

เอกสารเผยแพร่
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 28/2567 (ครั้งที่ 913) เมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2567 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 ตามรายงานการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ ซึ่งมีค่าอยู่ที่ 197.69 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจากงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ที่เรียกเก็บในปัจจุบัน (39.72 สตางค์ต่อหน่วย) อยู่เท่ากับ 157.97 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ ประมาณการค่า F_t เดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 เท่ากับ 197.69 สตางค์ต่อหน่วย จะประกอบด้วย ต้นทุน 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ตามราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบัน จำนวน 34.30 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ส่วนต่างสะสมระหว่างค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บในงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) หรือค่า AF สะสม ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – เมษายน 2567 โดยเป็นค่าสะสมในช่วงเดือนกันยายน – 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 รวมทั้งค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเป็นผลจากราคาพลังงานที่เริ่มลดลงจากปี 2565 ทำให้ภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมลดลงได้จำนวน 14,971 ล้านบาท และ 39,520 ล้านบาท ตามลำดับ ส่งผลให้มีจำนวนเงินคงเหลือที่ กกพ. ได้รับความกระทบค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชน เท่ากับ 95,777 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ในขณะที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำในและต่างประเทศ และ โรงไฟฟ้าแม่เมาะ ซึ่งมีต้นทุนการผลิตถูก สามารถผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าที่คาดการณ์ไว้ จึงทำให้ กกพ. มีต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่ประมาณการไว้ 3,912 ล้านบาท ส่งผลให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กกพ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าถึงเดือนธันวาคม 2566 ตามรายงานการคำนวณของ กกพ. มีมูลค่าเพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท โดยในเดือนมกราคม – เมษายน 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงยังคงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 327 ล้านบาท แต่เมื่อรวมกับค่าปรับปรุงที่ กกพ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้จำนวน -1,521 ล้านบาท ทำให้มีค่าใช้จ่ายภายหลังการปรับปรุงลดลงรวมประมาณ 1,194 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กกพ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – เมษายน 2567 ลดลงเป็น 98,495 ล้านบาท ในปัจจุบัน จึงนำมาคำนวณค่า F_t เพื่อเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 เท่ากับ 163.39 สตางค์ต่อหน่วย

นอกจากนี้ รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และ กกพ.) ได้ขอให้ กกพ. พิจารณานำมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566 ซึ่งมีมาตรการเพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าที่ 3.99 บาทต่อหน่วย และให้นำส่วนต่างค่าก๊าซธรรมชาติ (AF_{GAS}) ไปทยอยเรียกเก็บคืนในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับรอบถัดไปตามที่ กกพ. เห็นชอบ ซึ่งมีมูลค่า AF_{GAS} สำหรับภาคไฟฟ้าในระบบของ กกพ. ที่ต้องทยอยคืน

ให้กับรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กฟผ.) ในการคำนวณค่า F_t มีมูลค่ารวมจำนวน 15,083.79 ล้านบาท หรือคิดเป็นผลกระทบต่อค่า F_t จวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 เพิ่มขึ้นประมาณ 25.02 สตางค์ต่อหน่วย

กฟผ. ได้พิจารณาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อจำกัดด้านสภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด และข้อเสนอของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติแล้ว จึงมอบหมายให้สำนักงาน กฟผ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณของ กฟผ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) ของ กฟผ. ณ เดือนเมษายน 2567 ที่ได้พิจารณาต้นทุนค่า AF_{GAS} ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ สำหรับภาคไฟฟ้าในระบบของ กฟผ. ที่เกิดขึ้นในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างทั้งหมด) ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 222.71 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 จำนวน 34.30 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. จำนวน 98,495 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 163.39 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่า AF_{GAS} จำนวน 15,083.79 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 25.02 สตางค์ต่อหน่วย) รวมทั้งสิ้นจำนวน 188.41 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2567 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 6.01 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 44 จากระดับ 4.18 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 3 งวด ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 113.78 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 จำนวน 34.30 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ออกเป็น 3 งวดๆ ละจำนวน 32,832 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 54.46 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่า AF_{GAS} จำนวน 15,083.79 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 25.02 สตางค์ต่อหน่วย) รวมทั้งสิ้นเท่ากับ 79.48 สตางค์ต่อหน่วย เพื่อให้ กฟผ. มีสภาพคล่องทางการเงินที่ดีขึ้น สามารถดำเนินการตามแผนชำระคืนหนี้เงินกู้ที่วางไว้เพื่อรักษาระดับความน่าเชื่อถือ และลดภาระดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 65,663 ล้านบาท ในขณะที่รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.92 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 18 จากงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 3: กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 6 งวด ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 86.55 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 จำนวน 34.30 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ออกเป็น 6 งวดๆ ละจำนวน 16,416 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 27.23 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่า AF_{GAS} จำนวน 15,083.79 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 25.02 สตางค์ต่อหน่วย) รวมทั้งสิ้นเท่ากับ 52.25 สตางค์ต่อหน่วย เพื่อให้ กฟผ. มีสภาพคล่องทาง

