เอกสารเผยแพร่
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 32/2566 (ครั้งที่ 860) เมื่อวันที่ 5 กรกฎาคม 2566 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ตามรายงานการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับค่า F_t ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ อยู่ที่ 255.02 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบด้วย (1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 28.58 สตางค์ต่อหน่วย และ (2) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในงวดก่อนหน้า (Accumulated Factor: AF) หรือค่า AF สะสมเดือนกันยายน 2564 – เมษายน 2566 จำนวน 138,485 ล้านบาท หรือ 226.44 สตางค์ต่อหน่วย ทั้งนี้ กกพ. ได้พิจารณาการคำนวณค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริงงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 ซึ่งมีรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ปี 2564-2565 จำนวน 7,915 ล้านบาท ตามข้อเสนอของ กฟผ. แล้ว จึงเห็นควรให้นำเฉพาะรายการส่วนต่าง Energy Pool Price กับราคา Pool Gas ที่ตรวจสอบแล้วว่ามีความสอดคล้องกับการส่งคืนเงินค่า Settlement Value (SV) มาคำนวณในค่า F_t รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน 4,727 ล้านบาท สำหรับรายการปรับปรุงอื่นๆ ที่ กฟผ. นำเสนอจำนวน 3,188 ล้านบาท เห็นควรให้ กฟผ. นำเสนอรายละเอียดเพิ่มเติมเพื่อประกอบการพิจารณาอีกครั้งหนึ่ง จึงส่งผลให้ค่า AF ในการคำนวณลดลงเหลือ 135,297 ล้านบาท หรือ 221.23 สตางค์ต่อหน่วย และทำให้ผลการคำนวณประมาณการค่า F_t งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 เท่ากับ 249.81 สตางค์ต่อหน่วย

กกพ. ได้พิจารณาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อเสนอของ กฟผ. และข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง รวมทั้ง สถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในปัจจุบันมีแนวโน้มที่อ่อนค่าลงจากที่ประมาณการไว้ และราคา Spot LNG นำเข้าที่ ปตท. จัดหาได้จริงมีแนวโน้มสูงกว่าที่ใช้ในการประมาณการ ดังนั้น จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตามการพิจารณาของ กกพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (คงค้าง) กฟผ. สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างทั้งหมด)</u> ค่า F_t ขายปลีกที่เท่ากับ 249.81 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 28.58 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมด จำนวน 221.23 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คืนทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2566 ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 6.28 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 34 จากระดับ 4.70 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: <u>กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (เท่ากับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566)</u> ค่า F_t ขายปลีกที่ เท่ากับ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 28.58 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. บางส่วนจำนวน 62.61 สตางค์ต่อหน่วย (คิดเป็นเงิน 38,291 ล้านบาท) โดย กฟผ. จะมีสถานภาพทางการเงินที่ดีขึ้น สามารถการบริหารภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงแทนประชาชนจำนวน 97,006 ล้านบาท และรองรับการเปลี่ยนแปลงราคาพลังงานในตลาดโลกและอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจากที่ประมาณการไว้ รวมทั้ง แนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในหน้าร้อนเดือน มกราคม – เมษายน 2567 ที่คาดว่าจะสูงขึ้นเป็น 36.56 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เท่ากับ 4.70 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะคงที่ เท่ากับงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 3: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 5 งวด (ข้อเสนอของ กฟผ.)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 66.89 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 28.58 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. บางส่วนจำนวน 38.31 สตางค์ต่อหน่วย (คิดเป็นเงิน 23,428 ล้านบาท) เพื่อให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนครบภายในเดือนเมษายน 2568 โดย กฟผ. จะต้องบริหารภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงแทนประชาชนไว้ก่อนจำนวน 111,869 ล้านบาท ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับลดลงเป็น 4.45 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลงร้อยละ 5 จากระดับ 4.70 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

