

เอกสารเผยแพร่
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 27/2569 (ครั้งที่ 1,017) เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม 2569 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 ในสถานการณ์วิกฤตพลังงานโลกจากเหตุการณ์ ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ตามรายงานการคำนวณของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) อยู่ที่ 94.82 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจากงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2569 ที่เรียกเก็บในปัจจุบัน (16.23 สตางค์ต่อหน่วย) อยู่เท่ากับ 78.59 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ ผลการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 เท่ากับ 94.82 สตางค์ต่อหน่วย จะประกอบด้วย ต้นทุน 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ตามราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐานตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบัน จำนวน 46.27 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ส่วนต่างสะสมระหว่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บในงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) หรือค่า AF สะสม ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – เมษายน 2569 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 24,392 ล้านบาท รวมจำนวน 150,268 ล้านบาท สำหรับปี 2566 ช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2566 และช่วงพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วน รวมทั้ง ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเป็นผลจากราคาพลังงานที่เริ่มลดลงจากปี 2565 ทำให้ภาระต้นทุนในส่วน of ค่า AF สะสมลดลงได้จำนวน 14,971 ล้านบาท และ 39,520 ล้านบาท ตามลำดับ ส่งผลให้มีจำนวนเงินคงเหลือที่ กกพ. ได้รับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชน เท่ากับ 95,777 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศและต่างประเทศและโรงไฟฟ้าแม่เมาะ ซึ่งมีต้นทุนการผลิตที่ถูกสามารถผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าที่คาดการณ์ไว้ จึงทำให้มีต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่ประมาณการไว้ 3,912 ล้านบาท ส่งผลให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กกพ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าถึงเดือนธันวาคม 2566 ตามรายงานการคำนวณของ กกพ. มีมูลค่าเพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท

- สำหรับปี 2567 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ กกพ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ควบคู่ไปกับการรักษาระดับค่าไฟฟ้าให้กับประชาชน ทำให้ กกพ. ได้รับเงินคืนค่า AF เดือนมกราคม - เมษายน 2567 จำนวน 1,194 ล้านบาท และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 จำนวน 13,259 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้ ทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กกพ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2567 ลดลงอยู่ที่ 85,236 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง อย่างไรก็ตาม จากสถานการณ์ที่เกิดขึ้นจริงในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ในขณะที่ยังคงอัตราแลกเปลี่ยนแข็งค่าขึ้น ซึ่งเป็นปัจจัยบวกที่ส่งผลทำให้ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ราคาถ่านหินนำเข้า และราคาซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศลดลง ประกอบกับ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในประเทศ พลังงานน้ำและ

ถ่านลิกไนต์ในต่างประเทศซึ่งมีต้นทุนต่ำมีการผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น จึงทำให้ กฟผ. ได้รับคืนค่า AF เป็นจำนวนเงิน 13,496 ล้านบาท ซึ่งสูงกว่าค่าประมาณการที่ กฟผ. ได้เห็นชอบไว้ประมาณ 3,267 ล้านบาท จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 71,740 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง

- **สำหรับปี 2568** กฟผ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค่างรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ควบคู่ไปกับการรักษาระดับค่าไฟฟ้าให้กับประชาชน ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF เดือนมกราคม - เมษายน 2568 จำนวน 5,668 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าค่าประมาณการที่ กฟผ. ได้เห็นชอบไว้ประมาณ 7,474 ล้านบาท จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนเมษายน 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 66,072 ล้านบาท ในขณะที่เดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 กฟผ. ได้เห็นชอบให้ทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมตามข้อเสนอของ กฟผ. ควบคู่กับการทยอยคืนภาระส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 (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) และเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ได้ชดเชยจากการอุดหนุนของผู้รับใบอนุญาตจำนวน 12,200 ล้านบาท มาช่วยลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า จึงทำให้สามารถคืน AF ให้กับ กฟผ. ได้จำนวน 19,014 ล้านบาท ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 47,058 ล้านบาท และในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ได้ทยอยคืนเงินค่า AF ให้ กฟผ. บางส่วน ร่วมกับการนำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่การไฟฟ้าเก็บรักษาไว้ (Claw back) จำนวน 2,640 ล้านบาท มาลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชน รวมทั้ง เงินปรับปรุง Settlement Values (SV) ที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ชำระให้ กฟผ. จำนวน 144 ล้านบาท ส่งผลให้มีค่า AF เดือน กันยายน - ธันวาคม 2568 ซึ่งจะยกไปคำนวณในการประมาณการค่า F_t เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569 เป็นเงินจำนวน 8,346 ล้านบาท จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 35,928 ล้านบาท

- **ปี 2569** กฟผ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค่างรับสะสมบางส่วนเดือน มกราคม - เมษายน 2569 ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือน เมษายน 2569 ลดลงมาอยู่ที่ 31,268 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง โดยคิดเป็นค่า AF ในการคำนวณประมาณการค่า F_t รอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 จำนวน 48.55 สตางค์ต่อหน่วย

กฟผ. ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 โดยพิจารณาสถานการณ์วิกฤตพลังงานโลกจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง อัตราแลกเปลี่ยนในเดือน พฤษภาคม 2569 ที่มีแนวโน้มอ่อนค่าลงเป็น 32.51 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และยังมีความไม่แน่นอน แผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่ลดลง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศ การปลดระวางและการหยุดเดินเครื่องเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้าแม่เมาะทำให้การผลิตไฟฟ้าจากใช้ถ่านลิกไนต์ลดลงมาก แม้การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าซึ่งมีต้นทุนที่จะเพิ่มขึ้น แต่จากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ที่มีผลกระทบต่อแนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้า Spot LNG เพิ่มขึ้นและผันผวนตามสถานการณ์ความต้องการและราคาน้ำมันดิบดูไบในตลาดโลกที่พุ่งสูงขึ้นและยังคงมีความไม่แน่นอน รวมทั้ง การพิจารณาภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค่างรับสะสม (AF) เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด เนื่องจากหากไม่มีกำหนดการที่ชัดเจนในการคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และผลตอบแทน

จากการรับภาระค่า AF แทนประชาชนไปก่อน จะทำให้ กฟผ. มีความเสี่ยงถูกปรับลดอันดับความน่าเชื่อถือ (Credit Rating) ซึ่งจะกระทบต่อความสามารถในการจัดหาเงินทุนและต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มสูงขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และ กฟผ. อีกทั้งผู้สอบบัญชีอิสระจะให้ กฟผ. คำนวณด้วยค่าภาระค่า AF จากความไม่ชัดเจนดังกล่าว ทั้งนี้ ในการประมาณการค่า F_t รอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่า AF_{Gas} สำหรับเดือน กันยายน - ธันวาคม 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) จากปัจจัยสถานการณ์วิกฤตพลังงานโลกจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ส่งผลต่อแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติที่อ้างอิงราคาน้ำมันดิบดูไบทั่วโลก และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง ส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 94.82 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 46.27 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2569 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2569 (ค่า AF) เป็นเงินสูงถึง 31,268 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 48.55 สตางค์ต่อหน่วย

