

เอกสารเผยแพร่
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 49/2567 (ครั้งที่ 934) เมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน 2567 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568 ตามรายงานการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับค่า F_t ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ ซึ่งมีค่าอยู่ที่ 147.53 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจากงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 ที่เรียกเก็บในปัจจุบัน (39.72 สตางค์ต่อหน่วย) อยู่เท่ากับ 107.81 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ ประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม – เมษายน 2568 เท่ากับ 147.53 สตางค์ต่อหน่วย จะประกอบด้วย ต้นทุน 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ตามราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐานตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบัน จำนวน 16.52 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ส่วนต่างสะสมระหว่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บในงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) หรือค่า AF สะสม ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2567 สรุปได้ ดังนี้

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

- ปี 2567 ในเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงยังคงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 327 ล้านบาท แต่เมื่อรวมกับค่าปรับปรุงที่ กกพ. ได้รับคืนจากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาจำนวน -1,521 ล้านบาท ทำให้มีค่าใช้จ่ายภายหลังการปรับปรุงลดลง 1,194 ล้านบาท สำหรับเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2567 มีการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นจากที่คาดการณ์ไว้ ทำให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าคาดการณ์ประมาณ 6,030 ล้านบาท เมื่อปรับปรุงเงินที่ กกพ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ EPP ประมาณ 4,905 ล้านบาท ทำให้มีต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นประมาณ 1,125 ล้านบาท ทั้งนี้ กกพ. ได้เห็นชอบการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วน ส่งผลทำให้ กกพ. ได้รับค่า AF สะสมคืนบางส่วนในรอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 เท่ากับ 13,259 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้เนื่องจากต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กกพ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2567 ลดลงเป็น 85,236 ล้านบาท ในปัจจุบัน จึงนำมาคำนวณค่า F_t เพื่อเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2568 เท่ากับ 131.01 สตางค์ต่อหน่วย

ตลอดจน ในปี 2566 รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ ได้ดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ที่มีนโยบายให้ ปตท. และ กฟผ. ในฐานะผู้ประกอบกิจการจัดหาและค้าส่ง ก๊าซธรรมชาติ คิราคาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) สำหรับภาคไฟฟ้า ได้แก่ โรงไฟฟ้า กฟผ. ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ตามจริงแต่ไม่เกินค่าคงที่ตามกรอบนโยบายกำหนดที่ 304.79 บาทต่อล้านปีปิเย เพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าเดือน กันยายน - ธันวาคม 2566 ให้อยู่ที่ 3.99 บาทต่อหน่วย ได้ รายงานราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงซึ่งสูงกว่าค่าควบคุมตามกรอบนโยบายดังกล่าว ส่งผลให้มีมูลค่าส่วนต่าง ระหว่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บตามกรอบนโยบายของคณะรัฐมนตรี และราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริง เดือน กันยายน - ธันวาคม 2566 เฉพาะภาคไฟฟ้าที่มีการผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าของประเทศเป็นเงินประมาณ 15,084 ล้านบาท จึงขอให้ กกพ. พิจารณาทอยเรียกคืนมูลค่าส่วนต่างดังกล่าว ในการประมาณการค่า F_t เพื่อให้ เป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรีดังกล่าวต่อไป

กกพ. ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568 โดย พิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนที่มีแนวโน้มแข็งค่าขึ้นเป็น 33.36 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และการผลิตไฟฟ้า จากโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศเพิ่มขึ้น และก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอ่าวไทยที่มีต้นทุนราคาถูกมีปริมาณเพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาก๊าซธรรมชาติ Spot LNG ที่มีแนวโน้มลดลงตามสถานการณ์ความต้องการในตลาดโลกที่ลดลง แต่ยังคงมีความไม่แน่นอน ตลอดจน พิจารณาภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) ตามข้อเสนอของ กฟผ. เพื่อให้ กฟผ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวิสัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ ได้ตามกำหนด เนื่องจากหากไม่มีกำหนดการที่ชัดเจนในการคืนภาระค่า AF ให้แก่ กฟผ. และผลตอบแทนจากการ รับภาระค่า AF แทนประชาชนไปก่อน จะทำให้ กฟผ. มีความเสี่ยงถูกปรับลดอันดับความน่าเชื่อถือ (Credit Rating) ซึ่งจะกระทบต่อความสามารถในการจัดหาเงินทุนและต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มสูงขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และ กฟผ. อีกทั้งผู้สอบบัญชีอิสระจะให้ กฟผ. คำนวณด้วยค่าภาระค่า AF จากความไม่ชัดเจนดังกล่าว ตลอดจน พิจารณามูลค่าส่วนต่างระหว่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บตามกรอบนโยบายของคณะรัฐมนตรี และราคา ก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริง เดือน กันยายน - ธันวาคม 2566 เฉพาะภาคไฟฟ้าที่มีการผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าของ ประเทศของรัฐวิสาหกิจ (ปตท. และ กฟผ.) ให้เป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ได้ส่งผลต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่า F_t ในช่วงเดือน มกราคม - เมษายน 2568 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. อยู่ที่ 147.53 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณ การต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าใน การผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม - เมษายน 2568 ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 16.52 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่ เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2567 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2567 (ค่า Accumulated Factor: AF) เป็นเงินสูงถึง 85,236 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กฟผ. ต้องรับภาระไว้แทนประชาชน ประมาณ 131.01 สตางค์ต่อหน่วย

