

เอกสารเผยแพร่
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 26/2568 (ครั้งที่ 968) เมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2568 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 ตามรายงานการคำนวณของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) อยู่ที่ 110.34 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเมื่อพิจารณาดำเนินการต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเดือนเมษายน 2568 ที่ กกพ. เห็นชอบให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบเพิ่มเติมออกไปก่อนจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว ทำให้ผลการคำนวณค่า F_t ในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 อยู่ที่ 109.09 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจากงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 ที่เรียกเก็บในปัจจุบัน (19.72 สตางค์ต่อหน่วย) อยู่เท่ากับ 89.37 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ ประมาณการค่า F_t เดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 เท่ากับ 109.09 สตางค์ต่อหน่วย จะประกอบด้วย ต้นทุน 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ตามราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐานตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบัน จำนวน 9.01 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ส่วนต่างสะสมระหว่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บในงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) หรือค่า AF สะสม ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – เมษายน 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. ได้รับความต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชน 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 และ

ราคาซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศลดลง ประกอบกับ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในประเทศ พลังงานน้ำและถ่านลิกไนต์ในประเทศซึ่งมีต้นทุนต่ำมีการผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น จึงทำให้ กฟผ. ได้รับค่างาน 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. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค่างานรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ควบคู่ไปกับการรักษาระดับค่าไฟฟ้าให้กับประชาชน ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินค่างาน AF เดือนมกราคม - เมษายน 2568 จำนวน 5,668 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าค่าประมาณการที่ กฟผ. ได้เห็นชอบไว้ประมาณ 7,474 ล้านบาท จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 66,072 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง

กฟผ. ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 โดยพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนพฤษภาคม 2568 ที่มีแนวโน้มแข็งค่าขึ้นเป็น 32.95 บาทต่อเหรียญสหรัฐ แผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำและถ่านลิกไนต์ในประเทศรวมทั้งการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานน้ำและถ่านลิกไนต์จากต่างประเทศที่ลดลง ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าซึ่งมีต้นทุนที่ต่ำเพิ่มสูงขึ้น จึงต้องมีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติซึ่งมีต้นทุนที่สูงกว่าเพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำและถ่านลิกไนต์ที่มีราคาถูก อย่างไรก็ตาม จากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง จึงทำให้การจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศจำเป็นต้องพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวแบบสัญญาจร (LNG Spot) ลดลงจากช่วงที่ผ่านมา ประกอบกับ แนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้า Spot LNG ลดลงเล็กน้อยตามสถานการณ์ความต้องการในตลาดโลกที่ยังคงมีความไม่แน่นอน รวมทั้ง การพิจารณาทยอยคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค่างานรับสะสม (AF) ตามข้อเสนอของ กฟผ. เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด เนื่องจากหากไม่มีกำหนดการที่ชัดเจนในการคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และผลตอบแทนจากการรับภาระค่า AF แทนประชาชนไปก่อน จะทำให้ กฟผ. มีความเสี่ยงถูกปรับลดอันดับความน่าเชื่อถือ (Credit Rating) ซึ่งจะกระทบต่อความสามารถในการจัดหาเงินทุนและต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มสูงขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และ กฟผ. อีกทั้งผู้สอบบัญชีอิสระจะให้ กฟผ. คำนวณด้วยค่าภาระค่า AF จากความไม่ชัดเจนดังกล่าว นอกจากนี้ที่ผ่านมารัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กฟผ.) ได้เสนอแนวทางพิจารณาทยอยคืนมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. จำนวนประมาณ 15,084 ล้านบาท ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ซึ่งสามารถสรุปสาระสำคัญของการพิจารณา ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 110.34 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเมื่อพิจารณาดำเนินการต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเดือนเมษายน 2568 ที่ กฟผ. เห็นชอบให้ กฟผ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบเพิ่มเติมออกไปก่อนจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว ทำให้ผลการคำนวณค่า F_t ในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 อยู่ที่ 109.09 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 9.01 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2568 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่า

ค่า F_t ที่ กฟพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2568 (ค่า Accumulated Factor: AF) เป็นเงินสูงถึง 66,072 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟพ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 100.08 สตางค์ต่อหน่วย

(2) พิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ที่ปฏิบัติตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566 โดยมีมาตรการเพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าที่ 3.99 บาทต่อหน่วย และให้นำส่วนต่างค่าก๊าซธรรมชาติ ไปทยอยเรียกเก็บคืนในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับรอบถัดไปตามที่ กฟพ. เห็นชอบ ซึ่งมีมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟพ. จำนวนประมาณ

15,084 ล้านบาท ทั้งนี้ หากพิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติดังกล่าวไปพิจารณาเรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ทั้งจำนวน คาดว่าจะมีผลทำให้ค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีกประมาณ 22.85 สตางค์ต่อหน่วย

(3) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า กฟพ. ได้มีข้อเสนอเมื่อวันที่ 27 มิถุนายน 2568 ในการตรึงค่า F_t ขยายไปอีกงวดปัจจุบันที่ 19.72 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 9.01 สตางค์ต่อหน่วย และจะสามารถทยอยคืนค่าภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมได้จำนวน 7,072 ล้านบาท หรือเท่ากับ 10.71 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าทั่วประเทศอยู่ที่ 3.98 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568

