เอกสารเผยแพร่
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 11/2567 (ครั้งที่ 896) เมื่อวันที่ 6 มีนาคม 2567 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 ตามรายงานการคำนวณตามสูตรการปรับค่า Ft ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ ซึ่งมีค่าอยู่ที่ 165.24 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้นจากงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 ที่เรียกเก็บในปัจจุบัน (39.72 สตางค์ต่อหน่วย) ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 อยู่เท่ากับ 125.52 สตางค์ต่อหน่วย

ทั้งนี้ ประมาณการค่า F_t เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 เท่ากับ 165.24 สตางค์ต่อหน่วย จะประกอบด้วยต้นทุน 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) ตามราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบัน จำนวน 19.21 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) หรือค่า AF สะสมเดือนกันยายน 2564 – ธันวาคม 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 ช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2566 และช่วงพฤษภาคม - สิงหาคม 2566 กกพ. ได้เห็นชอบให้มีการทยอยเรียกเก็บภาระต้นทุนค้างรับสะสมบางส่วน รวมทั้ง ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าที่ประมาณการไว้ ซึ่งเป็นผลจากราคาพลังงานที่เริ่มลดลงจากปี 2565 ทำให้ภาระต้นทุนในส่วนของค่า AF สะสมลดลงได้จำนวน 14,971 ล้านบาท และ 39,520 ล้านบาท ตามลำดับ ส่งผลให้มีจำนวนเงินคงเหลือที่ กฟผ. ได้รับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้แทนประชาชน เท่ากับ 95,777 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำในและต่างประเทศ และ โรงไฟฟ้าแม่เมาะซึ่งมีต้นทุนราคาถูกได้น้อยกว่าที่คาดการณ์ไว้ จึงทำให้ กฟผ. มีต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่ประมาณการไว้ 3,912 ล้านบาท ส่งผลให้ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้าถึงเดือนธันวาคม 2566 ตามรายงานการคำนวณของ กฟผ. มีมูลค่าเพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท ในปัจจุบัน จึงนำมาคำนวณค่า F_t เพื่อเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 เท่ากับ 146.03 สตางค์ต่อหน่วย

กกพ. ได้พิจารณา ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด เนื่องจาก กฟผ. ยังคงรับภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าแทนประชาชนในระดับที่สูง จึงเห็นควรพิจารณาคืนเงินค่า AF ให้กับ กฟผ. ในช่วงที่สถานการณ์ราคาพลังงานเริ่มผ่อนคลาย ตลอดจน กฟผ. ได้มีข้อเสนอการตรึงค่า F_t เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า และลดผลกระทบต่อสภาพคล่องของ กฟผ. โดย กฟผ. ขอทยอยเรียกเก็บค่า AF จากผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นระยะเวลาประมาณ 7 งวด (ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2567 - สิงหาคม 2569) คิดเป็นเงินค่า AF ต่องวดประมาณ 14,000 ล้านบาท ดังนั้น จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตามการพิจารณาของ กกพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีกในการจ่ายคืนภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (คงค้าง) ของ กฟผ. สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 รวมถึงข้อเสนอการตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบันของ กฟผ. เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างทั้งหมด)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 165.24 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 จำนวน 19.21 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมดจำนวน 146.03 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2566 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนสิงหาคม 2567 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.44 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 จากระดับ 4.18 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 4 งวด</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 55.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 จำนวน 19.21 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – ธันวาคม 2566 ตามแนวทางที่ กกพ. ได้พิจารณาในปี 2566 ให้ทยอยคืนหนี้ กฟผ. ภายใน 6 งวด โดยที่ผ่านมาได้ทยอยคืนหนี้ กฟผ. ไปแล้ว 2 งวด จึงเห็นควรให้นำภาระต้นทุนคงค้างที่เหลือมาทยอยคืน กฟผ. เป็น 4 งวดๆ ละ จำนวน 24,922 ล้านบาท หรือ 36.50 สตางค์ต่อหน่วย เพื่อให้ กฟผ. มีสภาพคล่องทางการเงินที่ดีขึ้น สามารถดำเนินการตามแผนชำระคืนหนี้เงินกู้ที่วางไว้เพื่อรักษาระดับความน่าเชื่อถือ และลดภาระดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนสิงหาคม 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 74,767 ล้านบาท ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.34 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.82 จากงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 3: <u>กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.)</u> ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 จำนวน 19.21 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – ธันวาคม 2566 ตามที่ กฟผ. เสนอขอให้ทยอยคืนหนี้ กฟผ. ประมาณ 7 งวดๆ ละ 14,000 ล้านบาท หรือ 20.51 สตางค์ต่อหน่วย โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนสิงหาคม 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 85,689 ล้านบาท ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 4.18 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน

ทั้งนี้ การคำนวณค่า F_t รอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ทั้ง 3 กรณีข้างต้น ยังไม่รวมเงินภาระคงค้างค่าก๊าซธรรมชาติที่เกิดจากการดำเนินงานตามนโยบายที่คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ได้มอบหมายให้รัฐวิสาหกิจที่นำเข้าก๊าซเรียกเก็บราคาก๊าซธรรมชาติเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 คงที่ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) จึงมีส่วนต่างราคาก๊าซที่เกิดขึ้นจริงและราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บ (AF_{Gas}) โดยภาระดังกล่าวยังคงค้างที่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายเข้าระบบ เป็นจำนวนเงิน 12,076 ล้านบาท และคงค้างที่ กฟผ. เป็นจำนวนเงิน 3,800 ล้านบาท รวมประมาณ 15,876 ล้านบาท โดยสำนักงาน กกพ. จะได้ตรวจสอบและนำเสนอ กกพ. พิจารณากำกับการดำเนินงานให้เป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ต่อไป

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 15/2567 (ครั้งที่ 900) เมื่อวันที่ 27 มีนาคม 2567 ได้พิจารณาผลการรับฟังความคิดเห็นค่า F_t สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อประชาชน รวมถึงศักยภาพความมั่นคงในการบริการพลังงานของผู้ใช้บริการของ กฟผ. จึงเห็นชอบค่า F_t ขายปลีก สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 กรณีที่ 3 ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเป็นกรณีตามข้อเสนอ

ของ กฟผ. ที่ขอให้ทยอยคืนหนี้ กฟผ. ประมาณ 7 งวดๆ ละ 14,000 ล้านบาท หรือ 20.51 สตางค์ต่อหน่วย โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนสิงหาคม 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 85,689 ล้านบาท ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 เท่ากับงวดปัจจุบันที่ 4.18 บาทต่อหน่วย โดยเป็นกรณีที่เป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า และลดผลกระทบต่อสภาพคล่องของ กฟผ. นอกจากนี้ กกพ. ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ที่ กฟผ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนมกราคม – เมษายน 2567 ซึ่งใช้สมมุติฐานราคาน้ำมันดิบ 93.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 35.83 บาทต่อเหรียญสหรัฐตามการประมาณการของ ปตท.) ตามมติ กกพ. เมื่อวันที่ 10 มกราคม 2567 และการดำเนินงานตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 เป็นดังนี้

1. สมมุติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 คาดว่าเท่ากับ 68,267 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนมกราคม – เมษายน 2567) 5,354 ล้านหน่วย (เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.51)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าจากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้า ตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในการประชุมเมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน 2566 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 75,568 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้น 5,349 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนมกราคม – เมษายน 2567) ซึ่งอยู่ที่ 70,219 ล้านหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.62

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-31 มกราคม 2567) เท่ากับ 35.34 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งแข็งค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือน มกราคม – เมษายน 2567) ประมาณการไว้ที่ 35.83 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 0.49 บาทต่อเหรียญสหรัฐ

