เอกสารเผยแพร่
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 50/2566 (ครั้งที่ 878) เมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน 2566 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 ตามรายงานการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ มีค่าอยู่ที่ 216.42 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเพิ่มขึ้นจากงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2566 ที่เรียกเก็บตามมติคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 อยู่เท่ากับ 195.94 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ ประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม – เมษายน 2567 เท่ากับ 216.42 สตางค์ต่อหน่วย จะประกอบด้วย ต้นทุน 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ตามราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบัน จำนวน 64.18 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) หรือค่า AF สะสมเดือนกันยายน 2564 – พฤษภาคม 2566 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 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วน ประกอบกับค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเป็นผลจากราคาพลังงานที่เริ่มลดลงจากปี 2565 ทำให้ภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสม ในช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2566 และช่วงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ลดลงได้จำนวน 14,971 ล้านบาท และ 39,520 ล้านบาท ตามลำดับ ส่งผลให้มีจำนวนเงินคงเหลือที่ กฟผ. ได้รับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชน เท่ากับ 95,777 ล้านบาท จึงนำมาคำนวณค่า F_t เพื่อเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนมกราคม – เมษายน 2567 เท่ากับ 152.24 สตางค์ต่อหน่วย

กกพ. ได้พิจารณาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด รวมทั้ง สถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในปัจจุบันยังคงมีแนวโน้มที่อ่อนค่าอยู่ในระดับเดียวกับที่ประมาณการไว้ และราคา Spot LNG นำเข้าที่ ปตท. จัดหาได้จริงเดือนพฤศจิกายน 2566 เฉลี่ยเท่ากับ 16.61 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ซึ่งอยู่ในระดับเดียวกับการประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม – เมษายน 2567 และอาจมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากรายงานการคำนวณที่ กฟผ. นำเสนอได้ ดังนั้น จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตามการพิจารณาของ กกพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (คงค้าง) ของ กฟผ. สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างทั้งหมด)</u> ค่า F_t ขายปลีกที่เท่ากับ 216.42 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม – เมษายน 2567 จำนวน 64.18 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมด จำนวน 152.24 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2566 คืนทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2567 ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.95 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 49 จากระดับ 3.99 บาทต่อหน่วย ในงวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566

กรณีที่ 2: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 3 งวด (ภายใน 1 ปี)</u> ค่า F_t ขายปลีกที่ เท่ากับ 114.93 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม – เมษายน 2567 จำนวน 64.18 สตางค์ต่อหน่วย และและทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2566 โดยแบ่งเป็น 3 งวดๆ ละ จำนวน 31,926 ล้านบาท เพื่อลดภาระดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนเมษายน 2567 จะภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 63,851 ล้านบาท ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เพิ่มขึ้นเป็น 4.93 บาทต่อหน่วย

กรณีที่ 3: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 6 งวด (ภายใน 2 ปี)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 89.55 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 จำนวน 64.18 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2566 โดยแบ่งเป็น 6 งวดๆ ละ จำนวน 15,963 ล้านบาท เพื่อลดภาระดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนเมษายน 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้าง กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 79,814 ล้านบาท ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เพิ่มขึ้นเป็น 4.68 บาทต่อหน่วย

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 53/2566 (ครั้งที่ 881) เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2566 ได้พิจารณาผลการรับฟังความคิดเห็นค่า F_t สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2567 โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อประชาชน รวมถึงศักยภาพความมั่นคงในการบริการพลังงานให้แก่ผู้ใช้บริการของ กฟผ. จึงเห็นชอบค่า F_t ขายปลีก สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2567 กรณีที่ 3 ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 89.55 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเป็นกรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างของ กฟผ. ใน 6 งวด (ภายใน 2 ปี) ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยงวดเดือน มกราคม - เมษายน 2567 เพิ่มขึ้นเป็น 4.68 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 17.29 จากค่าไฟฟ้าเรียกเก็บงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ที่ 3.99 บาทต่อหน่วย (ตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566) โดยเป็นการปรับให้สะท้อนต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นและคืนต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ กฟผ. รับภาระไว้บางส่วนเพื่อให้ กฟผ. มีสภาพคล่องในการดำเนินงานและทยอยชำระคืนเงินกู้เท่าที่จำเป็น ตามที่ กฟผ. ได้นำเสนอในการประชุมคณะอนุกรรมการกำกับดูแลการปรับอัตราค่าบริการไฟฟ้า นอกจากนี้ กกพ. ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

ต่อมา คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการมาตรการลดภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชน ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ และให้รัฐวิสาหกิจที่เกี่ยวข้องเร่งปรับปรุงข้อมูลที่ใช้คำนวณค่า F_t ของงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 เพื่อให้ กกพ. พิจารณาดำเนินการตรึงอัตราค่าไฟฟ้า

ที่ประกาศเรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้ารอบเดือนมกราคม 2567 ถึงเดือนเมษายน 2567 ตามมติคณะรัฐมนตรีดังกล่าว ในอัตราไม่เกิน 4.20 บาทต่อหน่วย

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 2/2567 (ครั้งที่ 887) เมื่อวันที่ 10 มกราคม 2567 ได้พิจารณาข้อมูลประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ดำเนินการให้เป็นไปตามแนวทางตามมติคณะรัฐมนตรีแล้ว จึงมีมติเห็นชอบประมาณการค่า F_t สำหรับเรียกเก็บในเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 เท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 เท่ากับ 4.18 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.76 จากค่าไฟฟ้าเรียกเก็บงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ที่ 3.99 บาทต่อหน่วย