การเงินที่ดีขึ้น สามารถดำเนินการตามแผนชำระคืนหนี้เงินกู้ที่วางไว้เพื่อรักษาระดับความน่าเชื่อถือ และลดภาระดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 82,079 ล้านบาท ในขณะที่รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.65 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 11 จากงวดปัจจุบัน

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 31/2567 (ครั้งที่ 916) เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2567 ได้พิจารณาผลการรับฟังความคิดเห็นค่า F_t สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 ที่ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นสาธารณะ เมื่อวันที่ 12 – 26 สิงหาคม 2567 โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อประชาชน ตลอดจน ข้อเสนอเพิ่มเติมของ กฟผ. เพื่อบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชน และการสนับสนุนนโยบายการคงราคาค่าไฟฟ้าของ ปตท. ตามนโยบายของกระทรวงพลังงานประกอบการพิจารณาแล้ว จึงเห็นชอบค่า F_t ขยายปลีก สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 เท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ คงที่เท่ากับ 4.18 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน โดยค่า F_t ดังกล่าว ได้สะท้อนประมาณการต้นทุนไฟฟ้าประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 และ กฟผ. จะได้รับคืนภาระต้นทุนคงค้างสะสม (Accumulate Factor: AF) ที่ 5.42 สตางค์ต่อหน่วย หรือประมาณ 3,267 ล้านบาท ทั้งนี้ กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. รับภาระไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้า จำนวน 95,227 ล้านบาท รวมทั้ง รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กฟผ.) จะรับภาระที่เกิดจากการบริหารส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริง ซึ่งสูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บจากผู้บริโภคก๊าซภาคไฟฟ้า (AF_{GAS}) ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 15,083.79 ล้านบาท

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 ที่ กฟผ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ซึ่งใช้สมมติฐานราคาน้ำมันดิบ 78.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 35.34 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ตามการประมาณการของ ปตท.) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 27 มีนาคม 2567 และการดำเนินงานตามมติ คณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 เป็นดังนี้

1. สมมติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 คาดว่าเท่ากับ 60,283 ล้านหน่วย ลดลงจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567) 7,984 ล้านหน่วย (ลดลงร้อยละ 11.70)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้า ตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในการประชุมเมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2566 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 66,260 ล้านหน่วย ลดลง 9,308 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567) ซึ่งอยู่ที่ 75,568 ล้านหน่วย หรือลดลงร้อยละ 12.32

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-31 พฤษภาคม 2567) เท่ากับ 36.63 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งอ่อนค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567) ประมาณการไว้ที่ 35.34 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 1.29 บาทต่อเหรียญสหรัฐ

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาเชื้อก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) คิดอัตราค่าบริการในส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) สำหรับ LNG Receiving Terminal = 17.7589 บาท/MMbtu และคิดค่าผ่านท่อในทะเล (Td และ Tc พื้นที่ 1 เท่ากับ 13.0772 บาท/MMbtu ในราคาก๊าซอ่าวไทย ตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ เพื่รองรับการส่งเสริมการแข่งขัน ในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติ 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 จึงส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ เฉลี่ยเดือน กันยายน – ธันวาคม 2567 อยู่ที่ 323 บาทต่อล้านบีทียู (ค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 5.4 บาท/MMbtu) ปรับตัวเพิ่มขึ้น 23 บาทต่อล้านบีทียู (เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.67) จากราคาเชื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการ ที่ ปตท. ได้นำเสนอการปรับปรุงตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 ในงวดที่ผ่านมา (เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2567) ซึ่งอยู่ที่ 300 บาทต่อล้านบีทียู

