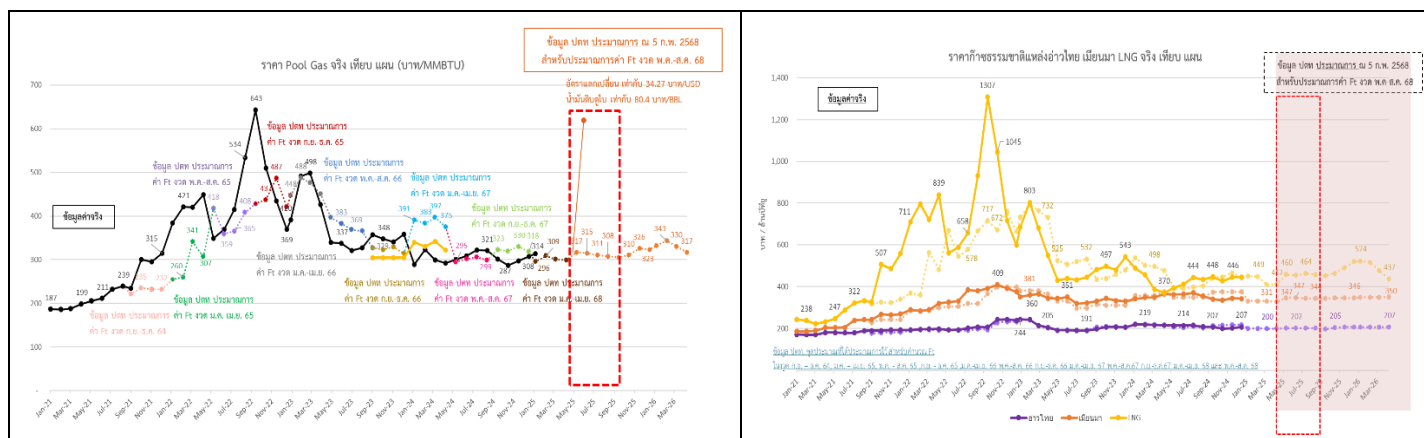
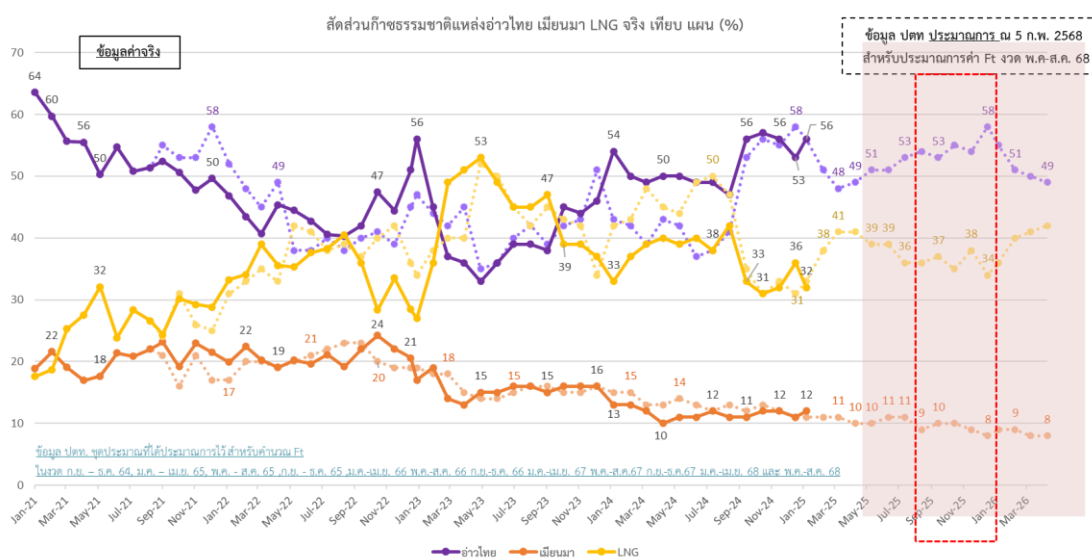


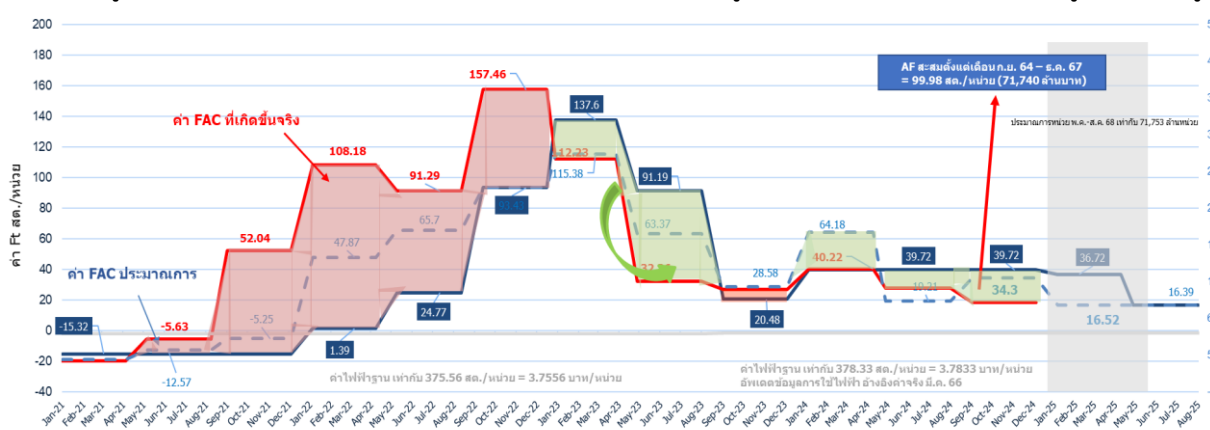
เอกสารการรับฟังความคิดเห็น
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568

จากสถานการณ์ค่าเงินบาทที่มีแนวโน้มอ่อนตัวลงมาอยู่ที่ 34.27 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ในเดือนมกราคม 2568 และความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงขึ้นในช่วงเดือนพฤษภาคม-สิงหาคม 2568 ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลดลงเนื่องจากเข้าสู่ช่วงฤดูแล้ง การผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำในต่างประเทศและการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าซึ่งมีต้นทุนราคาถูกเพิ่มขึ้น ประกอบกับ สถานการณ์การจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศยังคงต้องพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวแบบสัญญาจร (LNG Spot) ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเล็กน้อยตามปริมาณความต้องการในตลาดโลกมาอยู่ที่ 14.0 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู เพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเมียนมาร์ที่เริ่มลดลง และรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาพรวมของประเทศที่สูงขึ้นในช่วงฤดูร้อน ทำให้ประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจากช่วงก่อนหน้าประมาณ 12 บาทต่อล้านบีทียู จากปัจจัยดังกล่าว จึงส่งผลให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 เท่ากับ 16.39 สตางค์ต่อหน่วย ลดลงเล็กน้อยจากช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2568 ซึ่งอยู่ที่ 16.52 สตางค์ต่อหน่วย หรือลดลง 0.13 สตางค์ต่อหน่วย