โดย กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 34/2566 (ครั้งที่ 862) เมื่อวันที่ 26 กรกฎาคม 2566 ได้พิจารณาความเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่เกี่ยวข้องซึ่งมีความเห็นด้วยกับกรณีค่า F_t เท่ากับ 66.89 สตางค์ต่อหน่วย มากที่สุด โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง และสามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนดตลอดจน สถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในปัจจุบันยังมีแนวโน้มที่ไม่แน่นอน ซึ่งอาจส่งผลทำให้มีภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นได้ ดังนั้น จึงเห็นชอบค่า F_t ขายปลีก สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ที่ 66.89 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับลดลงเป็น 4.45 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลงร้อยละ 5 จากระดับ 4.70 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน นอกจากนี้ ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ที่ กฟผ. นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ซึ่งใช้สมมุติฐานราคาน้ำมันดิบ 80.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ) เป็นดังนี้

1. สมมุติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 คาดว่าเท่ากับ 61,158 ล้านหน่วย ลดลงจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566) 4,112 ล้านหน่วย (ลดลงร้อยละ 6.30)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2566 จากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้าตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในการประชุมเมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2565 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 มีการผลิตโดย กฟผ. และซื้อไฟฟ้าเอกชน (Net Generation) รวมเท่ากับ 67,225 ล้านหน่วย ลดลง 4,995 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566) ซึ่งอยู่ที่ 72,220 ล้านหน่วย หรือลดลงร้อยละ 6.92

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-31 พฤษภาคม 2566) เท่ากับ 34.24 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งอ่อนค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566) ประมาณการไว้ที่ 33.23 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่เท่ากับ 1.01 บาทต่อเหรียญสหรัฐ (เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.04) ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อราคานำเข้าเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศและต่างประเทศที่เพิ่มขึ้น

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) เฉลี่ยเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 เท่ากับ 323 บาทต่อล้านบีทียู (ค่าผ่านท่อในทะเลต่อราคา Pool Gas ประมาณ 5 บาท/MMbtu) ปรับตัวลดลง 56 บาทต่อล้านบีทียู (ลดลงร้อยละ 14.78) จากราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ประมาณการที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566) ซึ่งอยู่ที่ 379 บาทต่อล้านบีทียู

(2) ราคาน้ำมันเตา เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 คาดว่าเท่ากับ 21.56 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 5.15 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 คาดว่าเท่ากับ 25.93 บาทต่อลิตร ปรับตัวลดลง 1.90 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 3,018.99 บาทต่อตัน ลดลง 2,997.24 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t ในค่าไฟฟ้าฐาน และประมาณการเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 กับประมาณการงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 66	ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 66	เปลี่ยนแปลง	
		[1]	[2]	[2]-[1]	ร้อยละ
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	398.72	346.48	-52.24	-13.10
-ราคา Pool Gas	บาท/ล้านบีทียู	378.94	323.37	-55.57	-14.66
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	16.40	21.56	+5.15	+31.42
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	27.83	25.93	-1.90	-6.84
- ราคาลิกไนต์ (กฟผ.)	บาท/ตัน	820.00	820.00	-	-
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย*** (IPPs)	บาท/ตัน	6,016.23	3,018.99	-2,997.24	-49.82

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 2 มิถุนายน 2566

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

*** ราคาถ่านหิน GOC-1 เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2566 เท่ากับ 13,011.65 บาท/ตัน (5.3985 บาทต่อหน่วย) 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)

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 คาดว่าจะลดลง 4,995 ล้านหน่วย และราคาเชื้อเพลิงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 มีแนวโน้มปรับตัวลดลงเนื่องมาจากแนวโน้มราคาพลังงานที่ลดลง ทำให้ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 186,804 ล้านบาท ลดลง 35,312 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 222,116 ล้านบาท ตามราคาพลังงานที่ลดลง