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 คาดว่าเท่ากับ 23.80 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.54 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 คาดว่าเท่ากับ 27.35 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 3.07 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 4,418.43 บาทต่อตัน เพิ่มขึ้น 713.31 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_c ประมาณการเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2567 กับประมาณการงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2567

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 67	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 67	เปลี่ยนแปลง	
		[1]	[2]	[2]-[1]	ร้อยละ
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	322.10	347.45	+25.34	+7.87
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	23.26	23.80	+0.54	+2.32
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	30.43	27.35	-3.07	-10.10
- ราคาลิกไนต์ (กฟผ.)	บาท/ตัน	820.00	820.00	-	-
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	3,705.12	4,418.43	+713.31	+19.25
- ซื้อมากต่างประเทศ	บาท/หน่วย	2.15	2.04	-0.11	-5.02

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 6 มิถุนายน 2567

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

** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

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

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 คาดว่าจะลดลง 9,307 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 มีแนวโน้มปรับตัวลดลงเล็กน้อย เนื่องจากแนวโน้มใช้ก๊าซธรรมชาติที่ลดลง ทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 186,001 ล้านบาท ลดลง 15,285 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 201,286 ล้านบาท

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2567 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 57.39 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลำดับถัดไปคือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 17.28 และเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 8.71 ถ่านหินนำเข้า (IPPs) ร้อยละ 8.13 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 6.12 พลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 2.35 น้ำมันดีเซล ร้อยละ 0.01 และน้ำมันเตา ร้อยละ 0.01 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 มีมูลค่าเท่ากับ 175,697 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 66,260 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 67 [1]		ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 67 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วน เปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำในประเทศ (กฟผ.)	1,982.02	2.62%	1,559.64	2.35%	-422.38	-0.27%
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,835.37	7.72%	5,774.58	8.71%	-60.79	+0.99%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	4,110.43	5.44%	5,383.99	8.13%	+1,273.56	+2.69%
ลาว	12,483.76	16.52%	11,400.51	17.21%	-1,083.25	+0.69%
- พลังน้ำ, ลาว	8,352.88	11.05%	7,672.64	11.58%	-680.24	+0.53%
- ลิกไนต์, ลาว	4,130.88	5.47%	3,727.87	5.63%	-403.01	+0.16%
มาเลเซีย	43.20	0.06%	45.36	0.07%	+2.16	+0.01%
อื่นๆ* (SPP + RE กฟผ.)	4,411.84	5.84%	4,058.28	6.12%	-353.56	+0.29%
น้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs)	173.76	0.23%	6.46	0.01%	-167.30	-0.22%
- กฟผ.	167.85		0.73		-167.12	
- IPPs	5.91		5.73		-0.18	
น้ำมันเตา (กฟผ. + IPPs)	2.86	0.00%	5.14	0.01%	+2.28	+0.00%
- กฟผ.	2.86		5.14		+2.28	
- IPPs	0.00		0.00		0.00	
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	46,524.66	61.57%	38,026.49	57.39%	-8,498.17	-4.18%
- กฟผ.	15,880.33		12,548.62		-3,331.71	
- IPPs + SPPs	30,644.33		25,477.87		-5,166.46	
รวม	75,567.90	100%	66,260.45	100%	-9,307.45	-12.32%

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

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiT) และค่าใช้จ่ายในส่วนของการลงทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 10,304 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (60,283 ล้านบาท) เท่ากับ 17.1 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น 0.9 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 16.2 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน	175,697 ล้านบาท
(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ	10,304 ล้านบาท
รวม	186,001 ล้านบาท

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 และเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567