(2) พิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กฟผ.) ที่ปฏิบัติตาม มติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566 โดยมีมาตรการเพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าที่ 3.99 บาทต่อหน่วย และให้ นำส่วนต่างค่าก๊าซธรรมชาติ ไปทอยเรียกเก็บคืนในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับรอบถัดไปตามที่ กกพ. เห็นชอบ ซึ่งมีมูลค่าส่วนต่างดังกล่าวสำหรับภาคไฟฟ้าในระบบของ กฟผ. ที่ต้องทอยคืนให้กับรัฐวิสาหกิจ ที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กฟผ.) เป็นเงินจำนวน 15,084 ล้านบาท หรือคิดเป็นผลกระทบต่อ ค่า F_t งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568 เพิ่มขึ้นประมาณ 23.18 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะทำให้คิดเป็นค่า F_t ทั้งหมดเท่ากับ 170.71 สตางค์ต่อหน่วย

(3) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า กฟผ. ได้มีข้อเสนอการตรึงค่า F_t ขายปลีก เท่ากับงวดปัจจุบันที่ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม - เมษายน 2568 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 16.52 สตางค์ต่อหน่วย และจะสามารถทยอยคืนค่าภาระ ต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมได้อีกจำนวน 15,094 ล้านบาท หรือเท่ากับ 23.20 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้า เฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าทั่วประเทศ อยู่ที่ 4.18 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567

ดังนั้น กกพ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตาม การพิจารณาของ กกพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) มาพิจารณาสำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568 เพื่อนำไปปรับปรุงความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) และ พิจารณาสวนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าปี 2566 ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 170.71 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม - เมษายน 2568 จำนวน 16.52 สตางค์ต่อหน่วย เงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 85,236 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 131.01 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บตามกรอบนโยบาย ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (กฟผ. และ ปตท.) เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 จำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 23.18 สตางค์ต่อหน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2567 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้ เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้กับ ค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.49 บาทต่อ หน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 31 จากระดับ 4.18 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 147.53 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่ สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม - เมษายน 2568 จำนวน 16.52 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อ ชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 85,236 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 131.01 สตางค์ต่อ หน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤตของ ราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มี สถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อ หน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.26 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 26 จากระดับ 4.18 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ซึ่งจะยังมีมูลค่าส่วนต่างราคา ก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บตามกรอบนโยบาย ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการ ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ. และ ปตท.) เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ที่รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ รับภาระไว้จำนวน 15,084 ล้านบาท

กรณีที่ 3: กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.) ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 39.72 สตางค์ ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม - เมษายน 2568 จำนวน 16.52 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระ คืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมได้จำนวน 15,094 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 23.20 สตางค์ต่อหน่วย) โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนเมษายน 2568 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ รับภาระแทน

ประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 85,226 ล้านบาท ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 4.18 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 52/2567 (ครั้งที่ 937) เมื่อวันที่ 27 พฤศจิกายน 2567 ได้พิจารณาการประมาณการค่า F_t สำหรับเรียกเก็บในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 ที่ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นสาธารณะ รวมทั้ง พิจารณางานของ กกพ. เมื่อวันที่ 22 พฤศจิกายน 2567 ที่มีความเห็นต่อการเรียกเก็บค่าส่วนต่างระหว่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ตามข้อเสนอของ ปตท. ว่าจะต้องมีการหารือร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทำให้ไม่ทันรอบประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม - เมษายน 2568 และมีข้อเสนอเพิ่มเติมว่า กกพ. ได้ตระหนักถึงความสำคัญในการบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายด้านค่าไฟฟ้าให้แก่ประชาชน จึงเสนอให้ กกพ. พิจารณาค่า F_t ประจำเดือนมกราคม - เมษายน 2568 ที่ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย ดังนั้น กกพ. จึงเห็นชอบค่า F_t ขยายปลีก สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2568 เท่ากับ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ลดลงจาก 4.18 บาทต่อหน่วย เป็น 4.15 บาทต่อหน่วย โดยค่า F_t ดังกล่าว ได้สะท้อนประมาณการต้นทุนไฟฟ้าประจำงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568 และ กกพ. จะได้รับคืนภาระต้นทุนคงค้างสะสม (Accumulated Factor: AF) ที่ 20.20 สตางค์ต่อหน่วย หรือประมาณ 13,142 ล้านบาท ทั้งนี้ กกพ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กกพ. รับภาระไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าประมาณ จำนวน 72,094 ล้านบาท รวมทั้ง รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กกพ.) จะรับภาระที่เกิดจากการบริหารส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงซึ่งสูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บจากผู้บริโภคก๊าซภาคไฟฟ้า ในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 15,084 ล้านบาท

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนมกราคม - เมษายน 2568 ที่ กกพ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 ซึ่งใช้สมมติฐานราคาน้ำมันดิบ 84.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 36.63 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ตามการประมาณการของ ปตท.) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2567 เป็นดังนี้

1. สมมติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2568 คาดว่าเท่ากับ 65,059 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน - ธันวาคม 2567) 4,776 ล้านหน่วย (เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.92)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้า ตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในการประชุมเมื่อวันที่ 26 กันยายน 2567 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 72,779 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้น 6,519 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน - ธันวาคม 2567) ซึ่งอยู่ที่ 66,260 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.84

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-30 กันยายน 2567) เท่ากับ 33.36 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งแข่งค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กกพ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน - ธันวาคม 2567) ประมาณการไว้ที่ 36.63 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 3.27 บาทต่อเหรียญสหรัฐ

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) (คิดอัตราค่าบริการในส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) สำหรับสถานีเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติ หรือ LNG Receiving Terminal เท่ากับ 17.7589 บาทต่อล้านบีทียู และคิดค่า

ผ่านท่อในทะเล (อัตราค่าบริการส่วนของต้นทุนคงที่ (Td) และอัตราค่าบริการส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc) พื้นที่ 1 เท่ากับ 13.1076 บาทต่อล้านปีทิว ในราคาก๊าซอ่าวไทย ตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564) ตลอดจน ได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคารวมก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่นๆ ยกเว้นก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Gas) ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566 และมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 จึงส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยเดือน มกราคม – เมษายน 2568 อยู่ที่ 301 บาทต่อล้านปีทิว (ค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 6.69 บาทต่อล้านปีทิว) ปรับตัวลดลง 22 บาทต่อล้านปีทิว (ลดลงร้อยละ 6.81) จากราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการตามที่ ปตท. ได้นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2567) ซึ่งอยู่ที่ 323 บาทต่อล้านปีทิว