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 57.69 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ลำดับถัดไปคือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) รวมร้อยละ 18.29 และค่าเชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ของ กฟผ. ร้อยละ 8.80 เชื้อเพลิงอื่นๆ ร้อยละ 7.00 เชื้อเพลิงถ่านหินนำเข้า (IPPs) ร้อยละ 5.84 พลังน้ำ ร้อยละ 2.34 น้ำมันดีเซล ร้อยละ 0.04 และ

น้ำมันเตา ร้อยละ 0.01 ตามลำดับ ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 มีมูลค่าเท่ากับ 186,804 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 67,225 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 66 [1]		ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 66 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วน เปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำ (กฟผ.)	1,978.35	2.74%	1,571.50	2.34%	-406.85	-0.40%
น้ำมันเตา (กฟผ. + IPPs)	609.97	0.84%	5.14	0.01%	-604.83	-0.84%
- กฟผ.	2.86		5.14			
- IPPs	607.11		0.00			
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,694.83	7.89%	5,915.84	8.80%	+221.01	0.91%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	5,151.28	7.13%	3,924.28	5.84%	-1,227.00	-1.30%
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	41,742.51	57.80%	38,784.88	57.69%	-2,957.63	-0.11%
- กฟผ.	15,882.96		14,060.95			
- IPPs + SPPs	25,859.55		24,723.93			
น้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs)	20.36	0.03%	26.73	0.04%	+6.37	0.01%
- กฟผ.	0.73		0.66			
- IPPs	19.63		26.07			
ลาว	12,475.35	17.27%	12,259.60	18.24%	-215.75	0.96%
- พลังน้ำ, ลาว	8,590.75	11.90%	9,192.23	13.67%	+601.48	1.78%
- ลิกไนต์, ลาว	3,884.60	5.38%	3,067.37	4.56%	-817.23	-0.82%
มาเลเซีย	49.68	0.07%	34.56	0.05%	-15.12	-0.02%
อื่นๆ	4,497.63	6.23%	4,702.86	7.00%	+205.23	0.77%
รวม	**72,219.96**	**100%**	**67,225.39**	**100%**	**-4,994.57**	**-6.92%**

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiTa) และค่าใช้จ่ายในส่วนของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 11,237 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (61,158 ล้านหน่วย) เท่ากับ 18.37 สตางค์ต่อหน่วย เพิ่มขึ้น 2.07 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 16.30 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนลดลง

2.3 รวมประมาณการค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน 175,567 ล้านบาท

(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ 11,237 ล้านบาท

รวม **186,804 ล้านบาท**

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566 และเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

รายการ	พ.ค. - ส.ค. 66 (แผน)	ก.ย. - ธ.ค. 66 (แผน)	เปลี่ยนแปลงต่อผลรวม (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	**72,220**	**67,225**	**-6.92%**
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	**48,597**	**45,615**	**-4.13%**
- ผู้ผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ	36,072	33,320	-3.81%
- ผู้ผลิตไฟฟ้าต่างประเทศ	12,525	12,294	-0.32%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	**23,623**	**21,611**	**-2.79%**
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	**65,270**	**61,158**	**-5.69%**
			เปลี่ยนแปลง (%)
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**211,480**	**175,567**	**-17%**
ค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**167,320**	**140,177**	**-16%**
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในประเทศ (IPPs/ SPPs)	141,007	115,137	-18%
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า/ค่าพลังไฟฟ้า (AP/CP)	27,064	25,664	-5%
- ค่าพลังงานไฟฟ้า และอื่นๆ (EP และอื่นๆ)	113,943	89,473	-21%
ค่าซื้อไฟฟ้าจากลาวและมาเลเซีย	26,270	24,971	-5%
อื่นๆ (คีรีธาร)	43.56	68.38	+57%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ., ล้านบาท	**44,160**	**35,390**	**-20%**
ก๊าซธรรมชาติ	40,151	31,253	-22%
ลิกไนต์	3,967	4,083	+3%
น้ำมันเตา	20	36	+84%
น้ำมันดีเซล	22	18	-21%
ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	**10,636**	**11,237**	**+6%**
การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	10,318	10,935	+6%
กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	318	302	-5%
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายฯ, ล้านบาท	**222,116**	**186,804**	**-16%**