รายการ	พ.ค. - ส.ค. 67 (แผน)	ก.ย. - ธ.ค. 67 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	75,568	66,260	-12.32%
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	51,614	46,297	-10.30%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	39,087	34,851	-10.84%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	12,527	11,446	-8.63%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	23,954	19,963	-16.66%
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านบาท (EU)	68,267	60,283	+11.70%
รายการ	พ.ค. - ส.ค. 67 (แผน)	ก.ย. - ธ.ค. 67 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	190,255	175,697	-8%
ค่าซื้อไฟฟ้า	152,520	143,685	-6%
ในประเทศ	125,603	120,325	-4%
- ค่าความพร้อมจ่าย/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	30,384	29,490	-3%
- ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	19,406	18,442	
- ค่าพลังไฟฟ้า (CP)	10,978	11,048	
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	95,219	90,835	-5%
ต่างประเทศ	26,917	23,360	-13%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (AP)	6,202	4,229	-32%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	20,715	19,131	-8%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ.	37,735	32,012	-15%
ก๊าซธรรมชาติ	32,782	28,083	-14%
ลิกไนต์	3,901	3,866	-1%
น้ำมันเตา	23	40	+74%
น้ำมันดีเซล*	1,029	23	-98%
การค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	11,031	10,304	-7%
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	10,702	10,020	-6%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	329	284	-14%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายฯ, ล้านบาท	201,286	186,001	-8%

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 6 มิถุนายน 2567

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 20,676 ล้านบาท หรือ +34.30 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ 186,001 ล้านบาท

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 เท่ากับ 165,325 ล้านบาท (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (ES) เท่ากับ 64,372 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 จึงสูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐานเท่ากับ 20,676 ล้านบาท ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ เดือนกันยายน - ธันวาคม 2567

ประมาณการค่าใช้จ่าย EFC (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง กฟผ. (1)	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) (1)+(2)+(3)	หมายเหตุ
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)		
ก.ย.-ธ.ค. 67	32,012	143,685	6,055	3,965	284	10,304	186,001	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 (ES) (ล้านบาท)							64,372	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) (สตางค์/หน่วยขายส่ง)							256.83	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC) (ล้านบาท)							165,325	(4)=(3)×(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC) (ล้านบาท)							+20,676	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน กันยายน - ธันวาคม 2567 (ล้านบาท)							60,283	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน หรือ FAC เดือน กันยายน - ธันวาคม 2567 (สตางค์/หน่วยขายปลีก)							+34.30	(7)=(5)/(6)

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

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กฟผ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 98,495 ล้านบาท สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนกันยายน - เมษายน 2567 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 ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น

โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าที่จัดหาโดย บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ปรับตัวสูงขึ้นจาก 230 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 286 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง กฟผ. ต้องนำเข้า Spot LNG ราคาสูงในระดับ 820 - 1,070 บาทต่อล้านบีทียู มาเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและแก้ไขปัญหาปริมาณสำรอง LNG ที่อยู่ในระดับต่ำจากปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติ

(2) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**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 แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าถิกไนต์ 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) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**สูงกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565 จำนวน 42,866 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากแผนประมาณ 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 จึงส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้ายังคงสูงชันมาก 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) 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) ทำให้ประกาศ

เรียกเก็บเฉพาะต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน - 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 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 2565 จำนวน 3,188 ล้านบาท) ต่ำกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 จำนวน -39,520 ล้านบาท ดังนี้

(6.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -34,493 ล้านบาท

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

(7) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) สูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 จำนวน 3,912 ล้านบาท ดังนี้

(7.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 สูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ 4,715 ล้านบาท

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

(8) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุง) ต่ำกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม - เมษายน 2567 จำนวน 1,194 ล้านบาท ดังนี้

(8.1) ภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 สูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ 327 ล้านบาท

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

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมยกไป งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567

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)
รวม AF สะสม 8 งวด (AF สะสมยกไปคำนวณสำหรับรอบ ก.ย. – ธ.ค. 67)										+98,495

หมายเหตุ: ^{1/} ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท และมีเงินบริหารจัดการค่า F_t มาช่วยลดผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้าตามมติ กบง. และ กกพ. เพื่อบริหารจัดการค่า 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} วงดมกราคม-เมษายน 2566 จาก ปตท. -4,897 ล้านบาท และเงินปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้า และอื่นๆ +20 ล้านบาท

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

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

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขยายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปร ประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567

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

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +20,676 ล้านบาท หรือ +34.30 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดกันยายน – ธันวาคม 2567 เท่ากับ +98,495 ล้านบาท หรือ +163.39 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขยายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ซื้อไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดกันยายน – ธันวาคม 2567 เท่ากับ 60,283 ล้านหน่วย