ดังนั้น กฟพ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กฟพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามการพิจารณาของ กฟพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายไปอีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) และกรณีศึกษาในการนำมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ มาพิจารณาสำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 เพื่อนำไปปรับปรุงความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟพ. ทั้งหมด) และการคำนวณกรณีเรียกเก็บมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าปี 2566 ค่า F_t ขยายไปอีก 131.94 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้ม (1) ต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 จำนวน 9.01 สตางค์ต่อหน่วย และ (2) เงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟพ. จำนวน 66,072 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 100.08 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) จำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 22.85 สตางค์ต่อหน่วย) รวมจำนวน 122.93 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟพ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2568 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายไปอีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.10 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 28 จากระดับ 3.98 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 109.09 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 จำนวน 9.01 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 66,072 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 100.08 สตางค์ต่อหน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.87 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 22 จากระดับ 3.98 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ทั้งนี้ ยังไม่รวมมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) อีกจำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 22.85 สตางค์ต่อหน่วย)

กรณีที่ 3: กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.) ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 19.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 จำนวน 9.01 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมได้จำนวน 7,072 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 10.71 สตางค์ต่อหน่วย) เพื่อนำไปพิจารณาทยอยคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. ต่อไป ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 3.98 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 30/2568 (ครั้งที่ 972) เมื่อวันที่ 30 และ 31 กรกฎาคม 2568 ได้พิจารณาการประมาณการค่า F_t สำหรับเรียกเก็บในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ที่ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นสาธารณะ รวมทั้ง พิจารณานำข้อเสนอเพิ่มเติมของ กฟผ. เมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2568 ที่เสนอให้ กกพ. พิจารณาค่า F_t ประจำเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 เท่ากับ 16.72 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยลดลงจาก 3.98 บาทต่อหน่วย เหลือ 3.95 บาทต่อหน่วย โดยขอเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินของ กฟผ. ซึ่งจะเป็นเครื่องมือที่สามารถช่วยลดค่า F_t ประจำเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ได้ 3.00 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับประชาชนเพื่อบรรเทาผลกระทบภาวะวิกฤติทางด้านเศรษฐกิจ โดย กฟผ. ยังคงมีภาระด้านต้นทุนค่าไฟฟ้า และภาระหนี้คงค้างพร้อมดอกเบี้ยที่ต้องเร่งจัดการ จึงไม่สามารถลดทอนการได้รับเงินส่วนต่างค่า F_t (ค่า AF) ที่ กฟผ. ควรจะได้รับมาใช้เป็นเครื่องมือในการลดค่าไฟฟ้าให้แก่ประชาชนได้

โดย กกพ. ได้พิจารณาสถานการณ์เศรษฐกิจของประเทศที่ยังไม่มีความแน่นอน ซึ่งเห็นว่า เพื่อเป็นการบริหารความเสี่ยงและการรักษาเสถียรภาพอัตราค่าไฟฟ้าในระยะต่อไป จึงเห็นควรกันเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินของการไฟฟ้าปี 2566 (เงินเรียกคืนฯ) ไว้ประมาณ 2 ใน 3 ส่วน สำหรับใช้สนับสนุนการรักษาเสถียรภาพอัตราค่าไฟฟ้าในรอบกำกับถัดไป ตามข้อ 34(1) ของประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564 หมวด 5 การเรียกคืนซึ่งผลประโยชน์ส่วนเกินที่รับไป และเห็นควรใช้เงินเรียกคืนฯ ประมาณ 1 ใน 3 ส่วน สำหรับลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าวงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 จำนวน 2,640.64 ล้านบาท หรือประมาณ 4 สตางค์ต่อหน่วย จึงมีมติเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ จำนวน 2,640.64 ล้านบาท มาลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชน โดยนำมาลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) โดยอาศัยอำนาจตามข้อกฎหมายของประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์ฯ ข้อ 34(2) ลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตามความเหมาะสมเพื่อบรรเทาผลกระทบจากภาวะวิกฤติที่ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างในระหว่างรอบการกำกับ ซึ่งจะสามารถลดค่า F_t ประจำเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ได้ประมาณ 0.04

บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่า F_t ขยายปลึก สำหรับงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ลดลงจาก 19.72 สตางค์ต่อหน่วย ตามข้อเสนอ กฟผ. เมื่อวันที่ 27 มิถุนายน 2568 เป็น 15.72 สตางค์ต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) และทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยลดลงจาก 3.98 บาทต่อหน่วย เป็น 3.94 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ ไม่มีผลกระทบต่อสถานะทางการเงิน หรือเป็นการเพิ่มภาระต่อผู้รับใบอนุญาต

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ที่ กฟผ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ซึ่งใช้สมมติฐานราคาน้ำมันดิบ 80.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 34.27 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ตามการประมาณการของ ปตท.) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 30 เมษายน 2568 เป็นดังนี้

1. สมมติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 คาดว่าเท่ากับ 66,016 ล้านหน่วย ลดลงจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568) จำนวน 5,737 ล้านหน่วย (ลดลงร้อยละ 8.00)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้า ตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในการประชุมเมื่อวันที่ 26 กันยายน 2567 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 72,222 ล้านหน่วย ลดลง 6,449 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568) ซึ่งอยู่ที่ 78,671 ล้านหน่วย หรือลดลงร้อยละ 8.2

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-31 พฤษภาคม 2568) เท่ากับ 32.95 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งแข็งค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568) ประมาณการไว้ที่ 34.27 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 1.32 บาทต่อเหรียญสหรัฐ

