เอกสารเผยแพร่
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2569

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 42/2568 (ครั้งที่ 984) เมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2568 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ตามรายงานการคำนวณของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) อยู่ที่ 79.75 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจากงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 ที่เรียกเก็บในปัจจุบัน (15.72 สตางค์ต่อหน่วย) อยู่เท่ากับ 64.03 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ ประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม - เมษายน 2569 เท่ากับ 79.75 สตางค์ต่อหน่วย จะประกอบด้วยต้นทุน 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ตามราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐานตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบัน จำนวน 6.11 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ส่วนต่างสะสมระหว่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บในงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) หรือค่า AF สะสม ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2568 สรุปได้ ดังนี้

- **ปี 2564-2566** มีค่า AF สะสมในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท ช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 42,866 ล้านบาท ช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 จำนวน 37,535 ล้านบาท รวมจำนวน 150,268 ล้านบาท สำหรับปี 2566 ช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2566 และช่วงพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วน รวมทั้ง ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเป็นผลจากราคาพลังงานที่เริ่มลดลงจากปี 2565 ทำให้ภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมลดลงได้จำนวน 14,971 ล้านบาท และ 39,520 ล้านบาท ตามลำดับ ส่งผลให้มีจำนวนเงินคงเหลือที่ กฟผ. ได้รับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชน เท่ากับ 95,777 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศและต่างประเทศและโรงไฟฟ้าแม่เมาะ ซึ่งมีต้นทุนการผลิตที่ถูกสามารถผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าที่คาดการณ์ไว้ จึงทำให้มีต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่ประมาณการไว้ 3,912 ล้านบาท ส่งผลให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าถึงเดือนธันวาคม 2566 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. มีมูลค่าเพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท

- **สำหรับปี 2567** กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ควบคู่ไปกับการรักษาระดับค่าไฟฟ้าให้กับประชาชน ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF เดือนมกราคม - เมษายน 2567 จำนวน 1,194 ล้านบาท และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 จำนวน 13,259 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้ ทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 85,236 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง อย่างไรก็ตาม จากสถานการณ์ที่เกิดขึ้นจริงในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ในขณะที่อัตราแลกเปลี่ยนแข็งค่าขึ้น ซึ่งเป็นปัจจัยบวกที่ส่งผลทำให้ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ราคาถ่านหินนำเข้า และราคารับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศลดลง ประกอบกับ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในประเทศ พลังงานน้ำและถ่านลิกไนต์ในต่างประเทศซึ่งมีต้นทุนต่ำมีการผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น จึงทำให้ กฟผ. ได้รับคืนค่า AF เป็นจำนวนเงิน

13,496 ล้านบาท ซึ่งสูงกว่าค่าประมาณการที่ กกพ. ได้เห็นชอบไว้ประมาณ 3,267 ล้านบาท จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 71,740 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง

- **สำหรับปี 2568** กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ควบคู่ไปกับการรักษาระดับค่าไฟฟ้าให้กับประชาชน ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF เดือนมกราคม - เมษายน 2568 จำนวน 5,668 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าค่าประมาณการที่ กกพ. ได้เห็นชอบไว้ประมาณ 7,474 ล้านบาท จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนเมษายน 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 66,072 ล้านบาท ในขณะที่เดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 กกพ. ได้เห็นชอบให้ทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมตามข้อเสนอของ กฟผ. ควบคู่กับการทยอยคืนภาระส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 (AF_{Gas}) ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. ให้กับรัฐวิสาหกิจที่ได้รับภาระไว้จำนวน 2 ราย คือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) และ กฟผ. ประมาณ 15,800 ล้านบาท เป็น 6 งวด (รอบเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ถึงรอบเดือน มกราคม - เมษายน 2570) และเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ได้ข้อยุติจากการอุทธรณ์ของผู้รับใบอนุญาตจำนวน 12,200 ล้านบาท มาช่วยลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า จึงทำให้สามารถคืน AF ให้กับ กฟผ. ได้จำนวน 19,014 ล้านบาท ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 47,058 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง

กกพ. ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2569 โดยพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนกันยายน 2568 ที่มีแนวโน้มแข็งค่าขึ้นเป็น 32.00 บาทต่อเหรียญสหรัฐ แผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่ลดลง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำและถ่านลิกไนต์ในต่างประเทศ การปลดระวางและการหยุดเดินเครื่องเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้าแม่เมาะ การลดลงของการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าในประเทศ จึงต้องมีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติซึ่งมีต้นทุนที่สูงกว่าเพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำและถ่านลิกไนต์ที่มีราคาถูก อย่างไรก็ตาม จากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง จึงทำให้การจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศจำเป็นต้องพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวแบบสัญญาจร (LNG Spot) เพิ่มขึ้นจากช่วงที่ผ่านมา แม้ว่าแนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้า Spot LNG ลดลงตามสถานการณ์ความต้องการในตลาดโลกที่ยังคงมีความไม่แน่นอน รวมทั้ง การพิจารณาภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) ตามข้อเสนอของ กฟผ. เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด เนื่องจากหากไม่มีกำหนดการที่ชัดเจนในการคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และผลตอบแทนจากการรับภาระค่า AF แทนประชาชนไปก่อน จะทำให้ กฟผ. มีความเสี่ยงถูกปรับลดอันดับความน่าเชื่อถือ (Credit Rating) ซึ่งจะกระทบต่อความสามารถในการจัดหาเงินทุนและต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มสูงขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และ กฟผ. อีกทั้งผู้สอบบัญชีอิสระจะให้ กฟผ. คำนวณด้อยค่าภาระค่า AF จากความไม่ชัดเจนดังกล่าว ทั้งนี้ ในการประมาณการค่า F_t รอบเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ข้างต้น ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่า AF_{Gas} สำหรับเดือน มกราคม - เมษายน 2569 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท (ปตท. 1,947 ล้านบาท และ กฟผ. 633 ล้านบาท) ตามมติ กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 17/2568 (ครั้งที่ 959) เมื่อวันที่ 7 พฤษภาคม 2568 โดยสามารถสรุปปัจจัยหลักที่เกี่ยวข้องได้ ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไปส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 79.75 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่าย

ตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม - เมษายน 2569 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 6.11 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2568 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2568 (ค่า Accumulated Factor: AF) เป็นเงินสูงถึง 47,058 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 73.64 สตางค์ต่อหน่วย

(2) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า กฟผ. ได้มีข้อเสนอการตรึงค่า F_t ขายปลีกเท่ากับงวดปัจจุบันที่ 15.72 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม - เมษายน 2569 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 6.11 สตางค์ต่อหน่วย และจะสามารถทยอยคืนค่าภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมได้จำนวน 6,141 ล้านบาท หรือเท่ากับ 9.61 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศอยู่ที่ 3.94 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568

ดังนั้น กกพ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณประมาณการค่า F_t ตามการพิจารณาของ กกพ. ซึ่งยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่า AF_{Gas} สำหรับเดือน มกราคม - เมษายน 2569 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท หรือคิดเป็นประมาณ 4.04 สตางค์ต่อหน่วย และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 2 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด)</u> ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 79.75 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม - เมษายน 2569 จำนวน 6.11 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 47,058 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 73.64 สตางค์ต่อหน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2569 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย **ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.58 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 16 จากระดับ 3.94 บาทต่อหน่วย** ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: <u>กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 15.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม - เมษายน 2569 จำนวน 6.11 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมได้จำนวน 6,141 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 9.61 สตางค์ต่อหน่วย) ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย **ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 3.94 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน**