นอกจากนี้ จากสถานการณ์ราคาเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นต่อเนื่องตั้งแต่ปลายปี 2564 และมาตรการทยอยปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (ค่า F_t) เพิ่มขึ้นแบบขั้นบันไดเพื่อช่วยบรรเทาผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้าต่อเนื่องมากกว่า 1 ปี ทำให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ต้องมีการจัดหาเงินกู้เพื่อนำมาบริหารจัดการภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นแทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – ธันวาคม 2565 รวมเป็นเงิน 150,268 ล้านบาท ซึ่งแม้ว่า กฟผ. ได้รับคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) บางส่วนตามที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เห็นชอบในรอบเดือน มกราคม – เมษายน 2566 และเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 รวมทั้ง ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเป็นผลจากราคาพลังงานที่เริ่มลดลงจากปี 2565 ทำให้ภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมลดลงได้จำนวน 14,971 ล้านบาท และ 39,520 ล้านบาท ตามลำดับ ส่งผลให้มีจำนวนเงินคงเหลือที่ กฟผ. ได้รับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชน เท่ากับ 95,777 ล้านบาท ในขณะที่ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 สูงกว่าที่คาดการณ์ไว้จำนวน 3,912 ล้านบาท ทำให้ภาระต้นทุนในส่วน of ค่า AF สะสมเพิ่มขึ้นเป็น 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 จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 85,236 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง อย่างไรก็ตาม จากสถานการณ์ที่เกิดขึ้นจริงในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ในขณะที่อัตราแลกเปลี่ยนแข็งค่าขึ้น 2.8 บาทต่อเหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ 33.83 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ซึ่งเป็นปัจจัยบวกที่ส่งผลทำให้ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ราคาถ่านหินนำเข้า และราคารับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศลดลง ประกอบกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในประเทศ พลังงานน้ำในต่างประเทศและถ่านลิกไนต์ ซึ่งมีต้นทุนต่ำมีการผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น จึงทำให้ กฟผ. ได้รับคืนค่า AF เป็นจำนวนเงิน 13,496 ล้านบาท (สูงกว่าค่าประมาณการที่ กกพ. ได้เห็นชอบให้ทยอยคืนภาระค่า AF บางส่วน เป็นเงินประมาณ 3,267 ล้านบาท) จึงส่งผลให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 71,740 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง



ตลอดจน ในปี 2566 รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ ได้ดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ที่มอบนโยบายให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) และ กฟผ. ในฐานะผู้ประกอบการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ คิราดาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) สำหรับภาคไฟฟ้า ได้แก่ โรงไฟฟ้า กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ตามจริงแต่ไม่เกินค่าคงที่ตามกรอบนโยบายกำหนดที่ 304.79 บาทต่อล้านบีทียู เพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าเดือน กันยายน – ธันวาคม 2566 ให้อยู่ที่ 3.99

บาทต่อหน่วย ได้รายงานราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงซึ่งสูงกว่าค่าควบคุมตามกรอบนโยบายดังกล่าว ส่งผลให้มีมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. จำนวนประมาณ 15,084 ล้านบาท จึงขอให้ กฟผ. พิจารณาทอยเรียกคืนมูลค่าส่วนต่างดังกล่าว ในการประมาณการค่า F_t เพื่อให้เป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรีดังกล่าวต่อไป

กฟผ. ในการประชุมครั้งที่ 9/2568 (ครั้งที่ 951) เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2568 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 โดยพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนมกราคม 2568 ที่มีแนวโน้มอ่อนค่าลงเป็น 34.27 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และแผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลดลง การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้า และการซื้อไฟฟ้าพลังงานน้ำและถ่านลิกไนต์จากต่างประเทศซึ่งมีต้นทุนที่ต่ำเพิ่มสูงขึ้น ตลอดจน แนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้า Spot LNG มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามสถานการณ์ความต้องการในตลาดโลกที่ยังคงมีความไม่แน่นอน รวมทั้ง พิจารณาระดับต้นทุนค่าไฟฟ้าค่ารับสะสม (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 นอกจากนี้ กฟผ. ได้จัดส่งข้อเสนอแนวทางพิจารณาทอยเรียกคืนมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ ในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. จำนวนประมาณ 15,084 ล้านบาท ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 สรุปได้ ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ได้ส่งผลต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 116.37 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2567 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กฟผ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2567 (ค่า Accumulated Factor: AF) เป็นเงินสูงถึง 71,740 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 99.98 สตางค์ต่อหน่วย

(2) พิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ที่ปฏิบัติตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566 โดยมีมาตรการเพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าที่ 3.99 บาทต่อหน่วย และให้นำส่วนต่างค่าก๊าซธรรมชาติ ไปทอยเรียกเก็บคืนในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับรอบถัดไปตามที่ กฟผ. เห็นชอบ ซึ่งมีมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติฯ ในระบบของ กฟผ. มีจำนวนประมาณ 15,084 ล้านบาท ทั้งนี้ หากพิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติดังกล่าวไปพิจารณาเรียกเก็บจากผู้บริโภคในเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ทั้งจำนวน คาดว่าจะมีผลทำให้ค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีกประมาณ 21.02 สตางค์ต่อหน่วย

(3) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า กฟผ. ได้มีข้อเสนอการตรึงค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับงวดปัจจุบันที่ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และจะสามารถทยอยคืนค่าภาระ ต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมได้จำนวน 14,590 ล้านบาท หรือเท่ากับ 20.33 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้า เฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าทั่วประเทศ อยู่ที่ 4.15 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568