(2) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า กฟผ. ได้มีข้อเสนอการปรับค่า F_t ขยายไปอีกเท่ากับต้นทุนประจำงวดที่ 46.27 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 46.27 สตางค์ต่อหน่วย เพื่อไม่เพิ่มภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมให้กับ กฟผ. ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้บริโภคทั่วประเทศอยู่ที่ 4.25 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 0.30 บาทต่อหน่วย จากงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569

ต่อมา กระทรวงพลังงาน ได้ประชุมหารือแนวทางการลดผลกระทบค่าไฟฟ้าสำหรับประชาชน และมอบหมายให้ ปตท. ร่วมกับ กฟผ. ทบทวนประมาณการราคา Pool Gas ที่เหมาะสม และเสนอ กกพ. พิจารณาตามขั้นตอน โดย ปตท. ได้ปรับสมมติฐานราคา Spot LNG ลดลงจากเดิม 18.6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู มาอยู่ที่ 17.6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู เพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบัน ตามแนวนโยบายกระทรวงพลังงาน จึงได้ปรับปรุงประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติ สำหรับรอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ส่งผลให้ราคา Pool Gas เฉลี่ย 4 เดือน เท่ากับ 363.53 บาทต่อล้านบีทียู (ลดลงจากเดิมประมาณ 11.4 บาทต่อล้านบีทียู) และ กฟผ. ได้คำนวณประมาณการค่า F_t ประจำงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ที่สอดคล้องกับการประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ดังกล่าว ทำให้ต้นทุน FAC ลดลงมาอยู่ที่ 41.27 สตางค์ต่อหน่วย (ลดลง 5 สตางค์ต่อหน่วย)

นอกจากนี้ กกพ. ได้พิจารณาสถานการณ์ราคาพลังงานในตลาดโลกที่เพิ่มสูงขึ้นมาก ซึ่งส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้าง จึงเห็นควรให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งเก็บรักษาไว้ (Claw back) มาใช้ในการรักษาเสถียรภาพค่า F_t และบรรเทาผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าจากภาวะวิกฤติราคาพลังงานของผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 จำนวนประมาณ 16,127.17 ล้านบาท หรือลดลงได้ 25.04 สตางค์ต่อหน่วย

ดังนั้น กกพ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามการพิจารณาของ กกพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายปลีก ตามแนวนโยบายกระทรวงพลังงาน ร่วมกับ กกพ. ได้พิจารณานำเงิน Claw back มาช่วยบรรเทาผลกระทบผู้ใช้ไฟฟ้า ในสถานการณ์วิกฤตพลังงานโลกจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง เพื่อนำไปปรับปรุงความคิดเห็นใน 4 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด)
ค่า F_t ขยายปลีกเท่ากับ 94.82 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 (FAC) จำนวน 46.27 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 31,268 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 48.55 สตางค์ต่อหน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2569 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.73 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 จากระดับ 3.95 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ทั้งนี้ ในการประมาณการดังกล่าว ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่าภาระต้นทุนคงค้างค่าก๊าซธรรมชาติ หรือ AF_{Gas} สำหรับเดือน กันยายน - ธันวาคม 2569 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท หรือคิดเป็นประมาณ 4.01 สตางค์ต่อหน่วย

กรณีที่ 2: กรณีต้นทุน FAC ประจำงวด (ข้อเสนอ กฟผ.) ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 46.27 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 จำนวน 46.27 สตางค์ต่อหน่วย โดยกรณีนี้ กฟผ. จะรับภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมจำนวน 31,268 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 48.55 สตางค์ต่อหน่วย) ไว้แทนประชาชน ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.25 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 8 จากระดับ 3.95 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 3: กรณีปรับปรุงราคา Pool Gas ให้เหมาะสมกับปัจจุบัน ตามแนวนโยบายกระทรวงพลังงาน โดย ปตท. พิจารณาร่วมกับ กฟผ. ปรับราคา Spot LNG ลดลงเป็น 17.6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ทำให้ประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 4 เดือน เท่ากับ 363.53 บาทต่อล้านบีทียู (ลดลงจากเดิม 11.4 บาทต่อล้านบีทียู) ส่งผลให้ค่า F_t ขยายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 เท่ากับ 41.27 สตางค์ต่อหน่วย (ลดลงจากกรณีที่ 2 จำนวน 5 สตางค์ต่อหน่วย) โดยกรณีนี้ กฟผ. จะรับภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมจำนวน 31,268 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 48.55 สตางค์ต่อหน่วย) ไว้แทนประชาชน ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.20 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 6 จากระดับ 3.95 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 4: กรณีปรับปรุงราคา Pool Gas ให้เหมาะสมกับปัจจุบัน ตามแนวนโยบายกระทรวงพลังงาน ร่วมกับ กกพ. พิจารณานำเงิน Claw back มาช่วยบรรเทาผลกระทบผู้ใช้ไฟฟ้า ส่งผลให้ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 จำนวน 41.27 สตางค์ต่อหน่วย โดยกรณีนี้ กฟผ. จะรับภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมจำนวน 31,268 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 48.55 สตางค์ต่อหน่วย) ไว้แทนประชาชน ร่วมกับ กกพ. พิจารณานำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่การไฟฟ้าเก็บรักษาไว้ (Claw back) ทั้งหมดจำนวนประมาณ 16,127.17 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 25.04 สตางค์ต่อหน่วย) มาช่วยลดภาระค่าไฟฟ้าในสถานการณ์วิกฤตพลังงานโลกจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เท่ากับ 3.95 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับในงวดปัจจุบัน

ต่อมา กพ. ในการประชุมครั้งที่ 29/2569 (ครั้งที่ 1,019) เมื่อวันที่ 22 กรกฎาคม 2569 ได้พิจารณาการประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับเรียกเก็บในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ที่ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นสาธารณะแล้ว จึงเห็นชอบค่า F_t เท่ากับต้นทุน FAC จำนวน 41.27 สตางค์ต่อหน่วย ตามข้อเสนอของ กพ. เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม 2569 และเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่การไฟฟ้าเก็บรักษาไว้ในส่วนของ กพ. จำนวน 16,127.17 ล้านบาท มาลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชน โดยนำมาลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) โดยอาศัยอำนาจตามข้อกฎหมายของประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564 หมวด 5 การเรียกคืนซึ่งผลประโยชน์ส่วนเกินที่รับไป ข้อ 34(1) สนับสนุนการรักษาเสถียรภาพอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง (Fuel Adjustment Tariff) ในระหว่างรอบการกำกับ และข้อ 34(2) ลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตามความเหมาะสมเพื่อบรรเทาผลกระทบจากภาวะวิกฤติที่ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างในระหว่างรอบการกำกับ ซึ่งจะสามารถลดค่า F_t ประจำเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ได้ประมาณ 0.25 บาทต่อหน่วย ทำให้ค่า F_t ขายปลีก สำหรับการเรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 เท่ากับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ คงที่เท่ากับงวดปัจจุบันที่ 3.95 บาทต่อหน่วย