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) (คิดอัตราค่าบริการในส่วนของต้นทุนคงที่ (Ld) สำหรับ LNG Receiving Terminal = 18.3506 บาท/MMbtu และคิดค่าผ่านท่อในทะเล (Td และ Tc พื้นที่ 1 เท่ากับ 13.0772 บาท/MMbtu ในราคาก๊าซอ่าวไทย ตามโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564) เท่ากับ 315 บาทต่อล้านบีทียู ตลอดจนได้คำนวณราคาก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นราคา Pool Gas ซึ่งเป็นราคารวมก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่นๆ ยกเว้นก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Gas) ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2566 และมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 จึงส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ เฉลี่ยเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 อยู่ที่ 300 บาทต่อล้านบีทียู (ค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 5 บาท/MMbtu) ปรับตัวลดลง 33 บาทต่อล้านบีทียู (ลดลงร้อยละ 9.91) จากราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการที่ ปตท. ได้นำเสนอการปรับปรุงตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2566 ในงวดที่ผ่านมา (เดือน มกราคม – เมษายน 2567) ซึ่งอยู่ที่ 333 บาทต่อล้านบีทียู

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 คาดว่าเท่ากับ 23.26 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.17 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 คาดว่าเท่ากับ 30.43 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 3.78 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 3,705.12 บาทต่อตัน ลดลง 1,121.43 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t
ประมาณการเดือน มกราคม – เมษายน 2567 กับประมาณการงวดเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2567

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 67	ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 67	เปลี่ยนแปลง	
		[1]	[2]	[2]-[1]	ร้อยละ
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	355.99 (ราคานโยบายตามมติ ครม.)	322.10	-33.89	-9.52
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	23.09	23.26	+0.17	+0.74
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	26.65	30.43	+3.78	+14.18
- ราคาลิกไนต์ (กฟผ.)	บาท/ตัน	820.00	820.00	-	-
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย*** (IPPs)	บาท/ตัน	4,826.56	3,705.12	-1,121.43	+23.23
- BLCP		3,162.26	3,115.11		
- GOC-1		7,644.18	7,526.87		
- ซื้อต่างประเทศ	บาท/หน่วย	2.19	2.15	-0.04	-1.85

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 6 กุมภาพันธ์ 2567

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

** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

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

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

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 5,349 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องมาจากแนวโน้มราคาพลังงานในต่างประเทศที่เพิ่มขึ้น ทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 201,286 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,165 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนมกราคม – เมษายน 2567) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 200,121 ล้านบาท

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 61.57 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลำดับถัดไป คือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 16.58 และค่าเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 7.72 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 5.84 เชื้อเพลิงถ่านหินนำเข้า (IPPs) ร้อยละ 5.44 พลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 2.62 น้ำมันดีเซล ร้อยละ 0.23 และน้ำมันเตา ร้อยละ 0.00 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 มีมูลค่าเท่ากับ 190,255 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 75,568 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ ม.ค. – เม.ย. 67 [1]		ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 67 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วนเปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำในประเทศ (กฟผ.)	2,359.07	3.36%	1,982.02	2.62%	-377.05	-0.74%
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,766.79	8.21%	5,835.37	7.72%	+68.58	-0.49%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	5,502.55	7.84%	4,110.43	5.44%	-1,392.12	-2.40%
ลาว	9,020.88	12.85%	12,483.76	16.52%	+3,462.88	+3.67%
- พลังน้ำ, ลาว	5,404.96	7.70%	8,352.88	11.05%	+2,947.92	+3.36%
- ลิกไนต์, ลาว	3,615.92	5.15%	4,130.88	5.47%	+514.96	+0.32%
มาเลเซีย	41.76	0.06%	43.20	0.06%	+1.44	-0.00%
อื่นๆ* (SPP + RE กฟผ.)	4,660.80	6.64%	4,411.84	5.84%	-248.96	-0.80%
น้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs)	10.65	0.01%	173.76	0.23%	+163.10	+0.22%
- กฟผ.	0.75		167.85		+167.10	
- IPPs	9.90		5.91		-3.99	
น้ำมันเตา (กฟผ. + IPPs)	5.14	0.01%	2.86	0.00%	-2.28	-0.01%
- กฟผ.	5.14		2.86		-2.28	
- IPPs	0.00		0.00		0.00	
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	42,851.38	61.02%	46,524.66	61.57%	+3,673.28	+0.55%
- กฟผ.	15,213.26		15,880.33		+667.07	
- IPPs + SPPs	27,638.12		30,644.33		+3,006.21	
รวม	**70,219.02**	**100%**	**75,567.90**	**100%**	**+5,348.88**	**+7.62%**