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 2 มิถุนายน 2566

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 17,479 ล้านบาท หรือ +28.58 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ **186,804 ล้านบาท**

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 เท่ากับ **169,325 ล้านบาท** (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. เท่ากับ 65,929 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จึง**สูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐานเท่ากับ 17,479 ล้านบาท** ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

ประมาณการค่าใช้จ่าย EFC (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง กฟผ. (1)	ค่าซื้อไฟฟ้า (ในและต่างประเทศ) (2)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ				รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท) (1)+(2)+(3)	หมายเหตุ
			Adder	FiTa	กองทุนฯ	รวม (3)		
ก.ย.–ธ.ค. 66	35,390	140,177	8,583	2,352	302	11,237	186,804	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 (ES)						**(ล้านหน่วย)**	65,929	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						(สตางค์/หน่วยขายส่ง)	**256.83**	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						**(ล้านบาท)**	169,325	(4)=(3)x(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC)						**(ล้านบาท)**	+17,479	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือน กันยายน – ธันวาคม 2566						(ล้านหน่วย)	61,158	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ**ที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน** หรือ FAC เดือน กันยายน – ธันวาคม 2566						(สตางค์/หน่วยขายปลีก)	**+28.58**	(7)=(5)/(6)

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

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – เมษายน 2566 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กกพ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 138,485 ล้านบาท สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ต่อไป

(1) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน - ธันวาคม 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 31.30 เป็น 33.28 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 66.3 เป็น 76.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลง โดยเฉพาะแหล่งก๊าซเอราวัณลดการผลิตในช่วงเปลี่ยนผ่านสัมปทาน ทำให้ต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG จากตลาดโลกซึ่งมีราคาสูงและมีความผันผวนเนื่องจากเข้าสู่ฤดูหนาว และได้รับผลกระทบจากสถานการณ์สงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน ในปริมาณที่สูงขึ้นเพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติในประเทศที่ลดลง ทำให้ราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าที่จัดหาโดย บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ปรับตัวสูงขึ้นจาก 230 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 286 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง กฟผ. ต้องนำเข้า Spot LNG ราคาสูงในระดับ 820 - 1,070 บาทต่อล้านบีทียู มาเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและแก้ไขปัญหาปริมาณสำรอง LNG ที่อยู่ในระดับต่ำจากปัญหาการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติ

(2) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – 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 และรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำในต่างประเทศเพิ่มเติมอย่างเต็มความสามารถ รวมทั้ง นำเงินบริหารจัดการค่า F_t และเงินผลประโยชน์

จากการบริหารจัดการ 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) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จำนวน 42,866 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากแผนประมาณ 2,052 ล้านหน่วย ในขณะที่อัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 32.20 เป็น 35.39 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก 83.5 เป็น 105.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทยลดลงต่อเนื่องและยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน 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) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 37,535 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจาก 34.40 เป็น 36.52 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas) ที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า สูงกว่าแผน จาก 443 เป็น 495 บาทต่อล้านบีทียู ประกอบกับ สถานการณ์ปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำยังคงมีปริมาณลดลงจากแหล่งก๊าซในอ่าวไทย และยังคงมีผลกระทบของสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน รวมไปถึง มาตรการทยอยปรับค่า F_t โดยให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในช่วงเดือนกันยายน 2564 จนถึงเมษายน 2565 ที่สูงกว่าแผน เป็นจำนวนเงิน 83,010 ล้านบาท แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน เพื่อชะลอการนำวงเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณการของงวดก่อน (เดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2565) ทำให้ประกาศเรียกเก็บเฉพาะต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565 คิดเป็นค่า F_t เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย

(5) ต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (รวมรายการปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (FAC) ปี 2564-2565 จำนวน 7,915 ล้านบาท) **ต่ำกว่า**ที่เรียกเก็บค่าไฟฟ้าในเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน -11,783 ล้านบาท ซึ่งมาจากภาระค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2566 **ต่ำกว่า**ค่า Ft ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า เท่ากับ -3,871 ล้านบาท และ กฟผ. ได้นำค่า Settlement Value จากการดำเนินมาตรการ EPP ของภาครัฐที่ ปตท. ส่งคืนให้ กฟผ. จำนวนเงิน -7,912 ล้านบาท นำมาพิจารณาในการคำนวณ AF สะสมยกไป งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมยกไป งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

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 ก.ย.-ธ.ค. 66)
		(ล้านบาท) (1)	(สต./หน่วย) (1)	(ล้านบาท) (2)	(สต./หน่วย) (2)	(ล้านบาท) (3)=(1)+(2)	(สต./หน่วย) (1)+(2)	(ล้านบาท) (4)	(สต./หน่วย)	(ล้านบาท) (4)-(3)
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*	+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**	+192.30	+205,041	+349.76	+54,773	+93.43	+150,268 (+24,392)
ม.ค. - เม.ย. 66	58,569	76,833	+131.18	+142,356***	+243.06	+219,189	+374.24	+80,704	+137.79	+138,485 (-11,783)
รวม AF สะสม 5 งวด										**+138,485**

หมายเหตุ: * ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ก.ย. – ธ.ค. 2564 จำนวน 38,943 ล้านบาท และมีเงินบริหารจัดการค่า Ft มาช่วยลดผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้าตามมติ กบง. และ กกพ. เพิ่มเติมรวมจำนวน 18,731 ล้านบาท ประกอบด้วย เงินบริหารจัดการค่า Ft ที่ กฟผ. เก็บรักษาไว้ 4,129 ล้านบาท เงินเรียกคืนฐานะการเงินปี 2563 จำนวน 1,000 ล้านบาท และเงินบริหารจัดการภาระ Take or Pay ปี 2563 จำนวน 13,601 ล้านบาท

** ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน พ.ค. – ส.ค. 2565 จำนวน 125,876 ล้านบาท และมีเงินบริหารจัดการค่า Ft 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

*** ค่า AF ยกมาจากงวดก่อนหน้าเดือน ม.ค. – เม.ย. 2566 จำนวน 150,268 ล้านบาท และเงินที่ กฟผ. ได้รับคืนจาก ปตท. จากคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ กกพ. ในรูปแบบ Energy Pool Price (EPP) เดือนเมษายน 2565 - เมษายน 2566 จำนวน 7,912 ล้านบาท

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปร ประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

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

โดยที่: (1) FAC หรือประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐานเท่ากับ +17,479 ล้านบาท หรือ +28.58 สตางค์/หน่วย ตามข้อ 3.1

(2) AF หรือยอดสะสมยกมาจากงวดที่ผ่านมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดเดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 เท่ากับ **+138,485 ล้านบาท หรือ +226.44 สตางค์/หน่วย** ตามข้อ 3.2

(3) EU หรือประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรง ในงวดกันยายน – ธันวาคม 2566 เท่ากับ **61,158 ล้านหน่วย**

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณตามรายงานการคำนวณที่ กฟผ. เสนอเป็น ดังนี้

$$\text{ประมาณการค่า } F_t \text{ ขายปลีก}_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 66}} = \frac{\text{FAC}_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 66}} + \text{AF}_{\text{ก.ย.64 - เม.ย. 66}}}{\text{EU}_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 66}}}$$

$$= \frac{(+17{,}479) + (+138{,}485)}{61{,}158} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= \frac{+17{,}479}{61{,}158} + \frac{+138{,}485}{61{,}158} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= +28.58 + +226.44 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

$$= +255.02 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566

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. จากคำนวณ

ราคาก๊าซธรรมชาติภายใต้การกำกับของ 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