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ที่ กพ. นำเสนอ เปรียบเทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569) ซึ่งใช้สมมติฐานราคาน้ำมันดิบ 85.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 31.27 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ตามการประมาณการของ ปตท.) ตามมติ กพ. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2569 เป็นต้น

1. สมมติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กพผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 คาดว่าเท่ากับ 64,401 ล้านหน่วย ลดลงจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569) จำนวน 6,129 ล้านหน่วย (ลดลงร้อยละ 8.7)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า ในการประชุมเมื่อวันที่ 29 กันยายน 2568 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 มีการผลิตโดย กพผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 70,868 ล้านหน่วย ลดลง 6,498 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569) ซึ่งอยู่ที่ 77,365 ล้านหน่วย หรือลดลงร้อยละ 8.4

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-31 พฤษภาคม 2569) เท่ากับ 32.51 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งอ่อนค่าลงจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กพผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569) ประมาณการไว้ที่ 31.27 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 1.24 บาทต่อเหรียญสหรัฐ

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) (คิดอัตราค่าบริการในส่วนของต้นทุนคงที่ (L_d) สำหรับ LNG Receiving Terminal ที่ 17.7589 บาท/MMbtu ตามปริมาณการจองใช้รวม 18.5 ล้านตันต่อปี และคิดค่าผ่านท่อในทะเล (T_d และ T_c) พื้นที่ 1 เท่ากับ 13.0865 บาท/MMbtu ในราคาก๊าซอ่าวไทย ตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564) ตลอดจน ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2568 โดยใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Price)

และให้ราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่นำมาคำนวณเป็น Pool Price มีราคาต่ำกว่าราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยอยู่ที่ร้อยละ 10 แล้ว จึงทำให้ประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (อ่าวไทย เมียนมา และ LNG) เดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 อยู่ที่ 375 บาทต่อล้านบีทียู (รวมค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 5.75 บาท/MMbtu) ปรับตัวเพิ่มขึ้น 28 บาทต่อล้านบีทียู (เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.07) จากราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ใช้ประมาณการที่ ปตท. ได้นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569) ซึ่งอยู่ที่ 347 บาทต่อล้านบีทียู

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 คาดว่าเท่ากับ 29.93 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 1.48 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 คาดว่าเท่ากับ 29.33 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 1.22 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 3,429.49 บาทต่อตัน เพิ่มขึ้น 322.99 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t ประมาณการเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2569 กับประมาณการงวดเดือน กันยายน - ธันวาคม 2569

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ประมาณการ พ.ค. - ส.ค. 69	ประมาณการ ก.ย. - ธ.ค. 69	เปลี่ยนแปลง	
		[1]	[2]	[2]-[1]	ร้อยละ
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	365.46	395.70	+30.25	+8.28
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	28.34	29.93	+1.48	+5.19
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	30.54	29.33	-1.22	-3.99
- ราคาถ่านหิน (กฟผ.)	บาท/ตัน	820.00	820.00	-	-
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	3,106.50	3,429.49	+322.99	+10.40
- ค่าต่างประเทศ	บาท/หน่วย	2.00	1.96	-0.04	-2.23

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ วันที่ 8 มิถุนายน 2569

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

** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

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

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 คาดว่าจะลดลง 6,498 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น เนื่องจากแนวโน้มราคาพลังงานในตลาดโลกปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงเล็กน้อย อย่างไรก็ตาม การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าและซื้อไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในประเทศ รวมถึงการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินลิกไนต์ในประเทศ ซึ่งมีต้นทุนที่ต่ำลดลงจากช่วงที่ผ่านมา ส่งผลให้ต้องผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเพื่อทดแทน ส่งผลทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 206,819 ล้านบาท ลดลง 7,552 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม - ธันวาคม 2569) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 214,371 ล้านบาท

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือน กันยายน - ธันวาคม 2569 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 61.12 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลำดับถัดไป

คือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 18.88 และ ถ่านหินนำเข้า (IPPs) ร้อยละ 8.06 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 6.65 เชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 2.92 พลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 2.36 น้ำมันเตา ร้อยละ 0.01 และน้ำมันดีเซลร้อยละ 0.002 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือน กันยายน – ธันวาคม 2569 มีมูลค่าเท่ากับ 197,928 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 70,868 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 69 [1]		ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 69 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วน เปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังงานในประเทศ (กฟผ.)	2,409.35	3.11%	1,675.35	2.36%	-734.01	-0.75%
ลิกไนต์ (กฟผ.)	2,447.52	3.16%	2,071.80	2.92%	-375.72	-0.24%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	5,777.77	7.47%	5,714.32	8.06%	-63.45	+0.60%
ลาว	13,913.51	17.98%	13,333.75	18.82%	-579.76	+0.83%
- พลังน้ำ, ลาว	9,947.13	12.86%	9,150.41	12.91%	-796.72	+0.05%
- ลิกไนต์, ลาว	3,966.38	5.13%	4,183.34	5.90%	+216.97	+0.78%
มาเลเซีย	38.16	0.05%	44.64	0.06%	+6.48	+0.01%
อื่นๆ* (SPP + RE กฟผ.)	4,349.43	5.62%	4,710.69	6.65%	+361.26	+1.03%
น้ำมันดีเซล (กฟผ.)	46.51	0.06%	1.75	0.002%	-44.76	-0.06%
น้ำมันเตา (กฟผ.)	1.94	0.00%	3.64	0.01%	+1.70	+0.003%
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	48,381.25	62.54%	43,311.72	61.12%	-5,069.53	-1.42%
- กฟผ.	15,794.06	20.41%	14,217.59	20.06%	-1,576.47	-0.35%
- IPPs + SPPs	32,587.19	42.13%	29,094.13	41.06%	-3,493.06	-1.07%
รวม	77,365.44	100.00%	70,867.66	100.00%	-6,497.78	-

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

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiT) และค่าใช้จ่ายในส่วนของการพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 8,891 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (64,401 ล้านหน่วย) เท่ากับ 13.8 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น 0.8 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2569 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 13.0 สตางค์ต่อหน่วย ทั้งนี้ เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 ในขณะที่ประมาณการหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลงร้อยละ 9 จึงทำให้อัตราเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศเพิ่มขึ้น

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน	197,928 ล้านบาท
(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ	<u>8,891</u> ล้านบาท
รวม	<u>206,819</u> ล้านบาท

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ
เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2569 และเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569

รายการ	พ.ค. - ส.ค. 69 (แผน)	ก.ย. - ธ.ค. 69 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	77,365	70,868	-8%
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	56,594	52,709	-7%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	42,642	39,330	-8%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	13,952	13,379	-4%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	20,772	18,159	-13%
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	70,530	64,401	-9%
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	205,188	197,928	-4%
ค่าซื้อไฟฟ้า	165,822	159,382	-4%
ในประเทศ	137,900	132,952	-4%
- ค่าความพร้อมจ่าย/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	28,546	26,092	-9%
- ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	19,000	16,196	
- ค่าพลังไฟฟ้า (CP)	9,546	9,896	
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	109,354	106,860	-2%
ต่างประเทศ	27,922	26,430	-5%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (AP)	5,444	4,781	-12%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	22,478	21,649	-4%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ.	39,367	38,546	-2%
ก๊าซธรรมชาติ	37,518	37,175	-1%
ลิกไนต์	1,542	1,312	-15%
น้ำมันเตา	20	36	+84%
น้ำมันดีเซล	286	23	-92%
การค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	9,617	9,183	-5%
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	9,346	8,915	-5%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	271	268	-1%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	181,383	214,371	+18%

