของภาครัฐอื่นๆ เช่น ค่าใช้จ่ายมาตรการ Demand Response เพื่อส่งเสริมการลดการใช้ไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด เป็นต้น เพื่อนำเสนอภาคนโยบายพิจารณา ดังนี้

ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในปัจจุบัน (องค์ประกอบตามการรับฟังความคิดเห็นของ สนพ. เพื่อกำหนดนโยบายค่าไฟฟ้า)	**การพิจารณาของ กกพ.**
1. เงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)	กำหนดเป็นรายการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) เพื่อคำนวณในสูตรการคำนวณค่า PE เนื่องจากเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดจากนโยบายของภาครัฐ และสอดคล้องกับนโยบาย กพช.
2. ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นในการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed in Tariff (FiTa)	
3. ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของภาครัฐอื่นๆ เช่น Demand Response, CPO เป็นต้น	
4. เงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า เพื่อกิจการตามมาตรา 97(3) 97(4) และ 97(5)	กำหนดเป็นส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายการดำเนินงานโดยปกติของการไฟฟ้า เนื่องจากเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตามมาตรา 97(3) 97(4) และ 97(5) มีสภาพเป็นข้อบังคับตามกฎหมายที่ผู้รับใบอนุญาตต้องถือปฏิบัติเป็นปกติ

ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในปัจจุบัน (องค์ประกอบตามการรับฟังความคิดเห็นของ สนพ. เพื่อกำหนดนโยบายค่าไฟฟ้า)	การพิจารณาของ กกพ.
5. ค่าใช้จ่ายสวัสดิการสังคมในส่วนของค่าไฟฟ้าสาธารณะ (รวมอยู่ในค่าไฟฟ้าฐาน)	- ค่าไฟฟ้าสาธารณะของการไฟฟ้าในปัจจุบันมีลักษณะเป็นการประเมินหน่วยการใช้ไฟฟ้าและประมาณการค่าใช้จ่ายในเบื้องต้น โดยยังไม่มีการติดตั้งมิเตอร์เพื่อการคิดเงินที่ชัดเจนทั้งหมด หากนำค่าใช้จ่ายที่มีลักษณะเป็นข้อมูลประมาณการมาใช้กำหนดเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับการเรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยไม่มีใบเสร็จรับเงินรองรับ จะส่งผลกระทบต่อความเชื่อมั่นของผู้ใช้ไฟฟ้าต่อการคำนวณค่า PE ในวงกว้างได้ - กรณีกำหนดให้เป็นส่วนหนึ่งค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ จะทำให้ค่าไฟฟ้าฐานลดลง ประมาณ 3.96 สตางค์ต่อหน่วย (ข้อมูลเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2558) ในขณะที่ค่าไฟฟ้าสาธารณะปี 2563-2564 เพิ่มสูงขึ้นเป็นประมาณ 5-6 สตางค์ต่อหน่วย - ควรชะลอการจำแนกค่าไฟฟ้าสาธารณะออกจากค่าไฟฟ้าฐานสำหรับการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าครั้งนี้ โดยนำเสนอภาคนโยบายพิจารณากำหนดนโยบายให้การไฟฟ้าดำเนินการติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าสาธารณะที่ครบถ้วน เพื่อจำแนกค่าใช้จ่ายดังกล่าวได้อย่างชัดเจน ให้เหมาะสมในทางปฏิบัติก่อนดำเนินการต่อไป
6. ค่าใช้จ่ายในการช่วยเหลือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาส (ไฟฟ้าฟรี 50 หน่วย สำหรับบ้านอยู่อาศัยที่ติดตั้งมิเตอร์ไม่เกิน 5 แอมแปร์ และมีการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 50 หน่วยติดต่อกันไม่น้อยกว่า 3 เดือน)	กรณีกำหนดให้เป็นส่วนหนึ่งค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ จะมีคิดเป็นค่าใช้จ่ายประมาณ 2,000 ล้านบาทต่อปี (ค่า Ft เท่ากับปี 2564) หรือประมาณ 0.01 บาทต่อหน่วย จึงพิจารณาแนวทางการดำเนินงาน ดังนี้ 1. ให้นำภาระเงินอุดหนุนค่าไฟฟ้าฟรีที่เกิดขึ้นจริงปี 2564 ในส่วนที่ยังไม่ได้จัดสรรให้กับ กฟน. และ กฟภ. ไปพิจารณาปรับปรุงรายได้ที่พึงได้รับในการพิจารณาฐานะการเงินของการไฟฟ้าในปี 2564 2. พิจารณาดำเนินการตามแนวนโยบายของ กพช. เมื่อวันที่ 21 ธันวาคม 2558 ที่กำหนดให้ค่าใช้จ่ายดังกล่าว เป็นส่วนหนึ่งความต้องการรายได้ (Revenue Requirement) ของการไฟฟ้า

ทั้งนี้ กำหนดให้มีการตรวจสอบความซ้ำซ้อนของการใช้สิทธิของผู้ใช้ไฟฟ้าประกอบการดำเนินงาน เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายหนึ่งจะได้รับสิทธิ 1 สิทธิต่อครัวเรือนต่อบิลเดือน และต่อหนึ่งหมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า และให้ได้รับการยกเว้นมูลค่าของฐานภาษีในการคำนวณภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาส และให้สำนักงาน กกพ. ประสานการดำเนินงานร่วมกับระบบบูรณาการฐานข้อมูลสวัสดิการสังคม (e-Social Welfare) ในลักษณะเดียวกับบัตรสวัสดิการแห่งรัฐ สำหรับการดำเนินงานในระยะต่อไป

5.2.3 สูตรการคำนวณค่า PE ขายปลีก ให้มีการคำนวณเป็นวงรอบทุก 4 เดือน โดยคำนวณจากประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ในงวด 4 เดือนข้างหน้า รวมกับ ส่วนต่างระหว่างเงินค่า PE ที่เกิดขึ้นจริง และ เงินค่า PE ที่เรียกเก็บสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า (Accumulated Policy Expense Factor: AF_{PE}) ของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า AF_{PE} ในระหว่างรอบการคำนวณหารด้วย ประมาณการหน่วยขายปลีกในงวดปัจจุบัน รวมทั้ง กำหนดสูตรการคำนวณค่า PE ขายส่ง กฟน. และ กฟภ. เพื่อส่งผ่านค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐของแต่ละการไฟฟ้า

(รายละเอียดสูตรการคำนวณค่า PE ตามเอกสารแนบ 3)

6. แนวทางการกำกับการดำเนินงานตามแผนการลงทุนของการไฟฟ้าและรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้า

6.1 การกำกับการดำเนินงานตามแผนการลงทุนของการไฟฟ้า

กรณีการลงทุนของการไฟฟ้า ไม่เป็นไปตามแผนการลงทุนที่ได้รับอนุมัติจากสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ หรือแผนการลงทุนที่ใช้ในการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าฐาน สำนักงาน กกพ. จะพิจารณาเรียกคืนค่าสูญเสียโอกาสทางการเงินของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งคำนวณจากเงินลงทุนปกติ เพื่อการผลิต การจัดส่ง การจำหน่ายและการบริการลูกค้า และเงินลงทุนโครงการที่มีเงินลงทุนสูงกว่าปกติ (ไม่รวมเงินลงทุนเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานที่ไม่เกี่ยวเนื่องกับ การผลิต จัดส่ง จำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง) ที่ต่ำกว่าแผน คูณด้วยอัตราผลตอบแทน (Return on Invested Capital : ROIC) และคูณด้วยอัตราดอกเบี้ย Minimum Loan Rate (MLR) เฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ 5 ลำดับแรกของประเทศไทย บวกด้วย 2 เพื่อเรียกคืนมาปรับลดค่าไฟฟ้าให้กับประชาชน โดยการไฟฟ้าเป็นผู้รับผิดชอบค่าสูญเสียโอกาสทางการเงินดังกล่าว ซึ่งมีสูตรการคำนวณ ดังนี้