ต่อมา กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 44/2568 (ครั้งที่ 986) เมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2568 ได้พิจารณาการประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับเรียกเก็บในเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ที่ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นสาธารณะ รวมทั้ง พิจารณาหนังสือข้อเสนอเพิ่มเติมของ กฟผ. และหนังสือแจ้งปรับปรุงประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติของ ปตท. เมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2568 ลดลงประมาณ 7 บาทต่อล้านบีทียู ส่งผลให้แนวโน้มต้นทุนราคาค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าในรอบเดือน มกราคม – เมษายน 2569 ลดลงมาอยู่ที่ 2.97 สตางค์ต่อหน่วย (ลดลง 3.14 สตางค์ต่อหน่วย) ประกอบกับข้อเสนอเพิ่มเติมของ กฟผ. แล้ว จึงมีมติเห็นชอบค่า F_t ขายปลีก สำหรับการเรียกเก็บเดือนมกราคม – เมษายน 2569 เท่ากับ 9.72 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ลดลงจาก 3.94 บาทต่อหน่วย เป็น 3.88 บาทต่อหน่วย หรือลดลงได้ 6 สตางค์ต่อหน่วย

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ที่ กฟผ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 ซึ่งใช้สมมุติฐานราคาน้ำมันดิบ 75.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 32.95 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ตามการประมาณการของ ปตท.) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 30 และ 31 กรกฎาคม 2568 เป็นดังนี้

1.	สมมุติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2569 คาดว่าเท่ากับ 63,906 ล้านหน่วย ลดลงจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2568) 2,110 ล้านหน่วย (ลดลงร้อยละ 3.2)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในการประชุมเมื่อวันที่ 29 กันยายน 2568 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนมกราคม - เมษายน 2569 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 72,141 ล้านหน่วย ลดลง 81 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน - ธันวาคม 2568) ซึ่งอยู่ที่ 72,222 ล้านหน่วย หรือลดลงร้อยละ 0.1

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-30 กันยายน 2568) เท่ากับ 32.00 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งแข็งค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2568) ประมาณการไว้ที่ 32.95 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 0.95 บาทต่อเหรียญสหรัฐ

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) (คิดอัตราค่าบริการในส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) สำหรับ LNG Receiving Terminal ที่ 17.7589 บาท/ล้านบีทียู (บาท/MMbtu) ตามปริมาณการจองใช้รวม 18.5 ล้านตันต่อปี และคิดค่าผ่านท่อในทะเล (Td และ Tc พื้นที่ 1 เท่ากับ 13.0865 บาท/MMbtu ในราคาก๊าซอ่าวไทยตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564) ตลอดจน ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคารวมก๊าซธรรมชาติ จากแหล่งอื่นๆ ยกเว้นก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Gas) ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566 และมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 จึงส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ เฉลี่ยเดือนมกราคม –เมษายน 2569 อยู่ที่ 288 บาทต่อล้านบีทียู (รวมค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 6.35 บาท/MMbtu) ปรับตัวลดลง 11 บาทต่อล้านบีทียู (ลดลงร้อยละ 3.68) จากราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการที่ ปตท. ได้นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน –ธันวาคม 2568) ซึ่งอยู่ที่ 299 บาทต่อล้านบีทียู

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนมกราคม - เมษายน 2569 คาดว่าเท่ากับ 24.70 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 0.10 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนมกราคม - เมษายน 2569 คาดว่าเท่ากับ 25.09 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 2.08 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนมกราคม - เมษายน 2569 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 3,231.71 บาทต่อตัน ลดลง 362.98 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t
ประมาณการเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 กับประมาณการงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2569

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 68	ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 69	เปลี่ยนแปลง	
		[1]	[2]	[2]-[1]	ร้อยละ
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	320.69	307.75	-12.93	-4.03
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	24.80	24.70	-0.10	-0.42
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	27.19	25.09	-2.08	-7.67
- ราคาลิกไนต์ (กฟผ.)	บาท/ตัน	820.00	820.00	-	-
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	3,594.69	3,231.71	-362.98	-10.10
- ซื้อต่างประเทศ	บาท/หน่วย	2.0000	2.0400	+0.04	+2.12

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 14 ตุลาคม 2568

หมายเหตุ * ราคาก๊าซธรรมชาติ (ก๊าซจากอ่าวไทย JDA เมียนมา และ LNG) ใช้ราคาควบคุมตามมติ ครม. วันที่ 19 ธันวาคม 2566 รวมกับแหล่งน้ำพอง และลานกระบือ ซึ่งรวมค่าผ่านท่อบนบก

** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

2. การประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (Estimated Fuel Cost : EFC)

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2569 คาดว่าจะลดลง 81 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนมกราคม – เมษายน 2569 มีแนวโน้มปรับตัวลดลง เนื่องมาอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่าขึ้นและแนวโน้มราคาพลังงานในตลาดโลกปรับลดลง อย่างไรก็ตาม การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าและซื้อไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในประเทศและต่างประเทศ รวมถึงการผลิตไฟฟ้าจากถ่านลิกไนต์ในประเทศและถ่านหินนำเข้าซึ่งมีต้นทุนที่ต่ำลดลงจากช่วงที่ผ่านมา ส่งผลให้ต้องผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเพื่อทดแทน ส่งผลทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 183,393 ล้านบาท ลดลง 3,398 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2568) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 186,791 ล้านบาท

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2569 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 66.21 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลำดับถัดไปคือการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 13.74 และ ถ่านหินนำเข้า (IPPs) ร้อยละ 6.17 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 5.85 เชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 4.00 พลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 4.03 น้ำมันเตา ร้อยละ 0.01 และน้ำมันดีเซล ร้อยละ 0.00 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือนมกราคม – เมษายน 2569 มีมูลค่าเท่ากับ 173,776 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 72,141 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 68 [1]		ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 69 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วนเปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำ (กฟผ.)	1,556.02	2.15%	2,905.51	4.03%	+1,349.50	+1.87%
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,304.74	7.35%	2,889.22	4.00%	-2,415.53	-3.34%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	5,859.19	8.11%	4,449.37	6.17%	-1,409.82	-1.95%

ประเภท	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 68 [1]		ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 69 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วนเปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
ลาว	12,551.78	17.38%	9,865.41	13.68%	-2,686.36	-3.70%
- พลังน้ำ, ลาว	9,238.12	12.79%	6,253.38	8.67%	-2,984.74	-4.12%
- ลิกไนต์, ลาว	3,313.66	4.59%	3,612.03	5.01%	+298.37	+0.42%
มาเลเซีย	40.32	0.06%	43.20	0.06%	+2.88	+0.00%
อื่นๆ* (SPP + RE กฟผ.)	4,164.36	5.77%	4,219.18	5.85%	+54.82	+0.08%
น้ำมันดีเซล (กฟผ.)	1.74	0.00%	2.08	0.00%	+0.34	+0.00%
น้ำมันเตา (กฟผ.)	5.14	0.01%	5.14	0.01%	0.00	+0.00%
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	42,738.86	59.18%	47,761.69	66.21%	+5,022.83	+7.03%
- กฟผ.	12,899.02	17.86%	14,330.52	19.86%	+1,431.50	+2.00%
- IPPs + SPPs	29,839.84	41.32%	33,431.17	46.35%	+3,591.33	+5.03%
รวม	**72,222.16**	**100%**	**72,140.81**	**100%**	**-81.35**	**-**

หมายเหตุ: *อื่นๆ ประกอบด้วย SPP Firm (Coal, Renew) SPP Non-Firm และพลังงานทดแทนของ กฟผ.