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 8 มิถุนายน 2569

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 29,797 ล้านบาท หรือ +46.27 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ 206,819 ล้านบาท

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 เท่ากับ 177,022 ล้านบาท (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (ES) เท่ากับ 68,926 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 จึงสูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐานเท่ากับ 29,797 ล้านบาท ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ เดือนกันยายน – ธันวาคม 2569

ประมาณการ ค่าใช้จ่าย EFC (ล้านบาท)	ค่า เชื้อเพลิง (กฟผ. (1))	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและ ต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) (1)+(2)+(3)	หมายเหตุ
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)		
ก.ย.-ธ.ค. 69	38,546	159,382	3,879	4,783	229	8,891	206,819	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 (ES) (ล้านบาท)							68,926	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) (สตางค์/หน่วยขายส่ง)							256.83	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) (ล้านบาท)							177,022	(4)=(3)×(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC) (ล้านบาท)							+29,797	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน กันยายน – ธันวาคม 2569 (ล้านบาท)							64,401	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน หรือ FAC เดือน กันยายน – ธันวาคม 2569 (สตางค์/หน่วยขายปลีก)							+46.27	(7)=(5)/(6)

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

กฟผ. ได้นำเสนอยอดสะสมซึ่งเกิดจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บ สะสมสำหรับรอบเดือน มกราคม – เมษายน 2569 (ค่า AF) จำนวน 31,268 ล้านบาท ยกมาในการคำนวณประมาณการค่า F_t งวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2569 คิดเป็น +48.55 สตางค์ต่อหน่วยจำหน่าย โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 31.30 บาทต่อเหรียญสหรัฐ เป็น 33.28 บาทต่อเหรียญสหรัฐราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 66.3 เป็น 76.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลง โดยเฉพาะแหล่งก๊าซเอราวัณลดการผลิตในช่วงเปลี่ยนผ่านสัมปทาน ทำให้ต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG จากตลาดโลกซึ่งมีราคาสูงและมีความผันผวนเนื่องจากเข้าสู่ฤดูหนาว และได้รับผลกระทบจากสถานการณ์สงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ในปริมาณที่สูงขึ้นเพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติในประเทศที่ลดลง ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นโดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าที่จัดหาโดย บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ปรับตัวสูงขึ้นจาก 230 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 286 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง กฟผ. ต้องนำเข้า Spot LNG ราคาสูงในระดับ 820 - 1,070 บาทต่อล้านบีทียู มาเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและแก้ไขปัญหาปริมาณสำรอง LNG ที่อยู่ในระดับต่ำจากปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติ

(2) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 33.00 บาทต่อเหรียญสหรัฐ เป็น 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 72.6 เป็น 97.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และผลกระทบจากสถานการณ์วิกฤตการณ์ราคาพลังงานโลกที่รุนแรงอย่างต่อเนื่องจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

ลิกไนต์ และรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ รวมทั้ง นำเงินบริหารจัดการค่า F_t และเงินผลประโยชน์จากการบริหารจัดการ Take or Pay รวมจำนวน 18,731 ล้านบาทมาช่วยลดผลกระทบของค่า F_t แล้วก็ตาม โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดดจาก 292 บาทต่อล้านบีทียู 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) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 42,866 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากแผนประมาณ 2,052 ล้านหน่วย ในขณะที่ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 32.20 บาทต่อเหรียญสหรัฐ เป็น 35.39 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 83.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เป็น 105.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงต่อเนื่องและยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน แม้ว่าจะมีการนำมาตรการต่างๆ ที่ภาครัฐได้ให้ความเห็นชอบมาดำเนินงานเพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าตามแนวนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2565 และมติคณะรัฐมนตรีที่เห็นชอบการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเพื่อลดผลกระทบของราคาพลังงานภายในประเทศด้วยแล้วก็ตาม แต่ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ายังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 387 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 418 บาทต่อล้านบีทียู จึงส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้ายังคงสูงขึ้นมาก รวมไปถึง มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 12.21 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 7,869 ล้านบาท)

(4) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 37,535 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 34.40 บาทต่อเหรียญสหรัฐ เป็น 36.52 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) ที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า สูงกว่าแผน จาก 443 บาทต่อล้านบีทียู 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) ต่ำกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน -14,971 ล้านบาท ซึ่งมาจากภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า 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) ต่ำกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน -39,520 ล้านบาท ดังนี้

(6.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ต่ำกว่าค่า 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) สูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 จำนวน 3,912 ล้านบาท ดังนี้

(7.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 สูงกว่าค่า 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) ต่ำกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม - เมษายน 2567 จำนวน 1,194 ล้านบาท ดังนี้

(8.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 สูงกว่าค่า 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) ต่ำกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 จำนวน 13,259 ล้านบาท ดังนี้

(9.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 ต่ำกว่าค่า 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) ต่ำกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 จำนวน -13,496 ล้านบาท ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF สะสมสูงกว่าที่ประมาณการไว้ -10,032 ล้านบาท

(11) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงตามข้อเสนอของ กฟผ. สูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม- เมษายน 2568 จำนวน 17,706 ล้านบาท โดยเมื่อหักต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเดือนเมษายน 2568 ที่ กฟผ. เห็นชอบให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบเพิ่มเติมจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว จะทำให้ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการคำนวณครั้งนี้ สูงกว่าเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม- เมษายน 2568 จำนวน 16,884 ล้านบาท (17,706 - 821) ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF สะสมต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ -7,464 ล้านบาท

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

(12.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง ในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 รวมการปรับปรุงส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติในงวดที่ 1 เป็นเงินประมาณ 2,942 ล้านบาท และรายการปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้า รวมประมาณ 3,108 ล้านบาท) เท่ากับ 7,073 ล้านบาท ต่ำกว่า ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า เท่ากับ -6,496 ล้านบาท

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

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

(13) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) ต่ำกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 และมีการนำเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้ามาลดค่าไฟฟ้าตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2568 รวมจำนวน -11,130 ล้านบาท ดังนี้

(13.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง ในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 รวมการปรับปรุงส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติในงวดที่ 2 จำนวน 2,580 ล้านบาท เป็นเงินเท่ากับ 173,533 ล้านบาท สูงกว่าที่คำนวณไว้ในค่าไฟฟ้าฐานจำนวน 1,556 ล้านบาท ในขณะที่ ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าได้เท่ากับ 9,902 ล้านบาท จึงทำให้ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า เท่ากับ -8,346 ล้านบาท

(13.2) กกพ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ Energy Pool Price (EPP) ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กกพ. จำนวนเงิน -144 ล้านบาท