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2567 ที่ กฟผ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ซึ่งใช้สมมุติฐานราคาน้ำมันดิบ 74.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 34.24 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ตามการประมาณการของ ปตท.) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 26 กรกฎาคม 2566 ที่ได้พิจารณาข้อเสนอของ กฟผ. และมติ กกพ. ครั้งที่ 45/2566 (ครั้งที่ 873) เมื่อวันที่ 5 ตุลาคม 2566 ซึ่งได้พิจารณาข้อเสนอของ กฟผ. ที่ดำเนินงานเพิ่มเติมให้เป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 เป็นดังนี้

1.	สมมุติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2567 คาดว่าเท่ากับ 62,913 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566) 1,755 ล้านหน่วย (เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.87)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2567 จากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้าตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในการประชุมเมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2565 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนมกราคม – เมษายน 2567 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 70,219 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้น 2,994 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566) ซึ่งอยู่ที่ 67,225 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.45

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-30 กันยายน 2566) เท่ากับ 35.83 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งอ่อนค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 34.24 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 1.59 บาทต่อเหรียญสหรัฐ (เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.64) ซึ่งจะส่งผลกระทบให้ราคานำเข้าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศและต่างประเทศเพิ่มขึ้น

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) (คิดอัตราค่าบริการในส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) สำหรับ LNG Receiving Terminal = 18.3506 บาทต่อล้านบีทียู และคิดค่าผ่านท่อในทะเล (Td และ Tc พื้นที่ 1 เท่ากับ 13.0772 บาทต่อล้านบีทียู ในราคาก๊าซอ่าวไทย ตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564) เฉลี่ยเดือนมกราคม

– เมษายน 2567 เท่ากับ 387 บาทต่อล้านบีทียู (ค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 5 บาทต่อล้านบีทียู) โดยที่

- ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ เดือนมกราคม – เมษายน 2567 คาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้นประมาณ 64 บาทต่อล้านบีทียู (เพิ่มขึ้นร้อยละ 19.81) จากราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการของ ปตท. ตามที่ กกพ. เมื่อวันที่ 26 กรกฎาคม 2566 ในงวดที่ผ่านมา (เดือน กันยายน – ธันวาคม 2566) ซึ่งอยู่ที่ 323 บาทต่อล้านบีทียู

- ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ เดือนมกราคม – เมษายน 2567 คาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้นประมาณ 82 บาทต่อล้านบีทียู (เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.89) จากราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการที่ กฟผ. ได้นำเสนอการปรับปรุงราคาก๊าซธรรมชาติควบคุมตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ในงวดที่ผ่านมา (เดือน กันยายน – ธันวาคม 2566) ซึ่งอยู่ที่ 304.79 บาทต่อล้านบีทียู

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนมกราคม – เมษายน 2567 คาดว่าเท่ากับ 23.09 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 1.53 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนมกราคม – เมษายน 2567 คาดว่าเท่ากับ 26.65 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.72 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนมกราคม – เมษายน 2567 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 4,826.56 บาทต่อตัน เพิ่มขึ้น 1,807.57 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t
ประมาณการเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 กับประมาณการงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 66		ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 67	เปลี่ยนแปลง		เปลี่ยนแปลง	
		ตามมติ กกพ. 26 ก.ค. 66	ตามมติ ครม. 18 ก.ย. 66					
		[1]	[2]	[3]	[3]-[1]	ร้อยละ	[3]-[2]	ร้อยละ
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	346.48	328.51	407.15	+60.67	+17.51	+78.64	+23.94
- ราคา Pool Gas	บาท/ล้านบีทียู	323.37	304.79	386.78	+63.41	+19.61	+81.99	+26.90
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	21.56	21.56	23.09	+1.53	+7.12	+1.53	+7.12
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	25.93	25.93	26.65	+0.72	+2.78	+0.72	+2.78
- ราคาลิกไนต์ (กฟผ.)	บาท/ตัน	820.00	820.00	820.00	-	-	-	-
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย*** (IPPs)	บาท/ตัน	3,018.99	3,018.99	4,826.56	+1,807.57	+59.87	+1,807.57	+59.87

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 10 ตุลาคม 2566

หมายเหตุ * รวมก๊าซจากอ่าวไทย JDA เมียนมา LNG น้ำพอง และลานกระบือ ** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

*** ราคาถ่านหิน GOC-1 เดือน กันยายน – ธันวาคม 2566 กฟผ. ไม่มีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า GOC-1 เนื่องจากราคาดัชนีอ้างอิงเพิ่มสูงขึ้นมาก ทั้งนี้ กฟผ. แจ้งว่าเริ่มหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้า GOC-1 ตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2566 เป็นต้นมา

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

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2567 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น ส่งผลให้การจัดหาพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 2,994 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนมกราคม – เมษายน 2567 มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นเนื่องมาจากแนวโน้มราคาพลังงานที่เพิ่มขึ้น ทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 215,498 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 33,647 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 181,851 ล้านบาท ตามราคาพลังงานที่เพิ่มขึ้น

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 61.03 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลำดับถัดไป คือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 12.91 และค่าเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 8.21 เชื้อเพลิงถ่านหินนำเข้า (IPPs) ร้อยละ 7.84 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 6.64 พลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 3.36 น้ำมันดีเซล ร้อยละ 0.02 และน้ำมันเตา ร้อยละ 0.01 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือนมกราคม – เมษายน 2567 มีมูลค่าเท่ากับ 203,403 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 70,219 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 66 [1]		ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 67 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วนเปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำ (กฟผ.)	1,571.50	2.34%	2,359.07	3.36%	+787.57	+1.02%
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,915.84	8.80%	5,766.79	8.21%	-149.05	-0.59%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	3,924.28	5.84%	5,502.55	7.84%	+1,578.27	+2.00%
ลาว	12,259.60	18.24%	9,020.88	12.85%	-3,238.72	-5.39%
- พลังน้ำ, ลาว	9,192.23	13.67%	5,404.96	7.70%	-3,787.27	-5.97%
- ลิกไนต์, ลาว	3,067.37	4.56%	3,615.92	5.15%	+548.55	+0.59%
มาเลเซีย	34.56	0.05%	41.76	0.06%	+7.20	+0.01%
อื่นๆ* (SPP + RE กฟผ.)	4,702.86	7.00%	4,660.80	6.64%	-42.06	-0.36%
น้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs)	26.73	0.04%	10.65	0.02%	-16.08	-0.02%
- กฟผ.	0.66		0.75		+0.09	
- IPPs	26.07		9.90		-16.17	
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	