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

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiTa) และค่าใช้จ่ายในส่วนของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 11,031 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (68,267 ล้านหน่วย) เท่ากับ 16.2 สตางค์ต่อหน่วย ลดลง 3.1 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2567 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 19.2 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน	190,255 ล้านบาท
(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ	11,031 ล้านบาท
รวม	**201,286 ล้านบาท**

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ เดือนมกราคม – เมษายน 2567 และเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567

รายการ	ม.ค. - เม.ย. 67		พ.ค. - ส.ค. 67 (แผน) [3]	เปลี่ยนแปลงต่อผลรวม (%) [3]-[1]	เปลี่ยนแปลงต่อผลรวม (%) [3]-[2]
	ตามมติ กกพ. 30 พ.ย. 66 (แผน) [1]	ตามมติ ครม. 19 ธ.ค. 66 (แผน) [2]			
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	**70,219**	**70,219**	**75,568**	**+7.62%**	**+7.62%**
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	**46,817**	**46,817**	**51,614**	**+10.25%**	**+10.25%**
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	37,754	37,754	39,087	+3.53%	+3.53%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	9,063	9,063	12,527	+38.22%	+38.22%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	**23,402**	**23,402**	**23,954**	**+2.35%**	**+2.35%**
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	**62,913**	**62,913**	**68,267**	**+8.51%**	**+8.51%**
				เปลี่ยนแปลงจากงวดก่อนหน้า (%)	เปลี่ยนแปลงจากงวดก่อนหน้า (%)
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**203,403**	**188,026**	**190,255**	**-6%**	**+1%**
ค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	159,539	**149,093**	**152,520**	**-4%**	**+2%**
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในประเทศ (IPPs/ SPPs)	139,698	129,252	125,603	-10%	-3%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	28,945	28,945	30,384	+5%	+5%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า และอื่นๆ (EP และอื่นๆ)	110,753	100,307	95,219	-14%	-5%
ค่าซื้อไฟฟ้าจากลาวและมาเลเซีย	19,841	19,841	26,917	+36%	+36%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ., ล้านบาท	43,864	**38,933**	**37,735**	**-14%**	**-3%**
ก๊าซธรรมชาติ	39,941	35,010	32,782	-18%	-6%
ลิกไนต์	3,853	3,853	3,901	+1%	+1%
น้ำมันเตา	39	39	23	-41%	-41%
น้ำมันดีเซล	31	31	1,029	+3,219%	+3,219%
ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	**12,095**	**12,095**	**11,031**	**-9%**	**-9%**
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	11,768	11,768	10,702	-9%	-9%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	327	327	329	+1%	+1%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายฯ, ล้านบาท	**215,498**	**200,121**	**201,286**	**-7%**	**+1%**

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 6 กุมภาพันธ์ 2567

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 13,115 ล้านบาท หรือ +19.21 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ 201,286 ล้านบาท

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 เท่ากับ 188,172 ล้านบาท (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. (ES) เท่ากับ 73,267 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 จึง**สูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐาน เท่ากับ 13,115 ล้านบาท** ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567

ประมาณการค่าใช้จ่าย EFC (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง กฟผ. (1)	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) (1)+(2)+(3)	หมายเหตุ
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)		
พ.ค.–ส.ค. 67	37,735	152,520	6,305	4,397	329	11,031	201,286	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 (ES)						**(ล้านหน่วย)**	73,267	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						(สตางค์/หน่วยขายส่ง)	**256.83**	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						**(ล้านบาท)**	188,172	(4)=(3)x(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC)						**(ล้านบาท)**	**+13,115**	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2567						(ล้านหน่วย)	68,267	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ**ที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน** หรือ FAC เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2567						(สตางค์/หน่วยขายปลีก)	**+19.21**	(7)=(5)/(6)

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

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – ธันวาคม 2566 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กกพ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 99,689 ล้านบาท สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ต่อไป