(13.3) มีการนำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้า (Claw Back) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2568 นำมาลดค่าไฟฟ้าเพื่อลดผลกระทบจากภาวะวิกฤตราคาพลังงานมีความผันผวน และเกิดความไม่แน่นอนทางเศรษฐกิจอันเนื่องมาจากสงครามทางการค้าจากแนวโน้มนโยบายด้านการค้าต่างประเทศของสหรัฐอเมริกา ส่งผลต่อต้นทุนทางเศรษฐกิจของประเทศไทย ทำให้ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างในระหว่างรอบการกำกับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 เป็นจำนวน -2,640 ล้านบาท

(14) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) ต่ำกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2569 จำนวน 4,660 ล้านบาท ดังนี้

(14.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง ในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2569 (รวมรายการปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้า ประมาณ 117 ล้านบาท) เท่ากับ 1,679 ล้านบาท ต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า เท่ากับ +6,339 ล้านบาท

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ยกไป จวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569

ค่า F_t ประจำเดือน	หน่วย จำหน่าย ทั่วประเทศ (ล้านหน่วย) $EU(A)_t$	ส่วนต่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และ ค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงจาก ค่าไฟฟ้าฐาน หรือ FAC		ยอดสะสมส่วนต่างของ ค่า F_t ที่คำนวณได้จริง และ ค่า F_t ที่เรียกเก็บยกมาจาก งวดที่ผ่านมา หรือ AF		ค่า F_t ขายปลีก ที่คำนวณได้		ค่า F_t ที่เรียกเก็บ		ผลต่างระหว่าง ค่า F_t ขายปลีก ที่คำนวณได้ กับ ค่า 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)
ก.ย. - ธ.ค. 68	62,980	1,556	+2.47	+44,274 ^{13/}	+70.30	+45,830	+72.77	+9,902	+15.72	+35,928 (-11,130)
ม.ค. - เม.ย. 69	65,224	1,679	+2.57	+35,928 ^{14/}	+55.09	+37,607	+57.66	+6,339	+9.72	+31,268 (-4,660)
รวม AF สะสม 13 จวด (AF สะสมยกไปคำนวณสำหรับรอบ ก.ย. - ธ.ค. 69)										+31,268

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 กกพ. เก็บรักษาไว้ 4,129 ล้านบาท เงินเรียกคืนฐานการเงินปี 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 กกพ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือน พ.ค. - ธ.ค. 2565 จำนวน 11,776 ล้านบาท

^{3/} กกพ. 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 กกพ. นำเสนอจำนวน 3,188 ล้านบาท เห็นควรให้ กกพ. 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
- ^{13/} ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน พ.ค. – ส.ค. 2568 จำนวน 47,058 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน -144 ล้านบาท และเงินเรียกคืนส่วนเกินรายได้ของการไฟฟ้า (Claw Back) ตามมติ กกพ. นำมาลดค่าไฟฟ้า จำนวน -2,640 ล้านบาท
- ^{14/} ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2568 จำนวน 35,928 ล้านบาท ต้นทุนจริงต่ำกว่าค่า F_t เรียกเก็บจำนวน -4,660 ล้านบาท

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขยายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปรประจำวันเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569

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

โดยที่:

(1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2569 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +29,797 ล้านบาท หรือ +46.27 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง สำหรับงวดมกราคม – เมษายน 2569 เท่ากับ +31,268 ล้านบาท หรือ +48.55 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขยายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรงในเดือน กันยายน – ธันวาคม 2569 เท่ากับ 64,401 ล้านหน่วย

ประมาณการค่า F_t ขายปลีก ก.ย. - ธ.ค. 69	=	$\frac{FAC_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 69}} + AF_{\text{ก.ย.64 - เม.ย. 69}}}{EU_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 69}}}$	
	=	$\frac{(+29,797) + (+31,268)}{64,401}$	ล้านบาท ล้านหน่วย
	=	$\frac{+29,797}{64,401} + \frac{+31,268}{64,401}$	ล้านบาท ล้านหน่วย
	=	$+46.27 + +48.55$	สตางค์/หน่วย
	=	$+94.82$	สตางค์/หน่วย

4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569

4.1 ในการพิจารณาปรับค่า F_t เรียกเก็บ ที่ผ่านมาของ กกพ. ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค COVID-19 จึงได้พิจารณาตั้งราคา 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 กพข. 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 กพข. ไม่มีการขยายมาตรการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในรูปแบบที่ได้ดำเนินการในเดือนมกราคม - เมษายน 2566 จึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จ่ายค่า F_t ในอัตราเดียวกัน สำหรับเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ซึ่ง กพพ. ได้เสนอทบทวนภาระค่า F_t จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย

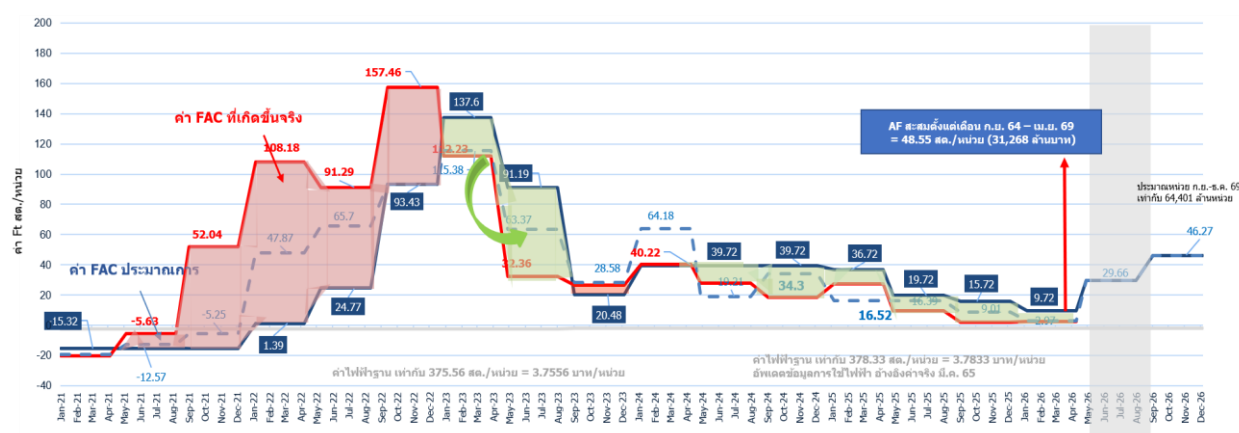
ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนตัวลงมาก และราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงมีค่าสูงกว่าที่ได้ประมาณการไว้ ทำให้เกิดเป็นยอดเงินภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า จึงเกิดภาระต้นทุนของ กกพ. ที่รับภาระแทนประชาชนสูงขึ้นสะสม (AF) ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 ถึง ธันวาคม 2565 เป็นจำนวนเงิน 150,268 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากค่าใช้จ่ายในการผลิตและซื้อไฟฟ้าจริงที่สูงกว่าแผนในรอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 ประมาณ 37,535 ล้านบาท รวมกับจำนวนเงิน 125,876 ล้านบาท ซึ่งเป็นยอดเงินที่ กกพ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าแผนในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 เดือนมกราคม - เมษายน 2565 และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565 แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน ที่ให้ชะลอการนำยอดเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณ

การของงวดก่อน และ กฟผ. ได้พิจารณานำเงินค่าปรับกรณีโรงไฟฟ้าที่ ปตท. ขายส่งก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ ซึ่ง กฟผ. เก็บรักษาไว้เพื่อเป็นเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กฟผ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือน พฤษภาคม - 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 และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า รวมกับค่า AF คืนให้ กฟผ. บางส่วน ประมาณ 14,971 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คงเหลือ 135,297 ล้านบาท ต่อมา งวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า 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 และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงยังสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า รวมกับค่าปรับปรุงที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กฟผ. 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 และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงยังคงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า จำนวน 327 ล้านบาท แต่เมื่อรวมกับค่าปรับปรุงที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กฟผ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้จำนวน 1,521 ล้านบาท ทำให้มีค่าใช้จ่ายภายหลังการปรับปรุงลดรวมประมาณ 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 กฟผ. 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. รับผิดชอบผู้ใช้ไฟฟ้าหรือต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 85,236 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง

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

สำหรับปี 2568 กฟพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค่ารับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่องในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 จำนวน 13,412 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม จากสถานการณ์ที่เกิดขึ้นจริงในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 มีอัตราแลกเปลี่ยนอ่อนค่าลง 0.6 บาทต่อเหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ 33.92 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ต้นทุนราคาเชื้อเพลิงสูงกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเมื่อหักต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในส่วนที่ กฟพ. มีมติให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว จึงทำให้ กฟพ. ได้รับคืนค่า AF เป็นจำนวนเงิน 5,668 ล้านบาท (ต่ำกว่าค่าประมาณการที่ กฟพ. ได้เห็นชอบให้ทยอยคืนภาระค่า AF บางส่วน เป็นเงินประมาณ 7,474 ล้านบาท) จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟพ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนเมษายน 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 66,072 ล้านบาท ในขณะที่เดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 กฟพ. 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 ถึงรอบเดือน มกราคม - เมษายน 2570) และเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ได้ข้อยุติจากการอุทธรณ์ของผู้รับใบอนุญาตจำนวน 12,200 ล้านบาท มาช่วยลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า จึงทำให้สามารถคืน AF ให้กับ กฟผ. ได้จำนวน 19,014 ล้านบาท ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟพ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 47,058 ล้านบาท และในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ได้ทยอยคืนเงินค่า AF ให้ กฟผ. บางส่วน ร่วมกับการนำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่การไฟฟ้าเก็บรักษาไว้ (Claw back) จำนวน 2,640 ล้านบาท มาลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชน รวมทั้ง เงินปรับปรุง Settlement Values (SV) ที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ชำระให้ กฟผ. จำนวน 144 ล้านบาท ส่งผลให้มีค่า AF เดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ซึ่งจะยกไปคำนวณในการประมาณการค่า F_t เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569 เป็นเงินจำนวน 8,346 ล้านบาท จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟพ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 35,928 ล้านบาท

ปี 2569 กฟพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค่ารับสะสมบางส่วนเดือนมกราคม - เมษายน 2569 ส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟพ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนเมษายน 2569 ลดลงมาอยู่ที่ 31,268 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง โดยคิดเป็นค่า AF ในการคำนวณประมาณการค่า F_t รอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 จำนวน 48.55 สตางค์ต่อหน่วย ดังภาพ



กฟพ. ในการประชุมครั้งที่ 27/2569 (ครั้งที่ 1,017) เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม 2569 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 โดยพิจารณาสถานการณ์วิกฤตพลังงานโลกจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนพฤษภาคม 2569 ที่มีแนวโน้มอ่อนค่าลงเป็น 32.51 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และยังมีแนวโน้มไม่แน่นอน แผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่ลดลง

ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศ การปลดระวางและการหยุดเดินเครื่องเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้าแม่เมาะทำให้การผลิตไฟฟ้าจากใช้ถ่านลิกไนต์ลดลงมาก แม้การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าซึ่งมีต้นทุนที่จะเพิ่มขึ้น แต่จากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ที่มีผลกระทบต่อแนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้า Spot LNG เพิ่มขึ้นและผันผวนตามสถานการณ์ความต้องการและราคาน้ำมันดิบดูไบในตลาดโลกที่พุ่งสูงขึ้นและยังคงมีความไม่แน่นอน รวมทั้ง การพิจารณาภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด เนื่องจากหากไม่มีกำหนดการที่ชัดเจนในการคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และผลตอบแทนจากการรับภาระค่า AF แทนประชาชนไปก่อน จะทำให้ กฟผ. มีความเสี่ยงถูกปรับลดอันดับความน่าเชื่อถือ (Credit Rating) ซึ่งจะกระทบต่อความสามารถในการจัดหาเงินทุนและต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มสูงขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และ กฟผ. อีกทั้งผู้สอบบัญชีอิสระจะให้ กฟผ. คำนวณด้วยค่าภาระค่า AF จากความไม่ชัดเจนดังกล่าว ทั้งนี้ ในการประมาณการค่า F_t รอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่า AF_{Gas} สำหรับเดือนกันยายน - ธันวาคม 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) จากปัจจัยสถานการณ์วิกฤตพลังงานโลกจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ส่งผลต่อแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติที่อ้างอิงราคาน้ำมันดิบดูไบทั่วโลก และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง ส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 94.82 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 46.27 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2569 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กฟผ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2569 (ค่า AF) เป็นเงินสูงถึง 31,268 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 48.55 สตางค์ต่อหน่วย

(2) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า กฟผ. ได้มีข้อเสนอการปรับค่า F_t ขยายปพลิเคชันเท่ากับต้นทุนประจำงวดที่ 46.27 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 46.27 สตางค์ต่อหน่วย เพื่อไม่เพิ่มภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมให้กับ กฟผ. ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศอยู่ที่ 4.25 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 0.30 บาทต่อหน่วย จากงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2569

ต่อมา กระทรวงพลังงาน ได้ประชุมหารือแนวทางการลดผลกระทบค่าไฟฟ้าสำหรับประชาชน และมอบหมายให้ ปตท. ร่วมกับ กฟผ. ทบทวนประมาณการราคา Pool Gas ที่เหมาะสม และเสนอ กกพ. พิจารณาตามขั้นตอน โดย ปตท. ได้ปรับสมมติฐานราคา Spot LNG ลดลงจากเดิม 18.6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู มาอยู่ที่ 17.6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู เพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบัน ตามแนวนโยบายกระทรวงพลังงาน จึงได้ปรับปรุงการประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติ สำหรับรอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ส่งผลให้ราคา Pool Gas เฉลี่ย 4 เดือน เท่ากับ 363.53 บาทต่อล้านบีทียู (ลดลงจากเดิมประมาณ 11.4 บาทต่อล้านบีทียู) และ กฟผ. คำนวณค่า F_t ประจำงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ที่สอดคล้องกับการประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ดังกล่าว ทำให้ต้นทุน FAC ลดลงมาอยู่ที่ 41.27 สตางค์ต่อหน่วย