ประเภท	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 66 [1]		ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 67 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วนเปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	38,784.88	57.69%	42,851.38	61.03%	+4,066.50	+3.34%
- กฟผ.	14,060.95		15,213.26		+1,152.31	
- IPPs + SPPs	24,723.93		27,638.12		+2,914.19	
รวม	**67,225.39**	**100%**	**70,219.02**	**100%**	**+2,993.63**	**+4.45%**

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

ทั้งนี้ เดือน กันยายน – ธันวาคม 2566 ไม่มีการวางแผนเดินเครื่องจากโรงไฟฟ้า GOC-T1 เนื่องจากราคาถ่านหินนำเข้าที่อ้างอิงสูงมาก จึงไม่ได้รับการสั่งเดินเครื่องตามหลักการ merit order

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2567 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiTa) และค่าใช้จ่ายในส่วนของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 12,095 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (62,913 ล้านหน่วย) เท่ากับ 19.2 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น 0.9 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 18.4 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน 203,403 ล้านบาท

(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ 12,095 ล้านบาท

รวม **215,498 ล้านบาท**

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 และเดือนมกราคม – เมษายน 2567

รายการ	ก.ย. - ธ.ค. 66		ม.ค. - เม.ย. 67 (แผน) [3]	เปลี่ยนแปลงต่อผลรวม (%) [3]-[1]	เปลี่ยนแปลงต่อผลรวม (%) [3]-[2]
	ตามมติ กกพ. 26 ก.ค. 66 (แผน) [1]	ตามมติ ครม. 18 ก.ย. 66 (แผน) [2]			
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	**67,225**	**67,225**	**70,219**	**+4.45%**	**+4.45%**
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	**45,615**	**45,615**	**46,817**	**+2.64%**	**+2.64%**
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	33,320	33,320	37,754	+13%	+13%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	12,294	12,294	9,063	-26%	-26%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	**21,611**	**21,611**	**23,402**	**+8.29%**	**+8.29%**
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	**61,158**	**61,158**	**62,913**	**+2.87%**	**+2.87%**
				เปลี่ยนแปลงจากงวดก่อนหน้า (%)	เปลี่ยนแปลงจากงวดก่อนหน้า (%)
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**175,567**	**170,614**	**203,403**	**+16%**	**+19%**

รายการ	ก.ย. - ธ.ค. 66		ม.ค. - เม.ย. 67 (แผน) [3]	เปลี่ยนแปลงต่อผลรวม (%) [3]-[1]	เปลี่ยนแปลงต่อผลรวม (%) [3]-[2]
	ตามมติ กกพ. 26 ก.ค. 66 (แผน) [1]	ตามมติ ครม. 18 ก.ย. 66 (แผน) [2]			
ค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**140,177**	**136,830**	**159,539**	**+14%**	**+17%**
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในประเทศ (IPPs/ SPPs)	115,137	111,859	139,698	+21%	+25%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	25,664	25,664	28,945	+12%	+12%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า และอื่นๆ (EP และอื่นๆ)	89,473	86,195	110,753	+24%	+29%
ค่าซื้อไฟฟ้าจากลาวและมาเลเซีย	24,971	24,971	19,841	-21%	-21%
อื่นๆ (คีรีธาร)	68.38	68.38	58.62	-14%	-14%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ., ล้านบาท	**35,390**	**33,784**	**43,864**	**+24%**	**+30%**
ก๊าซธรรมชาติ	31,253	29,647	39,941	+28%	+35%
ลิกไนต์	4,083	4,083	3,853	-6%	-6%
น้ำมันเตา	36	36	39	+7%	+7%
น้ำมันดีเซล	18	18	31	+72%	+72%
ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	**11,237**	**11,237**	**12,095**	**+8%**	**+8%**
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	10,935	10,935	11,768	+8%	+8%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	302	302	327	+8%	+8%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายฯ, ล้านบาท	**186,804**	**181,851**	**215,498**	**+15%**	**+19%**

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 10 ตุลาคม 2566

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 40,380 ล้านบาท หรือ +64.18 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือน มกราคม – เมษายน 2567 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ 215,498 ล้านบาท

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2567 เท่ากับ 175,118 ล้านบาท (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (ES) เท่ากับ 68,185 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 จึง**สูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐาน เท่ากับ 40,380 ล้านบาท** ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ เดือนมกราคม – เมษายน 2567

ประมาณการค่าใช้จ่าย EFC (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง กฟผ. (1)	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) (1)+(2)+(3)	หมายเหตุ
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)		
ม.ค.–เม.ย. 67	43,864	159,539	6,903	4,865	327	12,095	215,498	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนมกราคม – เมษายน 2567 (ES)						**(ล้านหน่วย)**	68,185	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						(สตางค์/หน่วยขายส่ง)	**256.83**	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						**(ล้านบาท)**	175,118	(4)=(3)x(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC)						**(ล้านบาท)**	**+40,380**	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน มกราคม – เมษายน 2567						(ล้านหน่วย)	62,913	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ**ที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน** หรือ FAC เดือน มกราคม – เมษายน 2567						(สตางค์/หน่วยขายปลีก)	**+64.18**	(7)=(5)/(6)