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนมกราคม – เมษายน 2568 คาดว่าเท่ากับ 24.15 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.35 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนมกราคม – เมษายน 2568 คาดว่าเท่ากับ 27.98 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.62 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนมกราคม – เมษายน 2568 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 3,830.60 บาทต่อตัน ลดลง 587.83 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t ประมาณการเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 กับประมาณการงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 67	ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 68	เปลี่ยนแปลง	
		[1]	[2]	[2]-[1]	ร้อยละ
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านปีทิว	347.45	322.61	-24.84	-7.15
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	23.80	24.15	+0.35	+1.45
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	27.35	27.98	+0.62	+2.27
- ราคาลิกไนต์ (กฟผ.)	บาท/ตัน	820.00	820.00	-	-
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	4,418.43	3,830.60	-587.83	-13.30
- ข้อต่างประเทศ	บาท/หน่วย	2.04	2.10	+0.06	+2.90

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 7 ตุลาคม 2567

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

** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

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

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2568 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 6,518 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนมกราคม – เมษายน 2568 มีแนวโน้มปรับตัวลดลง เนื่องมาอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่าขึ้น และแนวโน้มราคาพลังงานในตลาดโลกเริ่มปรับลดลง ทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 192,484 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6,483 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน - ธันวาคม 2567) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 186,001 ล้านบาท

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือน มกราคม – เมษายน 2568 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 62.43 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลำดับถัดไปคือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 13.08 และเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 7.79 ถ่านหินนำเข้า (IPPs) ร้อยละ 6.92 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 6.20 พลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 3.59 น้ำมันเตาร้อยละ 0.01 และน้ำมันดีเซลร้อยละ 0.00 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือนมกราคม – เมษายน 2568 มีมูลค่าเท่ากับ 181,452 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 72,779 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 67 [1]		ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 68 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วน เปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำในประเทศ (กฟผ.)	1,559.64	2.35%	2,612.91	3.59%	+1,053.27	+1.24%
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,774.58	8.71%	5,666.83	7.79%	-107.75	-0.93%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	5,383.99	8.13%	5,035.92	6.92%	-348.07	-1.21%
ลาว	11,400.51	17.21%	9,472.23	13.02%	-1,928.28	-4.19%
- พลังน้ำ, ลาว	7,672.64	11.58%	5,811.53	7.99%	-1,861.11	-3.59%
- ลิกไนต์, ลาว	3,727.87	5.63%	3,660.70	5.03%	-67.17	-0.60%
มาเลเซีย	45.36	0.07%	42.48	0.06%	-2.88	-0.01%
อื่นๆ* (SPP + RE กฟผ.)	4,058.28	6.12%	4,508.79	6.20%	+450.51	+0.07%
น้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs)	6.46	0.01%	1.87	0.00%	-4.59	-0.01%
- กฟผ.	0.73		0.67		-0.07	
- IPPs	5.73		1.20		-4.53	
น้ำมันเตา (กฟผ. + IPPs)	5.14	0.01%	5.14	0.01%	0.00	0.00%
- กฟผ.	5.14		5.14		0.00	
- IPPs	0.00		0.00		0.00	
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	38,026.49	57.39%	45,432.39	62.43%	+7,405.90	+5.04%
- กฟผ.	12,548.62		13,823.01		+1,274.39	
- IPPs + SPPs	25,477.87		31,609.38		+6,131.51	
รวม	66,260.45	100%	72,778.56	100%	+6,518.11	-

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

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2568 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiT) และค่าใช้จ่ายในส่วนของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 11,032 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (65,059 ล้านบาท) เท่ากับ 17.0 สตางค์ต่อหน่วย ลดลง 0.1 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 17.1 สตางค์ต่อหน่วย ทั้งนี้ ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามประมาณการหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม เนื่องจากประมาณการหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศเพิ่มสูงขึ้นเช่นกัน จึงทำให้อัตราเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลงเล็กน้อย

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน	181,452 ล้านบาท
(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ	11,032 ล้านบาท
รวม	<u>192,484</u> ล้านบาท

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ
เดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 และเดือนกุมภาพันธ์ - เมษายน 2568

รายการ	ก.ย. - ธ.ค. 67 (แผน)	ม.ค. - เม.ย. 68 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	66,260	72,779	+9.84%
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	46,297	50,593	+9.28%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	34,851	41,078	+17.87%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	11,446	9,515	-16.87%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	19,963	22,186	+11.14%
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	60,283	65,059	+7.92%
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	175,697	181,452	+3%
ค่าซื้อไฟฟ้า	143,685	149,066	+4%
ในประเทศ	120,325	129,085	+7%
- ค่าความพร้อมจ่าย/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	29,490	31,053	+5%
- ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	18,442	19,873	
- ค่าพลังไฟฟ้า (CP)	11,048	11,180	
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	90,835	98,032	+8%
ต่างประเทศ	23,360	19,981	-14%
- ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	4,229	5,319	+26%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	19,131	14,662	-23%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ.	32,012	32,386	+1%
ก๊าซธรรมชาติ	28,083	28,750	+2%
ลิกไนต์	3,866	3,560	-8%
น้ำมันเตา	40	39	-2%
น้ำมันดีเซล	23	37	+60%
การค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	10,304	11,032	+7%
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	10,020	10,716	+7%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	284	316	+11%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	186,001	192,484	+3%

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 7 ตุลาคม 2567

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 10,748 ล้านบาท หรือ +16.52 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนมกราคม – เมษายน 2568 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ 192,484 ล้านบาท