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) (คิดอัตราค่าบริการในส่วนของต้นทุนคงที่ (L_d) สำหรับ LNG Receiving Terminal = 17.7589 บาท/MMBtu และคิดค่าผ่านท่อในทะเล (T_d และ T_c พื้นที่ 1 เท่ากับ 13.0865 บาท/MMBtu ในราคาก๊าซอ่าวไทย ตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564) ตลอดจน ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคารวมก๊าซธรรมชาติ จากแหล่งอื่นๆ ยกเว้นก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Gas) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566 และมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 จึงส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ เฉลี่ยเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 อยู่ที่ 299 บาทต่อล้านบีทียู (ค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 6.69 บาทต่อล้านบีทียู) ปรับตัวลดลง 14 บาทต่อล้านบีทียู (ลดลงร้อยละ 4.47) จากราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการที่ ปตท. ได้นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568) ซึ่งอยู่ที่ 313 บาทต่อล้านบีทียู

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 คาดว่าเท่ากับ 24.80 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 1.29 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 คาดว่าเท่ากับ 27.19 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 0.02 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 3,594.69 บาทต่อตัน ลดลง 284.78 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t
ประมาณการเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 กับประมาณการงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2568

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 68	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 68	เปลี่ยนแปลง	
		[1]	[2]	[2]-[1]	ร้อยละ
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	334.51	320.69	-13.82	-4.13
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	23.51	24.80	+1.29	+5.51
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	27.21	27.19	-0.02	-0.01
- ราคาถ่านหิน (กฟผ.)	บาท/ตัน	820.00	820.00	-	-
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	3,879.47	3,594.69	-284.78	-7.34
- ซื้อต่างประเทศ	บาท/หน่วย	2.1046	2.0000	-0.11	-5.09

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 20 มิถุนายน 2568

หมายเหตุ * ราคาก๊าซธรรมชาติ (ก๊าซจากอ่าวไทย JDA เมียนมา และ LNG) ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็น
ราคา Pool Gas ตามมติ ครม. วันที่ 19 ธันวาคม 2566 รวมกับแหล่งน้ำพอง และลานกระบือ ซึ่งรวมค่าผ่านท่อบนบก

** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

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

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 คาดว่าจะลดลง 6,449 ล้านหน่วย และ
ราคาเชื้อเพลิงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 มีแนวโน้มปรับตัวลดลง เนื่องมาอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่าขึ้น
และแนวโน้มราคาพลังงานในตลาดโลกปรับตัวลดลง อย่างไรก็ตาม การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าและซื้อไฟฟ้า
จากพลังงานน้ำในประเทศและต่างประเทศลดลง ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าได้เพิ่มขึ้นจากช่วง
ที่ผ่านมา และการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติที่ลดลงตามความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง
ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 186,791 ล้านบาท ลดลง 21,747 ล้านบาท
จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 208,538 ล้านบาท

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้า
ให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2568 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ
เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 59.18 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลำดับ
ถัดไปคือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 17.44 และ ถ่านหินนำเข้า (IPPs) ร้อยละ 8.11
เชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 7.35 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 5.77 พลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 2.15
น้ำมันเตา ร้อยละ 0.01 และน้ำมันดีเซล ร้อยละ 0.00 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือน
กันยายน – ธันวาคม 2568 มีมูลค่าเท่ากับ 177,238 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้า
รวมเท่ากับ 72,222 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 68 [1]		ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 68 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วน เปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำ (กฟผ.)	2,042.17	2.60%	1,556.02	2.15%	-486.15	-0.45%
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,629.43	7.16%	5,304.74	7.35%	-324.68	+0.19%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	5,567.71	7.08%	5,859.19	8.11%	+291.48	+1.03%
ลาว	13,466.44	17.12%	12,551.78	17.38%	-914.66	+0.26%
- พลังน้ำ, ลาว	9,335.56	11.87%	9,238.12	12.79%	-97.44	+0.92%
- ลิกไนต์, ลาว	4,130.88	5.25%	3,313.66	4.59%	-817.22	-0.66%
มาเลเซีย	38.16	0.05%	40.32	0.06%	+2.16	+0.01%
อื่นๆ* (SPP + RE กฟผ.)	4,296.19	5.46%	4,164.36	5.77%	-131.83	+0.31%
น้ำมันดีเซล (กฟผ.)	1.92	0.00%	1.74	0.00%	-0.17	-0.00%
น้ำมันเตา (กฟผ.)	2.86	0.00%	5.14	0.01%	+2.28	+0.00%
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	47,626.06	60.54%	42,738.86	59.18%	-4,887.20	-1.36%
- กฟผ.	14,598.02	18.56%	12,899.02	17.86%	-1,669.00	-0.70%
- IPPs + SPPs	33,028.04	41.98%	29,839.84	41.32%	-3,188.20	-0.66%
รวม	78,670.94	100%	72,222.16	100%	-6,448.78	-

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

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiT) และค่าใช้จ่ายในส่วนของการพัฒนาไฟฟ้ารวมเป็นเงินประมาณ 9,553 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (66,016 ล้านหน่วย) เท่ากับ 14.5 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น 1.6 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 12.9 สตางค์ต่อหน่วย ทั้งนี้ เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น ในขณะที่ประมาณการหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลง จึงทำให้อัตราเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศเพิ่มขึ้น

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน	177,238 ล้านบาท
(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ	9,553 ล้านบาท
รวม	<u>186,791</u> ล้านบาท