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

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2566 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กกพ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 95,777 ล้านบาท สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม – เมษายน 2567 ต่อไป

(1) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - 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 มาเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและแก้ไขปัญหาปริมาณสำรอง LNG ที่อยู่ในระดับต่ำจากปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติ

(2) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 33.00 เป็น 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 72.6 เป็น 97.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงในอัตราที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และผลกระทบจากสถานการณ์วิกฤตการณ์ราคาพลังงานโลกที่รุนแรงอย่างต่อเนื่องจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักใน

การผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าลิกไนต์ และรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ รวมทั้ง นำเงินบริหารจัดการค่า F_t และเงินผลประโยชน์จากการบริหารจัดการ Take or Pay รวมจำนวน 18,731 ล้านบาทมาช่วยลดผลกระทบของค่า F_t แล้วก็ตาม โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดดจาก 292 เป็น 419 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง จำเป็นต้องให้โรงไฟฟ้า กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชนผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นอย่างเต็มความสามารถเพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติแหล่งอ่าวไทยที่ลดลงจากแผนถึงประมาณร้อยละ 9 นอกจากนี้ มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 5.79 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 3,426 ล้านบาท)

(3) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**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 สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยลดลงต่อเนื่องและยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน แม้ว่าจะมีการนำมาตรการต่างๆ ที่ภาครัฐได้ให้ความเห็นชอบมาดำเนินงานเพื่อลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าตามแนวนโยบายของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2565 และมติคณะรัฐมนตรีที่เห็นชอบการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเพื่อลดผลกระทบของราคาพลังงานภายในประเทศด้วยแล้วก็ตาม แต่ราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ายังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 387 เป็น 418 บาทต่อล้านบีทียู จึงส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้ายังคงสูงขึ้นมาก รวมไปถึง มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 12.21 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 7,869 ล้านบาท)

(4) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**<u>สูงกว่า</u>**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) ทำให้ประกาศเรียกเก็บเฉพาะต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 คิดเป็นค่า F_t เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย

(5) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (FAC) ปี 2564-2565 จำนวน 7,915 ล้านบาท) **<u>ต่ำกว่า</u>**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน -14,971 ล้านบาท ซึ่งมาจากภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 **<u>ต่ำกว่า</u>**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -3,871 ล้านบาท และค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -7,912 ล้านบาท

(6) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (FAC) ปี 2566 จำนวน 3,188 ล้านบาท) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน -39,520 ล้านบาท ดังนี้

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

(6.2) กฟผ. ได้นำเสนอรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าจำนวนรวม -5,027 ล้านบาท ประกอบด้วย 1) ค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -150 ล้านบาท 2) เงินส่งคืนส่วนต่างราคาก๊าซธรรมชาติ (AF_{Gas}) งวดมกราคม-เมษายน 2566 ที่ ปตท. ได้ส่งคืนเป็นส่วนลดราคาก๊าซธรรมชาติให้กับผู้ใช้ก๊าซภาคไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. จำนวน -4,897 ล้านบาท และ 3) เงินปรับปรุงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และอื่นๆ จำนวน +20 ล้านบาท

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมยกไป งวดเดือนมกราคม – เมษายน 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 ขายปลีกที่คำนวณได้กับค่า F_t ที่เรียกเก็บ (AF สะสมยกไปคำนวณสำหรับรอบ ม.ค.-เม.ย. 67)
		(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)
รวม AF สะสม 6 งวด										**+95,777**

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 กฟผ. 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 กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือน พ.ค. – ธ.ค. 2565 จำนวน 11,776 ล้านบาท

[3/] กฟผ. 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 กฟผ. นำเสนอจำนวน 3,188 ล้านบาท เห็นควรให้ กฟผ. นำเสนอรายละเอียดเพิ่มเติมเพื่อประกอบการพิจารณาอีกครั้งหนึ่ง

[4/]ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2565 จำนวน 150,268 ล้านบาท และมีเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) จำนวน 7,912 ล้านบาท

[5/] ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ม.ค. – เม.ย. 2566 จำนวน 135,297 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือนพฤษภาคม 2566 จำนวน -150 ล้านบาท รวมกับเงิน AF_{Gas} งวดมกราคม-เมษายน 2566 จาก ปตท. -4,897 ล้านบาท และเงินปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้า และอื่นๆ +20 ล้านบาท

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับเดือน มกราคม – เมษายน 2567

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปร ประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567

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

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนมกราคม – เมษายน 2567 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +40,380 ล้านบาท หรือ +64.18 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดมกราคม – เมษายน 2567 เท่ากับ +95,777 ล้านบาท หรือ +152.24 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดมกราคม – เมษายน 2567 เท่ากับ **62,913 ล้านหน่วย**