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2568 เท่ากับ 181,738 ล้านบาท (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (ES) เท่ากับ 70,762 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568 จึงสูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐานเท่ากับ 10,748 ล้านบาท ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ เดือนมกราคม – เมษายน 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)		
ม.ค.-เม.ย. 68	32,386	149,066	5,615	5,101	316	11,032	192,484	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนมกราคม – เมษายน 2568 (ES) (ล้านบาท)							70,762	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) (สตางค์/หน่วยขายส่ง)							256.83	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) (ล้านบาท)							181,738	(4)=(3)x(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC) (ล้านบาท)							+10,748	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน มกราคม – เมษายน 2568 (ล้านบาท)							65,059	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน หรือ FAC เดือน มกราคม – เมษายน 2568 (สตางค์/หน่วยขายปลีก)							+16.52	(7)=(5)/(6)

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

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2567 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กกพ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 85,236 ล้านบาท สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม – เมษายน 2568 ต่อไป ดังนี้

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

(2) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**สูงกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 33.00 เป็น 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 72.6 เป็น 97.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และผลกระทบจากสถานการณ์วิกฤตการณ์ราคาพลังงานโลกที่รุนแรงอย่างต่อเนื่องจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าถ่านหิน และรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ 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) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**สูงกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – 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 แม้ว่าจะมีการนำมาตรการต่างๆ ที่ภาครัฐได้ให้ความเห็นชอบมาดำเนินงานเพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าตามแนวนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2565 และมติคณะรัฐมนตรีที่เห็นชอบการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเพื่อลดผลกระทบของราคาพลังงานภายในประเทศด้วยแล้วก็ตาม แต่ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ายังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 387 เป็น 418 บาทต่อล้านบีทียู จึงส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้ายังคงสูงขึ้นมา รวมไปถึง มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 12.21 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 7,869 ล้านบาท)

(4) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**สูงกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 37,535 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 34.40 เป็น 36.52 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) ที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าแผน 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) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน -14,971 ล้านบาท ซึ่งมาจากภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือน

มกราคม - เมษายน 2566 ต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -3,871 ล้านบาท และค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -7,912 ล้านบาท รวมถึงรายการปรับปรุงอื่นๆ ที่ กฟผ. นำเสนอ จำนวน 3,188 ล้านบาท

(6) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (FAC) ปี 2566 จำนวน 3,188 ล้านบาท) 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 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

ทั้งนี้ กฟผ. ได้เห็นชอบให้มีการคืนภาระต้นทุนคงค้างสะสม (AF) ให้กับ กฟผ. จำนวน 20.51 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเมื่อคำนวณจากหน่วยการใช้ไฟฟ้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง จำนวน 70,132 ล้านหน่วย กฟผ. ควรได้รับการคืนค่า AF เป็นเงินประมาณ 14,384 ล้านบาท แต่เมื่อเปรียบเทียบต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงประจำงวดเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2567 ซึ่งสูงกว่าที่ประมาณการไว้ประมาณ 1,125 ล้านบาท จึงทำให้ กฟผ. เรียกเก็บค่า AF คงค้างคืนได้จำนวน 13,259 ล้านบาท และมีภาระค่า AF สะสมยกไปคำนวณในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568 เท่ากับ 85,236 ล้านบาท

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมยกไป งวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568

ค่า F_t ประจำเดือน	หน่วยจำหน่ายทั่วประเทศ (ล้านหน่วย) $EU(A)_t$	ส่วนต่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงจากค่าไฟฟ้าฐาน หรือ FAC		ยอดสะสมส่วนต่างของค่า F_t ที่คำนวณได้จริง และค่า F_t ที่เรียกเก็บยกมาจากงวดที่ผ่านมา หรือ AF		ค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้		ค่า F_t ที่เรียกเก็บ		ผลต่างระหว่างค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้ กับค่า F_t ที่เรียกเก็บ
		(ล้านบาท) (1)	(สต./หน่วย) (1)	(ล้านบาท) (2)	(สต./หน่วย) (2)	(ล้านบาท) (3)=(1)+(2)	(สต./หน่วย) (1)+(2)	(ล้านบาท) (4)	(สต./หน่วย)	(ล้านบาท) (3)-(4)
ก.ย. – ธ.ค. 64	57,696	30,025	+52.04	+81	+0.14	+30,106	+52.18	-8,837	-15.32	+38,943
ม.ค. – เม.ย. 65	58,805	63,614	+108.18	+20,212 ^{1/}	+34.37	+83,826	+142.55	+817	+1.39	+83,010 (+44,067)
พ.ค. – ส.ค. 65	64,446	58,830	+91.29	+83,010	+128.80	+141,840	+220.09	+15,959	+24.77	+125,876 (+42,866)
ก.ย. – ธ.ค. 65	58,625	92,308	+157.46	+112,733 ^{2/}	+192.30	+205,041	+349.76	+54,773	+93.43	+150,268 (+24,392)
ม.ค. – เม.ย. 66	58,569	73,645 ^{3/}	+125.74	+142,356 ^{4/}	+243.06	+216,001	+368.80	+80,704	+137.79	+135,297 (-14,971)
พ.ค. – ส.ค. 66	67,172	26,761	+39.84	+130,270 ^{5/}	+193.94	+157,031	+233.78	+61,254	+91.19	+95,777 (-39,520)
ก.ย. – ธ.ค. 66	61,729	17,357	+28.12	+94,974 ^{6/}	+153.86	+112,331	+181.98	+12,642	+20.48	+99,689 (-3,912)
ม.ค. – เม.ย. 67	65,525	26,353	+40.22	+98,168 ^{7/}	+149.82	+124,521	+190.04	+26,026	+39.72	+98,495 (-1,194)
พ.ค. – ส.ค. 67	70,132	19,502	+27.81	+93,590 ^{8/}	+133.45	+113,092	+161.26	+27,856	+39.72	+85,236 (-13,259)
รวม AF สะสม 9 งวด (AF สะสมยกไปคำนวณสำหรับรอบ ม.ค. – เม.ย. 68)										+85,236