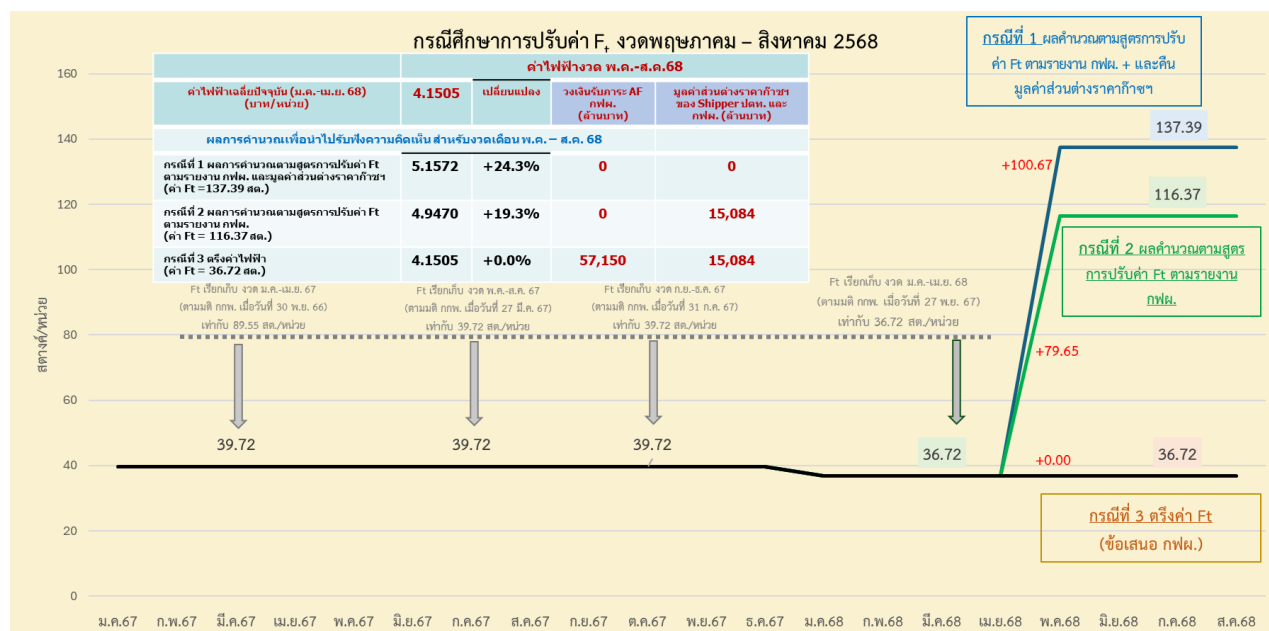
ดังนั้น กฟผ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กฟผ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตาม การพิจารณาของ กฟผ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) และกรณีศึกษาในการนำมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือน กันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ มาพิจารณาสำหรับการ เรียกเก็บในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 เพื่อนำไปปรับปรุงความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) และ การคำนวณกรณีเรียกเก็บมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าปี 2566 ค่า F_t ขยายปลีกเท่ากับ 137.39 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้ม (1) ต้นทุนเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 จำนวน 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และ (2) เงินเรียกเก็บเพื่อชดเชย ต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 71,740 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 99.98 สตางค์ต่อหน่วย) และ มูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) จำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 21.02 สตางค์ต่อหน่วย) รวมจำนวน 121.00 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2567 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนสิงหาคม 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงิน ค่อนข้างดีโดยเร็ว และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติ สำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.16 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 24 จากระดับ 4.15 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) ค่า F_t ขยายปลีกเท่ากับ 116.37 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่ สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 จำนวน 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อ ชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 71,740 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 99.98 สตางค์ต่อหน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤตของราคา พลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนสิงหาคม 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะ ทางการเงินค่อนข้างดีโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.95 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 19 จากระดับ 4.15 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ทั้งนี้ ยังไม่รวมมูลค่าส่วน ต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของ รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) อีกจำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 21.02 สตางค์ต่อหน่วย)

กรณีที่ 3: กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.) ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 จำนวน 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมได้จำนวน 14,590 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 20.33 สตางค์ต่อหน่วย)

เพื่อนำไปพิจารณาทยอยคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. ต่อไป ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 4.15 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน



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

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

ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

เทียบ F_t จวตปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.7833 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน เดือน ม.ค. - เม.ย. 68 ตามมติ กกพ. 27 พ.ย. 67 (บาท/หน่วย) [1]	ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	
		ค่าไฟฟ้าฐาน + F_t พ.ค. - ส.ค. 68 [2]	เปลี่ยนแปลง [2]-[1] (ร้อยละ)
1. ผลการคำนวณค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ. และการคำนวณมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของ shipper ปตท. และ กฟผ.: F_t 137.39 สต./หน่วย	4.15 (ค่า $F_t = 36.72$ สต./หน่วย)	5.16	+1.01 (+24.34%)
2. ผลการคำนวณค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ.: F_t 116.37 สต./หน่วย (ไม่รวมมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติฯ จำนวน 15,084 ล้านบาท)		4.95	+0.80 (+19.28%)
3. ข้อเสนอ กฟผ. ตรึงค่า $F_t : F_t$ 36.72 สต./หน่วย		4.15	+0.00 (+0.00%)

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

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 36.72 สตางค์ต่อหน่วย)	86,824 ล้านบาท (ณ ธันวาคม 2567)	377.97	1,255.31	4,587.55
		3.78 บาท/หน่วย	4.18 บาท/หน่วย	4.59 บาท/หน่วย
กรณีที่ 1 ค่า F_t เรียกเก็บ 137.39 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 100.67 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	478.64 (+100.67) 4.79 บาท/หน่วย	1,557.32 (+302.01) 5.19 บาท/หน่วย	5,594.25 (+1,006.7) 5.59 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+27%	+24%	+22%
กรณีที่ 2 ค่า F_t เรียกเก็บ 116.37 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 79.65 สตางค์ต่อหน่วย)	15,084 ล้านบาท	457.62 (+79.65) 4.58 บาท/หน่วย	1,494.26 (+238.95) 4.98 บาท/หน่วย	5,384.05 (+796.50) 5.38 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		21%	19%	17%
กรณีที่ 3 ค่า F_t เรียกเก็บ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย (คงเดิม)	72,234 ล้านบาท	377.97 (-) 3.78 บาท/หน่วย	1,255.31 (-) 4.18 บาท/หน่วย	4,587.55 (-) 4.59 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		0%	0%	0%

หมายเหตุ: * ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในรอบเดือนมกราคม – เมษายน 2568

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณและหลักการคำนวณค่า F_t ตามองค์ประกอบของสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ตามเอกสารแนบ 1 และเอกสารแนบ 2