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{ประมาณการค่า } F_t \text{ ขายปลีก}_{\text{ม.ค.-เม.ย. 67}} = \frac{FAC_{\text{ม.ค.-เม.ย. 67}} + AF_{\text{ก.ย.64 - ส.ค. 66}}}{EU_{\text{ม.ค.-เม.ย. 67}}}$$

$$= \frac{(+40{,}380) + (+95{,}777)}{62{,}913} \quad \text{ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= \frac{+40{,}380}{62{,}913} + \frac{+95{,}777}{62{,}913} \quad \text{ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= +64.18 + +152.24 \quad \text{สตางค์/หน่วย}$$

$$= +216.42 \quad \text{สตางค์/หน่วย}$$

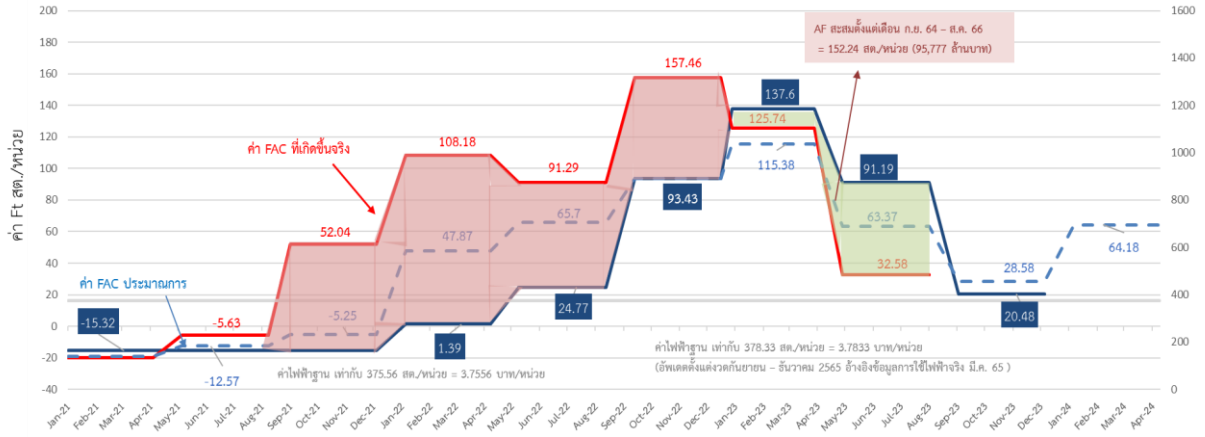
4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567

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 ตลอดจนนำมาตรการขึ้นค่า F_t เรียกเก็บแบบขั้นบันไดมาใช้ตั้งแต่งวดเดือนมกราคม – เมษายน 2565 งวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 งวดเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 1.39 สตางค์ต่อหน่วย 24.77 สตางค์ต่อหน่วย และ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย ตามลำดับ รวมถึงนโยบายของกระทรวงพลังงานและมติ กพช. ครั้งที่ 8/2565 (ครั้งที่ 163) เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 ที่ให้มีการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อน ในปริมาณที่ไม่เพิ่มภาระอัตราค่าไฟฟ้าจากงวดกันยายน - ธันวาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บงวดมกราคม - เมษายน 2566 ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย ต่อมา กพช. ไม่มีการขยายมาตรการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในรูปแบบที่ได้ดำเนินการในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จ่ายค่า F_t ในอัตราเดียวกัน สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ซึ่ง กฟผ. ได้เสนอทบทวนภาระค่า F_t จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนตัวลงมาก และราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงมีค่าสูงกว่าที่ได้ประมาณการไว้ ทำให้เกิดเป็นยอดเงินภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า จึงเกิดภาระต้นทุนของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชนสูงขึ้นสะสม (AF) ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 ถึง ธันวาคม 2565 เป็นจำนวนเงิน 150,268 ล้านบาท ซึ่งเกิดจากค่าใช้จ่ายในการผลิตและซื้อไฟฟ้าจริงที่สูงกว่าแผนในรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ประมาณ 37,535 ล้านบาท รวมกับจำนวนเงิน 125,876 ล้านบาท ซึ่งเป็นยอดเงินที่ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าแผนในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2564 เดือนมกราคม – เมษายน 2565 และเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565 แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน ที่ให้ชะลอการนำยอดเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณการของงวดก่อน และ กกพ. ได้พิจารณานำเงินค่าปรับกรณีโรงไฟฟ้าน้ำพองที่ ปตท. ขายส่งก๊าซธรรมชาติและอื่นๆ ซึ่ง กฟผ. เก็บรักษาไว้เพื่อเป็นเงินบริหารจัดการค่า F_t จำนวน 1,367 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือนพฤษภาคม – ธันวาคม 2565 จำนวน 11,776 ล้านบาท มาคำนวณคืนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยแล้ว จึงทำให้ ค่า F_t สะสม ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2565 อยู่ในระดับ 150,268 ล้านบาท ต่อมา งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 มีค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง**ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า รวมกับค่า AF คืนให้ กฟผ. บางส่วน ประมาณ 14,971 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คงเหลือ 135,297 ล้านบาท

สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง**ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า รวมกับค่าปรับปรุงของ กฟผ. และ AF_{Gas}

งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ของ ปตท. ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 39,520 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2566 คงเหลือ 95,777 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับสูง

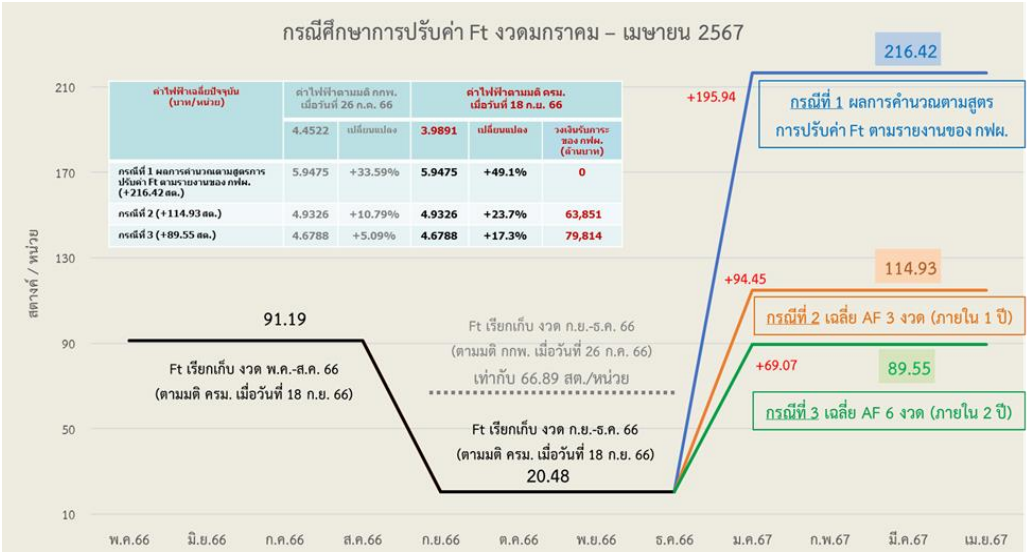


4.2 จากการคำนวณดังกล่าว กกพ. ได้พิจารณา ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด รวมทั้ง สถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในปัจจุบันยังคงมีแนวโน้มที่อ่อนค่าอยู่ในระดับเดียวกับที่ประมาณการไว้ และราคา Spot LNG นำเข้าที่ ปตท. จัดหาได้จริงเดือนพฤศจิกายน 2566 เฉลี่ยเท่ากับ 16.61 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ซึ่งอยู่ในระดับเดียวกับการประมาณการค่า F_t เดือนมกราคม – เมษายน 2567 และอาจมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากรายงานการคำนวณที่ กฟผ. นำเสนอได้ ดังนั้น จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตามการพิจารณาของ กกพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (คงค้าง) ของ กฟผ. สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างทั้งหมด)</u> ค่า F_t ขายปลีกที่เท่ากับ 216.42 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม – เมษายน 2567 จำนวน 64.18 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมด จำนวน 152.24 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - สิงหาคม 2566 คืนทั้งหมดภายในเดือนเมษายน 2567 ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.95 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 49 จากระดับ 3.99 บาทต่อหน่วยในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 3 งวด (ภายใน 1 ปี)</u> ค่า F_t ขายปลีกที่ เท่ากับ 114.93 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนมกราคม – เมษายน 2567 จำนวน 64.18 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2566 โดยแบ่งเป็น 3 งวดๆ ละ จำนวน 31,926 ล้านบาท เพื่อลดภาระดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนเมษายน 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 63,851 ล้านบาท ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เพิ่มขึ้นเป็น 4.93 บาทต่อหน่วย

กรณีที่ 3: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 6 งวด (ภายใน 2 ปี)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 89.55 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 จำนวน 64.18 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – สิงหาคม 2566 โดยแบ่งเป็น 6 งวดๆ ละ จำนวน 15,963 ล้านบาท เพื่อลดภาระดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนเมษายน 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 79,814 ล้านบาท ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เพิ่มขึ้นเป็น 4.68 บาทต่อหน่วย



ทั้งนี้ การปรับค่า F_t ที่เพิ่มขึ้นจะมีผลกระทบต่อภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องบริหารจัดการเพื่อลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า ได้ดังนี้

ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ งวดเดือน

เทียบ F_t งวดเดือน ก.ย. – ธ.ค. 66 (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.7833 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้า เดือน ก.ย. – ธ.ค. 66 ตามมติ กกพ. 26 ก.ค. 66 (บาท/หน่วย) [1]	ค่าไฟฟ้า เดือน ก.ย. – ธ.ค. 66 ตามมติ ครม. 18 ก.ย. 66 (บาท/หน่วย) [2]	<u>ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)</u>		
			ค่าไฟฐาน + F_t ม.ค. – เม.ย. 67 [3]	เปลี่ยนแปลง [3]-[1] (ร้อยละ)	เปลี่ยนแปลง [3]-[2] (ร้อยละ)
1. ผลการคำนวณค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ.	4.45 (ค่า F_t = 66.89 สต./หน่วย)	3.99 (ค่า F_t = 20.48 สต./หน่วย)	5.95	+1.50 (+33.71%)	+1.96 (+49.12%)
2. กรณี FAC + <u>เฉลี่ย AF จำนวน 3 งวด</u>: F_t 114.93 สต./หน่วย			4.93	+0.48 (+10.79%)	+0.94 (+23.56%)
3. กรณี FAC + <u>เฉลี่ย AF จำนวน 6 งวด</u>: F_t 89.55 สต./หน่วย			4.68	+0.23 (+5.17%)	+0.69 (+17.29%)

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย จำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษา การปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและ ค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย **(F_t เท่ากับ 20.48 สตางค์ต่อหน่วย)**		**361.73** **3.62** บาท/หน่วย	**1,206.59** **4.02** บาท/หน่วย	**4,425.15** **4.43** บาท/หน่วย
<u>กรณีที่ 1</u> ค่า F_t เรียกเก็บ 216.42 สตางค์ต่อหน่วย **(เพิ่มขึ้น 195.94 สตางค์ต่อหน่วย)**	0 ล้านบาท	557.67 (+195.94) 5.58 บาท/หน่วย	1,794.41 (+587.82) 5.98 บาท/หน่วย	6,384.55 (+1,959.40) 6.38 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+54%	+49%	+44%
<u>กรณีที่ 2</u> ค่า F_t เรียกเก็บ 114.93 สตางค์ต่อหน่วย **(เพิ่มขึ้น 94.45 สตางค์ต่อหน่วย)**	63,851 ล้านบาท	456.18 (+94.45) 4.56 บาท/หน่วย	1,489.94 (+283.35) 4.97 บาท/หน่วย	5,369.65 (+944.50) 5.37 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+26%	+23%	+21%
<u>กรณีที่ 3</u> ค่า F_t เรียกเก็บ 89.55 สตางค์ต่อหน่วย **(เพิ่มขึ้น 69.07 สตางค์ต่อหน่วย)**	79,814 ล้านบาท	430.80 (+69.07) 4.31 บาท/หน่วย	1,413.80 (+207.21) 4.71 บาท/หน่วย	5,115.85 (+690.70) 5.12 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+19%	+17%	+16%