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 รวมกับการส่งคืนเงินค่า Settlement Value (SV) มาคำนวณในงวดมกราคม-เมษายน 2566 จาก ปตท. -4,897 ล้านบาท และเงินปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้าและอื่นๆ +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 ต้นทุนจริงที่ต่ำกว่าค่า F_t เรียกเก็บจำนวน -8,354 ล้านบาท และเงินที่ กกพ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน -4,905 ล้านบาท

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2568

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ข่ายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปร ประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568

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

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนมกราคม – เมษายน 2568 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +10,748 ล้านบาท หรือ +16.52 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดมกราคม – เมษายน 2568 เท่ากับ +85,236 ล้านบาท หรือ +131.01 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ซื้อไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดมกราคม – เมษายน 2568 เท่ากับ 65,059 ล้านหน่วย

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

ประมาณการค่า F_t ข่ายปลีก	ม.ค.-เม.ย. 68 =	$\frac{FAC \text{ ม.ค.-เม.ย. 68} + AF \text{ ก.ย. 64 - ส.ค. 67}}{EU \text{ ม.ค.-เม.ย. 68}}$	
	=	$\frac{(+10,748) + (+85,236)}{65,059}$	ล้านบาท
	=	$\frac{+10,748}{65,059} + \frac{+85,236}{65,059}$	ล้านบาท
	=	$+16.52 + +131.01$	สตางค์/หน่วย
	=	+147.53	สตางค์/หน่วย

4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568

4.1 การพิจารณาปรับค่า F_t เรียกเก็บในปี 2564-2567 ที่ผ่านมา กฟพ. ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค COVID-19 รวมทั้ง นโยบายของกระทรวงพลังงาน มติ กพข. และ มติคณะรัฐมนตรี ดังนี้

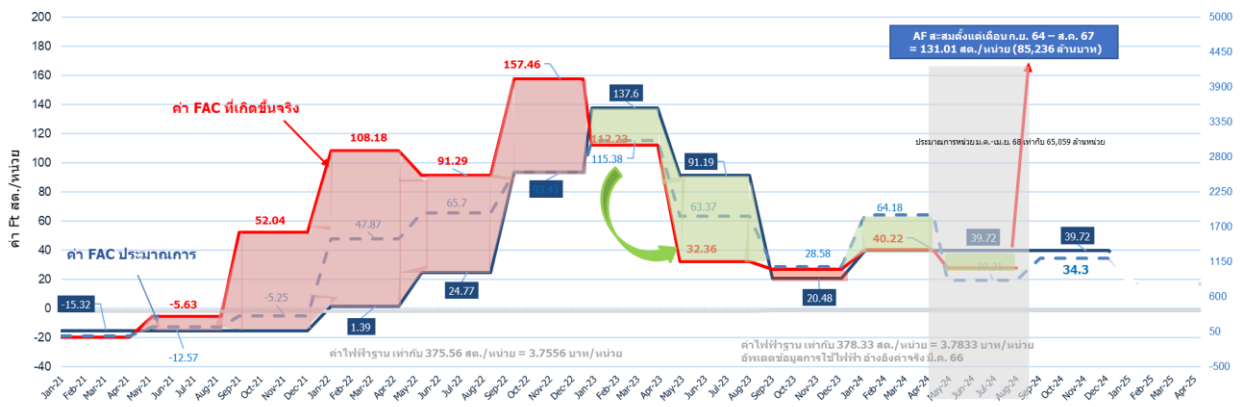
(1) ปี 2564-2565 กฟพ. ได้พิจารณาดึงค่า F_t ในปี 2564 ต่อมา ในช่วงปลายปี 2564 ได้เกิดสถานการณ์การขาดแคลนก๊าซธรรมชาติต้นทุนถูกจากแหล่งอ่าวไทยอย่างกะทันหัน จึงทำให้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ต้นทุนที่สูงกว่ามาใช้ทดแทนอย่างเร่งด่วน ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยมีค่าพุ่งสูงขึ้นจากที่เคยประมาณการไว้ และยังคงต่อเนื่องไปถึงปี 2566 โดย กฟพ. ได้พิจารณามาตรการช่วยเหลือของทางภาครัฐต่างๆ มาช่วยลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่ปรับตัวสูงขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ตลอดจนนำมาตรการขึ้นค่า F_t เรียกเก็บแบบขั้นบันไดมาใช้ตั้งแต่งวดเดือนมกราคม – เมษายน 2565 งวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 งวด

เดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 1.39 สตางค์ต่อหน่วย 24.77 สตางค์ต่อหน่วย และ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย ตามลำดับ

(2) ปี 2566 กฟผ. ได้ดำเนินการตามนโยบายของกระทรวงพลังงานและมติ กพข. ครั้งที่ 8/2565 (ครั้งที่ 163) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 ที่ให้มีการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อน ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากงวดกันยายน - ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย ต่อมา กพข. ไม่มีการขยายมาตรการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในรูปแบบที่ได้ดำเนินการในเดือนมกราคม - เมษายน 2566 จึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จ่ายค่า F_t ในอัตราเดียวกัน สำหรับเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ซึ่ง กฟผ. ได้เสนอทบทวนภาระค่า F_t จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย และในเดือน กันยายน - ธันวาคม 2566 กฟผ. ได้พิจารณาข้อเสนอของ กฟผ. และ ปตท. ในการดำเนินมาตรการลดภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชนตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ที่เห็นชอบให้ 1) กฟผ. รับภาระเงินคงค้างสะสม (AF) สำหรับงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 แทนประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าไปพลางก่อน และ 2) ให้รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ คิดราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บจากผู้ใช้น้ำสำหรับภาคไฟฟ้าตามจริงแต่ไม่เกินค่าคงที่ตามกรอบนโยบายกำหนดที่ 304.79 บาทต่อล้านปีทิวในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 เพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าที่ 3.99 บาทต่อหน่วย จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บอยู่ที่ 20.48 สตางค์ต่อหน่วย