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2569 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiTa) และค่าใช้จ่ายในส่วนของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 9,617 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (63,906 ล้านหน่วย) เท่ากับ 15.0 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น 0.5 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 14.5 สตางค์ต่อหน่วย ทั้งนี้ เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 ในขณะที่ประมาณการหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลงร้อยละ 3 จึงทำให้อัตราเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศเพิ่มขึ้น

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน 173,776 ล้านบาท

(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ 9,617 ล้านบาท

รวม **183,393 ล้านบาท**

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ เดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 และเดือนมกราคม – เมษายน 2569

รายการ	ก.ย. - ธ.ค. 68 (แผน)	ม.ค. - เม.ย. 69 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	**72,222**	**72,141**	**-0.1%**
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	***52,387***	***51,954***	***-0.8%***
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	39,795	42,045	+5.6%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	12,592	9,909	-21.3%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	***19,835***	***20,187***	***+1.8%***
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	**66,016**	**63,906**	**-3.2%**
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**177,238**	**173,776**	**-2%**

รายการ	ก.ย. - ธ.ค. 68 (แผน)	ม.ค. - เม.ย. 69 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
ค่าซื้อไฟฟ้า	**146,906**	**143,398**	**-2%**
ในประเทศ	121,754	123,187	+1%
- ค่าความพร้อมจ่าย/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	27,640	27,807	+1%
- ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	17,600	17,901	
- ค่าพลังไฟฟ้า (CP)	10,040	9,906	
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	94,114	95,380	+1%
ต่างประเทศ	25,152	20,211	-20%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (AP)	4,070	4,910	+21%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	21,082	15,301	-27%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ.	**30,332**	**30,378**	**+0%**
ก๊าซธรรมชาติ	27,142	28,669	+6%
ลิกไนต์	3,126	1,656	-47%
น้ำมันเตา	40	39	-0%
น้ำมันดีเซล	24	13	-46%
การค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	**9,553**	**9,617**	**+1%**
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	9,275	9,346	+1%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	278	271	-3%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	186,791	183,393	-2%

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 14 ตุลาคม 2568

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 3,905 ล้านบาท หรือ +6.11 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนมกราคม – เมษายน 2569 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ 183,393 ล้านบาท

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2569 เท่ากับ 179,488 ล้านบาท (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (ES) เท่ากับ 69,886 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2569 จึง**สูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐาน เท่ากับ 3,905 ล้านบาท** ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ เดือนมกราคม – เมษายน 2569

ประมาณการค่าใช้จ่าย EFC (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง กฟผ. (1)	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) (1)+(2)+(3)	หมายเหตุ
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)		
ม.ค.–เม.ย. 69	30,378	143,398	3,694	5,652	271	9,617	183,393	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนมกราคม – เมษายน 2569 (ES)						**(ล้านหน่วย)**	69,886	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						(สตางค์/หน่วยขายส่ง)	**256.83**	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						**(ล้านบาท)**	179,488	(4)=(3)x(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC)						**(ล้านบาท)**	**+3,905**	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน มกราคม – เมษายน 2569						(ล้านหน่วย)	63,906	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ**ที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน** หรือ FAC เดือน มกราคม – เมษายน 2569						(สตางค์/หน่วยขายปลีก)	**+6.11**	(7)=(5)/(6)

3.2 การปรับปรุงส่วนต่างค่า F_t ตามต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า (Accumulated Factor: AF)

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – พฤษภาคม 2568 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กกพ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 47,058 ล้านบาท สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม - เมษายน 2569 ต่อไป

(1) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 31.30 เป็น 33.28 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 66.3 เป็น 76.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลง โดยเฉพาะแหล่งก๊าซเอราวัณลดการผลิตในช่วงเปลี่ยนผ่านสัมปทาน ทำให้ต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG จากตลาดโลกซึ่งมีราคาสูงและมีความผันผวนเนื่องจากเข้าสู่ฤดูหนาว และได้รับผลกระทบจากสถานการณ์สงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ในปริมาณที่สูงขึ้นเพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติในประเทศที่ลดลง ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าที่จัดหาโดย บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ปรับตัวสูงขึ้นจาก 230 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 286 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง กฟผ. ต้องนำเข้า Spot LNG ราคาสูงในระดับ 820 - 1,070 บาทต่อล้านบีทียู มาเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและแก้ไขปัญหาปริมาณสำรอง LNG ที่อยู่ในระดับต่ำจากปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติ

(2) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 33.00 เป็น 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 72.6 เป็น 97.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และผลกระทบจากสถานการณ์วิกฤตการณ์ราคาพลังงานโลกที่รุนแรงอย่างต่อเนื่องจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าลิกไนต์ และรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ รวมทั้ง นำเงินบริหารจัดการค่า F_t และเงินผลประโยชน์จากการบริหารจัดการ Take or Pay รวมจำนวน 18,731 ล้านบาทมาช่วยลดผลกระทบของค่า F_t แล้วก็ตาม โดย

ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดดจาก 292 เป็น 419 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง จำเป็นต้องให้โรงไฟฟ้า กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชนผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นอย่างเต็มความสามารถ เพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติแหล่งอ่าวไทยที่ลดลงจากแผนถึงประมาณร้อยละ 9 นอกจากนี้ มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 5.79 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 3,426 ล้านบาท)

(3) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 42,866 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากแผนประมาณ 2,052 ล้านหน่วย ในขณะที่ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 32.20 เป็น 35.39 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 83.5 เป็น 105.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงต่อเนื่องและยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน แม้ว่าจะมีการนำมาตรการต่างๆ ที่ภาครัฐได้ให้ความเห็นชอบมาดำเนินงานเพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าตามแนวนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2565 และมติคณะรัฐมนตรีที่เห็นชอบการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเพื่อลดผลกระทบของราคาพลังงานภายในประเทศด้วยแล้วก็ตาม แต่ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ายังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 387 เป็น 418 บาทต่อล้านบีทียู จึงส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้ายังคงสูงขึ้นมาก รวมไปถึง มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 12.21 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 7,869 ล้านบาท)

(4) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 37,535 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 34.40 เป็น 36.52 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) ที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า สูงกว่าแผน จาก 443 เป็น 495 บาทต่อล้านบีทียู ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำยังคงมีปริมาณลดลงจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทย และยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน รวมไปถึง มาตรการทยอยปรับค่า F_t โดยให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในช่วงเดือนกันยายน 2564 จนถึงเมษายน 2565 ที่สูงกว่าแผน เป็นจำนวนเงิน 83,010 ล้านบาท แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน เพื่อชะลอการนำวงเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณการของงวดก่อน (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565) ทำให้ประกาศเรียกเก็บเฉพาะต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 คิดเป็นค่า F_t เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย

(5) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (FAC) ปี 2564-2565 จำนวน 7,915 ล้านบาท) **<u>ต่ำกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน -14,971 ล้านบาท ซึ่งมาจากภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 **<u>ต่ำกว่า</u>**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -3,871 ล้านบาท และค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -7,912 ล้านบาท รวมถึงรายการปรับปรุงอื่นๆ ที่ กฟผ. นำเสนอ จำนวน 3,188 ล้านบาท

(6) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (FAC) ปี 2566 จำนวน 3,188 ล้านบาท) **<u>ต่ำกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน -39,520 ล้านบาท ดังนี้

(6.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 **<u>ต่ำกว่า</u>**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -34,493 ล้านบาท

(6.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าจำนวนรวม -5,027 ล้านบาท ประกอบด้วย 1) ค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -150 ล้านบาท 2) เงินส่งคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติ (AF_{Gas}) งวดมกราคม-เมษายน 2566 ที่ ปตท. ได้ส่งคืนเป็นส่วนลดราคาก๊าซธรรมชาติให้กับผู้ใช้ก๊าซภาคไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. จำนวน -4,897 ล้านบาท และเงินปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และอื่นๆ จำนวน +20 ล้านบาท

(7) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **สูงกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 3,912 ล้านบาท ดังนี้

(7.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 **สูงกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ 4,715 ล้านบาท

(7.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -803 ล้านบาท

(8) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2567 จำนวน 1,194 ล้านบาท ดังนี้

(8.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 **สูงกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ 327 ล้านบาท

(8.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน 1,521 ล้านบาท

(9) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 จำนวน 13,259 ล้านบาท ดังนี้

(9.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 **ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -8,354 ล้านบาท

(9.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -4,905 ล้านบาท

(10) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 จำนวน -13,496 ล้านบาท ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF สะสมสูงกว่าที่ประมาณการไว้ -10,032 ล้านบาท

(11) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงตามข้อเสนอของ กฟผ. **สูงกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม– เมษายน 2568 จำนวน 17,706 ล้านบาท โดยเมื่อหักต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเดือนเมษายน 2568 ที่ กกพ. เห็นชอบให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบเพิ่มเติมจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว จะทำให้ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการคำนวณครั้งนี้สูงกว่าเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม– เมษายน 2568 จำนวน 16,884 ล้านบาท (17,706 – 821) ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF สะสมต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ -7,464 ล้านบาท

(12) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 และมีการนำเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้ามาลดค่าไฟฟ้าตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 30 เมษายน 2568 รวมจำนวน -19,014 ล้านบาท ดังนี้

(12.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 (รวมการปรับปรุงส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติในงวดที่ 1 ประมาณ 2,942 ล้านบาท และรายการปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้าประมาณ 3,108 ล้านบาท) เท่ากับ 7,073 ล้านบาท **ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -6,496 ล้านบาท

(12.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -318 ล้านบาท

(12.3) มีการนำเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้า (Claw Back) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 30 เมษายน 2568 นำมาลดค่าไฟฟ้าเพื่อลดผลกระทบจากภาวะวิกฤตราคาพลังงานมีความผันผวน และเกิดความไม่แน่นอนทางเศรษฐกิจอันเนื่องมาจากสงครามทางการค้าจากแนวนโยบายด้านการค้าต่างประเทศของสหรัฐอเมริกาส่งผลต่อต้นทุนทางเศรษฐกิจของประเทศไทย ทำให้ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างในระหว่างรอบการกำกับ จำนวน -12,200 ล้านบาท

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมยกไป งวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568

ค่า F_t ประจำเดือน	หน่วยจำหน่ายทั่วประเทศ (ล้านหน่วย) EU(A)t	ส่วนต่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงจากค่าไฟฟ้าฐาน หรือ FAC		ยอดสะสมส่วนต่างของค่า F_t ที่คำนวณได้จริง และค่า F_t ที่เรียกเก็บยกมาจากงวดที่ผ่านมา หรือ AF		ค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้		ค่า F_t ที่เรียกเก็บ		ผลต่างระหว่างค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้ กับค่า F_t ที่เรียกเก็บ
		(ล้านบาท) (1)	(สต./หน่วย) (1)	(ล้านบาท) (2)	(สต./หน่วย) (2)	(ล้านบาท) (3)=(1)+(2)	(สต./หน่วย) (1)+(2)	(ล้านบาท) (4)	(สต./หน่วย)	(ล้านบาท) (3)-(4)
ก.ย. – ธ.ค. 64	57,696	30,025	+52.04	+81	+0.14	+30,106	+52.18	-8,837	-15.32	+38,943
ม.ค. – เม.ย. 65	58,805	63,614	+108.18	+20,212[1/]	+34.37	+83,826	+142.55	+817	+1.39	+83,010 (+44,067)
พ.ค. - ส.ค. 65	64,446	58,830	+91.29	+83,010	+128.80	+141,840	+220.09	+15,959	+24.77	+125,876 (+42,866)
ก.ย. – ธ.ค. 65	58,625	92,308	+157.46	+112,733[2/]	+192.30	+205,041	+349.76	+54,773	+93.43	+150,268 (+24,392)
ม.ค. - เม.ย. 66	58,569	73,645[3/]	+125.74	+142,356[4/]	+243.06	+216,001	+368.80	+80,704	+137.79	+135,297 (-14,971)
พ.ค. - ส.ค. 66	67,172	26,761	+39.84	+130,270[5/]	+193.94	+157,031	+233.78	+61,254	+91.19	+95,777 (-39,520)
ก.ย. - ธ.ค. 66	61,729	17,357	+28.12	+94,974[6/]	+153.86	+112,331	+181.98	+12,642	+20.48	+99,689 (-3,912)
ม.ค. - เม.ย. 67	65,525	26,353	+40.22	+98,168[7/]	+149.82	+124,521	+190.04	+26,026	+39.72	+98,495 (-1,194)
พ.ค. - ส.ค. 67	70,132	19,502	+27.81	+93,590[8/]	+133.45	+113,092	+161.26	+27,856	+39.72	+85,236 (-13,259)
ก.ย. - ธ.ค. 67	63,862	11,870	+18.59	+85,236[9/]	+133.47	+97,106	+152.06	+25,366	+39.72	+71,740 (-13,496)
ม.ค. - เม.ย. 68 (หลังปรับปรุง)	61,417	16,884[10/]	+27.49	+71,740[11/]	+116.81	+88,624	+144.30	+22,552	+36.72	+66,072 (-5,668)
พ.ค. - ส.ค. 68	68,804	7,073	+10.28	+53,553[12/]	+77.83	+60,626	+88.11	+13,568	+19.72	+47,058 (-19,014)