สำหรับเดือนมกราคม - เมษายน 2566 มีค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริง**ต่ำกว่า**ค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า ประมาณ 11,783 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำปรับลดค่า AF สะสมในช่วงก่อนหน้า ส่งผลให้ภาระค่า AF สะสมของ กฟผ. ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คงเหลือ 138,485 ล้านบาท ซึ่งยังคงอยู่ในระดับสูง

โดย กกพ. ได้พิจารณาข้อมูลตามรายงานการคำนวณค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริงงวดเดือนมกราคม – เมษายน 2566 พบว่า กฟผ. ได้นำเสนอขอปรับปรุงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า (FAC) ปี 2564-2565 จำนวน 7,915 ล้านบาท ซึ่ง กกพ. พิจารณาแล้วเห็นควรให้นำเฉพาะรายการส่วนต่าง Energy Pool Price กับราคา Pool Gas ที่ตรวจสอบแล้วว่ามีความสอดคล้องกับการส่งคืนเงินค่า Settlement Value (SV) มาคำนวณในค่า Ft รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 จำนวน 4,727 ล้านบาท สำหรับรายการปรับปรุงอื่นๆ ที่ กฟผ. นำเสนอจำนวน 3,188 ล้านบาท เห็นควรให้ กฟผ. นำเสนอรายละเอียดเพิ่มเติมเพื่อประกอบการพิจารณาอีกครั้งหนึ่ง ซึ่งเมื่อพิจารณาต้นทุนค่าไฟฟ้า (ค่า FAC) ที่เกิดขึ้นจริงของเดือนมกราคม - เมษายน 2566 ต่ำกว่าค่า F_t ที่ กกพ. เห็นชอบไว้ ส่งผลให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าคงค้าง (AF) จากผู้ใช้ไฟฟ้าแล้วเป็นเงินจำนวน 14,971 ล้านบาท ซึ่งเมื่อนำมาปรับลดภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับไว้แทนผู้ใช้ไฟฟ้า ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2565 จำนวน 150,268 ล้านบาท จะทำให้ส่วนต่างค่า AF สะสมประจำรอบเดือนมกราคม - เมษายน 2566 คงเหลือ 135,297 ล้านบาท ซึ่งยกมาคำนวณประมาณการค่า F_t เดือน กันยายน – ธันวาคม 2566 เพื่อเรียกเก็บเงินต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ค้างสะสมคืนให้ กฟผ. ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 221.23 สตางค์ต่อหน่วย ดังนั้น ผลการคำนวณประมาณการค่า Ft งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จึงเท่ากับ 249.81 สตางค์ต่อหน่วย ลดลงจากข้อเสนอของ กฟผ. จำนวน 5.24 สตางค์ต่อหน่วย โดยจะทำให้ค่า F_t เพิ่มขึ้น 158.62 สตางค์ต่อหน่วย จากระดับ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย ในปัจจุบัน

ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t ตามรายงานของ กฟผ.	ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า Ft ตามรายงานของ กฟผ.

ซึ่งการคำนวณจากสูตรการคำนวณค่า F_t ตามการปรับปรุงที่ กกพ. เห็นชอบ เป็นดังนี้

$$\text{ประมาณการค่า } F_t \text{ ขายปลีก}_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 66}} = \frac{\text{FAC}_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 66}} + \text{AF}_{\text{ก.ย.64 - เม.ย. 66}}}{\text{EU}_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 66}}}$$

$$= \frac{(+17{,}479) + (+135{,}297)}{61{,}158} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= \frac{+17{,}479}{61{,}158} + \frac{+135{,}297}{61{,}158} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= +28.58 + +221.23 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