ทั้งนี้ เนื่องจากสถานการณ์ราคาพลังงานและอัตราแลกเปลี่ยนยังคงมีความไม่แน่นอน อาจส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเกิดการผันผวน อีกทั้งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเมียนมาร์ยังมีแนวโน้มที่ ยังคงลดลงอย่างต่อเนื่อง จึงมีความจำเป็นต้องนำเข้า LNG เพื่อเสริมปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ขาดหายและความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศได้อย่างเพียงพอ ดังนั้น สำนักงาน กฟผ. จึงขอความร่วมมือคนไทยทุกคนช่วยกันประหยัดและลดการใช้ไฟฟ้าลง เพื่อช่วยให้ประเทศไทยลดการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันจากต่างประเทศที่มีราคาสูง และทุกหน่วยไฟฟ้าที่ลดลงจะช่วยลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของเราทุกคนได้อีกด้วย

ผู้สนใจสามารถแสดงความคิดเห็นและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับ สมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณ การบริหารจัดการภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้ำรับสะสม (AF) ในการดำเนินงานของ กฟผ. และการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 มายังคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ตั้งแต่วันที่ 11 – 24 มีนาคม 2568

แสดงความคิดเห็น

เอกสารแนบ 1

รายละเอียดการคำนวณประกอบเอกสารการรับฟังความคิดเห็น เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 9/2568 (ครั้งที่ 951) เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2568 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 ตามรายงานการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ ซึ่งมีค่าอยู่ที่ 116.37 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้นจากงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568 ที่เรียกเก็บในปัจจุบันที่ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นเท่ากับ 79.65 สตางค์ต่อหน่วย) และเมื่อพิจารณาถึงมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติเดือน กันยายน – ธันวาคม 2566 ที่รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) และ กฟผ.) เรียกเก็บราคาก๊าซธรรมชาติไม่เกินราคาตามกรอบนโยบายมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 เป็นเงินประมาณ 15,084 ล้านบาท (หรือ 21.02 สตางค์ต่อหน่วย) ทำให้คิดเป็นค่า F_t รวมเท่ากับ 137.39 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเพิ่มขึ้นจากงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568 ที่เรียกเก็บในปัจจุบัน ที่ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นเท่ากับ 100.67 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ ประมาณการค่า F_t เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 เท่ากับ 116.37 สตางค์ต่อหน่วย จะประกอบด้วย ต้นทุน 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ตามแนวโน้มการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง แผนการผลิตไฟฟ้าและซื้อไฟฟ้าในประเทศและต่างประเทศ และสถานการณ์ราคาพลังงานในตลาดโลก จำนวน 16.39 สตางค์ต่อหน่วย ลดลง 0.13 สตางค์ต่อหน่วย จากช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2568 ซึ่งอยู่ที่ 16.52 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงปี 2564-2567 ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปัจจัยอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง และราคาเชื้อเพลิงที่ส่วนใหญ่คือค่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นกว่าที่ใช้ประมาณการล่วงหน้าไว้ ส่งผลให้ค่า F_t ที่เก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าได้จริงต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสะสมที่เกิดขึ้นจริงมาก โดยเป็นค่าสะสมตั้งแต่ ในช่วงเดือนกันยายน – 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 ซึ่งแม้ว่า กฟผ. ได้รับคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) บางส่วนตามที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เห็นชอบในรอบเดือน มกราคม – เมษายน 2566 และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 รวมทั้ง ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเป็นผลจากราคาพลังงานที่เริ่มลดลงจากปี 2565 ทำให้ภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมลดลงได้จำนวน 14,971 ล้านบาท และ 39,520 ล้านบาท ตามลำดับ ส่งผลให้มีจำนวนเงินคงเหลือที่ กฟผ. ได้รับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชน เท่ากับ 95,777 ล้านบาท ในขณะที่ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 สูงกว่าที่คาดการณ์ไว้จำนวน 3,912 ล้านบาท ทำให้ภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมเพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท

สำหรับปี 2567 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วนอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ควบคู่ไปกับการรักษาระดับค่าไฟฟ้าให้กับประชาชน ทำให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนค่า AF เดือน

มกราคม - เมษายน 2567 จำนวน 1,194 ล้านบาท และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 จำนวน 13,259 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้ จึงส่งผลทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับผิดชอบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 85,236 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง อย่างไรก็ตาม จากสถานการณ์ที่เกิดขึ้นจริงในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ในขณะที่อัตราแลกเปลี่ยนแข็งค่าขึ้น 2.8 บาทต่อเหรียญสหรัฐ มาอยู่ที่ 33.83 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ซึ่งเป็นปัจจัยบวกที่ส่งผลทำให้ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ราคาถ่านหินนำเข้า และราคาซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศลดลง ประกอบกับ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในประเทศ พลังงานน้ำและถ่านลิกไนต์ในประเทศซึ่งมีต้นทุนต่ำมีการผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น จึงทำให้ กฟผ. ได้รับคืนค่า AF เป็นจำนวนเงิน 13,496 ล้านบาท (สูงกว่าค่าประมาณการที่ กฟผ. ได้เห็นชอบให้ทยอยคืนภาระค่า AF บางส่วน เป็นเงินประมาณ 3,267 ล้านบาท) จึงส่งทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับผิดชอบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหรือค่า AF ถึงสิ้นเดือนธันวาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 71,740 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง

กฟผ. ในการประชุมครั้งที่ 9/2568 (ครั้งที่ 951) เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2568 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 โดยพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนมกราคม 2568 ที่มีแนวโน้มอ่อนค่าลงเป็น 34.27 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และแผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลดลง การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้า และการซื้อไฟฟ้าพลังงานน้ำและถ่านลิกไนต์จากต่างประเทศซึ่งมีต้นทุนที่ต่ำเพิ่มสูงขึ้น ตลอดจน แนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้า Spot LNG มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามสถานการณ์ความต้องการในตลาดโลกที่ยังคงมีความไม่แน่นอน รวมทั้ง พิจารณาภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (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 นอกจากนี้ กฟผ. ได้จัดส่งข้อเสนอแนวทางพิจารณาทยอยคืนมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. จำนวนประมาณ 15,084 ล้านบาท ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 สรุปได้ ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ได้ส่งผลต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 116.37 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2567 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กฟผ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2567 (ค่า Accumulated Factor: AF) เป็นเงินสูงถึง 71,740 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังคงต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 99.98 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 หากพิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติดังกล่าวไปพิจารณาเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ทั้งจำนวน คาดว่าจะมีผลทำให้ค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีกประมาณ 21.02 สตางค์ต่อหน่วย