ค่า F_t ประจำเดือน	หน่วยจำหน่ายทั่วประเทศ (ล้านหน่วย) EU(A)t	ส่วนต่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงจากค่าไฟฟ้าฐาน หรือ FAC		ยอดสะสมส่วนต่างของค่า F_t ที่คำนวณได้จริง และค่า F_t ที่เรียกเก็บยกมาจากงวดที่ผ่านมา หรือ AF		ค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้		ค่า F_t ที่เรียกเก็บ		ผลต่างระหว่างค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้ กับค่า F_t ที่เรียกเก็บ
		(ล้านบาท) (1)	(สต./หน่วย) (1)	(ล้านบาท) (2)	(สต./หน่วย) (2)	(ล้านบาท) (3)=(1)+(2)	(สต./หน่วย) (1)+(2)	(ล้านบาท) (4)	(สต./หน่วย)	(ล้านบาท) (3)-(4)
รวม AF สะสม 12 งวด (AF สะสมยกไปคำนวณสำหรับรอบ ม.ค. – เม.ย. 69)										**+47,058**

หมายเหตุ: [1/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท และมีเงินบริหารจัดการค่า F_t มาช่วยลดผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้าตามมติ กบง. และ กกพ. เพิ่มเติมรวมจำนวน 18,731 ล้านบาท (เงินบริหารจัดการค่า F_t ที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ 4,129 ล้านบาท เงินเรียกคืนฐานะการเงินปี 2563 จำนวน 1,000 ล้านบาท และเงินบริหารจัดการภาระ Take or Pay ปี 2563 จำนวน 13,601 ล้านบาท)

[2/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน พ.ค. – ส.ค. 2565 จำนวน 125,876 ล้านบาท และมีเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือน พ.ค. – ธ.ค. 2565 จำนวน 11,776 ล้านบาท

[3/] กฟผ. นำเสนอรายการปรับปรุงเดือนเมษายน 2565 - เมษายน 2566 ในการคำนวณเดือน มกราคม – เมษายน 2566 รวมจำนวน 7,912 ล้านบาท ทั้งนี้ กกพ. พิจารณาแล้วเห็นควรให้นำเฉพาะรายการส่วนต่าง EPP กับ Pool Gas ในการคำนวณเดือน มกราคม – เมษายน 2566 จำนวน 4,727 ล้านบาท สำหรับรายการปรับปรุงอื่นๆ ที่ กฟผ. นำเสนอจำนวน 3,188 ล้านบาท เห็นควรให้ กฟผ. นำเสนอรายละเอียดเพิ่มเติมเพื่อประกอบการพิจารณาอีกครั้งหนึ่ง

[4/]ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2565 จำนวน 150,268 ล้านบาท และมีเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน 7,912 ล้านบาท

[5/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ม.ค. – เม.ย. 2566 จำนวน 135,297 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือนพฤษภาคม 2566 จำนวน -150 ล้านบาท รวมกับเงิน AF_{Gas} งวดมกราคม-เมษายน 2566 จาก ปตท. -4,897 ล้านบาท และเงินปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้า และอื่นๆ +20 ล้านบาท

[6/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน พ.ค. – ส.ค. 2566 จำนวน 95,777 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน 803 ล้านบาท

[7/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2566 จำนวน 99,689 ล้านบาท ต้นทุนจริงที่สูงขึ้นกว่าประมาณการ 327 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน -1,521 ล้านบาท

[8/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ม.ค. – เม.ย. 2567 จำนวน 98,495 ล้านบาท ต้นทุนจริงต่ำกว่าค่า F_t เรียกเก็บจำนวน -8,354 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน -4,905 ล้านบาท

[9/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน พ.ค. – ส.ค. 2567 จำนวน 85,236 ล้านบาท ต้นทุนจริงต่ำกว่าค่า F_t เรียกเก็บจำนวน -13,216 ล้านบาท และ กฟผ. นำเสนอรายการปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้าในช่วงก่อนหน้าลดลงจำนวน -280 ล้านบาท

[10/] กฟผ. นำเสนอส่วนต่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงจากค่าไฟฟ้าฐาน (FAC) จำนวน 17,705 ล้านบาท โดย กกพ. เห็นชอบให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเดือนเมษายน 2568 เพื่อการตรวจสอบเพิ่มเติมจำนวน 821 ล้านบาท จึงคงเหลือ FAC ในการคำนวณครั้งนี้ จำนวน 16,884 ล้านบาท

[11/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2567 จำนวน 71,740 ล้านบาท ต้นทุนจริงต่ำกว่าค่า F_t เรียกเก็บจำนวน -13,496 ล้านบาท

[12/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ม.ค. – เม.ย. 2568 จำนวน 66,072 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน -318 ล้านบาท และเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้า (Claw Back) ตามมติ กกพ. นำมาลดค่าไฟฟ้า จำนวน -12,200 ล้านบาท

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2569

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปรประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2569

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

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือน มกราคม – เมษายน 2569 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +3,905 ล้านบาท หรือ +6.11 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 เท่ากับ +47,058 ล้านบาท หรือ +73.64 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรงในเดือน มกราคม – เมษายน 2569 เท่ากับ 63,906 ล้านหน่วย

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{ประมาณการค่า } F_t \text{ ขายปลีก}_{\text{ม.ค.-เม.ย. 69}} = \frac{\text{FAC}_{\text{ม.ค.-เม.ย. 69}} + \text{AF}_{\text{ก.ย.64 – ส.ค. 68}}}{\text{EU}_{\text{ม.ค.-เม.ย. 69}}}$$

$$= \frac{(+3{,}905) + (+47{,}058)}{63{,}906} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= \frac{+3{,}905}{63{,}906} + \frac{+47{,}058}{63{,}906} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= +6.11 + +73.64 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

$$= +79.75 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

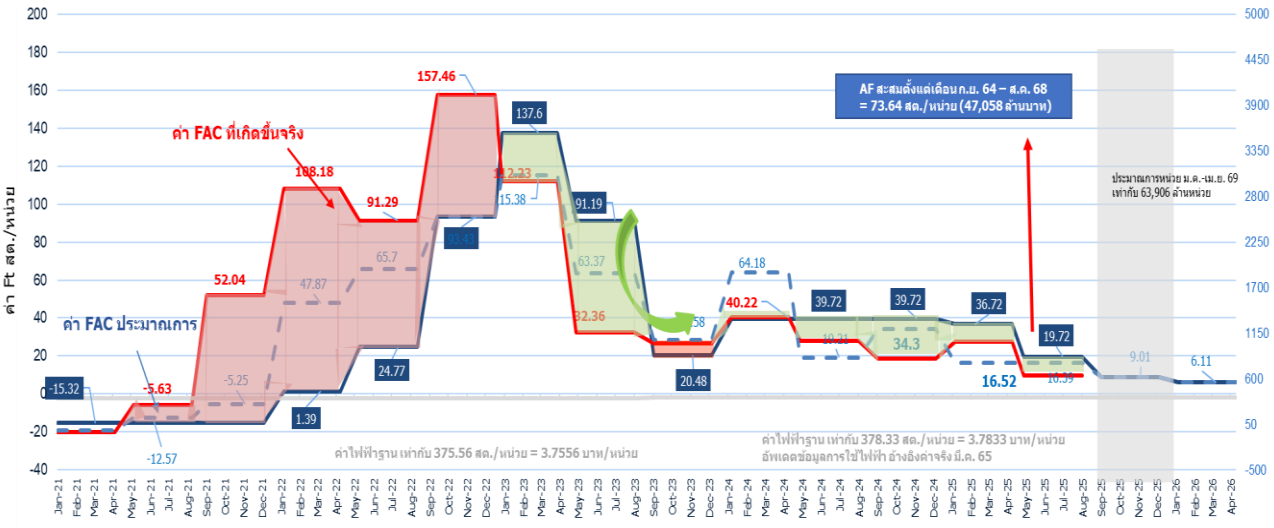
4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2569