(3) ปี 2567 กฟผ. ได้กำกับการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจที่เกี่ยวข้อง (กฟผ. และ ปตท.) ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 ที่มีมติรับทราบมาตรการลดภาระค่าใช้จ่าย ด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชนตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ตามมติ กพข. เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566 เพื่อตรึงค่าไฟฟ้าในเดือน มกราคม - เมษายน 2567 ในอัตราไม่เกิน 4.20 บาทต่อหน่วย ทำให้ค่า F_t เรียกเก็บอยู่ที่ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย สำหรับเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2567 และเดือน กันยายน - ธันวาคม 2567 ได้พิจารณาทยอยคืนภาระค่า AF คงค้างในระดับที่ทำให้ค่า F_t คงที่ในระดับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วยตามที่ กฟผ. เสนอ

ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนตัวลงมาก และราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงมีค่าสูงกว่าที่ได้ประมาณการไว้ ทำให้เกิดเป็นยอดเงินภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า จึงเกิดภาระต้นทุนของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชนสูงขึ้นสะสม (AF) ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 ถึง ธันวาคม 2565 เป็นจำนวนเงิน 150,268 ล้านบาท แม้ว่าต่อมาสถานการณ์ราคาพลังงานจะเริ่มผ่อนคลาย โดยในปี 2566 ได้มีการทยอยคืนภาระค่า AF ที่ กฟผ. รับภาระไว้แทนประชาชนบางส่วน รวมจำนวน 50,579 ล้านบาท (เดือนมกราคม - เมษายน 2566 ลดลง 14,971 ล้านบาท เดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ลดลง 39,520 ล้านบาท เดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 เพิ่มขึ้น 3,912 ล้านบาท) และในเดือนมกราคม - เมษายน 2567 และเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม 2567 มีการทยอยคืนภาระค่า AF ที่ กฟผ. รับภาระไว้แทนประชาชนบางส่วนจำนวน 1,194 ล้านบาท และ 13,259 ล้านบาท ตามลำดับ จึงทำให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (Accumulated Factor หรือค่า AF) ถึงสิ้นเดือนสิงหาคม 2567 ลดลงมาอยู่ที่ 85,236 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่สูง



4.2 กพพ. ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568 โดยพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนที่มีแนวโน้มแข็งค่าขึ้นเป็น 33.36 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศเพิ่มขึ้น และก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอ่าวไทยที่มีต้นทุนราคาถูกมีปริมาณเพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาก๊าซธรรมชาติ Spot LNG ที่มีแนวโน้มลดลงตามสถานการณ์ความต้องการในตลาดโลกลดลง แต่ยังคงมีความไม่แน่นอน ตลอดจน พิจารณาระดับต้นทุนค่าไฟฟ้าค่ารับสะสม (AF) ตามข้อเสนอของ กพพ. เพื่อให้ กพพ. สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด เนื่องจากหากไม่มีกำหนดการที่ชัดเจนในการคืนภาระค่า AF ให้แก่ กพพ. และผลตอบแทนจากการรับภาระค่า AF แทนประชาชนไปก่อน จะทำให้ กพพ. มีความเสี่ยงถูกปรับลดอันดับความน่าเชื่อถือ (Credit Rating) ซึ่งจะกระทบต่อความสามารถในการจัดหาเงินทุนและต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มสูงขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และ กพพ. อีกทั้งผู้สอบบัญชีอิสระจะให้ กพพ. คำนวณด้วยค่าภาระค่า AF จากความไม่ชัดเจนดังกล่าว และพิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงและราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บตามกรอบนโยบายกำหนดของ รัฐวิสาหกิจ (ปตท. และ กพพ.) ให้เป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ดังนี้

(1) จากปัจจัยสถานการณ์การผลิตไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไปได้ส่งผลต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2568 ตามรายงานการคำนวณของ กพพ. อยู่ที่ 147.53 สตางค์ต่อหน่วย แบ่งเป็น การประมาณการต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Fuel Adjustment Cost: FAC) ล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม - เมษายน 2568 สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 16.52 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2567 ที่สูงกว่าค่า F_t ที่เก็บได้จากผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้ กพพ. รับภาระต้นทุนในการจ่ายค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าค่า F_t ที่ กพพ. เห็นชอบให้ใช้เรียกเก็บสะสมในรอบเดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2567 (ค่า Accumulated Factor: AF) เป็นเงินสูงถึง 85,236 ล้านบาท หรือคิดเป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระสะสมที่ กพพ. ต้องรับภาระไว้แทนประชาชนประมาณ 131.01 สตางค์ต่อหน่วย

(2) พิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 (มูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติ) ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กพพ.) ที่ปฏิบัติตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566 โดยมีมาตรการเพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าที่ 3.99 บาทต่อหน่วย และให้นำมูลค่าส่วนต่างค่าก๊าซธรรมชาติ ไปทยอยเรียกเก็บคืนในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับรอบถัดไปตามที่ กพพ. เห็นชอบ ซึ่งมีมูลค่าส่วนต่างค่าก๊าซธรรมชาติ สำหรับภาคไฟฟ้าในระบบของ กพพ. ที่ต้องทยอยคืนให้กับรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กพพ.) ในการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) เป็นเงินจำนวน 15,084 ล้านบาท หรือคิดเป็นผลกระทบต่อค่า F_t งวด

เดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 เพิ่มขึ้นประมาณ 23.18 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะทำให้คิดเป็นค่า F_t ทั้งหมดเท่ากับ 170.71 สตางค์ต่อหน่วย