(3) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า กฟผ. ได้มีข้อเสนอการตรึงค่า F_t ขยายไปอีกเท่ากับงวดปัจจุบันที่ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และจะสามารถทยอยคืนค่าภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมได้จำนวน 14,590 ล้านบาท หรือเท่ากับ 20.33 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าทั่วประเทศ อยู่ที่ 4.15 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568

ดังนั้น กฟผ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กฟผ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตามการพิจารณาของ กฟผ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายไปอีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) และกรณีศึกษาในการนำมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ มาพิจารณาสำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 เพื่อนำไปปรับปรุงความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) และการคำนวณกรณีเรียกเก็บมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าปี 2566 ค่า F_t ขยายไปอีก 137.39 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้ม (1) ต้นทุนเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 จำนวน 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และ (2) เงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 71,740 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 99.98 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) จำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 21.02 สตางค์ต่อหน่วย) รวมจำนวน 121.00 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2567 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนสิงหาคม 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายไปอีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.16 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 24 จากระดับ 4.15 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) ค่า F_t ขยายไปอีก 116.37 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 จำนวน 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 71,740 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 99.98 สตางค์ต่อหน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนสิงหาคม 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายไปอีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.95 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 19 จากระดับ 4.15 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ทั้งนี้ ยังไม่รวมมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของ

รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) อีกจำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 21.02 สตางค์ต่อหน่วย)

กรณีที่ 3: กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.) ค่า F_t ขยายปลึก เท่ากับ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 จำนวน 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมได้จำนวน 14,590 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 20.33 สตางค์ต่อหน่วย) เพื่อนำไปพิจารณาทยอยคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. ต่อไป ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลึกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 4.15 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2568 ที่ กฟผ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนมกราคม – เมษายน 2568 ซึ่งใช้สมมุติฐานราคาน้ำมันดิบ 73.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 33.36 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ตามการประมาณการของ ปตท.) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 27 พฤศจิกายน 2567 เป็นดังนี้

1. สมมุติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 คาดว่าเท่ากับ 71,753 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนมกราคม – เมษายน 2568) 6,694 ล้านหน่วย (เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.29)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้า ตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในการประชุมเมื่อวันที่ 26 กันยายน 2567 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 78,671 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้น 5,892 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนมกราคม – เมษายน 2568) ซึ่งอยู่ที่ 72,779 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.1

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-31 มกราคม 2568) เท่ากับ 34.27 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งอ่อนค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนมกราคม – เมษายน 2568) ประมาณการไว้ที่ 33.36 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 0.91 บาทต่อเหรียญสหรัฐ

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) (คิดอัตราค่าบริการในส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) สำหรับ LNG Receiving Terminal = 17.7589 บาทต่อล้านบีทียู และคิดค่าผ่านท่อในทะเล (Td และ Tc พื้นที่ 1 เท่ากับ 13.0865 บาท/MMbtu ในราคาก๊าซอ่าวไทย ตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564) ตลอดจน ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคารวมก๊าซธรรมชาติ จากแหล่งอื่นๆ ยกเว้นก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Gas) ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566 และมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 จึงส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ เฉลี่ยเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 อยู่ที่ 313 บาทต่อล้านบีทียู (ค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 6.69 บาทต่อล้านบีทียู) ปรับตัวเพิ่มขึ้น 12 บาทต่อล้านบีทียู (เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.99) จากราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการที่ ปตท. ได้นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนมกราคม – เมษายน 2568) ซึ่งอยู่ที่ 301 บาทต่อล้านบีทียู

(2)ราคาน้ำมันเตา เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 คาดว่าเท่ากับ 23.51 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 0.64 บาทต่อลิตร

(3)ราคาน้ำมันดีเซล เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 คาดว่าเท่ากับ 27.21 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 0.77 บาทต่อลิตร

(4)ราคาก๊าซหุงต้มเข้าเฉลี่ย เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 3,879.47 บาทต่อตัน เพิ่มขึ้น 48.86 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t
ประมาณการเดือนมกราคม – เมษายน 2568 กับประมาณการงวดเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2568

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 68	ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 68	เปลี่ยนแปลง	
		[1]	[2]	[2]-[1]	ร้อยละ
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	322.61	334.51	+11.91	+3.69
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	24.15	23.51	-0.64	-2.65
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	27.98	27.21	-0.77	-2.75
- ราคาก๊าซ (กฟผ.)	บาท/ตัน	820.00	820.00	-	-
- ราคาก๊าซหุงต้มเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	3,830.60	3,879.47	+48.86	+1.28
- ซื้อต่างประเทศ	บาท/หน่วย	2.1000	2.1046	+0.00	+0.22

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 7 กุมภาพันธ์ 2568

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)

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 6,694 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้น เนื่องมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงและแนวโน้มราคาพลังงานในตลาดโลกปรับเพิ่มขึ้น ในขณะที่คาดการณ์การผลิตไฟฟ้าและซื้อไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในประเทศและต่างประเทศ และการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้าได้เพิ่มขึ้นจากช่วงที่ผ่านมา ทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 208,538 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 16,054 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนมกราคม – เมษายน 2568) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 192,484 ล้านบาท

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2568 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 60.54 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลำดับถัดไปคือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 17.17 และเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 7.16 ถ่านหินนำเข้า (IPPs) ร้อยละ 7.08 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 5.46 พลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 2.60 น้ำมันเตา ร้อยละ 0.00 และน้ำมันดีเซล ร้อยละ 0.00 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวม ในเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2568 มีมูลค่าเท่ากับ 199,267 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 78,671 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 68 [1]		ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 68 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วน เปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำ (กฟผ.)	2,612.91	3.59%	2,042.17	2.60%	-570.74	-0.99%
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,666.83	7.79%	5,629.43	7.16%	-37.40	-0.63%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	5,035.92	6.92%	5,567.71	7.08%	+531.79	+0.16%
ลาว	9,472.23	13.02%	13,466.44	17.12%	+3,994.21	+4.10%
- พลังน้ำ, ลาว	5,811.53	7.99%	9,335.56	11.87%	+3,524.03	+3.88%
- ลิกไนต์, ลาว	3,660.70	5.03%	4,130.88	5.25%	+470.18	+0.22%
มาเลเซีย	42.48	0.06%	38.16	0.05%	-4.32	-0.01%
อื่นๆ* (SPP + RE กฟผ.)	4,508.79	6.20%	4,296.19	5.46%	-212.60	-0.73%
น้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs)	1.87	0.00%	1.92	0.00%	+0.04	+0.00%
- กฟผ.	0.67		1.92		+1.25	
- IPPs	1.20		0.00		-1.20	
น้ำมันเตา (กฟผ. + IPPs)	5.14	0.01%	2.86	0.00%	-2.28	-0.00%
- กฟผ.	5.14		2.86		-2.28	
- IPPs	0.00		0.00		0.00	
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	45,432.39	62.43%	47,626.06	60.54%	+2,193.67	-1.89%
- กฟผ.	13,823.01		14,598.02		+775.01	
- IPPs + SPPs	31,609.38		33,028.04		+1,418.66	
รวม	72,778.56	100%	78,670.94	100%	+5,892.38	-