ค่าสูญเสียโอกาสทางการเงิน = ผลต่างเงินลงทุนจริงที่ต่ำกว่าแผน x % ROIC x (% MLR + 2)

6.2 การกำกับรายได้ที่พึงได้รับสูงสุด

สำนักงาน กกพ. จะนำข้อมูลรายได้ที่พึงได้รับของการไฟฟ้าทั้งสามแห่งที่เกิดขึ้นจริง และรายงานการบัญชีและการเงินของการไฟฟ้า มาใช้ประกอบการคำนวณกรอบค่าใช้จ่ายการดำเนินงานตามหน่วยจำหน่ายและอัตราเงินเฟ้อที่เกิดขึ้นจริง ค่าเสื่อมราคา ภาษีเงินได้นิติบุคคล ผลตอบแทนสินทรัพย์ฐาน และค่าใช้จ่ายจากเหตุสุดวิสัย ตามประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์ฯ ตลอดจน ประกาศหรือมติ กกพ. ที่เกี่ยวข้อง เพื่อเสนอ กกพ. พิจารณาให้ความเห็นชอบรายได้ที่พึงได้รับสูงสุดในแต่ละปี โดยองค์ประกอบของรายได้ที่พึงได้รับสูงสุด ต้องเป็นรายการที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจที่อยู่ภายใต้การกำกับกิจการพลังงาน ไม่รวมรายได้อื่นที่การไฟฟ้าได้รับหรือคาดว่าจะได้รับนอกเหนือจากรายได้ขายไฟฟ้า

7. แนวทางการดำเนินงานระหว่างการไฟฟ้าและการเผยแพร่การปรับอัตราค่าไฟฟ้า

7.1 ให้ กฟผ. ทำหน้าที่รวบรวมข้อมูลและคำนวณส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า VSPPs จาก กฟน. และ กฟภ. ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐานในการประมาณการค่า Ft รวมทั้ง การคำนวณค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย เพื่อใช้เป็นค่าตัวประกอบการคำนวณค่าไฟฟ้ารับซื้อของ SPP ประเภทสัญญา Non-Firm เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ VSPP ในแต่ละเดือน

7.2 ให้ กฟผ. ทำหน้าที่รวบรวมข้อมูลประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ จาก กฟน. และ กฟภ. เพื่อใช้ในการประมาณการค่า PE ขายปลีก และคำนวณค่า PE ขายส่ง เพื่อใช้เป็นตัวประกอบการคำนวณค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย ในแต่ละเดือน

7.3 ให้ กฟน. และ กฟภ. ทำหน้าที่รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อให้ กฟผ. ใช้เป็นค่าประกอบการประมาณการค่า Ft และค่า PE ในแต่ละรอบการคำนวณ ทั้งนี้ ไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นในระหว่างรอบการคำนวณ

7.4 ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการชี้แจงและประชาสัมพันธ์เกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ตลอดจน แสดงรายละเอียดค่าไฟฟ้าในใบแจ้งรับเงินค่าไฟฟ้า ทั้งนี้ หากมีข้อจำกัดในการดำเนินงานในระยะเริ่มต้นให้นำเสนอ กกพ. พิจารณาต่อไป

8. ผลการพิจารณาของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 34/2565 (ครั้งที่ 801) เมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2565 ได้พิจารณาเห็นชอบข้อเสนอการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 – 2568 ตามมติคณะอนุกรรมการฯ และมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการพิจารณาของ กกพ. เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2565 และวันที่ 27 กรกฎาคม 2565 ไปดำเนินการรับฟังความคิดเห็นต่อ ร่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 – 2568 เพื่อประกอบการพิจารณาของ กกพ. ก่อนนำประเด็นที่เกี่ยวข้องกับภาคนโยบาย ได้แก่ ค่าไฟฟ้าสาธารณะ และเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้าเพื่อกิจการตามมาตรา 97(1) เพื่ออุดหนุนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ด้อยโอกาส นำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) พิจารณาประเด็นนโยบายต่อไป

ผู้สนใจสามารถแสดงความคิดเห็นและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับ **ร่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 - 2568** มายังสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ตั้งแต่วันที่ 3 ตุลาคม – 17 ตุลาคม 2565

แสดงความคิดเห็น

เอกสารแนบ 1
หลักเกณฑ์ทางการเงิน (Financial Criteria)

1. อัตราส่วนผลตอบแทนการลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC)

<u>สูตรการคำนวณ</u>

$$\frac{NOPAT\ x\ 100}{Average\ Invested\ Capital\ (IC)}$$

โดยที่

Net Operating Profit After Tax: NOPAT = + รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้า + รายได้เงินสมทบการก่อสร้าง + รายได้อื่นจากการดำเนินงาน + รายได้อื่น +/- เงินชดเชยรายได้ระหว่างการไฟฟ้า - ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า - ค่าซื้อไฟฟ้า - เงินนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้า - ค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามกรอบ CPI-X - ค่าเสื่อมราคา - ภาษีเงินได้	Invested Capital: IC = + สินทรัพย์ของกิจการที่อยู่ภายใต้การกำกับกิจการพลังงาน - รายการทางบัญชีที่เกิดจากสัญญาเช่าทางการเงิน (Financial Lease) จากสัญญาซื้อขายไฟฟ้า - สินทรัพย์ที่ยังไม่ได้ใช้ประโยชน์ - หนี้สินที่ไม่มีภาระจ่ายดอกเบี้ย - ภาระผูกพันงานก่อสร้าง - กองทุนบำเหน็จพนักงาน - เงินประกันการใช้ไฟฟ้า - เงินทุนสะสมเพื่อชำระคืนหนี้สิน (Sinking Fund) - รายได้รอการรับรู้ - เงินชดเชยรายได้รอการรับรู้ - Excess cash (เงินสด (Cash) – เงินสดขั้นต่ำ (Minimum Cash))

<u>หมายเหตุ</u> เงินสด (Cash) ประกอบด้วย (1) เงินสดและเงินฝากธนาคาร (2) เงินลงทุนชั่วคราว (ไม่รวมSinking Fund) และเงินสดขั้นต่ำ (Minimum Cash) ประกอบด้วย (1) ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (ไม่รวมเงินจ่ายกองทุนพัฒนาไฟฟ้า) (2) ค่าซื้อไฟฟ้า 1 เดือน (3) ค่าใช้จ่ายในการลงทุน 1 เดือน และ (4) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน 1 เดือน (ไม่รวมค่าใช้จ่ายอื่นที่เหมาะสมและจำเป็น)

2. อัตราส่วนรายได้สุทธิต่อการชำระหนี้ (Debt Service Coverage Ratio: DSCR)