(3) เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า กฟผ. ได้มีข้อเสนอการตรึงค่า F_t ขยายไปอีกเท่ากับงวดปัจจุบันที่ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะสะท้อนถึงประมาณการต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเดือนมกราคม – เมษายน 2568 (FAC) ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ 16.52 สตางค์ต่อหน่วย และจะสามารถทยอยคืนค่าภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสมได้อีกจำนวน 15,094 ล้านบาท หรือเท่ากับ 23.20 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าทั่วประเทศ อยู่ที่ 4.18 บาทต่อหน่วย คงที่เท่ากับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567

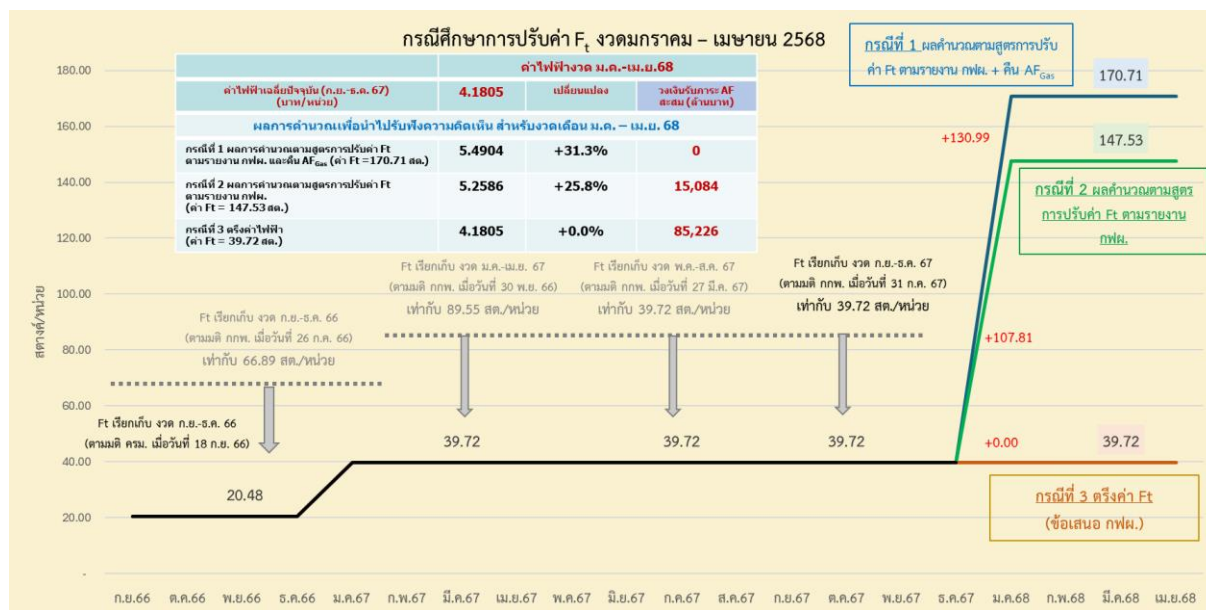
ดังนั้น กฟผ. จึงมอบหมายให้สำนักงาน กฟผ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตามการพิจารณาของ กฟผ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายไปอีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) มาพิจารณาสำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2568 เพื่อนำไปปรับปรุงความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) และพิจารณามูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าปี 2566 ค่า F_t ขยายไปอีกเท่ากับ 170.71 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม – เมษายน 2568 จำนวน 16.52 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 85,236 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 131.01 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติของรัฐบาลที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (กฟผ. และ ปตท.) เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 15,084 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 23.18 สตางค์ต่อหน่วย) รวมทั้งสิ้นจำนวน 154.19 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2567 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาระดับพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว และรัฐบาลที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติจะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายไปอีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.49 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 31 จากระดับ 4.18 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. ทั้งหมด) ค่า F_t ขยายไปอีกเท่ากับ 147.53 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม – เมษายน 2568 จำนวน 16.52 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 85,236 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 131.01 สตางค์ต่อหน่วย) โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาระดับพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2568 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายไปอีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.26 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 26 จากระดับ 4.18 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน ซึ่งจะยังมีมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติ ที่รัฐบาลที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติรับภาระไว้จำนวน 15,084 ล้านบาท

กรณีที่ 3: กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.) ค่า F_t ขยายไปอีกเท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม – เมษายน 2568 จำนวน 16.52 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุน AF คงค้างสะสมได้จำนวน 15,094 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 23.20 สตางค์ต่อหน่วย) โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนเมษายน 2568 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. และมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่รัฐบาลที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 85,226 ล้านบาท ซึ่งเมื่อรวม

ค่า F_t ขยายปลึกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 4.18 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน



*ภาระค่า AF รวมมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566 (AF_{Gas}) จำนวนเงิน 15,083.79 ล้านบาท

ต่อมา กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 52/2567 (ครั้งที่ 937) เมื่อวันที่ 27 พฤศจิกายน 2567 ได้พิจารณาการประมาณการค่า F_t สำหรับเรียกเก็บในเดือนมกราคม - เมษายน 2568 ที่ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นสาธารณะ รวมทั้ง พิจารณาคำขอของ กฟผ. เมื่อวันที่ 22 พฤศจิกายน 2567 ที่มีความเห็นต่อการเรียกเก็บค่าส่วนต่างระหว่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ตามข้อเสนอของ ปตท. ว่าจะต้องมีการหารือร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทำให้ไม่ทันรอบประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม - เมษายน 2568 และมีข้อเสนอเพิ่มเติมว่า กฟผ. ได้ตระหนักถึงความสำคัญในการบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายด้านค่าไฟฟ้าให้แก่ประชาชน จึงเสนอให้ กกพ. พิจารณาค่า F_t ประจำเดือนมกราคม - เมษายน 2568 ที่ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย จึงเห็นชอบค่า F_t ขยายปลึก สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2568 เท่ากับ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ลดลงจาก 4.18 บาทต่อหน่วย เป็น 4.15 บาทต่อหน่วย โดยค่า F_t ดังกล่าว ได้สะท้อนประมาณการต้นทุนไฟฟ้าประจำงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2568 และ กฟผ. จะได้รับคืนภาระต้นทุนคงค้างสะสม (Accumulated Factor: AF) ที่ 20.20 สตางค์ต่อหน่วย หรือประมาณ 13,142 ล้านบาท ทั้งนี้ กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. รับภาระไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าประมาณ จำนวน 72,094 ล้านบาท รวมทั้ง รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กฟผ.) จะรับภาระที่เกิดจากการบริหารส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงซึ่งสูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บจากผู้บริโภคก๊าซธรรมชาติ ในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 15,084 ล้านบาท