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

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiTa) และค่าใช้จ่ายในส่วนของการลงทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 9,272 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (71,753 ล้านหน่วย) เท่ากับ 12.9 สตางค์ต่อหน่วย ลดลง 4.1 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 17.0 สตางค์ต่อหน่วย ทั้งนี้ ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในส่วน of ค่า Adder มีแนวโน้มลดลงตามประมาณการหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโรงไฟฟ้าที่ทยอยครบอายุสัญญาสนับสนุนค่า Adder นอกจากนี้ เนื่องจากประมาณการหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศเพิ่มสูงขึ้น จึงทำให้อัตราเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลงเล็กน้อย

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน	199,267 ล้านบาท
(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ	9,272 ล้านบาท
รวม	<u>208,538</u> ล้านบาท

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ
เดือนมกราคม – เมษายน 2568 และเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2568

รายการ	ม.ค. - เม.ย. 68 (แผน)	พ.ค. - ส.ค. 68 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	72,779	78,671	+8.10%
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	50,593	56,310	+11.30%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	41,078	42,805	+4.21%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	9,515	13,505	+41.93%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	22,186	22,361	+0.79%
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	65,059	71,753	+10.29%
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	181,452	199,267	+10%
ค่าซื้อไฟฟ้า	149,066	163,935	+10%
ในประเทศ	129,085	135,514	+5%
- ค่าความพร้อมจ่าย/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	31,053	30,704	-1%
- ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	19,873	20,295	
- ค่าพลังไฟฟ้า (CP)	11,180	10,409	
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	98,032	104,810	+7%
ต่างประเทศ	19,981	28,421	+42%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (AP)	5,319	6,139	+15%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	14,662	22,282	+52%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ.	32,386	35,331	+9%
ก๊าซธรรมชาติ	28,750	31,991	+11%
ลิกไนต์	3,560	3,296	-7%
น้ำมันเตา	39	22	-43%
น้ำมันดีเซล	37	23	-40%
การค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	11,032	9,272	-16%
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	10,716	8,961	-16%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	316	311	-2%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	192,484	208,538	+8%

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 7 กุมภาพันธ์ 2568

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 11,757 ล้านบาท หรือ +16.39 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ 208,538 ล้านบาท

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 เท่ากับ 196,779 ล้านบาท (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (ES) เท่ากับ 76,618 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 จึงสูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐานเท่ากับ 11,757 ล้านบาท ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 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)		
พ.ค.-ส.ค. 68	35,331	163,935	4,258	4,703	311	9,272	208,538	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 (ES) (ล้านบาท)							76,618	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) (สตางค์/หน่วยขายส่ง)							256.83	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) (ล้านบาท)							196,779	(4)=(3)×(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC) (ล้านบาท)							+11,757	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2568 (ล้านบาท)							71,753	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน หรือ FAC เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2568 (สตางค์/หน่วยขายปลีก)							+16.39	(7)=(5)/(6)

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

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – ธันวาคม 2567 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กกพ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 71,740 ล้านบาท สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 ต่อไป

(1) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 31.30 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 มาเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและแก้ไขปัญหาปริมาณสำรอง LNG ที่อยู่ในระดับต่ำจากปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติ

(2) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 33.00 เป็น 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 72.6 เป็น 97.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และผลกระทบจากสถานการณ์วิกฤตการณ์ราคาพลังงานโลกที่รุนแรงอย่างต่อเนื่องจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ทำให้ราคา

เชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าลิกไนต์ และรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ รวมทั้ง นำเงินบริหารจัดการค่า F_t และเงินผลประโยชน์จากการบริหารจัดการ Take or Pay รวมจำนวน 18,731 ล้านบาทมาช่วยลดผลกระทบของค่า F_t แล้วก็ตามโดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดดจาก 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 ในขณะที่อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 32.20 เป็น 35.39 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 83.5 เป็น 105.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงต่อเนื่องและยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน แม้จะมีการนำมาตรการต่างๆ ที่ภาครัฐได้ให้ความเห็นชอบมาดำเนินงานเพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าตามแนวนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2565 และมติคณะรัฐมนตรีที่เห็นชอบการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเพื่อลดผลกระทบของราคาพลังงานภายในประเทศด้วยแล้วก็ตาม แต่ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ายังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 387 เป็น 418 บาทต่อล้านบีทียู จึงส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้ายังคงสูงขึ้นมาก 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 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) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน -39,520 ล้านบาท ดังนี้

(6.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 **ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -34,493 ล้านบาท

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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)
รวม AF สะสม 10 งวด (AF สะสมยกไปคำนวณสำหรับรอบ พ.ค. - ส.ค. 68)										+71,740

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 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 และเงินปรับมูลค่าซื้อไฟฟ้า 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 -13,213 ล้านบาท และ กฟผ. นำเสนอรายการปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้าในช่วงก่อนหน้าลดลงจำนวน -279 ล้านบาท

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขยายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปร ประจำปีงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568

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

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2568 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +11,757 ล้านบาท หรือ +16.39 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 เท่ากับ +71,740 ล้านบาท หรือ +99.98 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขยายปลีกที่ กฟน. และ กฟผ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 เท่ากับ 71,753 ล้านหน่วย

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

ประมาณการค่า F_t ขยายปลีก พ.ค.-ส.ค. 68=	$\frac{FAC \text{ พ.ค.-ส.ค. 68} + AF_{\text{ก.ย.64 - ธ.ค. 67}}}{EU \text{ พ.ค.-ส.ค. 68}}$		
=	$\frac{(+11,757) + (+71,740)}{71,753}$		ล้านบาท
=	$\frac{+11,757}{71,753}$	+	$\frac{+71,740}{71,753}$ ล้านบาท
=	+16.39	+	+99.98 สตางค์/หน่วย
=	+116.37		สตางค์/หน่วย