<u>สูตรการคำนวณ</u>

$$\frac{Funds\ Generated\ from\ Internal\ Sources\ before\ interest}{Debt\ Service\ Requirements}$$

โดยที่

Fund Generated from Interest Source before interest = + กำไรสุทธิ +/- การปรับปรุงรายการที่ไม่ใช่ตัวเงิน เช่น ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย (กำไร) ขาดทุน จากอัตราแลกเปลี่ยน (กำไร) ขาดทุน จากการจำหน่ายสินทรัพย์	Debt Service Requirements = + ดอกเบี้ยสุทธิที่ต้องชำระ ❶ + ภาระหนี้ ❷ **โดยที่** ❶ **ดอกเบี้ยสุทธิที่ต้องชำระ** + ดอกเบี้ยจ่ายสำหรับเงินกู้ระยะยาว (ไม่รวม IDC) + ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับหนี้ (เช่น ค่าธรรมเนียมธนาคาร)

(กำไร) ขาดทุน จากการประมาณการตามหลักคณิตศาสตร์ประกันภัย รายได้รอการรับรู้ตัดจ่าย เป็นต้น + ดอกเบี้ยจ่ายและค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับหนี้สินระยะสั้นและระยะยาว - เงินนำส่งกระทรวงการคลัง	+ ดอกเบี้ยจ่ายเงินกู้ระยะสั้น รวมถึงเงินเบิกเกินบัญชีธนาคาร ❷ **ภาระหนี้** + เงินสดจ่ายคืนเงินกู้ยืมและหนี้สินระยะยาว - เงินกู้ยืมที่ได้รับจากการ Refinance +/- เงินจ่ายสมทบเงินทุนสะสมเพื่อการชำระคืนหนี้สินที่ (เพิ่มขึ้น) ลดลง

3. อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนทุน (Debt to Equity Ratio)

<u>สูตรการคำนวณ</u>

$$\frac{Total\ long\ term\ Debt}{Total\ equity}$$

โดยที่

Total Long term Debt = + เงินกู้ยืมและหนี้สินระยะยาว + เงินกู้ยืมและหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	Total Equity = + ทุนรัฐบาล + กำไรสะสม + องค์ประกอบอื่นของส่วนเจ้าของ

4. อัตราส่วนการลงทุนจากเงินรายได้ (Self-Financial Ratio: SFR)

<u>สูตรการคำนวณ</u>

$$\frac{Net\ Funds\ Generate\ from\ Internal\ Sources}{Average\ three-year\ capital\ expenditure}$$

โดยที่

Net Funds Generate from Internal Sources = + กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน - เงินจ่ายสมทบเงินทุนสะสมเพื่อการชำระคืนหนี้สินที่ (เพิ่มขึ้น) ลดลง + เงินสดรับจากดอกเบี้ย - เงินนำส่งกระทรวงการคลัง - ภาระหนี้ (1) **(1) ภาระหนี้** = + เงินสดจ่ายคืนเงินกู้ยืมและหนี้สินระยะยาว - เงินกู้ยืมที่ได้รับจากการ Refinance/Roll-over +/- เงินจ่ายสมทบเงินทุนสะสมเพื่อการชำระคืนหนี้สินที่ (เพิ่มขึ้น) ลดลง <u>ซึ่งไม่รวม</u> เงินทุนสะสมเพื่อชำระคืนเงินกู้ยืมระยะสั้นและการชำระคืนเงินกู้ระยะสั้น	Average three – year capital expenditure = รายจ่ายลงทุนสุทธิเฉลี่ย 3 ปี (ปีก่อน ปีปัจจุบัน และปีถัดไป) **โดยที่ รายจ่ายเงินลงทุนสุทธิ =** + รายจ่ายลงทุนสำหรับปี - เงินสดที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อสมทบการก่อสร้าง (หรือเงินสมทบอื่น ๆ)

เอกสารแนบ 2

(ร่าง) สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Automatic Adjustment Mechanism)

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 1/2564 (ครั้งที่ 153) เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 ได้มีมติเห็นชอบนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2564 – 2568 และกรอบแนวทางการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ซึ่งในส่วนขององค์ประกอบค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Automatic Adjustment Mechanism) หรือค่า F_t กำหนดให้คำนวณจากค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่แตกต่างไปจากค่าที่ใช้ในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน โดยทบทวนเป็นวงรอบทุก 4 เดือน

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 38/2564 (ครั้งที่ 747) เมื่อวันที่ 20 กันยายน 2564 ได้เห็นชอบประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564 ซึ่งต่อมาได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 28 ตุลาคม 2564 กำหนดกรอบในการกำกับอัตราค่าบริการของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าแต่ละประเภทให้เป็นไปตามเจตนารมณ์ของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 รวมถึงข้อเสนออัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง (Fuel Adjustment Tariff)

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 34/2565 (ครั้งที่ 801) เมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2565 เห็นชอบข้อเสนอการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 – 2568 ซึ่งรวมถึงสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Automatic Adjustment Mechanism: F_t) หรือสูตรการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง (Fuel Adjustment Tariff) มีรายละเอียด ดังนี้

1. โครงสร้างสูตร F_t

1.1 จำแนกเป็น F_t ขายปลีก และ F_t ขายส่ง

1.2 F_t ขายปลีก เป็น F_t ที่ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท และ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าตรงของ กฟผ.

1.3 F_t ขายส่ง เป็น F_t ที่ กฟผ. เรียกเก็บจาก กฟน. และ กฟภ.

1.4 F_t จะคำนวณเป็นค่าเฉลี่ย 4 เดือน (งวดเดือนมกราคม - เมษายน, งวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม และงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม) และปรับเปลี่ยนทุกๆ 4 เดือน โดยเรียกเก็บในใบแจ้งค่าไฟฟ้า เป็นประจำทุกเดือน

1.5 F_t เป็นอัตราต่อหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้า และเป็นค่าที่ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

2. หลักการคำนวณค่า F_t

2.1 ค่า F_t ขายปลีก คำนวณจาก (1) ส่วนต่างประมาณการค่าใช้จ่ายในด้านค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. เทียบกับค่าใช้จ่ายของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฐานของ กฟผ. รวมกับ (2) ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producers: VSPPs) ของ กฟน. และ กฟภ. ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐาน ในงวด 4 เดือนข้างหน้า (งวดปัจจุบัน) รวมกับ ส่วนต่างระหว่าง “ค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง” กับ “ค่า F_t ที่เรียกเก็บ” สะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) ของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า AF ในระหว่างรอบการคำนวณ หารด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกในงวดปัจจุบัน

ทั้งนี้ ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟน. และ กฟภ. ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐาน (มีหน่วยเป็นบาท) คำนวณโดยอ้างอิง ส่วนต่างประมาณการค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่เปลี่ยนแปลงไปจาก

DRAFT

ค่าไฟฟ้าฐาน ในงวด 4 เดือนข้างหน้า (งวดปัจจุบัน) มีหน่วยเป็นบาทต่อหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. เพื่อขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดปัจจุบัน คูณประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. รับซื้อจาก VSPP เพื่อขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า

2.2 ค่า F_t ขายส่ง กฟน. คำนวณจากอัตราค่า F_t ขายปลีก คูณประมาณการหน่วยขายปลีก ที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในงวดปัจจุบัน หักด้วย ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟน. ในงวดปัจจุบัน (รวมยอดสะสมยกมาจากงวด F_t ที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า ของ กฟน. ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นในระหว่างรอบการคำนวณ) หารด้วย ประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. ในงวดปัจจุบัน