(1) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง**สูงกว่า**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**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 แม้ว่าจะเพิ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าลิกไนต์ และรับซื้อไฟฟ้า

จากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ รวมทั้ง นำเงินบริหารจัดการค่า F_t และเงินผลประโยชน์จากการบริหารจัดการ Take or Pay รวมจำนวน 18,731 ล้านบาทมาช่วยลดผลกระทบของค่า F_t แล้วก็ตาม โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดดจาก 292 เป็น 419 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง จำเป็นต้องให้โรงไฟฟ้า กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชนผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นอย่างเต็มความสามารถ เพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติแหล่งอ่าวไทยที่ลดลงจากแผนถึงประมาณร้อยละ 9 นอกจากนี้ มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t 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 สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงต่อเนื่องและยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน 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 รวมถึงรายการปรับปรุงอื่นๆ ที่ กฟผ. นำเสนอ จำนวน 3,188 ล้านบาท

(6) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (FAC) ปี 2565 - เมษายน 2566 จำนวน 3,188 ล้านบาท) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 จำนวน -39,520 ล้านบาท ดังนี้

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

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

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

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

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

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมยกไป งวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 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)
รวม AF สะสม 7 งวด (AF สะสมยกไปคำนวณสำหรับรอบ พ.ค. – ส.ค. 67)										**+99,689**

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. จำนวน -4,897 ล้านบาท และเงินปรับปรุงค่าซื้อไฟฟ้า และอื่นๆ จำนวน 20 ล้านบาท

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

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปร ประจำงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567

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

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +13,115 ล้านบาท หรือ +19.21 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 เท่ากับ +99,689 ล้านบาท หรือ +146.03 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 เท่ากับ **68,267 ล้านหน่วย**

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

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

$$= \frac{(+13{,}115) + (+99{,}689)}{68{,}267} \quad \text{ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= \frac{+13{,}115}{68{,}267} + \frac{+99{,}689}{68{,}267} \quad \text{ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= +19.21 + +146.03 \quad \text{สตางค์/หน่วย}$$

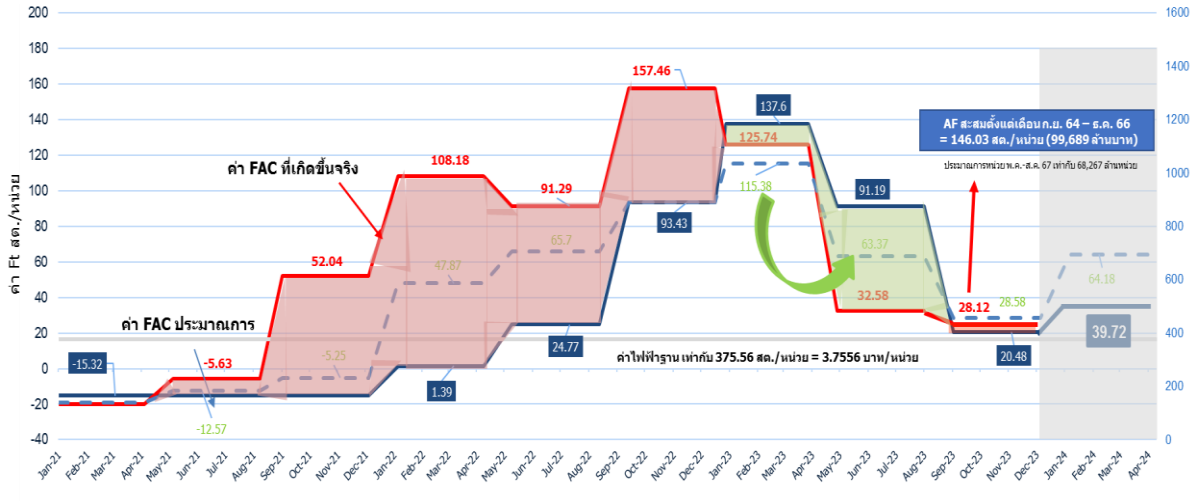
$$= +165.24 \quad \text{สตางค์/หน่วย}$$

4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 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 เรียกเก็บ งวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ เท่ากับ 154.92 สตางค์ต่อหน่วย ต่อมา กพช. ไม่มีการขยายมาตรการจัดสรรก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยให้ภาคประชาชนก่อนในรูปแบบที่ได้ดำเนินการในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆ จ่ายค่า F_t ในอัตราเดียวกัน สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ซึ่ง 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 ต่อมา งวดเดือนพฤษภาคม - 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

สำหรับเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง**สูงกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า รวมกับค่าปรับปรุงที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) ที่นำมาพิจารณาในงวดนี้ รวมทั้งสิ้นประมาณ 3,912 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำไปรวมกับค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2566 เพิ่มขึ้นเป็น 99,689 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับสูง

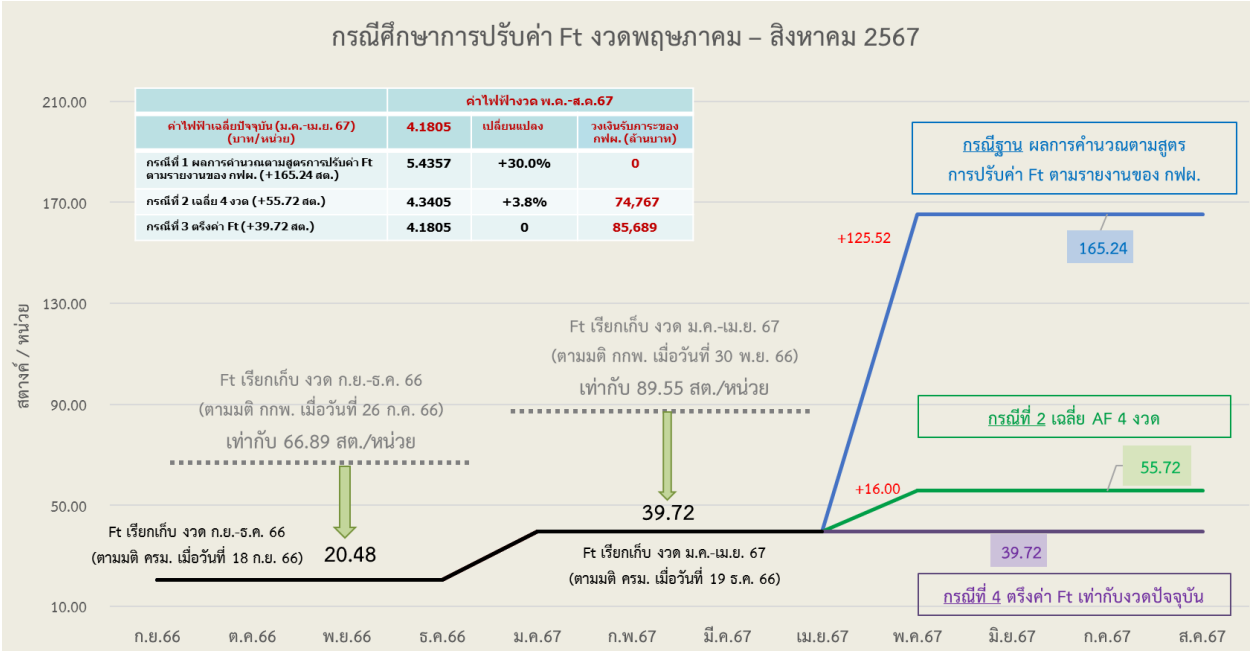


4.2 จากการคำนวณดังกล่าว กกพ. ได้พิจารณา ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด เนื่องจาก กฟผ. ยังคงรับภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าแทนประชาชนในระดับที่สูง จึงเห็นควรพิจารณาคืนเงินค่า AF ให้กับ กฟผ. ในช่วงที่สถานการณ์ราคาพลังงานเริ่มผ่อนคลาย ตลอดจน กฟผ. ได้มีข้อเสนอการตรึงค่า F_t เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า F_t ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า และลดผลกระทบต่อสภาพคล่องของ กฟผ. โดย กฟผ. ขอทยอยเรียกเก็บค่า AF จากผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นระยะเวลาประมาณ 7 งวด (ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2567 - สิงหาคม 2569) คิดเป็นเงินค่า AF ต่องวดประมาณ 14,000 ล้านบาท ดังนั้น จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตามการพิจารณาของ กกพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (คงค้าง) ของ กฟผ. สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 รวมถึงข้อเสนอการตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบันของ กฟผ. เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างทั้งหมด)</u> ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 165.24 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะเป็นการเรียกเก็บตามผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า Ft ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 จำนวน 19.21 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมดจำนวน 146.03 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - ธันวาคม 2566 ในช่วงสภาวะวิกฤตของราคาพลังงานที่ผ่านมา คืนทั้งหมดภายในเดือนสิงหาคม 2567 เพื่อนำไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องให้มีสถานะทางการเงินคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกที่คำนวณได้กับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.44 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 จากระดับ 4.18 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 4 งวด</u> ค่า F_t ขายปลีกเท่ากับ 55.