ในการพิจารณาปรับค่า F_t เรียกเก็บ ที่ผ่านมาของ กกพ. ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค COVID-19 จึงได้พิจารณาตรึงค่า F_t ในปี 2564 ทั้งนี้ ในช่วงปลายปี 2564 ได้เกิดสถานการณ์การขาดแคลนก๊าซธรรมชาติต้นทุนถูกจากแหล่งอ่าวไทยอย่างกะทันหัน จึงทำให้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ต้นทุนที่สูงกว่ามาใช้ทดแทนอย่างเร่งด่วน ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยมีค่าพุ่งสูงขึ้นจากที่เคยประมาณการไว้ และยังคงต่อเนื่องไปถึงปี 2566 โดย กกพ. ได้พิจารณามาตรการช่วยเหลือของทางภาครัฐต่างๆ มาช่วยลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่ปรับตัวสูงขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ตลอดจนนำมาตรการขึ้นค่า F_t เรียกเก็บแบบขั้นบันไดมาใช้ตั้งแต่งวดเดือนมกราคม – เมษายน 2565 งวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 งวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 1.39 สตางค์ต่อหน่วย 24.77 สตางค์ต่อหน่วย และ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย ตามลำดับ รวมถึงนโยบายของกระทรวงพลังงานและมติ กพช. ครั้งที่ 8/2565 (ครั้งที่ 163) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 ที่ให้มีการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากงวดกันยายน - ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย ต่อมา กพช. ไม่มีการขยายมาตรการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในรูปแบบที่ได้ดำเนินการในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จ่ายค่า F_t ในอัตราเดียวกัน สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ซึ่ง กฟผ. ได้เสนอทบทวนภาระค่า F_t จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนตัวลงมาก และราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงมีค่าสูงกว่าที่ได้ประมาณการไว้ ทำให้เกิดเป็นยอดเงินภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า จึงเกิดภาระต้นทุนของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชนสูงขึ้นสะสม (AF) ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 ถึง ธันวาคม 2565 เป็นจำนวนเงิน 150,268 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากค่าใช้จ่ายในการผลิตและซื้อไฟฟ้าจริงที่สูงกว่าแผนในรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ประมาณ 37,535 ล้านบาท รวมกับจำนวนเงิน 125,876 ล้านบาท ซึ่งเป็นยอดเงินที่ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าแผนในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2564 เดือนมกราคม – เมษายน 2565 และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565 แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน ที่ให้ชะลอการนำยอดเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณการของงวดก่อน และ กกพ. ได้พิจารณานำเงินค่าปรับกรณีโรงไฟฟ้าน้ำพองที่ ปตท. ขายส่งก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ ซึ่ง กฟผ. เก็บรักษาไว้เพื่อเป็นเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือนพฤษภาคม – ธันวาคม 2565 จำนวน 11,776 ล้านบาท มาคำนวณคืนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยแล้ว จึงทำให้ ค่า F_t สะสม ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2565 อยู่ในระดับ 150,268 ล้านบาท ต่อมา งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 มีค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง**ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า รวมกับค่า AF คืนให้ กฟผ. บางส่วนประมาณ 14,971 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คงเหลือ 135,297 ล้านบาท ต่อมา งวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง**ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า รวมกับค่าปรับปรุงของ กฟผ. และ AF_{Gas} งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ของ ปตท. ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 39,520 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2566 คงเหลือ 95,777 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม สำหรับเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง**สูงกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า รวมกับค่าปรับปรุงที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 3,912 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2566 เพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับสูง โดยในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงยังคง**สูงกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 327 ล้านบาท แต่เมื่อรวมกับค่าปรับปรุงที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้จำนวน 1,521 ล้านบาท ทำให้มีค่าใช้จ่ายภายหลังการปรับปรุงลดลงรวมประมาณ 1,194 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ลดลงเป็น 98,495 ล้านบาท รวมไปถึงในเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่าประมาณการเป็นเงินประมาณ 6,030 ล้านบาท เนื่องจากมีการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งเมื่อรวมรายการปรับปรุงเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ประมาณ 4,905 ล้านบาท ทำให้มีต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นประมาณ 1,125 ล้านบาท ส่งผลทำให้ กฟผ. ได้รับค่า AF สะสมคืนบางส่วนในรอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 เท่ากับ 13,259 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้ จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 85,236 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง

ในเดือน กันยายน – ธันวาคม 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่าประมาณการเป็นเงินประมาณ 13,496 ล้านบาท เนื่องจากอัตราแลกเปลี่ยนได้แข็งค่าขึ้น ราคาพลังงานลดลง มีการผลิตไฟฟ้าต้นทุนต่ำ (พลังงานน้ำทั้งในประเทศและต่างประเทศ ถ่านหินลิกไนต์ต่างประเทศ) ได้เพิ่มขึ้น และมีการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งเมื่อรวมจำนวนเงินที่ กฟผ. ได้รับค่า AF สะสมคืนบางส่วนในรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 เท่ากับ 13,496 ล้านบาท ซึ่งสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 71,740 ล้านบาท

สำหรับปี 2568 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่องในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 จำนวน 13,412 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม จากสถานการณ์ที่เกิดขึ้นจริงในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 มีอัตราแลกเปลี่ยนอ่อนค่าลง 0.6 บาทต่อเหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ 33.92 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ต้นทุนราคาเชื้อเพลิงสูงกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเมื่อหักต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในส่วนที่ กกพ. มีมติให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว จึงทำให้ กฟผ. ได้รับคืนค่า AF เป็นจำนวนเงิน 5,668 ล้านบาท (ต่ำกว่าค่าประมาณการที่ กกพ. ได้เห็นชอบให้ทยอยคืนภาระค่า AF บางส่วน เป็นเงินประมาณ 7,474 ล้านบาท) จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนเมษายน 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 66,072 ล้านบาท ในขณะที่เดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 กกพ. ได้เห็นชอบให้ทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมตามข้อเสนอของ กฟผ. ควบคู่กับการทยอยคืนภาระส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. ให้กับรัฐวิสาหกิจที่ได้รับภาระไว้จำนวน 2 ราย คือ ปตท. และ กฟผ. ประมาณ 15,800 ล้านบาท เป็น 6 งวด (รอบเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ถึงรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2570) และเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ได้ข้อยุติจากการอุทธรณ์ของผู้รับใบอนุญาตจำนวน 12,200 ล้านบาท มาช่วยลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า จึงทำให้สามารถคืน AF ให้กับ กฟผ. ได้จำนวน 19,014 ล้านบาท ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 47,058 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง



กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 42/2568 (ครั้งที่ 984) เมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2568 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2569 โดยพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนกันยายน 2568 ที่มีแนวโน้มแข็งค่าขึ้นเป็น 32.00 บาทต่อเหรียญสหรัฐ แผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่ลดลง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำและถ่านลิกไนต์ในต่างประเทศ การปลดระวางและการหยุด