2.3 ค่า F_t ขายส่ง กฟภ. คำนวณจากอัตราค่า F_t ขายปลีก คูณประมาณการหน่วยขายปลีก ที่ กฟภ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในงวดปัจจุบัน หักด้วย ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน (รวมยอดสะสมยกมาจากงวด F_t ที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า ของ กฟภ. ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นในระหว่างรอบการคำนวณ) หารด้วย ประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน

3. องค์ประกอบของสูตร F_t

3.1 <u>ค่าเชื้อเพลิงฐานและค่าซื้อไฟฟ้าฐาน</u> (Base Fuel Cost: BFC) คำนวณจากค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สอดคล้องกับค่า F_t ขายปลีกในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2558 มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 258.18 สตางค์ต่อหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. เพื่อขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง

สำหรับราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2558 มีค่าดังนี้

น้ำมันเตา	15.20	บาท/ลิตร
น้ำมันดีเซล	25.86	บาท/ลิตร
ก๊าซธรรมชาติ		
อ่าวไทยและพม่า	297.36	บาท/ล้านบีทียู
JDA	273.63	บาท/ล้านบีทียู
น้ำพองและภูฮ่อม	166.75	บาท/ล้านบีทียู
ลานกระบือ	47.85	บาท/ล้านบีทียู
ถ่านหินนำเข้า	2,825.70	บาท/ตัน
ลิกไนต์	569.70	บาท/ตัน

โดยค่าใช้จ่ายของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฐาน มีหน่วยเป็นบาท คำนวณจากค่าเชื้อเพลิงฐานและค่าซื้อไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) คูณ ประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. เพื่อขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดปัจจุบัน

3.2 <u>ประมาณการค่าเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าของ กฟผ.</u> ประกอบด้วย ประมาณการค่าเชื้อเพลิง เช่น น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ รวมทั้งค่าใช้จ่ายน้ำมันปาล์มดิบเทียบเท่าการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันเตา ก๊าซธรรมชาติ หรือ เชื้อเพลิงอื่นๆ) และค่าเชื้อเพลิงอื่นๆ ตามนโยบายของรัฐ เป็นต้น

3.3 <u>ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนของ กฟผ.</u> ประกอบด้วย ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจากบริษัทในเครือ กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producers: IPPs) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

DRAFT

(Small Power Producers: SPPs) ค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวมาเลเซีย และอื่นๆ) และค่าซื้อไฟฟ้าในรูปแบบอื่นๆ ตามนโยบายของรัฐ

3.4 ส่วนต่างประมาณการค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ของ กฟผ. (Fuel Adjustment Cost: FAC_{EGAT}) คำนวณจากส่วนต่างระหว่าง "ประมาณการค่าใช้จ่ายในด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฯ" (Estimated Fuel Cost: EFC) ของ กฟผ. ตามข้อ 3.2 - 3.3 เทียบกับ ค่าใช้จ่ายของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฐาน ของ กฟผ." ตามข้อ 3.1 มีหน่วยเป็นบาท หารด้วย ประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. เพื่อขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง รวม 4 เดือนในงวดปัจจุบัน ได้อัตราค่า FAC_{EGAT} เฉลี่ย มีหน่วยเป็นบาทต่อหน่วยขายปลีก

โดยค่าใช้จ่ายของค่าส่วนต่างประมาณการค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ของ กฟผ. มีหน่วยเป็น บาท คำนวณจากอัตราค่า FAC_{EGAT} คูณ ประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. เพื่อขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดปัจจุบัน

3.5 ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟน. และ กฟภ. (Fuel Adjustment Cost: FAC_{MEA} และ FAC_{PEA}) คำนวณจาก "อัตราค่า FAC_{EGAT} เฉลี่ยต่อหน่วยขายปลีก ตามข้อ 3.4 คูณประมาณการหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เพื่อจำหน่ายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ." มีหน่วยเป็นบาท

3.6 ยอดสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) คือ ส่วนต่างระหว่าง "ค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง" กับ "ค่า F_t ที่เรียกเก็บ" สะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า ซึ่งอาจจะมีค่า "เป็นบวก" เมื่อเงินค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริงเกินกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บ หรือมีค่า "เป็นลบ" เมื่อเงินค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บ หรือเป็นส่วนต่างระหว่าง "ค่า F_t ประมาณการ" กับ "ค่า F_t ที่เรียกเก็บ" ยกมาจากงวดก่อนหน้าโดยคำนวณในรูปแบบเดียวกัน

3.7 ยอดสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า ของ กฟน. และ กฟภ. (Accumulated Factor: AF_{MEA} และ AF_{PEA}) คือ ส่วนต่างระหว่าง "ค่าไฟฟ้าที่รับซื้อจาก VSPP (ไม่รวมส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ) ของ กฟน. และ กฟภ. ที่เกิดขึ้นจริง" กับ "ประมาณค่าไฟฟ้าที่รับซื้อจาก VSPP (ไม่รวมส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ) ของ กฟน. และ กฟภ. ที่เรียกเก็บ" สะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า

3.8 F_t ขายปลีก สำหรับงวดปัจจุบัน คำนวณจากผลรวมของ "FAC งวดปัจจุบัน" ตามข้อ 3.4 – 3.5 รวมกับ "ยอดสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า (AF)" ตามข้อ 3.6 หารด้วย ประมาณการหน่วยขายปลีก ในงวดปัจจุบัน จะได้อัตราค่า F_t ขายปลีกเฉลี่ย สำหรับเรียกเก็บในอัตราเท่ากันตลอดทั้งงวด 4 เดือน เป็นอัตราที่เสนอขออนุมัติให้เรียกเก็บ (ค่า F_t ที่เรียกเก็บ) จากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท มีหน่วยเป็น สตางค์ต่อหน่วยขายปลีก

3.9 F_t ขายส่ง ประกอบด้วย ประมาณการ F_t ขายส่ง กฟน. และ F_t ขายส่ง กฟภ. โดย

F_t ขายส่ง กฟน. คำนวนจากอัตราค่า F_t ขายปลีก คูณด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในงวดปัจจุบัน หักด้วย ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟน. ในงวดปัจจุบัน ตามข้อ 3.5 (รวมยอดสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า ของ กฟน. (AF_{MEA}) ตามข้อ 3.7 ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า AF_{MEA} ในระหว่างรอบการคำนวณ) มีหน่วยเป็นบาท หารด้วย ประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. ในงวดปัจจุบัน

F_t ขายส่ง กฟภ. คำนวนจากอัตราค่า F_t ขายปลีก คูณด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟภ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในงวดปัจจุบัน หักด้วย ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน ตามข้อ 3.5

DRAFT

(รวมยอดสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า ของ กฟภ. (AF_{PEA}) ตามข้อ 3.7 ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า AF_{PEA} ในระหว่างรอบการคำนวณ) มีหน่วยเป็นบาท หารด้วย ประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน

4. สูตรการคำนวณค่า F_t จากหลักการตามข้อ 2 และองค์ประกอบตามข้อ 3 สามารถสรุปเป็นสูตร F_t ได้ดังนี้