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ
เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 และเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568

รายการ	พ.ค. - ส.ค. 68 (แผน)	ก.ย. - ธ.ค. 68 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	78,671	72,222	-8.20%
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	56,310	52,387	-6.97%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	42,805	39,795	-7.03%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	13,505	12,592	-6.76%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	22,361	19,835	-11.30%
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	71,753	66,016	-8.00%
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	199,267	177,238	-11%
ค่าซื้อไฟฟ้า	163,935	146,906	-10%
ในประเทศ	135,514	121,754	-10%
- ค่าความพร้อมจ่าย/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	30,704	27,640	-10%
- ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	20,295	17,600	
- ค่าพลังไฟฟ้า (CP)	10,409	10,040	
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	104,810	94,114	-10%
ต่างประเทศ	28,421	25,152	-12%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (AP)	6,139	4,070	-34%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	22,282	21,082	-5%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ.	35,331	30,332	-14%
ก๊าซธรรมชาติ	31,991	27,142	-15%
ลิกไนต์	3,296	3,126	-5%
น้ำมันเตา	22	40	+80%
น้ำมันดีเซล	23	24	+6%
การค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	9,272	9,553	+3%
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	8,961	9,275	+4%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	311	278	-11%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	208,538	186,791	-10%

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 20 มิถุนายน 2568

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 5,946 ล้านบาท หรือ +9.01 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ 186,791 ล้านบาท

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 เท่ากับ 180,847 ล้านบาท (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (ES) เท่ากับ 70,415 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 จึงสูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐานเท่ากับ 5,946 ล้านบาท ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ เดือนกันยายน – ธันวาคม 2568

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. 68	30,332	146,906	4,614	4,661	278	9,553	186,791	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 (ES) (ล้านบาท)							70,415	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) (สตางค์/หน่วยขายส่ง)							256.83	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) (ล้านบาท)							180,847	(4)=(3)×(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC) (ล้านบาท)							+5,946	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน กันยายน – ธันวาคม 2568 (ล้านบาท)							66,016	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน หรือ FAC เดือน กันยายน – ธันวาคม 2568 (สตางค์/หน่วยขายปลีก)							+9.01	(7)=(5)/(6)

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

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – เมษายน 2568 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กฟผ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 66,072 ล้านบาท สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 ต่อไป

(1) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - 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 บาทต่อล้านปียู เป็น 286 บาทต่อล้านปียู รวมทั้ง กฟผ. ต้องนำเข้า Spot LNG ราคาสูงในระดับ 820 - 1,070 บาทต่อล้านปียู มาเดินเครื่องโรงไฟฟ้ารวมกับการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและแก้ไขปัญหาปริมาณสำรอง LNG ที่อยู่ในระดับต่ำจากปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติ

(2) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – 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 และรับซื้อไฟฟ้า

จากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ รวมทั้ง นำเงินบริหารจัดการค่า F_t และเงินผลประโยชน์จากการบริหารจัดการ Take or Pay รวมจำนวน 18,731 ล้านบาทมาช่วยลดผลกระทบของค่า F_t แล้วก็ตาม โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดดจาก 292 เป็น 419 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง จำเป็นต้องให้โรงไฟฟ้า กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชนผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นอย่างเต็มความสามารถ เพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติแหล่งอ่าวไทยที่ลดลงจากแผนถึงประมาณร้อยละ 9 นอกจากนี้ มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 5.79 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 3,426 ล้านบาท)

(3) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – 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 (กพข.) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2565 และมติคณะรัฐมนตรีที่เห็นชอบการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเพื่อลดผลกระทบของราคาพลังงานภายในประเทศด้วยแล้วก็ตาม แต่ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ายังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 387 เป็น 418 บาทต่อล้านบีทียู จึงส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้ายังคงสูงชันมาก รวมไปถึง มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 12.21 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 7,869 ล้านบาท)

(4) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 37,535 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 34.40 เป็น 36.52 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) ที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า สูงกว่าแผน จาก 443 เป็น 495 บาทต่อล้านบีทียู ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำยังคงมีปริมาณลดลงจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยและยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน 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 -7,474 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 ที่เรียกเก็บมาจากงวดที่ผ่านมา 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)
รวม AF สะสม 11 งวด (AF สะสมยกไปคำนวณสำหรับรอบ ก.ย. – ธ.ค. 68)										+66,072

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 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 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 กกพ. 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 กกพ. 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 กกพ. 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 กกพ. 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

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 (หลังนำค่าเชื้อเพลิงที่อยู่ระหว่างการตรวจสอบตามมติ กกพ. ออกจากการคำนวณ)

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขยายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปร ประจำปีงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568

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

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2568 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +5,946 ล้านบาท หรือ +9.01 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดกันยายน – ธันวาคม 2568 เท่ากับ +66,072 ล้านบาท หรือ +100.08 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขยายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดกันยายน – ธันวาคม 2568 เท่ากับ 66,016 ล้านหน่วย

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

ประมาณการค่า F_t ขยายปลีก	ก.ย.-ธ.ค. 68=	FAC	ก.ย.-ธ.ค. 68+	AF	ก.ย.64 – เม.ย. 68	
				EU	ก.ย.-ธ.ค. 68	
	=	(+5,946)	+	(+66,072)		ล้านบาท
				66,016		ล้านบาท
	=	+5,946	+	+66,072		ล้านบาท
		66,016		66,016		ล้านบาท
	=	+9.01	+	+100.08		สตางค์/หน่วย
	=	+109.09				สตางค์/หน่วย