เดินเครื่องเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้าแม่เมาะ การลดลงของการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าในประเทศ จึงต้องมีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติซึ่งมีต้นทุนที่สูงกว่าเพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำและถ่านลิกไนต์ที่มีราคาถูก อย่างไรก็ตาม จากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง จึงทำให้การจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศจำเป็นต้องพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวแบบสัญญาจร (LNG Spot) เพิ่มขึ้นจากช่วงที่ผ่านมา แม้ว่าแนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้า Spot LNG ลดลงตามสถานการณ์ความต้องการในตลาดโลกที่ยังคงมีความไม่แน่นอน รวมทั้ง การพิจารณาภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) ตามข้อเสนอของ กฟผ. เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด เนื่องจากหากไม่มีกำหนดการที่ชัดเจนในการคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และผลตอบแทนจากการรับภาระค่า AF แทนประชาชนไปก่อน จะทำให้ กฟผ. มีความเสี่ยงถูกปรับลดอันดับความน่าเชื่อถือ (Credit Rating) ซึ่งจะกระทบต่อความสามารถในการจัดหาเงินทุนและต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มสูงขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และ กฟผ. อีกทั้งผู้สอบบัญชีอิสระจะให้ กฟผ. คำนวณด้อยค่าภาระค่า AF จากความไม่ชัดเจนดังกล่าว ทั้งนี้ ในการประมาณการค่า F_t รอบเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ข้างต้น ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่า AF_{Gas} สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2569 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท (ปตท. 1,947 ล้านบาท และ กฟผ. 633 ล้านบาท) ตามมติ กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 17/2568 (ครั้งที่ 959) เมื่อวันที่ 7 พฤษภาคม 2568 โดยสามารถสรุปปัจจัยหลักที่เกี่ยวข้องได้ ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไปส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 79.75 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม - เมษายน 2569 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 6.11 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2568 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2568 (ค่า Accumulated Factor: AF) เป็นเงินสูงถึง 47,058 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 73.64 สตางค์ต่อหน่วย

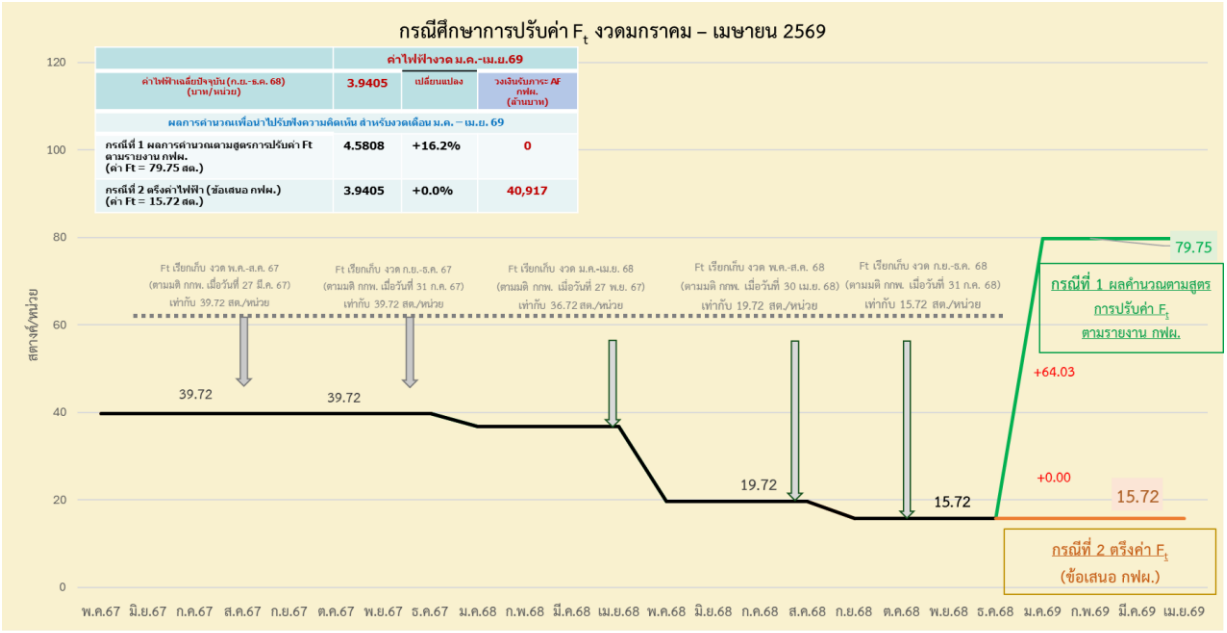
(2) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า กฟผ. ได้มีข้อเสนอการตรึงค่า F_t ขายปลีกเท่ากับงวดปัจจุบันที่ 15.72 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม - เมษายน 2569 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 6.11 สตางค์ต่อหน่วย และจะสามารถทยอยคืนค่าภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมได้จำนวน 6,141 ล้านบาท หรือเท่ากับ 9.61 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศอยู่ที่ 3.94 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568

ดังนั้น กกพ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณประมาณการค่า F_t ตามการพิจารณาของ กกพ. ซึ่งยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่า AF_{Gas} สำหรับเดือน มกราคม - เมษายน 2569 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท หรือคิดเป็นประมาณ 4.04 สตางค์ต่อหน่วย และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 2 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด)</u> ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 79.75 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม - เมษายน 2569 จำนวน 6.11 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 47,058 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 73.64 สตางค์ต่อหน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2569 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะ

ทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย **ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.58 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 16 จากระดับ 3.94 บาทต่อหน่วย** ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: <u>กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 15.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม - เมษายน 2569 จำนวน 6.11 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมได้จำนวน 6,141 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 9.61 สตางค์ต่อหน่วย) ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย **ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 3.94 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน**



*ภาระ AF ดังกล่าว ยังไม่รวมเงิน AFGas ตามมติ กกพ. งวดที่ 3 ประมาณ 2,580 ล้านบาท

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 44/2568 (ครั้งที่ 986) เมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2568 ได้พิจารณาการประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับเรียกเก็บในเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ที่ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นสาธารณะ รวมทั้ง พิจารณาหนังสือข้อเสนอเพิ่มเติมของ กฟผ. และ หนังสือแจ้งปรับปรุงประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติของ ปตท. เมื่อวันที่ 14 พฤศจิกายน 2568 ลดลงประมาณ 7 บาทต่อล้านบีทียู ส่งผลให้แนวโน้มต้นทุนราคาค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าในรอบเดือน มกราคม – เมษายน 2569 ลดลงมาอยู่ที่ 2.97 สตางค์ต่อหน่วย (ลดลง 3.14 สตางค์ต่อหน่วย) ประกอบกับข้อเสนอเพิ่มเติมของ กฟผ. แล้ว จึงมีมติเห็นชอบค่า F_t ขายปลีก สำหรับการเรียกเก็บเดือนมกราคม – เมษายน 2569 เท่ากับ 9.72 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ลดลงจาก 3.94 บาทต่อหน่วย เป็น 3.88 บาทต่อหน่วย หรือลดลง 6 สตางค์ต่อหน่วย

โดยการปรับค่า F_t ดังกล่าวจะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า และการเปลี่ยนแปลงของภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (กฟผ. และ ปตท.) จะต้องรับภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้าไว้แทนประชาชน ดังนี้

กรณีศึกษาผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

กรณีศึกษาเปรียบเทียบ F_t กับงวดปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.7833 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน เดือน ก.ย. – ธ.ค. 68 ตามมติ กกพ. 31 ก.ค. 68 (บาท/หน่วย) [1]	ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	
		ค่าไฟฐาน + F_t ม.ค. – เม.ย. 69 [2]	เปลี่ยนแปลง [2]-[1] (ร้อยละ)
1. ผลการคำนวณค่า F_t: F_t 79.75 สต./หน่วย	3.94 (ค่า F_t = 15.72 สต./หน่วย)	4.58	+0.64 (+16.24%)
2. ข้อเสนอ กฟผ. ตรึงค่า F_t : F_t 15.72 สต./หน่วย		3.94	+0.00 (+0.00%)
3. มติ กกพ. วันที่ 26 พฤศจิกายน 2568* เห็นชอบค่า F_t : F_t 9.72 สต./หน่วย		3.88	-0.06 (-1.52%)

กรณีศึกษาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (F_t เท่ากับ 15.72 สตางค์ต่อหน่วย)	47,058 ล้านบาท (ณ สิงหาคม 2568)	**356.97** **3.57** บาท/หน่วย	**1,192.31** **3.97** บาท/หน่วย	**4,377.55** **4.38** บาท/หน่วย
กรณีที่ 1 ค่า F_t เรียกเก็บ 79.75 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 64.03 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	421.00 (+64.03) 4.21 บาท/หน่วย	1,384.40 (+192.09) 4.61 บาท/หน่วย	5,017.85 (+640.30) 5.02 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		18%	16%	15%
กรณีที่ 2 ค่า F_t เรียกเก็บ 15.72 สตางค์ต่อหน่วย (คงเดิม)	40,917 ล้านบาท	356.97 (-) 3.57 บาท/หน่วย	1,192.31 (-) 3.97 บาท/หน่วย	4,377.55 (-) 4.38 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		0%	0%	0%
กรณีที่ 3 ค่า F_t เรียกเก็บ 9.72 สตางค์ต่อหน่วย (ลดลง 6 สตางค์ต่อหน่วย ตามมติ กกพ. วันที่ 26 พฤศจิกายน 2568)	42,742 ล้านบาท	350.97 (-6.00) 3.51 บาท/หน่วย	1,174.31 (-18.00) 3.91 บาท/หน่วย	4,317.55 (-60.00) 4.32 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		-2%	-2%	-1%

นอกจากนี้ กกพ. ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

เอกสารแนบ 2
หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

1 ความเป็นมาทางนโยบาย

1.1 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 47/2558 (ครั้งที่ 357) เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2558 ได้มีมติเห็นชอบการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 - 2560 โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่บิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤศจิกายน 2558 เป็นต้นไป ซึ่งค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ดังนี้

1. ค่าไฟฟ้าฐาน	**ค่าไฟฟ้าฐาน** จะมีการ**ทบทวนทุก 3-5 ปี** ให้สอดคล้องกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการจำหน่ายไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน และการกำหนดผลตอบแทนที่เหมาะสมซึ่งกำกับดูแลจากภาครัฐ โดยค่าไฟฟ้าฐานที่ประกาศใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤศจิกายน 2558 ได้รวมค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Base Fuel Cost: BFC) ที่มีการเรียกเก็บจากประชาชนในรอบเดือนพฤษภาคม-สิงหาคม 2558 ไว้ในระดับหนึ่งซึ่งมีค่าเท่ากับ 2.5683 บาทต่อหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. ส่วนค่าไฟฟ้าฐานที่ปรับใหม่นั้นมีค่าอยู่ที่ 3.7556 บาทต่อหน่วย
+	
2. ค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_t)	**ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) หรือค่าไฟฟ้าผันแปร** จะมีการ**ปรับเปลี่ยนทุก 4 เดือน (ม.ค.- เม.ย., พ.ค.-ส.ค., ก.ย.-ธ.ค. ของทุกปี)** เพื่อให้สะท้อนถึงค่าใช้จ่ายที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า ได้แก่ ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากที่กำหนดไว้ในค่าไฟฟ้าฐาน ซึ่งมีค่าเป็นได้ทั้งบวก หรือลบ
+	
3. ภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT)	**ภาษีมูลค่าเพิ่ม** จะจัดเก็บใน**อัตราร้อยละ 7** ของมูลค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร โดยเงินส่วนนี้จะถูกนำส่งให้กรมสรรพากร เนื่องจากไฟฟ้าถือเป็นสินค้าและบริการประเภทหนึ่งจึงต้องเสียภาษีมูลค่าเพิ่มด้วย

(รายละเอียดประกาศโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก สามารถดูได้ทางเว็บไซต์ของการไฟฟ้านครหลวง www.mea.or.th และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค www.pea.co.th และรายละเอียดโครงสร้างค่าไฟฟ้าขายส่ง และสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ สามารถดูได้ทางเว็บไซต์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย www.egat.co.th)

1.2 กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 18/2560 (ครั้งที่ 460) เมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2560 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการปรับกระบวนการในการเสนอและพิจารณาค่า F_t เพื่อใช้เป็นแนวทางปฏิบัติในการจัดทำข้อเสนอค่า F_t ให้สามารถเปิดเผยการเปลี่ยนแปลงอัตราค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าล่วงหน้าอย่างน้อย 1 รอบบิล ในการประกาศค่า F_t ตั้งแต่งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2560 เป็นต้นไป ทั้งนี้ มีข้อสังเกตให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องบริหารจัดการการเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำข้อเสนอค่า F_t เพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีค่าจริง ค่าจริงเบื้องต้น และค่าประมาณการในลักษณะเดียวกับรอบระยะเวลาของกระบวนการเดิม

2 หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

2.1 ค่า F_t ขายปลีก: คำนวณจาก (1) ประมาณการค่าเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชนทั้งในและต่างประเทศ และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ในงวด 4 เดือนข้างหน้า (งวดที่พิจารณา) เทียบกับ ค่าใช้จ่ายที่ใช้คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) รวมกับ (2) ค่า F_t ที่คำนวณได้จริงที่แตกต่างจากค่า F_t ที่เรียกเก็บสะสมในงวด 4 เดือนที่ผ่านมา (Accumulated Factor: AF) แล้วหารด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกในงวดที่พิจารณา

2.2 ค่า F_t ขายส่งที่ กฟผ. ขายให้การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.):

F_t ขายส่งให้ กฟน. คำนวณจากค่า F_t ขายปลีกคูณด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในงวดปัจจุบัน หักด้วยส่วนต่างของประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐของ กฟน. (คำนวณความแตกต่างของประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐในงวดปัจจุบันและค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐาน เท่ากับ 0.0126 บาท/หน่วยขายปลีกของ กฟน. คูณด้วยหน่วยขายปลีกที่ กฟน. ขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในงวดปัจจุบัน) หารด้วยประมาณการหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้ กฟน. สำหรับ F_t ขายส่ง กฟภ. คำนวณในสูตรเดียวกันกับ กฟน. โดยมีค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐาน เท่ากับ 0.1584 บาท/หน่วยขายปลีกของ กฟภ.

รูปแสดงหลักการคำนวณค่า F_t ในระดับขายปลีกและขายส่งตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558-2560