4.1 $$F_t \text{ ขายปลีก} = \frac{FAC + AF}{EU}$$

โดย FAC คือ ส่วนต่างระหว่างประมาณการค่าใช้จ่ายของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. เทียบกับค่าใช้จ่ายของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฐาน ของ กฟผ. (BFC) รวมกับ ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟน. และ กฟภ. ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐาน ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น บาท

AF คือ ส่วนต่างระหว่าง “ค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง” กับ “ค่า F_t ที่เรียกเก็บ” สะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) ของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. มีหน่วยเป็น บาท

ทั้งนี้ ในการประมาณการค่า F_t ขายปลีก จะใช้ค่า AF ที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า AF ประมาณการในระหว่างรอบการคำนวณ เนื่องจากยังไม่มีค่าที่เกิดขึ้นจริงสะสมครบในรอบการคำนวณ

EU คือ ประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรงของ กฟผ. ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็นหน่วย (กิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือ kilowatt-hour เรียกย่อเป็น kWh หรือ หน่วย)

4.2 $$FAC = FAC_{EGAT} + FAC_{MEA} + FAC_{PEA}$$

4.3 $$FAC_{EGAT} = EFC_{EGAT} - (BFC \times EU_{EGAT})$$

โดย EFC_{EGAT} คือ ประมาณการค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ของ กฟผ. ใน งวดปัจจุบัน (Estimated Fuel Cost: EFC) มีหน่วยเป็น บาท

BFC คือ ค่าเชื้อเพลิงฐาน (Base Fuel Cost: BFC) คำนวณจากค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. มีค่าเท่ากับ 258.18 สตางค์ต่อหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. เพื่อขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง

EU_{EGAT} คือ ประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. เพื่อขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง

DRAFT

4.4 $$EFC_{EGAT} = Fuel + Purchase_{EGAT}$$

โดย Fuel คือ ประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น บาท

$Purchase_{EGAT}$ คือ ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น บาท

4.5 $$Fuel = \sum (P_{it} \times Q_{it})$$

โดย P_{it} คือ ประมาณการราคาเชื้อเพลิงชนิดที่ i ในเดือน t มีหน่วยเป็น บาทต่อลิตร บาทต่อล้านบีทียู หรือ บาทต่อตัน แล้วแต่ชนิดของเชื้อเพลิง

Q_{it} คือ ประมาณการปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชนิดที่ i ในเดือน t มีหน่วยเป็นลิตร ล้านบีทียู หรือ ตัน แล้วแต่ชนิดของเชื้อเพลิง

4.6 $$Purchase_{EGAT} = \sum [(AP_{jt})+(EP_{jt})]$$

โดย AP_{jt} คือ ประมาณการค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายที่ j ในเดือน t มีหน่วยเป็น บาท

EP_{jt} คือ ประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายดำเนินงานของการไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน รายที่ j ในเดือน t มีหน่วยเป็น บาท

4.7 $$FAC_{MEA} = FACR_{EGAT} \times ES_{MEA,VSPP}$$

โดย FAC_{MEA} คือ ส่วนต่างระหว่างประมาณการค่าใช้จ่ายของค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟน. ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐาน ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น บาท

$FACR_{EGAT}$ คือ ส่วนต่างประมาณการค่าใช้จ่ายในด้านค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. เทียบกับค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฐาน ของ กฟผ. (BFC) มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. เพื่อขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง

$ES_{MEA,VSPP}$ คือ ประมาณการหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เพื่อจำหน่ายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟน. มีหน่วยเป็น หน่วย

DRAFT

4.8

$$FAC_{PEA} = FACR_{EGAT} \times ES_{PEA,VSPP}$$

โดย FAC_{MEA} คือ ส่วนต่างระหว่างประมาณการค่าใช้จ่ายของค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟภ. ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐาน ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น บาท

$FACR_{EGAT}$ คือ ส่วนต่างประมาณการค่าใช้จ่ายในด้านค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. เทียบกับค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฐาน ของ กฟผ. (BFC) มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. เพื่อขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง

$ES_{PEA,VSPP}$ คือ ประมาณการหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP เพื่อจำหน่ายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. มีหน่วยเป็น หน่วย

4.9 Accumulated Factor: AF

AF = เงินค่า F_t จริงงวดก่อนหน้า – [F_t ขายปลีกเรียกเก็บงวดก่อนหน้า X EU งวดก่อนหน้า]

โดย **เงินค่า F_t จริงงวดก่อนหน้า** คำนวณจาก (1) ค่าใช้จ่ายในส่วนของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน ของ กฟผ. ที่เกิดขึ้นจริง (Actual Fuel Cost: AFC) หักด้วย ค่าใช้จ่ายของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าฐาน (BFC) และ (2) ค่าไฟฟ้าที่รับซื้อจาก VSPP (ไม่รวมส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ) ของ กฟน. และ กฟภ. ที่เกิดขึ้นจริง หักด้วย ประมาณการค่าไฟฟ้าขายส่ง (รวมค่า Ft ขายส่ง) ของ กฟน. และ กฟภ. ในงวดก่อนหน้ารวม 4 เดือน มีหน่วยเป็น บาท รวมกับ ส่วนต่างของเงินค่า F_t จริง และเงินค่า F_t เรียกเก็บสะสมยกมาจากงวด F_t ที่เกิดขึ้นจริง (Accumulated Factor: AF) ในงวดก่อนหน้า มีหน่วยเป็น บาท

F_t ขายปลีกเรียกเก็บงวดก่อนหน้า	เท่ากับ	อัตราค่า F_t ขายปลีกที่ กกพ. อนุมัติให้ใช้เรียกเก็บในงวดก่อนหน้า มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วยขายปลีก
EU งวดก่อนหน้า	เท่ากับ	หน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรงที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า มีหน่วยเป็น หน่วย

DRAFT

4.10 F_t ขายส่ง กฟน.

กำหนดให้

$$F_t \text{ ขายส่ง กฟน.} = \frac{F_t \text{ ขายปลีก} \times EU_{MEA} - EF_tVSPP_{MEA}}{ES_{MEA}}$$

โดย **F_t ขายปลีก** คือ อัตราค่า F_t ขายปลีก ที่ กกพ. อนุมัติให้เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วยขายปลีก

EU_{MEA} คือ ประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น หน่วย

EF_tVSPP_{MEA} คือ ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟน. ในงวดปัจจุบัน (FAC_{MEA}) ซึ่งรวมผลต่างสะสมที่เกิดขึ้นจริงจากงวดก่อนหน้า ของ กฟน. (AF_{MEA}) มีหน่วยเป็น บาท

ทั้งนี้ ในการคำนวณ EF_tVSPP_{MEA} จะใช้ค่า AF_{MEA} ที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า AF_{MEA} ประมาณการในระหว่างรอบการคำนวณ เนื่องจากยังไม่มีค่าที่เกิดขึ้นจริงสะสมครบในรอบการคำนวณ

ES_{MEA} คือ ประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น หน่วย

4.11 F_t ขายส่ง กฟภ.

กำหนดให้

$$F_t \text{ ขายส่ง กฟภ.} = \frac{F_t \text{ ขายปลีก} \times EU_{PEA} - EF_tVSPP_{PEA}}{ES_{PEA}}$$

โดย **F_t ขายปลีก** คือ อัตราค่า F_t ขายปลีก ที่ กกพ. อนุมัติให้เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วยขายปลีก

EU_{PEA} คือ ประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟภ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น หน่วย