4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568

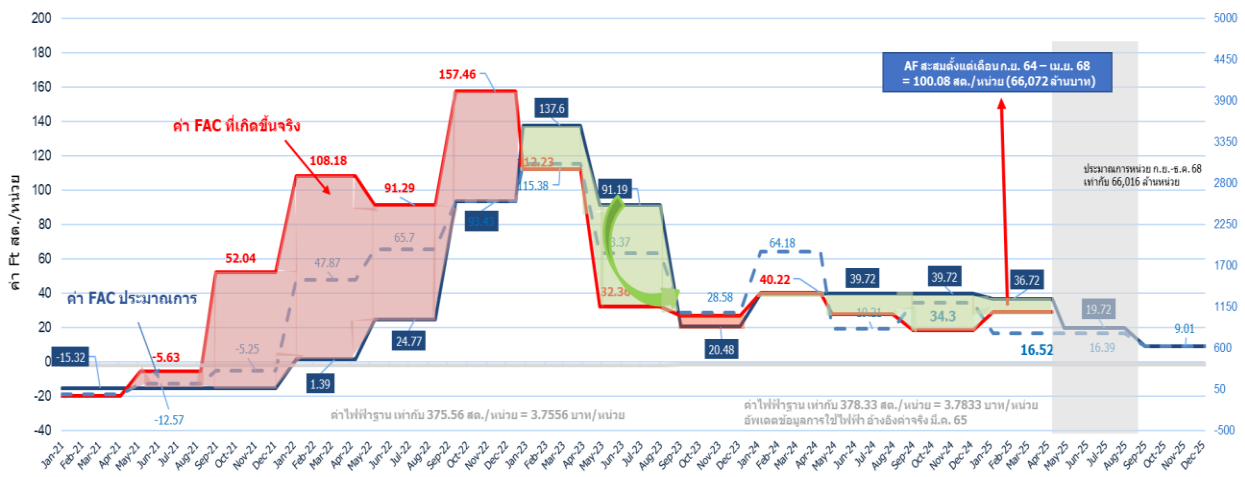
4.1 ในการพิจารณาปรับค่า F_t เรียกเก็บ ที่ผ่านมาของ กกพ. ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค COVID-19 จึงได้พิจารณาปรับค่า F_t ในปี 2564 ทั้งนี้ ในช่วงปลายปี 2564 ได้เกิดสถานการณ์การขาดแคลนก๊าซธรรมชาติต้นทุนถูกจากแหล่งอ่าวไทยอย่างกะทันหัน จึงทำให้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (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 2567 ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย ต่อมา กพช. 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 กพพ. ที่รับภาระแทนประชาชนสูงขึ้นสะสม (AF) ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 ถึง ธันวาคม 2565 เป็นจำนวนเงิน 150,268 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากค่าใช้จ่ายในการผลิตและซื้อไฟฟ้าจริงที่สูงกว่าแผนในรอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 ประมาณ 37,535 ล้านบาท รวมกับจำนวนเงิน 125,876 ล้านบาท ซึ่งเป็นยอดเงินที่ กพพ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าแผนในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 เดือนมกราคม - เมษายน 2565 และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565 แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน ที่ให้ชะลอการนำยอดเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณการของงวดก่อน และ กกพ. ได้พิจารณานำเงินค่าปรับกรณีโรงไฟฟ้าน้ำพองที่ ปตท. ขายส่งก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ ซึ่ง กพพ. เก็บรักษาไว้เพื่อเป็นเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367 ล้านบาท และเงินที่ กพพ. 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 และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า รวมกับค่า AF คืนให้ กพพ. บางส่วนประมาณ 14,971 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้านี้ ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กพพ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คงเหลือ 135,297 ล้านบาท ต่อมา งวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า รวมกับค่าปรับปรุงของ กพพ. และ AF_{Gas} งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ของ ปตท. ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 39,520 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้านี้ ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กพพ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2566 คงเหลือ 95,777 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม สำหรับเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า รวมกับค่าปรับปรุงที่ กพพ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณ

ราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 3,912 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กกพ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2566 เพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับสูง โดยในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงยังคงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 327 ล้านบาท แต่เมื่อรวมกับค่าปรับปรุงที่ กกพ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้จำนวน 1,521 ล้านบาท ทำให้มีค่าใช้จ่ายภายหลังการปรับปรุงลดลงรวมประมาณ 1,194 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กกพ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ลดลงเป็น 98,495 ล้านบาท รวมไปถึงในเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่าประมาณการเป็นเงินประมาณ 6,030 ล้านบาท เนื่องจากการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ซึ่งเมื่อรวมรายการปรับปรุงเงินที่ กกพ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ประมาณ 4,905 ล้านบาท ทำให้มีต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นประมาณ 1,125 ล้านบาท ส่งผลทำให้ กกพ. ได้รับค่า AF สะสมคืนบางส่วนในรอบเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2567 เท่ากับ 13,259 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้ จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กกพ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 85,236 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง

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

ในขณะที่สำหรับปี 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 กกพ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว จึงทำให้ กกพ. ได้รับคืนค่า AF เป็นจำนวนเงิน 5,668 ล้านบาท (ต่ำกว่าค่าประมาณการที่ กกพ. ได้เห็นชอบให้ทยอยคืนภาระค่า AF บางส่วน เป็นเงินประมาณ 7,474 ล้านบาท) จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กกพ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือน เมษายน 2568 ลดลงมาอยู่ที่ 66,072 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง



กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 26/2568 (ครั้งที่ 968) เมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2568 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 โดยพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนพฤษภาคม 2568 ที่มีแนวโน้มแข็งค่าขึ้นเป็น 32.95 บาทต่อเหรียญสหรัฐ แผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำและถ่านลิกไนต์ในประเทศรวมทั้งการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานน้ำและถ่านลิกไนต์จากต่างประเทศที่ลดลง ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าซึ่งมีต้นทุนที่ต่ำเพิ่มสูงขึ้น จึงต้องมีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติซึ่งมีต้นทุนที่สูงกว่าเพื่อทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำและถ่านลิกไนต์ที่มีราคาถูกลง อย่างไรก็ตาม จากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง จึงทำให้การจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศจำเป็นต้องพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวแบบสัญญาจร (LNG Spot) ลดลงจากช่วงที่ผ่านมา ประกอบกับ แนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้า Spot LNG ลดลงเล็กน้อยตามสถานการณ์ความต้องการในตลาดโลกที่ยังคงมีความไม่แน่นอน รวมทั้งการพิจารณาภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) ตามข้อเสนอของ กกพ. เพื่อให้ กกพ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด เนื่องจากหากไม่มีกำหนดการที่ชัดเจนในการคืนภาระค่า AF ให้แก่ กกพ. และผลตอบแทนจากการรับภาระค่า AF แทนประชาชนไปก่อน จะทำให้ กกพ. มีความเสี่ยงถูกปรับลดอันดับความน่าเชื่อถือ (Credit Rating) ซึ่งจะกระทบต่อความสามารถในการจัดหาเงินทุนและต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มสูงขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และ กกพ. อีกทั้งผู้สอบบัญชีอิสระจะให้ กกพ. คำนวณด้วยค่าภาระค่า AF จากความไม่ชัดเจนดังกล่าว นอกจากนี้ ที่ผ่านมารัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กกพ.) ได้เสนอแนวทางพิจารณาทยอยคืนมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กกพ. จำนวนประมาณ 15,084 ล้านบาท ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ซึ่งสามารถสรุปสาระสำคัญของการพิจารณา ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ส่งผลต่อต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ตามรายงานการคำนวณของ กกพ. อยู่ที่ 110.34 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเมื่อพิจารณาด้านต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเดือนเมษายน 2568 ที่ กกพ. เห็นชอบให้ กกพ. จัดส่งข้อมูลเพื่อการตรวจสอบเพิ่มเติมออกไปก่อนจำนวน 821 ล้านบาทแล้ว ทำให้ผลการคำนวณค่า F_t ในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 อยู่ที่ 109.09 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 9.01 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2568 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กกพ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2568 (ค่า Accumulated

Factor: AF) เป็นเงินสูงถึง 66,072 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 100.08 สตางค์ต่อหน่วย

(2) พิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ที่ปฏิบัติตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566 โดยมีมาตรการเพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าที่ 3.99 บาทต่อหน่วย และให้นำส่วนต่างค่าก๊าซธรรมชาติ ไปทยอยเรียกเก็บคืนในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับรอบถัดไปตามที่ กฟผ. เห็นชอบ ซึ่งมีมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. จำนวนประมาณ 15,084 ล้านบาท ทั้งนี้ หากพิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติดังกล่าวไปพิจารณาเรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ทั้งจำนวน คาดว่าจะมีผลทำให้ค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีกประมาณ 22.85 สตางค์ต่อหน่วย

(3) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ไฟฟ้า กฟผ. ได้มีข้อเสนอเมื่อวันที่ 27 มิถุนายน 2568 ในการตรึงค่า F_t ขยายไปอีกกับงวดปัจจุบันที่ 19.72 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 9.01 สตางค์ต่อหน่วย และจะสามารถทยอยคืนค่าภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมได้จำนวน 7,072 ล้านบาท หรือเท่ากับ 10.71 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าทั่วประเทศอยู่ที่ 3.98 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568