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

ประมาณการค่า F_t ขยายปลีก	ก.ย.-ธ.ค. 67=	FAC ก.ย.-ธ.ค. 67+ AF ก.ย.64 – เม.ย. 67	
		EU ก.ย.-ธ.ค. 67	
	=	(+20,676) + (+98,495)	ล้านบาท
		60,283	ล้านหน่วย
	=	+20,676 + +98,495	ล้านบาท
		60,283 60,283	ล้านหน่วย
	=	+34.30 + +163.39	สตางค์/หน่วย
	=	+197.69	สตางค์/หน่วย

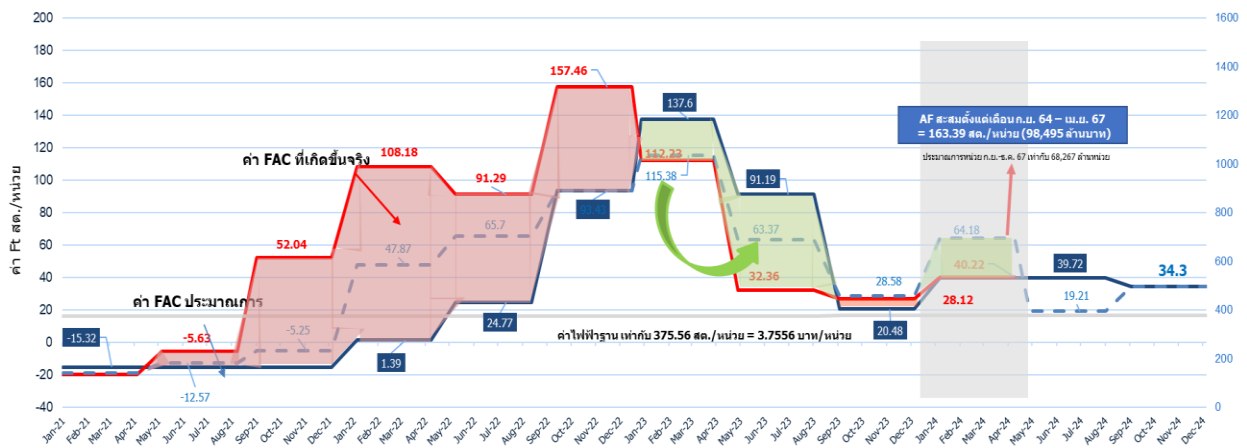
4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567

4.1 ในการพิจารณาปรับค่า F_t เรียกเก็บ ที่ผ่านมาของ กกพ. ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค COVID-19 จึงได้พิจารณาตรึงค่า F_t ในปี 2564 ทั้งนี้ ในช่วงปลายปี 2564 ได้เกิดสถานการณ์การขาดแคลนก๊าซธรรมชาติต้นทุนถูกจากแหล่งอ่าวไทยอย่างกะทันหัน จึงทำให้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ต้นทุนที่สูงกว่ามาใช้ทดแทนอย่างเร่งด่วน ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยมีค่าพุ่งสูงขึ้นจากที่เคยประมาณการไว้ และยังคงต่อเนื่องไปถึงปี 2566 โดย กกพ. ได้พิจารณามาตรการช่วยเหลือของทางภาครัฐต่างๆ มาช่วยลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่ปรับตัวสูงขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ตลอดจนนำมาตรึงการขึ้นค่า 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 ที่ให้มีการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อน

ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากงวดกันยายน - ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ งวดเดือน มกราคม - เมษายน 2566 ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย ต่อมา กพข. ไม่มีการขยายมาตรการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในรูปแบบที่ได้ดำเนินการในเดือนมกราคม - เมษายน 2566 จึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จ่ายค่า F_t ในอัตราเดียวกัน สำหรับเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ซึ่ง กพผ. ได้เสนอทบทวนภาระค่า F_t จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนตัวลงมาก และราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงมีค่าสูงกว่าที่ได้ประมาณการไว้ ทำให้เกิดเป็นยอดเงินภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้บริโภค จึงเกิดภาระต้นทุนของ กพผ. ที่รับภาระแทนประชาชนสูงขึ้นสะสม (AF) ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 ถึง ธันวาคม 2565 เป็นจำนวนเงิน 150,268 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากค่าใช้จ่ายในการผลิตและซื้อไฟฟ้าจริงที่สูงกว่าแผนในรอบเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 ประมาณ 37,535 ล้านบาท รวมกับจำนวนเงิน 125,876 ล้านบาท ซึ่งเป็นยอดเงินที่ กพผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าแผนในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 เดือนมกราคม - เมษายน 2565 และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565 แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน ที่ให้ชะลอการนำยอดเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณการของงวดก่อน และ กพผ. ได้พิจารณานำเงินค่าปรับกรณีโรงไฟฟ้าน้ำพองที่ ปตท. ขายส่งก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ ซึ่ง กพผ. เก็บรักษาไว้เพื่อเป็นเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367 ล้านบาท และเงินที่ กพผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กพผ. 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 ที่เรียกเก็บจากผู้บริโภค รวมกับค่า AF คืนให้ กพผ. บางส่วนประมาณ 14,971 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้านี้ ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กพผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คงเหลือ 135,297 ล้านบาท ต่อมา งวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้บริโภค รวมกับค่าปรับปรุงของ กพผ. และ AF_{Gas} งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ของ ปตท. ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 39,520 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้านี้ ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กพผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2566 คงเหลือ 95,777 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม สำหรับเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้บริโภค รวมกับค่าปรับปรุงที่ กพผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กพผ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 3,912 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้านี้ ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กพผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2566 เพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับสูง

สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้บริโภคจำนวน 327 ล้านบาท แต่เมื่อรวมกับค่าปรับปรุงที่ กพผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กพผ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้จำนวน -1,521 ล้านบาท ทำให้มีค่าใช้จ่ายภายหลังการปรับปรุงลดลงรวมประมาณ 1,194 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้านี้ ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กพผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ลดลงเป็น 98,495 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับสูง



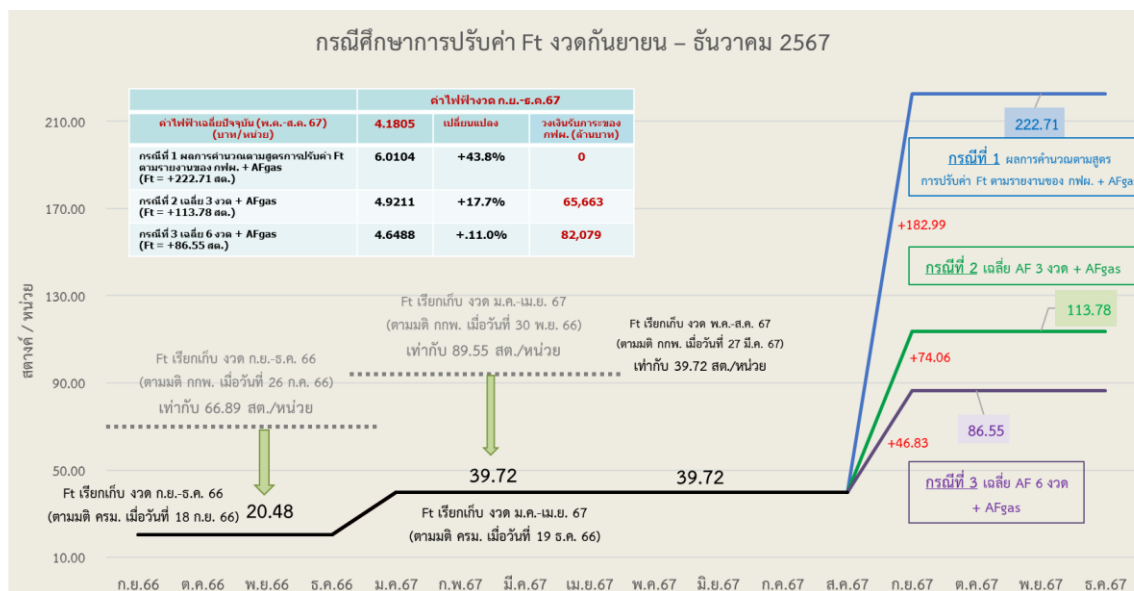
4.2 นอกจากนี้ รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และ กฟผ.) ได้ขอให้ กฟพ. พิจารณานำมูลค่าส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงกับราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566 ซึ่งมีมาตรการเพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าที่ 3.99 บาทต่อหน่วย และให้นำส่วนต่างค่าก๊าซธรรมชาติ (AF_{GAS}) ไปทยอยเรียกเก็บคืนในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับรอบถัดไปตามที่ กฟพ. เห็นชอบ ซึ่งมีมูลค่า AF_{GAS} สำหรับภาคไฟฟ้าในระบบของ กฟพ. ที่ต้องทยอยคืนให้กับรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กฟผ.) ในการคำนวณค่า F_t มีมูลค่ารวมจำนวน 15,083.79 ล้านบาท หรือคิดเป็นผลกระทบต่อค่า F_t งวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 เพิ่มขึ้นประมาณ 25.02 สตางค์ต่อหน่วย