EF_tVSPP_{PEA} คือ ส่วนต่างประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ของ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน (FAC_{PEA}) ซึ่งรวมผลต่างสะสมที่เกิดขึ้นจริงจากงวดก่อนหน้า ของ กฟภ. (AF_{PEA}) มีหน่วยเป็น บาท

ทั้งนี้ ในการคำนวณ EF_tVSPP_{PEA} จะใช้ค่า AF_{PEA} ที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า AF_{PEA} ประมาณการในระหว่างรอบการคำนวณ เนื่องจากยังไม่มีค่าที่เกิดขึ้นจริงสะสมครบในรอบการคำนวณ

ES_{PEA} คือ ประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น หน่วย

DRAFT

รายละเอียดค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่อยู่ในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC)
เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2558
สำหรับใช้เป็นฐานในการคำนวณค่า Ft ตั้งแต่เดือน xxx 256x เป็นต้นไป

1. ค่าเชื้อเพลิง กฟผ.	ปริมาณการผลิต (ล้านหน่วย)	ปริมาณ		ราคา		ล้านบาท
น้ำมันเตา	43.27	11.59	ล้านลิตร	15.2	บาท/ลิตร	176.21
น้ำมันดีเซล	115.47	22.26	ล้านลิตร	26.14	บาท/ลิตร	582.08
ก๊าซธรรมชาติ กฟผ.	17,238.36					36,403.75
- อ่าวไทยและพม่า		94,081,203.71	ล้านบีทียู	295.48	บาท/ล้านบีทียู	27,798.73
- น้ำพอง		12,150,999.88	ล้านบีทียู	166.75	บาท/ล้านบีทียู	2,026.16
- ลานกระบือ		1,774,890.00	ล้านบีทียู	47.85	บาท/ล้านบีทียู	84.93
- JDA		23,732,372.23	ล้านบีทียู	273.63	บาท/ล้านบีทียู	6,493.93
ลิกไนต์	5,015.40	4.97	ล้านตัน	569.7	บาท/ตัน	2,834.04
รวมค่าใช้จ่ายของค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. (ล้านบาท)						**39,996.08**

2. ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและต่างประเทศ	ปริมาณรับซื้อ (ล้านหน่วย)	ราคา (บาท/หน่วยรับซื้อ)	ล้านบาท
ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP)	**23,542.59**	**2.82**	**66,383.79**
- Availability Payment (AP)		0.84	19,736.01
- Energy Payment (EP)		1.98	46,647.78
ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)	**9,542.75**	**3.59**	**34,262.37**
- Capacity Payment (CP)		0.57	5,473.2641
- Energy Payment (EP)		3.02	28,789.1043
ค่าซื้อไฟฟ้าต่างประเทศและอื่นๆ	**6,188.43**	**1.62**	**10,022.25**
- ค่าซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	6,183.61	1.62	10,006.43
- อื่นๆ (ดีรีธาร)	4.82	3.28	15.82
รวมค่าใช้จ่ายของค่าซื้อไฟฟ้า (ล้านบาท)			**110,668.41**

3. รวมค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้า (ล้านบาท) 1. + 2.	**150,664.49**
4. ส่วนต่างสะสมจาก Ft งวดก่อนหน้าและเงินภาระจากการประมาณค่า Ft เดือน พ.ค.-ส.ค. 2558	**-1,095.17**
รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) 3. + 4.	**149,569.31**
ค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ย (บาทต่อหน่วยขายปลีก)	**2.5818**

*__หมายเหตุ__ ประมาณการหน่วยขายปลีกที่สอดคล้องกับการประมาณการค่า Ft เดือน พ.ค.-ส.ค. 2558 เท่ากับ 57,932.35 ล้านหน่วย

DRAFT

เอกสารแนบ 3

(ร่าง) สูตรการคำนวณค่าใช้จ่ายเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense)

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 1/2564 (ครั้งที่ 153) เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 ได้มีมติเห็นชอบนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2564 – 2568 และกรอบแนวทางการจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ซึ่งในส่วนขององค์ประกอบค่าใช้จ่ายเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense) หรือค่า PE กำหนดให้คำนวณจากค่าใช้จ่ายส่วนเพิ่มที่แตกต่างไปจากการดำเนินกิจการอย่างมีประสิทธิภาพตามปกติของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ซึ่งใช้เพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายของรัฐ และต้องกระจายภาระดังกล่าวไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเหมาะสม ครอบคลุม และเป็นธรรมโดยทบทวนเป็นวงรอบทุก 4 เดือน

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 38/2564 (ครั้งที่ 747) เมื่อวันที่ 20 กันยายน 2564 ได้เห็นชอบประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564 ซึ่งต่อมาได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 28 ตุลาคม 2564 กำหนดกรอบในการกำกับอัตราค่าบริการของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าแต่ละประเภทให้เป็นไปตามเจตนารมณ์ของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 รวมถึงค่าใช้จ่ายเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE)

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 34/2565 (ครั้งที่ 801) เมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2565 เห็นชอบข้อเสนอการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 – 2568 ซึ่งรวมถึง สูตรการคำนวณค่าใช้จ่ายเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายของรัฐ หรือ ค่า Policy Expense (PE_t) มีรายละเอียด ดังนี้

1. โครงสร้างสูตร PE_t

1.1 จำแนกเป็น PE_t ขายปลีก และ PE_t ขายส่ง

1.2 PE_t ขายปลีก เป็น PE_t ที่ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าตรงของ กฟผ.

1.3 PE_t ขายส่ง เป็น PE_t ที่ กฟผ. เรียกเก็บจาก กฟน. และ กฟภ.

1.4 PE_t จะคำนวณเป็นค่าเฉลี่ย 4 เดือน (งวดเดือนมกราคม - เมษายน, งวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม และงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม) และปรับเปลี่ยนทุกๆ 4 เดือน ซึ่งเป็นองค์ประกอบเพิ่มเติมตาม มติ กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 โดยเรียกเก็บในใบแจ้งค่าไฟฟ้า เป็นประจำทุกเดือน

1.5 PE_t เป็นอัตราต่อหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้า และเป็นค่าที่ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

2. หลักการคำนวณค่า PE_t

2.1 ค่า PE_t ขายปลีก คำนวณจากประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ในงวด 4 เดือนข้างหน้า (งวดปัจจุบัน) รวมกับ ส่วนต่างระหว่างเงินค่า PE_t ที่เกิดขึ้นจริง และ เงินค่า PE_t ที่เรียก

เก็บ สะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า (Accumulated Policy Expense Factor: AF_{PE}) ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า AF_{PE} ในระหว่างรอบการคำนวณ หารด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกในงวดปัจจุบัน

2.2 ค่า PE_t ขายส่ง กฟน. คำนวณจากอัตราค่า PE_t ขายปลีก คูณประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในงวดปัจจุบัน หักด้วย ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ของ กฟน. ในงวดปัจจุบัน (รวมยอดสะสมยกมาจากงวด PE_t ที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า ของ กฟน. ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นในระหว่างรอบการคำนวณ) หารด้วย ประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. ในงวดปัจจุบัน

2.3 ค่า PE_t ขายส่ง กฟภ. คำนวณจากอัตราค่า PE_t ขายปลีก คูณประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟภ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในงวดปัจจุบัน หักด้วย ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ของ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน (รวมยอดสะสมยกมาจากงวด PE_t ที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า ของ กฟภ. ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นในระหว่างรอบการคำนวณ) หารด้วย ประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน

3. องค์ประกอบของสูตร PE_t

3.1 <u>ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ</u> ประกอบด้วยประมาณการค่าใช้จ่ายตามรายการ ดังนี้

1) เงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ กฟน. และ กฟภ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producers : VSPPs) และที่ กฟผ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers : SPPs) ตามมติ กพช. กำหนด ได้แก่ มติ กพช. ครั้งที่ 5/2549 (ครั้งที่ 108) เมื่อวันที่ 4 ธันวาคม 2549 มติ กพช. ครั้งที่ 2/2552 (ครั้งที่ 124) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 มติ กพช. ครั้งที่ 2/2553 (ครั้งที่ 131) เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 และอื่นๆ ตามที่ กพช. เห็นชอบ

2) ค่าใช้จ่ายในการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ. ในรูปแบบ Feed-in Tariff ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยที่ กฟน. และ กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. (FiT additional: FiTa) ตามมติ กพช. กำหนด ได้แก่ มติ กพช. ครั้งที่ 2/2556 (ครั้งที่ 145) เมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2556 มติ กพช. ครั้งที่ 1/2557 (ครั้งที่ 1) เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 มติ กพช. ครั้งที่ 1/2557 (ครั้งที่ 146) เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2557 มติ กพช. ครั้งที่ 2/2557 (ครั้งที่ 147) เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 มติ กพช. ครั้งที่ 1/2558 (ครั้งที่ 1) เมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2558 มติ กพช. ครั้งที่ 4/2559 (ครั้งที่ 9) เมื่อวันที่ 26 กันยายน 2559 มติ กพช. ครั้งที่ 1/2560 (ครั้งที่ 11) วันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2560 มติ กพช. ครั้งที่ 2/2560 (ครั้งที่ 12) เมื่อวันที่ 15 พฤษภาคม 2560 มติ กพช. ครั้งที่ 2/2562 (ครั้งที่ 149) เมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2562 มติ กพช. ครั้งที่ 2/2563 (ครั้งที่ 151) เมื่อวันที่ 16 พฤศจิกายน 2563 มติ กพช. ครั้งที่ 3/2564 (ครั้งที่ 155) เมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2564 และอื่นๆ ตามที่ กพช. เห็นชอบ

3) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐอื่นๆ เช่น ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นจากการใช้น้ำมันปาล์มดิบในการผลิตไฟฟ้าส่วนที่แตกต่างจากค่าใช้จ่ายน้ำมันปาล์มดิบเทียบเท่าการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันเตา, ก๊าซธรรมชาติ หรือเชื้อเพลิงอื่น ๆ) ตามนโยบายของรัฐ ค่าใช้จ่ายมาตรการ Demand Response เพื่อส่งเสริมการลดการใช้ไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด และอื่นๆ ตามที่ กพช. เห็นชอบ เป็นต้น

3.2 <u>Estimated Policy Expense: EPE</u> คำนวณจากประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ในงวดปัจจุบันของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ตามข้อ 3.1 มีหน่วยเป็นบาท หารด้วย ประมาณการหน่วยขายปลีกรวม 4 เดือน ในงวดปัจจุบัน จะได้อัตราค่า EPE เฉลี่ยต่อหน่วยขายปลีก ซึ่งจะเทียบเท่ากับอัตราค่า PE_t ขายปลีกในกรณีที่ยอดยกมาจากที่งวดก่อนหน้าเป็นศูนย์

DRAFT

3.3 <u>ยอดสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า</u> (Accumulated Policy Expense Factor: AF_{PE}) คือ ส่วนต่างระหว่าง "ค่า PE_t ที่เกิดขึ้นจริง" กับ "ค่า PE_t ที่เรียกเก็บ" สะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า ซึ่งอาจจะมีค่า "เป็นบวก" เมื่อเงินค่า PE_t ที่เกิดขึ้นจริง<u>เกินกว่า</u>ค่า PE_t ที่เรียกเก็บ หรือมีค่า "เป็นลบ" เมื่อเงินค่า PE_t ที่เกิดขึ้นจริง<u>ต่ำกว่า</u>ค่า PE_t ที่เรียกเก็บ หรือเป็นส่วนต่างระหว่าง "ค่า PE_t ประมาณการ" กับ "ค่า PE_t ที่เรียกเก็บ" ยกมาจากงวดก่อนหน้าโดยคำนวณในรูปแบบเดียวกัน

3.4 <u>ยอดสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า ของ กฟน. และ กฟภ.</u> (Accumulated Factor: $AF_{PE,MEA}$ และ $AF_{PE,PEA}$) คือ ส่วนต่างระหว่าง "ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ของ กฟน. และ กฟภ. ที่เกิดขึ้นจริง" กับ "ประมาณค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ของ กฟน. และ กฟภ. ที่เรียกเก็บ" สะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า

3.5 <u>PE_t ขายปลีก</u> สำหรับงวดปัจจุบันคำนวณจากผลรวมของ "EPE งวดปัจจุบัน" ตามข้อ 3.2 รวมกับ "ยอดสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า (AF_{PE})" ตามข้อ 3.3 หารด้วย ประมาณการหน่วยขายปลีก ในงวดปัจจุบัน จะได้อัตราค่า PE_t ขายปลีกเฉลี่ย สำหรับเรียกเก็บในอัตราเท่ากัน ตลอดทั้งงวด 4 เดือน เป็นอัตราที่เสนอขออนุมัติให้เรียกเก็บ (ค่า PE_t ที่เรียกเก็บ) จากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท มีหน่วยเป็น สตางค์ต่อหน่วยขายปลีก

3.6 <u>PE_t ขายส่ง</u> ประกอบด้วย PE_t ขายส่ง กฟน. และ PE_t ขายส่ง กฟภ. โดย

PE_t ขายส่ง กฟน. คำนวณจากค่า PE_t ขายปลีก คูณประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในงวดปัจจุบัน หักด้วย ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ของ กฟน. ในงวดปัจจุบัน ตามข้อ 3.2 ซึ่งรวมยอดสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้าของ กฟน. ($AF_{PE,MEA}$) ตามข้อ 3.4 ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า $AF_{PE,MEA}$ ในระหว่างรอบการคำนวณ มีหน่วยเป็นบาท หารด้วย ประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. ในงวดปัจจุบัน

PE_t ขายส่ง กฟภ. คำนวณจากค่า PE_t ขายปลีก คูณประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟภ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในงวดปัจจุบัน หักด้วย ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ของ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน ตามข้อ 3.2 ซึ่งรวมยอดสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้าของ กฟน. ($AF_{PE,PEA}$) ตามข้อ 3.4 ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า $AF_{PE,PEA}$ ในระหว่างรอบการคำนวณ มีหน่วยเป็นบาท หารด้วย ประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน

4. สูตรการคำนวณค่า PE_t จากหลักการตามข้อ 2 และองค์ประกอบตามข้อ 3 สามารถสรุปเป็นสูตร PE_t ได้ดังนี้

4.1

$$PE_t \text{ ขายปลีก} = \frac{EPE + AF_{PE}}{EU}$$

โดย **EPE** คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Policy Expense: EPE) ในงวดปัจจุบันรวม 4 เดือน ของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. มีหน่วยเป็น บาท