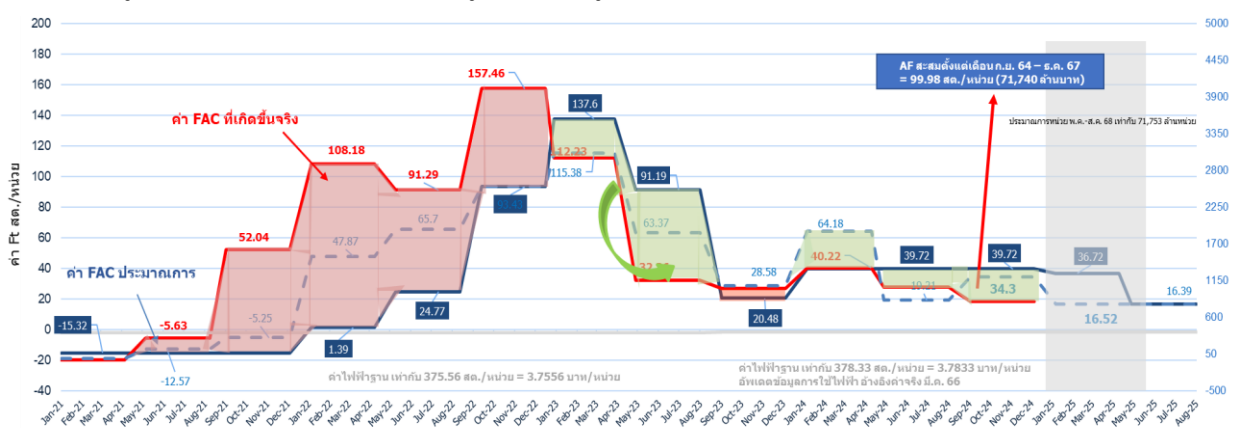
4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568

4.1 ในการพิจารณาปรับค่า F_t เรียกเก็บ ที่ผ่านมาของ กกพ. ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค COVID-19 จึงได้พิจารณาค่า F_t ในปี 2564 ทั้งนี้ ในช่วงปลายปี 2564 ได้เกิดสถานการณ์การขาดแคลนก๊าซธรรมชาติต้นทุนถูกจากแหล่งอ่าวไทยอย่างกะทันหัน จึงทำให้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ต้นทุนที่สูงกว่ามาใช้ทดแทนอย่างเร่งด่วน ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยมีค่าพุ่งสูงขึ้นจากที่เคยประมาณการไว้ และยังคงต่อเนื่องไปถึงปี 2566 โดย กกพ. ได้พิจารณามาตรการช่วยเหลือของทางภาครัฐต่างๆ มาช่วยลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่ปรับตัวสูงขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ตลอดจนนำมาตรการขึ้นค่า F_t เรียกเก็บแบบขั้นบันไดมาใช้ตั้งแต่งวดเดือนมกราคม – เมษายน 2565 งวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 1.39 สตางค์ต่อหน่วย 24.77 สตางค์ต่อหน่วย และ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย ตามลำดับ รวมถึงนโยบายของกระทรวงพลังงานและมติ กพช. ครั้งที่ 8/2565 (ครั้งที่ 163) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 ที่ให้มีการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากงวดกันยายน – ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ งวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย ต่อมา กพช. ไม่มีการขยายมาตรการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในรูปแบบที่ได้ดำเนินการในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จ่ายค่า F_t ในอัตราเดียวกัน สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ซึ่ง 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 มารวมในการประมาณการของงวดก่อน และ กกพ. ได้พิจารณานำเงินค่าปรับกรณีโรงไฟฟ้าน้ำพองที่ ปตท. ขายส่งก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ ซึ่ง กกพ. เก็บรักษาไว้เพื่อเป็นเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367 ล้านบาท และเงินที่ กกพ. 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 กกพ. บางส่วนประมาณ 14,971 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้านี้ ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กกพ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คงเหลือ 135,297 ล้านบาท ต่อมา งวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า รวมกับค่าปรับปรุงของ กกพ. และ AF_{Gas} งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ของ ปตท. ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 39,520 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้านี้ ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กกพ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2566 คงเหลือ 95,777 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม สำหรับเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่

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

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



กฟผ. ในการประชุมครั้งที่ 9/2568 (ครั้งที่ 951) เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2568 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 โดยพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในเดือนมกราคม 2568 ที่มีแนวโน้มอ่อนค่าลงเป็น 34.27 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และแผนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศลดลง การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้า และการซื้อไฟฟ้าพลังงานน้ำและถ่านหินลิกไนต์จากต่างประเทศซึ่งมีต้นทุนที่ต่ำเพิ่มสูงขึ้น ตลอดจน แนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้า Spot LNG มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตาม

สถานการณ์ความต้องการในตลาดโลกที่ยังคงมีความไม่แน่นอน รวมทั้ง พิจารณาภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (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 นอกจากนี้ กฟผ. ได้จัดส่งข้อเสนอแนวทางพิจารณาทยอยคืนมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. จำนวนประมาณ 15,084 ล้านบาท ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 สรุปได้ ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ได้ส่งผลต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 116.37 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2567 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กฟผ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2567 (ค่า Accumulated Factor: AF) เป็นเงินสูงถึง 71,740 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ยังต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 99.98 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 หากพิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติดังกล่าวไปพิจารณาเรียกเก็บจากผู้บริโภคในเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 ทั้งจำนวน คาดว่าจะมีผลทำให้ค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีกประมาณ 21.02 สตางค์ต่อหน่วย