กฟพ. ได้พิจารณาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อจำกัดด้านสภาพทางการเงินของ กฟพ. ที่จะสามารถดำเนินการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด และข้อเสนอของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติแล้ว จึงมอบหมายให้สำนักงาน กฟพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณของ กฟพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขยายปพลิเคชันในการจ่ายคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างรับสะสม (AF) ของ กฟพ. ณ เดือนเมษายน 2567 ที่ได้พิจารณาคืนมูลค่า AF_{GAS} ของรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ สำหรับภาคไฟฟ้าในระบบของ กฟพ. ที่เกิดขึ้นในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 เพื่อนำไปปรับปรุงความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างทั้งหมด) ค่า F_t ขยายปพลิเคชันเท่ากับ 222.71 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 จำนวน 34.30 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้าง (AF) ที่เกิดขึ้นจริงของ กฟพ. จำนวน 98,495 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 163.39 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่า AF_{GAS} จำนวน 15,083.79 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 25.02 สตางค์ต่อหน่วย) รวมทั้งสิ้นจำนวน 188.41 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟพ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2567 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว และรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปพลิเคชันที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เพิ่มขึ้นเป็น 6.01 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 44 จากระดับ 4.18 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 3 งวด ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 113.78 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 จำนวน 34.30 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ออกเป็น 3 งวดๆ ละจำนวน 32,832 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 54.46 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่า AF_{GAS} จำนวน 15,083.79 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 25.02 สตางค์ต่อหน่วย) รวมทั้งสิ้นเท่ากับ 79.48 สตางค์ต่อหน่วย เพื่อให้ กฟผ. มีสภาพคล่องทางการเงินที่ดีขึ้น สามารถดำเนินการตามแผนชำระคืนหนี้เงินกู้ที่วางไว้เพื่อรักษาระดับความน่าเชื่อถือ และลดภาระดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 65,663 ล้านบาท ในขณะที่รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.92 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 18 จากงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 3: กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 6 งวด ค่า F_t ขยายปลีก เท่ากับ 86.55 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 จำนวน 34.30 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2567 ออกเป็น 6 งวดๆ ละจำนวน 16,416 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 27.23 สตางค์ต่อหน่วย) และมูลค่า AF_{GAS} จำนวน 15,083.79 ล้านบาท (หรือคิดเป็น 25.02 สตางค์ต่อหน่วย) รวมทั้งสิ้นเท่ากับ 52.25 สตางค์ต่อหน่วย เพื่อให้ กฟผ. มีสภาพคล่องทางการเงินที่ดีขึ้น สามารถดำเนินการตามแผนชำระคืนหนี้เงินกู้ที่วางไว้เพื่อรักษาระดับความน่าเชื่อถือ และลดภาระดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 82,079 ล้านบาท ในขณะที่รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ จะได้รับเงินคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้าคืนทั้งหมด ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขยายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.65 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 11 จากงวดปัจจุบัน



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

โดยการปรับค่า F_t ที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวจะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า และการเปลี่ยนแปลงของภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องรับภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้าไว้แทนประชาชน ดังนี้

ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

เทียบ F_t งวดปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.7833 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้า เดือน พ.ค. – ส.ค. 67 ตามมติ กกพ. 27 มี.ค. 67 (บาท/หน่วย) [1]	ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	
		ค่าไฟฟ้าฐาน + F_t ก.ย. – ธ.ค. 67 [2]	เปลี่ยนแปลง [2]-[1] (ร้อยละ)
1. ผลการคำนวณค่า F_t ตามรายงานของ กกพ. และคืน AF_{Gas} : F_t 222.71 สต./หน่วย	4.18 (ค่า F_t = 39.72 สต./หน่วย)	6.01	+1.83 (+43.78%)
2. กรณี FAC + เฉลี่ย AF กกพ. 3 งวด +คืน AF_{Gas} : F_t 113.78 สต./หน่วย		4.92	+0.74 (+17.70%)
3. กรณี FAC + เฉลี่ย AF กกพ. 6 งวด +คืน AF_{Gas} : F_t 86.55 สต./หน่วย		4.65	+0.47 (+11.24%)

กรณีศึกษาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษา การปรับค่า F_t ขยายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่า ซื้อไฟฟ้าของ กกพ. ที่รับภาระ แทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภททั่วประเทศ (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภททั่วประเทศ (F_t เท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย)	98,945 ล้านบาท (ณ เมษายน 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 222.71 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 182.99 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	563.96 (+182.99) 5.64 บาท/หน่วย	1,813.28 (+548.97) 6.04 บาท/หน่วย	6,447.45 (+1,829.90) 6.45 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+48%	+43%	+40%
กรณีที่ 2 ค่า F_t เรียกเก็บ 113.78 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 74.06 สตางค์ต่อหน่วย)	65,663 ล้านบาท	455.03 (+74.06) 4.55 บาท/หน่วย	1,486.49 (+222.18) 4.95 บาท/หน่วย	5,358.15 (+740.60) 5.36 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+19%	+18%	+16%
กรณีที่ 3 ค่า F_t เรียกเก็บ 86.55 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 46.83 สตางค์ต่อหน่วย)	82,079 ล้านบาท	427.80 (+46.83) 4.28 บาท/หน่วย	1,404.80 (+140.49) 4.68 บาท/หน่วย	4,195.73 (+468.30) 5.09 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+12%	+11%	+10%

หมายเหตุ*: ภาระต้นทุนข้างต้น ได้รวมส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติเดือน กันยายน – ธันวาคม 2566 ที่รัฐวิสาหกิจ (ปตท. และ กกพ.) เรียกเก็บราคาก๊าซธรรมชาติไม่เกินราคารายนโยบายตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 เป็นเงินประมาณ 15,083.79 ล้านบาท ทั้งนี้ ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในรอบ เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 31/2567 (ครั้งที่ 916) เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2567 ได้พิจารณาผลการรับฟังความคิดเห็นค่า F_t สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 ที่ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็นสาธารณะเมื่อวันที่ 12 – 26 สิงหาคม 2567 โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อประชาชน ตลอดจน ข้อเสนอเพิ่มเติมของ กกพ. เพื่อบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชน และการสนับสนุนนโยบายการคงราคาค่าไฟฟ้าของ ปตท. ตามนโยบายของกระทรวงพลังงานประกอบการพิจารณาแล้ว จึงเห็นชอบ F_t ขยายปลีก สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 เท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ คงที่เท่ากับ 4.18 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน โดยค่า F_t ดังกล่าว ได้สะท้อนประมาณการต้นทุนไฟฟ้าประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2567 และ กกพ. จะได้รับคืนภาระต้นทุนคงค้างสะสม (Accumulate

Factor: AF) ที่ 5.42 สตางค์ต่อหน่วย หรือประมาณ 3,267 ล้านบาท ทั้งนี้ กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. รับภาระไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้า จำนวน 95,227 ล้านบาท รวมทั้ง รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ (ปตท. และ กฟผ.) จะรับภาระที่เกิดจากการบริหารส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงซึ่งสูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บจากผู้ใช้งานภาคไฟฟ้า (AF_{GAS}) ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 15,083.79 ล้านบาท นอกจากนี้ กฟผ. ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

จากสถานการณ์และแนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติในปี 2567 คาดว่ายังต้องมีการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในปริมาณที่สูง และราคา LNG ยังคงมีความผันผวนและสูงกว่าก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยค่อนข้างมาก ดังนั้น สำนักงาน กกพ. จึงขอให้ประชาชนช่วยกันประหยัดการใช้ไฟฟ้าเพื่อลดการนำเข้า LNG และลดผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าจากความผันผวนของราคาพลังงาน

เอกสารแนบ

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