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 จำนวน 19.21 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – ธันวาคม 2566 ตามแนวทางที่ กกพ. ได้พิจารณาในปี 2566 ให้ทยอยคืนหนี้ กฟผ. ภายใน 6 งวด โดยที่ผ่านมาได้ทยอยคืนหนี้ กฟผ. ไปแล้ว 2 งวด จึงเห็นควรให้นำภาระต้นทุนคงค้างที่เหลือมาทยอยคืน กฟผ. เป็น 4 งวดๆ ละ จำนวน 24,922 ล้านบาท หรือ 36.50 สตางค์ต่อหน่วย เพื่อให้ กฟผ. มีสภาพคล่องทางการเงินที่ดีขึ้น สามารถดำเนินการตามแผนชำระคืนหนี้เงินกู้ที่วางไว้เพื่อรักษาระดับความน่าเชื่อถือ และลดภาระดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนสิงหาคม 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 74,767 ล้านบาท ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.34 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.82 จากงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 3: <u>กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (ข้อเสนอ กฟผ.)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 จำนวน 19.21 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยชำระคืนภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. กู้เงินมาเพื่อตรึงค่าไฟฟ้าตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – ธันวาคม 2566 ตามที่ กฟผ. เสนอขอให้ทยอยคืนหนี้ กฟผ. ประมาณ 7 งวดๆ ละ 14,000 ล้านบาท หรือ 20.51 สตางค์ต่อหน่วย โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนสิงหาคม 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 85,689 ล้านบาท ซึ่งเมื่อรวมค่า F_t ขายปลีกกับค่าไฟฟ้าฐานที่ 3.78 บาทต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) คงที่เท่ากับ 4.18 บาทต่อหน่วย เช่นเดียวกับปัจจุบัน



ทั้งนี้ การคำนวณค่า F_t รอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 ทั้ง 3 กรณีข้างต้น ยังไม่รวมเงินภาระคงค้างค่าก๊าซธรรมชาติที่เกิดจากนโยบายที่ให้รัฐวิสาหกิจที่นำเข้าก๊าซเรียกเก็บราคาค่าก๊าซเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 คงที่ตามมติ กพช. จึงมีส่วนต่างราคาก๊าซที่เกิดขึ้นจริงและราคาก๊าซที่เรียกเก็บ (AF_{Gas}) โดยภาระดังกล่าวยังคงค้างที่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายเข้าระบบ เป็นจำนวนเงิน 12,076 ล้านบาท และคงค้างที่ กฟผ. เป็นจำนวนเงิน 3,800 ล้านบาท รวมประมาณ 15,876 ล้านบาท โดยสำนักงาน กกพ. จะได้ตรวจสอบและนำเสนอ กกพ. พิจารณากำกับการดำเนินงานให้เป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ต่อไป

โดยการปรับค่า F_t ที่เพิ่มขึ้นในแต่ละกรณีข้างต้น จะมีผลกระทบต่อภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องบริหารจัดการเพื่อลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า ดังนี้

กรณีศึกษาผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ

เทียบ F_t งวดปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.7833 บาท/หน่วย)	ค่าไฟฟ้า เดือน ม.ค. – เม.ย. 67 ตามมติ กกพ. 30 พ.ย. 66 (บาท/หน่วย) [1]	ค่าไฟฟ้า เดือน ม.ค. – เม.ย. 67 ตามมติ ครม. 19 ธ.ค. 66 (บาท/หน่วย) [2]	ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		
			ค่าไฟฐาน + F_t พ.ค. – ส.ค. 67 [3]	เปลี่ยนแปลง [3]-[1] (ร้อยละ)	เปลี่ยนแปลง [3]-[2] (ร้อยละ)
1. ผลการคำนวณค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ.	4.68 (ค่า F_t = 89.55 สต./หน่วย)	4.18 (ค่า F_t = 39.72 สต./หน่วย)	5.44	+0.76 (+16.24%)	+1.26 (+30.14%)
2. กรณี FAC + เฉลี่ย AF จำนวน 4 งวด: F_t 55.72 สต./หน่วย			4.34	-0.34 (-7.26%)	+0.16 (+3.83%)
3. กรณีตรึง F_t 39.72 สต./หน่วย (ข้อเสนอ กฟผ.)			4.18	-0.50 (-10.68%)	+0.00 (+0.00%)

กรณีศึกษาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย จำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษา การปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ทั่วประเทศ (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยทั่วประเทศ (F_t เท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย)		**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 **165.24** สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 125.52 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	**506.49** (+125.52) **5.06** บาท/หน่วย	**1,640.87** (+376.56) **5.47** บาท/หน่วย	**5,872.75** (+1,255.20) **5.87** บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+33%	+30%	+27%
กรณีที่ 2 ค่า F_t เรียกเก็บ **55.72** สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 16.00 สตางค์ต่อหน่วย)	74,767 ล้านบาท	**396.97** (+16.00) **3.97** บาท/หน่วย	**1,312.31** (+48.00) **4.37** บาท/หน่วย	**4,777.55** (+160.00) **4.78** บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+4%	+4%	+3%
กรณีที่ 3 ค่า F_t เรียกเก็บ **39.72** สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 0.00 สตางค์ต่อหน่วย)	85,689 ล้านบาท	**380.97** (+0.00) **3.81** บาท/หน่วย	**1,264.31** (+0.00) **4.21** บาท/หน่วย	**4,617.55** (+0.00) **4.62** บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+0%	+0%	+0%

หมายเหตุ:* ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในรอบเดือนมกราคม – เมษายน 2567

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 15/2567 (ครั้งที่ 900) เมื่อวันที่ 27 มีนาคม 2567 ได้พิจารณาผลการรับฟังความคิดเห็นค่า F_t สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อประชาชน รวมถึงศักยภาพความมั่นคงในการบริการพลังงานของผู้ใช้บริการของ กฟผ. จึงเห็นชอบค่า F_t ขายปลีก สำหรับเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 กรณีที่ 3 ค่า Ft ขายปลีก เท่ากับ 39.72 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเป็นกรณีตามข้อเสนอของ กฟผ. ที่ขอให้

ทยอยคืนหนี้ กฟผ. ประมาณ 7 งวดๆ ละ 14,000 ล้านบาท หรือ 20.51 สตางค์ต่อหน่วย โดยคาดว่า ณ สิ้นเดือนสิงหาคม 2567 จะมีภาระต้นทุนคงค้างที่ กฟผ. รับภาระแทนประชาชนคงเหลืออยู่ที่ 85,689 ล้านบาท ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2567 เท่ากับงวดปัจจุบัน อยู่ที่ 4.18 บาทต่อหน่วย โดยเป็นกรณีที่เป็นการบรรเทาผลกระทบค่า Ft ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า และลดผลกระทบต่อสภาพคล่องของ กฟผ. นอกจากนี้ กกพ. 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 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. โดยมีค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐานเท่ากับ 0.1584 บาท/หน่วยขายปลีกของ กฟภ.

รูปแสดงหลักการคำนวณค่า F_t ในระดับขายปลีกและขายส่งตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558-2560