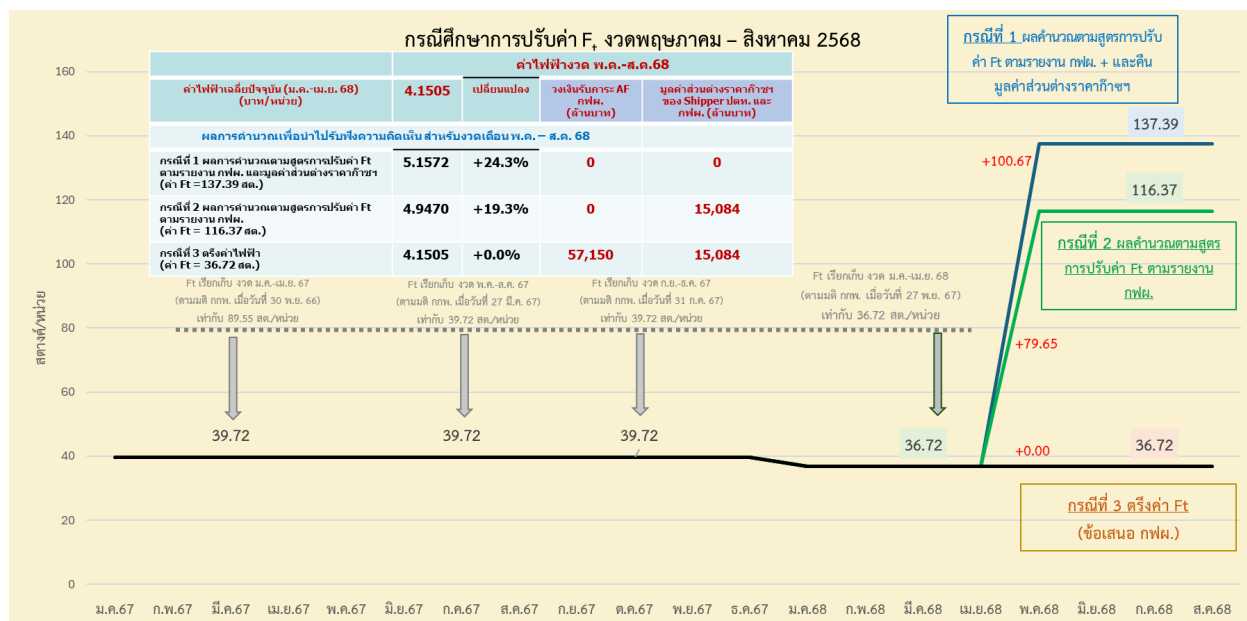
(3) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า กฟผ. ได้มีข้อเสนอการตรึงค่า F_t ขยายไปอีกเท่ากับงวดปัจจุบันที่ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และจะสามารถทยอยคืนค่าภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมได้จำนวน 14,590 ล้านบาท หรือเท่ากับ 20.33 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้บริโภคทั่วประเทศ อยู่ที่ 4.15 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568

ดังนั้น กฟผ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กฟผ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตามการพิจารณาของ กฟผ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายไปอีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) และกรณีศึกษาในการนำมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ มาพิจารณาสำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2568 เพื่อนำไปปรับปรุงความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) และการคำนวณกรณีเรียกเก็บมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าปี 2566 ค่า F_t ขยายปพลิเคชันเท่ากับ 137.39 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้ม (1) ต้นทุนเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 จำนวน 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และ (2) เงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 71,740 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 99.98 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) จำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 21.02 สตางค์ต่อหน่วย) รวมจำนวน 121.00 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2567 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืบหน้าหมดภายในเดือนสิงหาคม 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปพลิเคชันที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.16 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 24 จากระดับ 4.15 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) ค่า F_t ขยายปพลิเคชันเท่ากับ 116.37 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 จำนวน 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 71,740 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 99.98 สตางค์ต่อหน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืบหน้าหมดภายในเดือนสิงหาคม 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปพลิเคชันที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.95 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 19 จากระดับ 4.15 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ทั้งนี้ ยังไม่รวมมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) อีกจำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 21.02 สตางค์ต่อหน่วย)

กรณีที่ 3: กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.) ค่า F_t ขยายปพลิเคชันเท่ากับ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2568 จำนวน 16.39 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมได้จำนวน 14,590 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 20.33 สตางค์ต่อหน่วย) เพื่อนำไปพิจารณาทยอยคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับค่าก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ (Shipper) ในระบบของ กฟผ. ต่อไป ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปพลิเคชันกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 4.15 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน



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

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

ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

เทียบ F_t จังหวัดปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.7833 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน เดือน ม.ค. - เม.ย. 68 ตามมติ กพฟ. 27 พ.ย. 67 (บาท/หน่วย) [1]	ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	
		ค่าไฟฟ้าฐาน + F_t พ.ค. - ส.ค. 68 [2]	เปลี่ยนแปลง [2]-[1] (ร้อยละ) (ร้อยละ)
1. ผลการคำนวณค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ. และการคำนวณมูลค่าส่วนต่างของราคาก๊าซธรรมชาติ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของ shipper ปตท. และ กฟผ.: F_t 137.39 สต./หน่วย	4.15 (ค่า $F_t = 36.72$ สต./หน่วย)	5.16	+1.01 (+24.34%)
2. ผลการคำนวณค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ.: F_t 116.37 สต./หน่วย (ไม่รวมมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติ จำนวน 15,084 ล้านบาท)		4.95	+0.80 (+19.28%)
3. ข้อเสนอ กฟผ. ตรึงค่า F_t : F_t 36.72 สต./หน่วย		4.15	+0.00 (+0.00%)

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีการปรับค่า F _c 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 _c เท่ากับ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย)	86,824 ล้านบาท (ณ ธันวาคม 2567)	377.97	1,255.31	4,587.55
		3.78 บาท/หน่วย	4.18 บาท/หน่วย	4.59 บาท/หน่วย
กรณีที่ 1 ค่า F _c เรียกเก็บ 137.39 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 100.67 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	478.64 (+100.67) 4.79 บาท/หน่วย	1,557.32 (+302.01) 5.19 บาท/หน่วย	5,594.25 (+1,006.7) 5.59 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+27%	+24%	+22%
กรณีที่ 2 ค่า F _c เรียกเก็บ 116.37 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 79.65 สตางค์ต่อหน่วย)	15,084 ล้านบาท	457.62 (+79.65) 4.58 บาท/หน่วย	1,494.26 (+238.95) 4.98 บาท/หน่วย	5,384.05 (+796.50) 5.38 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		21%	19%	17%
กรณีที่ 3 ค่า F _c เรียกเก็บ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย (คงเดิม)	72,234 ล้านบาท	377.97 (-) 3.78 บาท/หน่วย	1,255.31 (-) 4.18 บาท/หน่วย	4,587.55 (-) 4.59 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		0%	0%	0%

หมายเหตุ: ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในรอบ
เดือนมกราคม – เมษายน 2568

นอกจากนี้ กกพ. ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า
ทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ 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 กฟภ. คำนวณในสูตรเดียวกันกับ กฟน. โดยมีค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐาน เท่ากับ 0.1584 บาท/หน่วยขายปลีกของ กฟภ.

รูปแสดงหลักการคำนวณค่า F_t ในระดับขายปลีกและขายส่งตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558-2560