AF_{PE} คือ ส่วนต่างระหว่างเงิน "ค่า PE_t ที่เกิดขึ้นจริง" กับ "ค่า PE_t ที่เรียกเก็บ" สะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า (Accumulated Policy Expense Factor: AF_{PE}) ของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. มีหน่วยเป็น บาท

DRAFT

ทั้งนี้ ในการประมาณการค่า PE_t ขายปลีก จะใช้ค่า AF_{PE} ที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า AF_{PE} ประมาณการในระหว่างรอบการคำนวณเนื่องจากยังไม่มีค่าที่เกิดขึ้นจริง สะสมครบทั้ง 4 เดือนในรอบการคำนวณ

EU คือ ประมาณการหน่วยขายปลีก ที่ กฟน. กฟภ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท และ กฟผ. ขายให้กับลูกค้าตรง ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็นหน่วย (กิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือ kilowatt-hour เรียกย่อเป็น kWh หรือ หน่วย)

4.2 $$EPE = EPE_{EGAT} + EPE_{MEA} + EPE_{PEA}$$

4.3 $$EPE_{EGAT} = \Sigma[(SPPAdder_{kt})] + \Sigma[CPOa_t] + \Sigma[DR_t] + Etc.$$

โดย **EPE_{EGAT}** คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐของ กฟผ. ใน 4 เดือนข้างหน้า (งวดปัจจุบัน) มีหน่วยเป็น บาท

$SPPAdder_{kt}$ คือ ประมาณการเงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ กฟผ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers: SPPs) รายที่ k ในเดือน t มีหน่วยเป็น บาท

$CPOa_t$ คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นจากการใช้น้ำมันปาล์มดิบส่วนที่แตกต่างจากค่าใช้จ่ายน้ำมันปาล์มดิบเทียบเท่าการใช้เชื้อเพลิง (น้ำมันเตา, ก๊าซธรรมชาติ หรือเชื้อเพลิงอื่นๆ) ตามนโยบายของรัฐ (Crude Palm Oil additional: CPOa) ในการผลิตไฟฟ้าในเดือน t มีหน่วยเป็น บาท

DR คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายมาตรการ Demand Response เพื่อส่งเสริมการลดการใช้ไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด มีหน่วยเป็น บาท

Etc. คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐอื่น ๆ ตามที่ กพช. เห็นชอบ มีหน่วยเป็น บาท

4.4 $$EPE_{MEA,PEA} = \Sigma[(VSPPAdder_{kt})] + \Sigma[FiTa_{kt}] + \Sigma[DR_t] + Etc.$$

โดย **$EPE_{MEA,PEA}$** คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐของ กฟน. และ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น บาท

$VSPPAdder_{kt}$ คือ ประมาณการเงินส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ กฟน. กฟภ. จ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producers: VSPPs) รายที่ k ในเดือน t มีหน่วยเป็น บาท

DRAFT

$FiTa_{kt}$ คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายในการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in-Tariff ที่ต่างจากค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยจาก กฟผ. ของ กฟน. หรือ กฟภ. (FiT additional: FiTa) รายที่ k ในเดือน t มีหน่วยเป็น บาท

DR คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายมาตรการ Demand Response เพื่อส่งเสริมการลดการใช้ไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ที่ กกพ. กำหนด มีหน่วยเป็น บาท

Etc. คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐอื่น ๆ ตามที่ กพช. เห็นชอบ มีหน่วยเป็น บาท

4.5 Accumulated Policy Expense Factor: AF_{PE}

AF_{PE} = เงินค่า PE_t จริงงวดก่อนหน้า – [PE_t ขายปลีกเรียกเก็บงวดก่อนหน้า X EU งวดก่อนหน้า]

โดย **เงินค่า PE_t จริง งวดก่อนหน้า** คำนวณจาก ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ที่เกิดขึ้นจริง (Actual Policy Expense: APE) ในงวดก่อนหน้า รวมกับ ส่วนต่างของเงินค่า PE_t ที่เกิดขึ้นจริง และเงินค่า PE_t ที่เรียกเก็บสะสมยกมาจากงวดก่อนหน้า (AF_{PE}) มีหน่วยเป็น บาท

PE_t ขายปลีกเรียกเก็บงวดก่อนหน้า เท่ากับ อัตราค่า PE_t ที่ กกพ. อนุมัติให้ใช้เรียกเก็บในงวดที่ผ่านมา มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วยขายปลีก

EU งวดก่อนหน้า เท่ากับ หน่วยขายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขาย ให้ลูกค้าตรง ที่เกิดขึ้นจริงในงวดที่ผ่านมารวม 4 เดือน มีหน่วยเป็น หน่วย

DRAFT

4.6 PE_t ขายส่ง กฟน.

กำหนดให้

$$PE_t \text{ ขายส่ง กฟน.} = \frac{PE_t \text{ ขายปลีก} \times EU_{MEA} - EPE_{t,MEA}}{ES_{MEA}}$$

โดย **PE_t ขายปลีก** คือ อัตราค่า PE_t ขายปลีก ที่ กกพ. อนุมัติให้เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วยขายปลีก

EU_{MEA} คือ ประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น หน่วย

$EPE_{t,MEA}$ คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ของ กฟน. ซึ่งรวมผลต่างสะสมที่เกิดขึ้นจริงจากงวดก่อนหน้า ของ กฟน. ($AF_{PE,MEA}$) มีหน่วยเป็น บาท

ทั้งนี้ ในการคำนวณ $EPE_{t,MEA}$ จะใช้ค่า $AF_{PE,MEA}$ ที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า $AF_{PE,MEA}$ ประมาณการในระหว่างรอบการคำนวณ เนื่องจากยังไม่มีค่าที่เกิดขึ้นจริงสะสมครบในรอบการคำนวณ

ES_{MEA} คือ ประมาณการหน่วยจำหน่ายที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น หน่วย

4.7 PE_t ขายส่ง กฟภ.

กำหนดให้

$$PE_t \text{ ขายส่ง กฟภ.} = \frac{PE_t \text{ ขายปลีก} \times EU_{PEA} - EPE_{t,PEA}}{ES_{PEA}}$$

โดย **PE_t ขายปลีก** คือ อัตราค่า PE_t ขายปลีก ที่ กกพ. อนุมัติให้เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท มีหน่วยเป็น บาทต่อหน่วยขายปลีก

EU_{PEA} คือ ประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟภ. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น หน่วย

$EPE_{t,PEA}$ คือ ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ของ กฟภ. ซึ่งรวมผลต่างสะสมที่เกิดขึ้นจริงจากงวดก่อนหน้า ของ กฟภ. ($AF_{PE,PEA}$) มีหน่วยเป็น บาท

ทั้งนี้ ในการคำนวณ $EPE_{t,PEA}$ จะใช้ค่า $AF_{PE,PEA}$ ที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า ซึ่งไม่รวมถึงผลต่างที่เกิดขึ้นของค่า $AF_{PE,PEA}$ ประมาณการในระหว่างรอบการคำนวณ เนื่องจากยังไม่มีค่าที่เกิดขึ้นจริงสะสมครบในรอบการคำนวณ

ES_{PEA} คือ ประมาณการหน่วยจำหน่ายที่ กฟผ. ขายให้ กฟภ. ในงวดปัจจุบัน มีหน่วยเป็น หน่วย

DRAFT