หมายเหตุ:* ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 53/2566 (ครั้งที่ 881) เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2566 ได้พิจารณาผลการรับฟังความคิดเห็นค่า F_t สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2567 แล้ว โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อประชาชน รวมถึงศักยภาพความมั่นคงในการบริการพลังงานให้แก่ผู้ใช้บริการของ กฟผ. จึงเห็นชอบค่า F_t ขายปลีก สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2567 กรณีที่ 3 ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 89.55 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเป็นกรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างของ กฟผ. ใน 6 งวด (ภายใน 2 ปี) ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยงวดเดือน มกราคม - เมษายน 2567 เพิ่มขึ้นเป็น 4.68 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 17.29 จากค่าไฟฟ้าเรียกเก็บงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ที่ 3.99 บาทต่อหน่วย (ตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 18 กันยายน 2566) โดยเป็นการปรับให้สะท้อนต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้น และคืนต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ กฟผ. รับภาระไว้บางส่วนเพื่อให้ กฟผ. มีสภาพคล่องในการดำเนินงานและทยอยชำระคืนเงินกู้เท่าที่จำเป็น ตามที่ กฟผ. ได้นำเสนอในการประชุมคณะอนุกรรมการกำกับดูแลการปรับอัตราค่าบริการไฟฟ้า นอกจากนี้ กกพ. ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

4.3 ต่อมา คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 ได้มีมติรับทราบมาตรการลดภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชน ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566 และให้กระทรวงพลังงาน มอบหมายรัฐวิสาหกิจที่เกี่ยวข้องเร่งปรับปรุงข้อมูลที่ใช้คำนวณอัตราค่า F_t ของงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 เพื่อให้ กกพ. พิจารณาดำเนินการตรึงอัตราค่าไฟฟ้าที่ประกาศเรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้ารอบเดือนมกราคม 2567 ถึงเดือนเมษายน 2567 ในอัตราไม่เกิน 4.20 บาทต่อหน่วย

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 2/2567 (ครั้งที่ 887) เมื่อวันที่ 10 มกราคม 2567 ได้พิจารณาข้อมูลประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ได้ดำเนินการให้เป็นไปตามแนวทางตามมติคณะรัฐมนตรีแล้ว จึงมีมติเห็นชอบประมาณการค่า F_t สำหรับเรียกเก็บในเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ตามมติ

คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 เท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยงวดเดือน มกราคม - เมษายน 2567 เท่ากับ 4.18 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.76 จากค่าไฟฟ้าเรียกเก็บงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ที่ 3.99 บาทต่อหน่วย โดยมีรายละเอียดการปรับปรุงการคำนวณ ดังนี้

1) ปรับปรุงตามมาตรการที่ให้ กฟผ. รับภาระเงินคงค้างสะสมสำหรับงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 จำนวน 15,963 ล้านบาท แทนประชาชนไปพลางก่อน ส่งผลให้ค่า F_t ลงได้ 25.37 สตางค์ต่อหน่วย และทำให้ค่าไฟฟ้าลดลงเหลือ 4.43 บาทต่อหน่วย

2) ปรับปรุงราคาประมาณการ Spot LNG จากเดิมที่ประมาณการไว้ที่ 16.9 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียูเป็น 14.3 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ทำให้ราคา Pool Gas ลดลงจากเดิม 387 บาทต่อล้านบีทียูเหลือ 365 บาทต่อล้านบีทียู ส่งผลให้สามารถลดค่าเอฟทีลงได้ 9.98 สตางค์ต่อหน่วย และทำให้ค่าไฟฟ้าลดลงเหลือ 4.34 บาทต่อหน่วย

3) ปรับปรุงตามมาตรการปรับราคาก๊าซธรรมชาติเข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคารวมก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่นๆ ด้วย ยกเว้นก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติอ่าวไทย (Gulf Gas) ทำให้ราคา Pool Gas ลดลงจาก 365 บาทต่อล้านบีทียู เหลือ 343 บาทต่อล้านบีทียู ส่งผลให้ค่า F_t ลดลงได้ 10.01 สตางค์ต่อหน่วยและทำให้ค่าไฟฟ้าลดลงเหลือ 4.23 บาทต่อหน่วย

4) เรียกเก็บ Shortfall กรณีที่ผู้ผลิตก๊าซในอ่าวไทยไม่สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติได้ตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติในช่วงปี 2563 - 2565 จาก ปตท. และให้ ปตท. ส่งผ่านเงิน Shortfall จำนวน 4,300 ล้านบาท โดยให้นำมาลดค่าก๊าซธรรมชาติในงวดมกราคม - เมษายน 2567 ทำให้ราคา Pool Gas ลดลงจาก 343 บาทต่อล้านบีทียูเหลือ 333 บาทต่อล้านบีทียู ส่งผลให้ค่า F_t ลดลงได้ 4.47 สตางค์ต่อหน่วย และทำให้ค่าไฟฟ้าลดลงเหลือ 4.18 บาทต่อหน่วย

ทั้งนี้ สามารถสรุปสมมุติฐานการประมาณการค่า F_t งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ที่หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้ดำเนินการให้เป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรี ในการพิจารณาของ กกพ. ได้ดังนี้