นอกจากนี้ กกพ. ได้พิจารณาสถานการณ์ราคาพลังงานในตลาดโลกที่เพิ่มสูงขึ้นมาก ซึ่งส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้าง จึงเห็นควรให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งเก็บรักษาไว้ (Claw back) มาใช้ในการรักษาเสถียรภาพค่า F_t และบรรเทาผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าจากภาวะวิกฤติราคาพลังงานของผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 จำนวนประมาณ 16,127.17 ล้านบาท หรือลดลงได้ 25.04 สตางค์ต่อหน่วย

ดังนั้น กกพ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามการพิจารณาของ กกพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายปลีก ตามแนวนโยบายกระทรวงพลังงาน ร่วมกับ กกพ. พิจารณานำเงิน Claw back มาช่วยบรรเทาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ในสถานการณ์วิกฤติพลังงานโลกจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง เพื่อนำไปปรับปรุงความคิดเห็นใน 4 กรณี ดังนี้

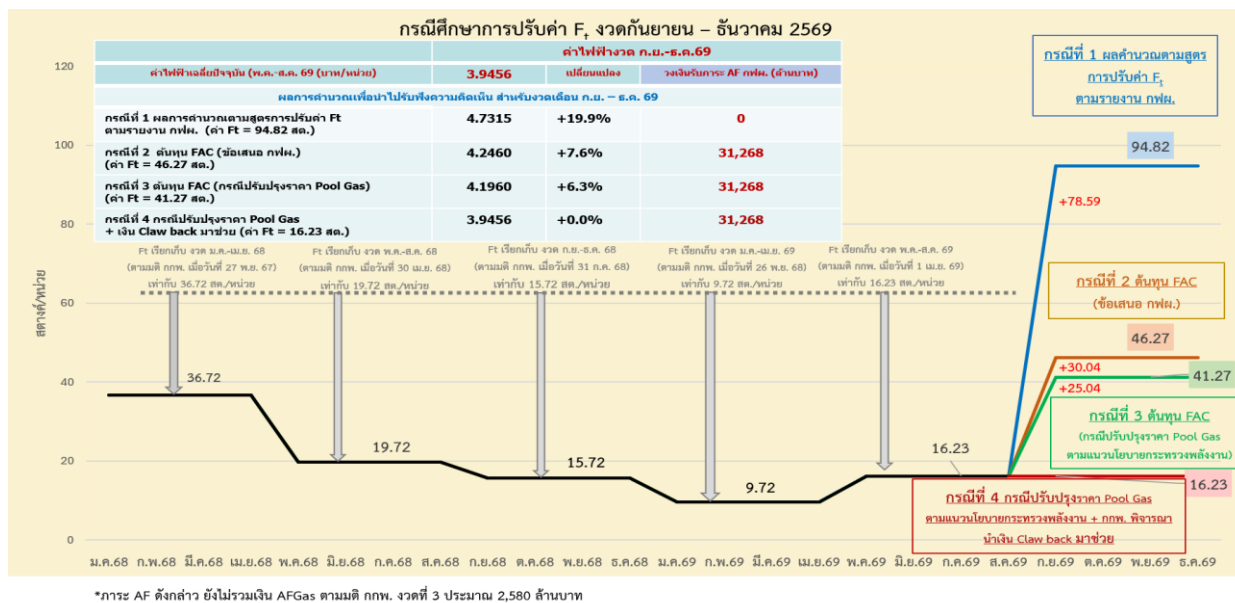
กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด)
ค่า F_t ขยายปลีกเท่ากับ 94.82 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 (FAC) จำนวน 46.27 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 31,268 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 48.55 สตางค์ต่อหน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤติของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2569 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.73 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 จากระดับ 3.95 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ทั้งนี้ ในการประมาณการดังกล่าว ยังไม่รวมถึงประมาณการรายการปรับปรุงค่าภาระต้นทุนคงค้างค่าก๊าซธรรมชาติ หรือ AF_{Gas} สำหรับเดือน กันยายน - ธันวาคม 2569 (งวดที่ 3) เป็นเงินจำนวน 2,580 ล้านบาท หรือคิดเป็นประมาณ 4.01 สตางค์ต่อหน่วย

กรณีที่ 2: กรณีต้นทุน FAC ประจำงวด (ข้อเสนอ กฟผ.) ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 46.27 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 จำนวน 46.27 สตางค์ต่อหน่วย โดยกรณีนี้ กฟผ. จะรับภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมจำนวน 31,268 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 48.55 สตางค์ต่อหน่วย) ไว้แทนประชาชน ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.25 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 8 จากระดับ 3.95 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 3: กรณีปรับปรุงราคา Pool Gas ให้เหมาะสมกับปัจจุบัน ตามแนวนโยบายกระทรวงพลังงาน โดย ปตท. พิจารณาร่วมกับ กฟผ. ปรับราคา Spot LNG ลดลงเป็น 17.6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ทำให้ประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 4 เดือน เท่ากับ 363.53 บาทต่อล้านบีทียู (ลดลงจากเดิม 11.4 บาทต่อล้านบีทียู) ส่งผลให้ค่า F_t ขยายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 เท่ากับ 41.27 สตางค์ต่อหน่วย (ลดลงจากกรณีที่ 2 จำนวน 5 สตางค์ต่อหน่วย) โดยกรณีนี้ กฟผ. จะรับภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมจำนวน 31,268 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 48.55 สตางค์ต่อหน่วย) ไว้แทนประชาชน ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.20 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 6 จากระดับ 3.95 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 4: กรณีปรับปรุงราคา Pool Gas ให้เหมาะสมกับปัจจุบัน ตามแนวนโยบายกระทรวงพลังงาน ร่วมกับ กกพ. พิจารณานำเงิน Claw back มาช่วยบรรเทาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ส่งผลให้ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 จำนวน 41.27 สตางค์ต่อหน่วย โดยกรณีนี้ กฟผ. จะรับภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมจำนวน 31,268 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 48.55 สตางค์ต่อหน่วย) ไว้แทนประชาชน ร่วมกับ กกพ. พิจารณานำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่

การไฟฟ้าเก็บรักษาไว้ (Claw back) ทั้งหมดจำนวนประมาณ 16,127.17 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 25.04 สตางค์/หน่วย) มาช่วยลดภาระค่าไฟฟ้าในสถานการณ์วิกฤตพลังงานโลกจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เท่ากับ 3.95 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับในงวดปัจจุบัน



กฟผ. ในการประชุมครั้งที่ 29/2569 (ครั้งที่ 1,019) เมื่อวันที่ 22 กรกฎาคม 2569 ได้พิจารณาการประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับเรียกเก็บในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ที่ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นสาธารณะแล้ว จึงเห็นชอบค่า F_t เท่ากับต้นทุน FAC จำนวน 41.27 สตางค์ต่อหน่วยตามข้อเสนอของ กฟผ. เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม 2569 และเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินจากการไฟฟ้าเก็บรักษาไว้ในส่วนของ กฟผ. จำนวน 16,127.17 ล้านบาท มาลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชนโดยนำมาลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) โดยอาศัยอำนาจตามข้อกฎหมายของประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564 หมวด 5 การเรียกคืนซึ่งผลประโยชน์ส่วนเกินที่รับไป ข้อ 34(1) สนับสนุนการรักษาเสถียรภาพอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง (Fuel Adjustment Tariff) ในระหว่างรอบการกำกับ และข้อ 34(2) ลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตามความเหมาะสมเพื่อบรรเทาผลกระทบจากภาวะวิกฤติที่ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างในระหว่างรอบการกำกับ ซึ่งจะสามารถลดค่า F_t ประจำเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 ได้ประมาณ 0.25 บาทต่อหน่วย ทำให้ค่า F_t ขายปลีก สำหรับการเรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2569 เท่ากับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ คงที่เท่ากับงวดปัจจุบันที่ 3.95 บาทต่อหน่วย (ก่อนการปรับปรุงอัตราค่าไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยแบบ Progressive rate ตามมติ กฟผ. เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569)

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

ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ
(ก่อนปรับปรุงอัตราค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า (Progressive rate) ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569)

เทียบ F_t จวดปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.7833 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน เดือน พ.ค. – ส.ค. 69 ตามมติ กพข. 1 เม.ย. 69 (บาท/หน่วย) [1]	ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	
		ค่าไฟฐาน + F_t ก.ย. – ธ.ค. 69 [2]	เปลี่ยนแปลง [2]-[1] (ร้อยละ)
1. ผลการคำนวณค่า F_t : F_t 94.82 สต./หน่วย	3.95 (ค่า F_t = 16.23 สต./หน่วย)	4.73	+0.78 (+19.75%)
2. ข้อเสนอ กพข. เรียกเก็บตามต้นทุน FAC ประจำงวด: F_t 46.27 สต./หน่วย		4.25	+0.30 (+7.59%)
3. ปรับปรุงราคาก๊าซธรรมชาติตามแนวทางภาคนโยบาย เพื่อลดผลกระทบค่าไฟฟ้า: F_t 41.27 สต./หน่วย		4.20	+0.25 (+6.33%)
4. ปรับปรุงราคาก๊าซธรรมชาติตามแนวทางภาคนโยบาย และ กพข. ใช้เงิน Claw back: F_t 16.23 สต./หน่วย		3.95	+0.00 (+0.00%)

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า
(ก่อนปรับปรุงอัตราค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า (Progressive rate) ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569)

กรณีการปรับค่า F_t ขยายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าของ กพข.	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (F_t เท่ากับ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย)	31,268 ล้านบาท (ณ เดือนเมษายน 2569)	357.48	1,193.84	4,382.65
กรณีที่ 1 ค่า F_t เรียกเก็บ 94.82 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 78.59 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	436.07 (+78.59) 4.36 บาท/หน่วย	1,429.61 (+235.77) 4.77 บาท/หน่วย	5,168.55 (+785.90) 5.17 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		22%	20%	18%
กรณีที่ 2 ค่า F_t เรียกเก็บ 46.27 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 30.04 สตางค์ต่อหน่วย)	31,268 ล้านบาท	387.52 (+30.04) 3.88 บาท/หน่วย	1,283.96 (+90.12) 4.28 บาท/หน่วย	4,683.05 (+300.40) 4.68 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		8%	8%	7%
กรณีที่ 3 ค่า F_t เรียกเก็บ 41.27 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 25.04 สตางค์ต่อหน่วย)	31,268 ล้านบาท	382.52 (+25.04) 3.83 บาท/หน่วย	1,268.96 (+75.12) 4.23 บาท/หน่วย	4,683.05 (+300.40) 4.68 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		7%	6%	6%
กรณีที่ 4 ค่า F_t เรียกเก็บ 16.23 สตางค์ต่อหน่วย (คงที่เท่ากับจวดปัจจุบัน)	31,268 ล้านบาท	357.48 - 3.57 บาท/หน่วย	1,193.84 - 3.98 บาท/หน่วย	4,382.65 - 4.38 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		0%	0%	0%

หมายเหตุ: การคำนวณข้างต้น ยังไม่รวมค่า AF_{Gas} เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ซึ่งจะทยอยเรียกคืนอีก 4 จวดๆ ละ 2,580 ล้านบาท
เป็นเงินรวมประมาณ 10,320 ล้านบาท

โดยกรณีปรับปรุงอัตราค่าไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยแบบอัตราก้าวหน้า (Progressive rate) ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2569 ตั้งแต่บิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนกันยายน 2569 เป็นต้นไปแล้ว คาดว่าจะทำให้อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยลดลงจาก 3.95 บาทต่อหน่วย เป็นประมาณ 3.86 บาทต่อหน่วย

ทั้งนี้ เนื่องจากสถานการณ์ราคาพลังงานและอัตราแลกเปลี่ยนยังคงมีความไม่แน่นอน เนื่องจากความไม่แน่นอนของเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางที่ไม่อาจคาดการณ์ได้ว่าจะคลี่คลายลงเมื่อใด อาจส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเกิดการผันผวน อีกทั้งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเมียนมาร์ยังมีแนวโน้มที่ลดลง ตามแผนการทำงานบำรุงรักษาของแหล่งก๊าซธรรมชาติ จึงมีความจำเป็นต้องนำเข้า LNG เพื่อเสริมปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ขาดหาย และความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศได้อย่างเพียงพอ ดังนั้น สำนักงาน กพข. จึงขอความร่วมมือคนไทยทุกคนช่วยกันประหยัดและลดการใช้ไฟฟ้าลง เพื่อช่วยให้ประเทศไทยลดการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันจากต่างประเทศที่มีราคาสูง และทุกหน่วยไฟฟ้าที่ลดลงจะช่วยลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของเราทุกคนได้อีกด้วย

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 จะมีการทบทวนทุก 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 กกพ. ส่วนค่าไฟฟ้าฐานที่ปรับใหม่นั้นมีค่าอยู่ที่ 3.7556 บาทต่อหน่วย
+	
2. ค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_t)	ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) หรือค่าไฟฟ้าผันแปร จะมีการปรับเปลี่ยนทุก 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 จะจัดเก็บในอัตราร้อยละ 7 ของมูลค่าค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร 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 ตั้งแต่วัดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2560 เป็นต้นไป ทั้งนี้ มีข้อสังเกตให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องบริหารจัดการการเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำข้อเสนอค่า F_t เพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีค่าจริง ค่าจริงเบื้องต้น และค่าประมาณการในลักษณะเดียวกับรอบระยะเวลาของกระบวนการเดิม

2 หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

2.1 ค่า F_t ขายปลีก: คำนวณจาก (1) ประมาณการค่าเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าของ กกพ. 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. (คำนวณความแตกต่างของประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐในงวดปัจจุบันและค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐานเท่ากับ 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