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

ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

เทียบ F_t งวดปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.7833 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน เดือน ก.ย. – ธ.ค. 67 ตามมติ กพฟ. 31 ก.ค. 67 (บาท/หน่วย) [1]	ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	
		ค่าไฟฟ้าฐาน + F_t ม.ค. – เม.ย. 68 [2]	เปลี่ยนแปลง [2]-[1] (ร้อยละ)
1. ผลการคำนวณค่า F_t ตามรายงานของ กพฟ. และคินมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติ: F_t 170.71 สต./หน่วย	4.18 (ค่า $F_t = 39.72$ สต./หน่วย)	5.49	+1.31 (+31.33%)
2. ผลการคำนวณค่า F_t ตามรายงานของ กพฟ.: F_t 147.53 สต./หน่วย		5.26	+1.08 (+25.84%)
3. ข้อเสนอ กพฟ. ตรึงค่า $F_t : F_t$ 39.72 สต./หน่วย		4.18	+0.00 (+0.00%)
4. ข้อเสนอเพิ่มเติม กพฟ. ลดค่า $F_t : F_t$ 36.72 สต./หน่วย		4.15	-0.03 (-0.72%)

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีการปรับค่า F_t ขยายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและ ค่าซื้อไฟฟ้าของ กพฟ. และมูลค่า ส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติของ รัฐวิสาหกิจ (กพฟ. และ ปตท.) ที่รับภาระแทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (F_t เท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย)	100,320 ล้านบาท (ณ สิงหาคม 2567)	380.97 3.81 บาท/หน่วย	1,264.31 4.21 บาท/หน่วย	4,617.55 4.62 บาท/หน่วย
กรณีที่ 1 ค่า F_t เรียกเก็บ 170.71 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 130.99 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	511.96 (+130.99) 5.12 บาท/หน่วย	1,657.28 (+392.97) 5.52 บาท/หน่วย	5,927.45 (+1,309.9) 5.93 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+38%	+31%	+28%
กรณีที่ 2 ค่า F_t เรียกเก็บ 147.53 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 107.81 สตางค์ต่อหน่วย)	15,084 ล้านบาท	488.78 (+107.81) 4.89 บาท/หน่วย	1,587.74 (+323.43) 5.29 บาท/หน่วย	5,695.65 (+1,078.10) 5.70 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+28%	+26%	+23%
กรณีที่ 3 ค่า F_t เรียกเก็บ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย (คงเดิม)	85,226 ล้านบาท	380.97 (-) 3.81 บาท/หน่วย	1,264.31 (-) 4.21 บาท/หน่วย	4,617.55 (-) 4.62 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		0%	0%	0%
กรณีที่ 4 ค่า F_t เรียกเก็บ 36.72 สตางค์ต่อหน่วย (ลดลง 3 สตางค์ต่อหน่วย)	87,178 ล้านบาท	377.97 (-3.00) 3.78 บาท/หน่วย	1,255.31 (-9.00) 4.18 บาท/หน่วย	4,587.55 (-30.00) 4.59 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		-0.79 %	-0.71%	-0.65%

หมายเหตุ: * ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในรอบ เดือน กันยายน – ธันวาคม 2567

นอกจากนี้ กพฟ. ได้มอบหมายให้ กพฟ. 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 ให้สอดคล้องกับค่าใช้จ่ายในการลงทุน ก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการจำหน่ายไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน และการกำหนดผลตอบแทนที่เหมาะสมซึ่งกำกับดูแลจากภาครัฐ โดยค่าไฟฟ้าฐานที่ประกาศใช้ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤศจิกายน 2558 ได้รวมค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Base Fuel Cost: BFC) ที่มีการเรียกเก็บจากประชาชนในรอบเดือนพฤษภาคม-สิงหาคม 2558 ไว้ในระดับหนึ่งซึ่งมีค่าเท่ากับ 2.5683 บาทต่อหน่วยจำหน่ายของ กกพ. ส่วนค่าไฟฟ้าฐานที่ปรับใหม่นั้นมีค่าอยู่ที่ 3.7556 บาทต่อหน่วย
+	
2. ค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_t)	ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) หรือค่าไฟฟ้าผันแปร จะมีการปรับเปลี่ยนทุก 4 เดือน (ม.ค.- เม.ย., พ.ค.-ส.ค., ก.ย.-ธ.ค. ของทุกปี) เพื่อให้สะท้อนถึงค่าใช้จ่ายที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า ได้แก่ ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากที่กำหนดไว้ในค่าไฟฟ้าฐาน ซึ่งมีค่าเป็นได้ทั้งบวก หรือลบ
+	
3. ภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT)	ภาษีมูลค่าเพิ่ม จะจัดเก็บในอัตราร้อยละ 7 ของมูลค่าค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร โดยเงินส่วนนี้จะถูกนำส่งให้กรมสรรพากร เนื่องจากไฟฟ้าถือเป็นสินค้าและบริการประเภทหนึ่งจึงต้องเสียภาษีมูลค่าเพิ่มด้วย

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

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

2 หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

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

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

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

รูปแสดงหลักการคำนวณค่า F_t ในระดับขายปลีกและขายส่งตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558-2560