สมมุติฐาน	หน่วย	พ.ค. - ส.ค. 58 (ค่าไฟฟ้าฐาน) [1]	ม.ค. - เม.ย. 67 (ประมาณการเดิม) [2]	ม.ค. - เม.ย. 67 (ประมาณการใหม่) [3]	เปลี่ยนแปลง [3]-[2]
การใช้น้ำมันในการผลิตไฟฟ้า	ล้านลิตร/เดือน	ไม่อยู่ในแผน	ตามความจำเป็น	ตามความจำเป็น	-
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	15.20	23.09	23.09	ไม่เปลี่ยน
- ราคาน้ำมันดีเซล	บาท/ลิตร	25.86	26.65	26.65	ไม่เปลี่ยน
- ราคาลิกไนต์ (กฟผ.)	บาท/ตัน	569.70	820.00	820.00	ไม่เปลี่ยน
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	2,825.70	4,826.56	4,826.56	ไม่เปลี่ยน
สัดส่วนก๊าซธรรมชาติใน Pool Gas	พันล้านบีทียู/วัน	-	3,634	3,634	ไม่เปลี่ยน
- อ่าวไทย		-	1,510	1,510	ไม่เปลี่ยน
- เมียนมา		-	511	511	ไม่เปลี่ยน
- LNG		-	1,613	1,613	ไม่เปลี่ยน
ราคา Spot LNG	USD/ล้านบีทียู	-	16.90	14.32	-2.58(-15.27%)
อัตราแลกเปลี่ยน	บาท/USD	33.05	35.83	35.83	ไม่เปลี่ยน

สมมุติฐาน	หน่วย	พ.ค. - ส.ค. 58 (ค่าไฟฟ้าฐาน) [1]	ม.ค. - เม.ย. 67 (ประมาณการเดิม) [2]	ม.ค. - เม.ย. 67 (ประมาณการใหม่) [3]	เปลี่ยนแปลง [3]-[2]
- ราคา Pool Gas อ้างอิงน้ำมันดิบดูไบ	บาท/ล้านบีทียู USD/บาร์เรล	264	387 93.3	365 93.3	-22(-5.68%) ไม่เปลี่ยน
- ราคา Pool Gas (Single Pool)*	บาท/ล้านบีทียู	N/A	N/A	343	-44(-11.37%)
- ราคา Pool Gas หลังปรับปรุงเงิน Shortfall ในปี 2563 - 2565 จำนวน 4,300 ล้านบาท	บาท/ล้านบีทียู	N/A	N/A	333	-54(-13.95%)

หมายเหตุ: * กพช. เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566 เห็นชอบแนวทางการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ โดยปรับให้ใช้ราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคารวมก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่นๆ ยกเว้นก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Gas) ทั้งนี้ ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่เดือนมกราคม 2567 เป็นต้นไป จนกว่าการจัดทำหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2565 จะแล้วเสร็จ และได้รับความเห็นชอบจาก กพช.

ผลกระทบค่าไฟฟ้าเฉลี่ยถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศตามประมาณการค่า F_t สำหรับเดือนมกราคม – เมษายน 2567 ภายหลังดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรี วันที่ 19 ธันวาคม 2566

บาท/หน่วย

งวดเดือน ม.ค. - เม.ย. 2567	ค่าไฟฟ้าฐาน	ค่า F_t	ค่าไฟฟ้ารวม
[1] ประมาณการค่า F_t งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ตามมติ กกพ. 29 พฤศจิกายน 2566	3.7833	0.8955	4.68
[2] ประมาณการค่า F_t งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ตามมติ ครม. วันที่ 19 ธันวาคม 2566		**0.3972**	**4.18**
เปลี่ยนแปลง [2]-[1]	-	-0.4983	-0.50

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย จำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า ภายหลังดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566

กรณีศึกษา การปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยงวดก่อนของผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย		**361.73**	**1,206.59**	**4,425.15**
(F_t เท่ากับ 20.48 สตางค์ต่อหน่วย)		**3.62** บาท/หน่วย	**4.02** บาท/หน่วย	**4.43** บาท/หน่วย
ประมาณการค่า Ft งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2567 ตามมติ ครม. วันที่ 19 ธันวาคม 2566	95,777 ล้านบาท	380.97	1,264.31	4,617.55
		(+19.24)	(+57.72)	(+192.40)
ค่า F_t เรียกเก็บ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย		3.81 บาท/หน่วย	4.21 บาท/หน่วย	4.62 บาท/หน่วย
(เพิ่มขึ้น 19.24 สตางค์ต่อหน่วย)				
เปลี่ยนแปลง		+5.3%	+4.8%	+4.3%

หมายเหตุ:* ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในรอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

เอกสารแนบ
หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

1 ความเป็นมาทางนโยบาย

1.1 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 47/2558 (ครั้งที่ 357) เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2558 ได้มีมติเห็นชอบการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 - 2560 โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่บิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนพฤศจิกายน 2558 เป็นต้นไป ซึ่งค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ดังนี้

1. ค่าไฟฟ้าฐาน	**ค่าไฟฟ้าฐาน** จะมีการ**ทบทวนทุก 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 กฟผ. ส่วนค่าไฟฟ้าฐานที่ปรับใหม่นั้นมีค่าอยู่ที่ 3.7556 บาทต่อหน่วย
+	
2. ค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_t)	**ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) หรือค่าไฟฟ้าผันแปร** จะมีการ**ปรับเปลี่ยนทุก 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** จะจัดเก็บใน**อัตราร้อยละ 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 ตั้งแต่งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2560 เป็นต้นไป ทั้งนี้ มีข้อสังเกตให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องบริหารจัดการการเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำข้อเสนอค่า F_t เพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีค่าจริง ค่าจริงเบื้องต้น และค่าประมาณการในลักษณะเดียวกับรอบระยะเวลาของกระบวนการเดิม

2 หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

2.1 ค่า F_t ขายปลีก: คำนวณจาก (1) ประมาณการค่าเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าของ กฟผ. 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