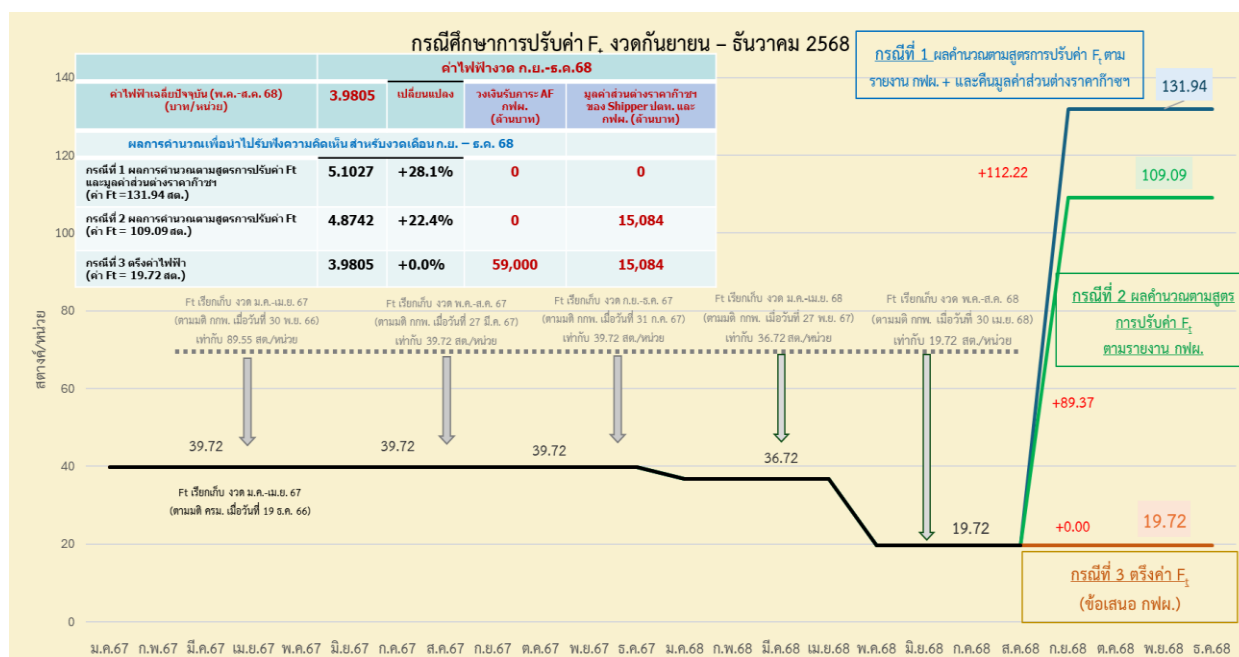
ดังนั้น กฟผ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กฟผ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามการพิจารณาของ กฟผ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายไปอีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) และกรณีศึกษาในการนำมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ มาพิจารณาสำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 เพื่อนำไปปรับฟังความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) และการคำนวณกรณีเรียกเก็บมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าปี 2566 ค่า F_t ขยายไปอีกกับ 131.94 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้ม (1) ต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 จำนวน 9.01 สตางค์ต่อหน่วย และ (2) เงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 66,072 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 100.08 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) จำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 22.85 สตางค์ต่อหน่วย) รวมจำนวน 122.93 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2568 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายไปอีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.10 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 28 จากระดับ 3.98 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) ค่า F_t ขยายไปอีกกับ 109.09 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 จำนวน 9.01 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 66,072 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 100.08 สตางค์ต่อ

หน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืบทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.87 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 22 จากระดับ 3.98 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ทั้งนี้ ยังไม่รวมมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) อีกจำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 22.85 สตางค์ต่อหน่วย)

กรณีที่ 3: กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.) ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 19.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 จำนวน 9.01 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมได้จำนวน 7,072 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 10.71 สตางค์ต่อหน่วย) เพื่อนำไปพิจารณาทยอยคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. ต่อไป ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 3.98 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน



*ภาระค่า AF รวมมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566 (มูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติ) จำนวนเงิน 15,084 ล้านบาท

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 30/2568 (ครั้งที่ 972) เมื่อวันที่ 30 และ 31 กรกฎาคม 2568 ได้พิจารณาการประมาณการค่า F_t สำหรับเรียกเก็บในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ที่ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นสาธารณะ รวมทั้ง พิจารณานหนังสือข้อเสนอเพิ่มเติมของ กฟผ. เมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2568 ที่เสนอให้ กกพ. พิจารณาค่า F_t ประจำเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 เท่ากับ 16.72 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยลดลงจาก 3.98 บาทต่อหน่วย เหลือ 3.95 บาทต่อหน่วย โดยขอชำระเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินของ กฟผ. ซึ่งจะเป็นเครื่องมือที่สามารถช่วยลดค่า F_t ประจำเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ได้ 3.00 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับประชาชนเพื่อบรรเทาผลกระทบภาวะวิกฤติทางด้านเศรษฐกิจ โดย กฟผ. ยังคงมีภาระด้านต้นทุนค่าไฟฟ้า และภาระหนี้คงค้างพร้อมดอกเบี้ยที่ต้องเร่งจัดการ จึงไม่สามารถลดทอนการได้รับเงินส่วนต่างค่า F_t (ค่า AF) ที่ กฟผ. ควรจะได้รับมาใช้เป็นเครื่องมือในการลดค่าไฟฟ้าให้แก่ประชาชนได้

โดย กกพ. ได้พิจารณาสถานการณ์เศรษฐกิจของประเทศที่ยังไม่มีความแน่นอน ซึ่งเห็นว่า เพื่อเป็นการบริหารความเสี่ยงและการรักษาเสถียรภาพอัตราค่าไฟฟ้าในระยะต่อไป จึงเห็นควรกันเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินของการไฟฟ้าปี 2566 (เงินเรียกคืนฯ) ไว้ประมาณ 2 ใน 3 ส่วน สำหรับใช้สนับสนุนการรักษาเสถียรภาพอัตราค่าไฟฟ้าในรอบกำกับถัดไป ตามข้อ 34(1) ของประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564 หมวด 5 การเรียกคืนซึ่งผลประโยชน์ส่วนเกินที่รับไป และเห็นควรใช้เงินเรียกคืนฯ ประมาณ 1 ใน 3 ส่วน สำหรับลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้างวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 จำนวน 2,640.64 ล้านบาท หรือประมาณ 4 สตางค์ต่อหน่วย จึงมีมติเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ จำนวน 2,640.64 ล้านบาท มาลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชน โดยนำมาลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) โดยอาศัยอำนาจตามข้อกฎหมายของประกาศ กกพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์ฯ ข้อ 34(2) ลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตามความเหมาะสมเพื่อบรรเทาผลกระทบจากภาวะวิกฤตที่ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างในระหว่างรอบการกำกับ ซึ่งจะสามารถลดค่า F_t ประจำเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ได้ประมาณ 0.04 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่า F_t ขยายปลีก สำหรับงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ลดลงจาก 19.72 สตางค์ต่อหน่วย ตามข้อเสนอ กฟผ. เมื่อวันที่ 27 มิถุนายน 2568 เป็น 15.72 สตางค์ต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) และทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยลดลงจาก 3.98 บาทต่อหน่วย เป็น 3.94 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ ไม่มีผลกระทบต่อสถานะทางการเงิน หรือเป็นการเพิ่มภาระต่อผู้รับใบอนุญาต

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

กรณีศึกษาผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

เทียบ F_t งวดปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.7833 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน เดือน พ.ค. – ส.ค. 68 ตามมติ กกพ. 30 เม.ย. 68 (บาท/หน่วย) [1]	ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	
		ค่าไฟฟ้าฐาน + F_t ก.ย. – ธ.ค. 68 [2]	เปลี่ยนแปลง [2]-[1] (ร้อยละ)
1. ผลการคำนวณค่า F_t และการคำนวณมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของ shipper ปตท. และ กฟผ.: F_t 131.94 สต./หน่วย	3.98 (ค่า $F_t = 19.72$ สต./หน่วย)	5.10	+1.12 (+28.14%)
2. ผลการคำนวณค่า F_t : F_t 109.09 สต./หน่วย (ไม่รวมมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติฯ จำนวน 15,084 ล้านบาท)		4.87	+0.89 (+22.36%)
3. ข้อเสนอ กฟผ. ตรึงค่า F_t : F_t 19.72 สต./หน่วย		3.98	+0.00 (+0.00%)
4. มติ กกพ. วันที่ 30 และ 31 กรกฎาคม 2568* เห็นชอบค่า F_t : F_t 15.72 สต./หน่วย		3.94	-0.04 (-1.01%)

หมายเหตุ: * กพพ. ได้พิจารณาข้อเสนอเพิ่มเติมของ กฟผ. เมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2568 และสถานการณ์เศรษฐกิจของประเทศที่ยังไม่มีความแน่นอน จึงเห็นชอบให้นำเงินเรียกคืนผลประโยชน์ส่วนเกินที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ จำนวน 2,640.64 ล้านบาท มาลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชน โดยนำมาลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านค่า F_t โดยอาศัยอำนาจตามข้อกฎหมายของประกาศ กพพ. เรื่อง กรอบหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff Regulatory Framework) พ.ศ. 2564 ข้อ 34(2) ลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตามความเหมาะสมเพื่อบรรเทาผลกระทบจากภาวะวิกฤตที่ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างในระหว่างรอบการกำกับ ซึ่งจะสามารถลดค่า F_t ประจำเดือนกันยายน - ธันวาคม 2568 ได้ประมาณ 0.04 บาทต่อหน่วย

กรณีศึกษาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีการปรับค่า F_t ขยายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและ ค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. และ ส่วนต่างค่าก๊าซธรรมชาติของ รัฐวิสาหกิจ (กฟผ. และ ปตท.) รับภาระแทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (F_t เท่ากับ 19.72 สตางค์ต่อหน่วย)	66,072 ล้านบาท (ณ เมษายน 2568)	360.97	1,204.31	4,417.55
		3.61 บาท/หน่วย	4.01 บาท/หน่วย	4.42 บาท/หน่วย
กรณีที่ 1 ค่า F_t เรียกเก็บ 131.94 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 112.22 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	473.19 (+112.22) 4.73 บาท/หน่วย	1,540.97 (+336.66) 5.14 บาท/หน่วย	5,539.75 (+1,122.2) 5.54 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+31%	+28%	+25%
กรณีที่ 2 ค่า F_t เรียกเก็บ 109.09 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 89.37 สตางค์ต่อหน่วย)	15,084 ล้านบาท	450.34 (+89.37) 4.50 บาท/หน่วย	1,472.42 (+268.11) 4.91 บาท/หน่วย	5,311.25 (+893.70) 5.31 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		25%	22%	20%
กรณีที่ 3 ค่า F_t เรียกเก็บ 19.72 สตางค์ต่อหน่วย (คงเดิม)	74,084 ล้านบาท	360.97 (-) 3.61 บาท/หน่วย	1,204.31 (-) 4.01 บาท/หน่วย	4,417.55 (-) 4.42 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		0%	0%	0%
กรณีที่ 3 ค่า F_t เรียกเก็บ 15.72 สตางค์ต่อหน่วย (ลดลง 4 สตางค์ต่อหน่วย ตามมติ กพพ. วันที่ 30 และ 31 กรกฎาคม 2568)	72,265 ล้านบาท	356.97 (-4.00) 3.57 บาท/หน่วย	1,192.31 (-12.00) 3.97 บาท/หน่วย	4,377.55 (-40.00) 4.38 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		-1%	-1%	-1%

หมายเหตุ: * ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในรอบเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568

นอกจากนี้ กพพ. 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 ซึ่งค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า 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 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 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 กฟผ. คำนวณในสูตรเดียวกันกับ กฟน. โดยมีค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐาน เท่ากับ 0.1584 บาท/หน่วยขายปลีกของ กฟผ.

รูปแสดงหลักการคำนวณค่า F_t ในระดับขายปลีกและขายส่งตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558-2560