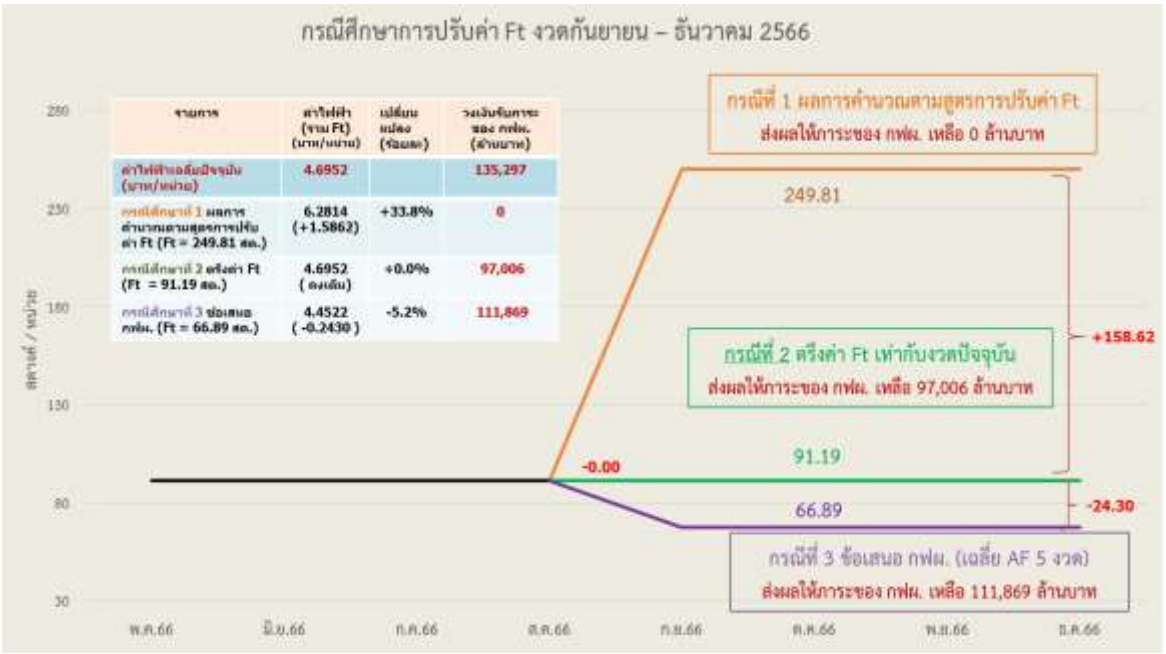
$$= +249.81 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

4.2 จากการคำนวณดังกล่าว กกพ. ได้พิจารณา โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง สามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนด รวมทั้ง สถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในปัจจุบันมีแนวโน้มที่อ่อนค่าลงจากที่ประมาณการไว้ประมาณ 1 บาทต่อเหรียญสหรัฐ และราคา Spot LNG นำเข้าที่ ปตท. จัดหาได้จริงเดือนกันยายน 2566 เฉลี่ยเท่ากับ 14.53 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ซึ่งสูงกว่าที่ใช้ในการประมาณการค่า Ft เดือนกันยายน –ธันวาคม 2566 และมีแนวโน้มที่ราคา Spot LNG เดือนตุลาคม – ธันวาคม 2566 จะสูงขึ้นอีก เนื่องจากเข้าสู่ช่วงฤดูหนาว ทำให้มีภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้าไม่แน่นอนและอาจเพิ่มสูงขึ้นจากรายงานการคำนวณที่ กฟผ. นำเสนอได้ ดังนั้น จึงมอบหมายให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณค่า F_t ตามสูตรการคำนวณตามการพิจารณาของ กกพ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก ในการจ่ายคืนภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง (คงค้าง) กฟผ. สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 เพื่อนำไปรับฟังความคิดเห็นใน 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1: <u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า F_t (จ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างทั้งหมด)</u> ค่า F_t ขายปลีกที่เท่ากับ 249.81 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 28.58 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ทั้งหมด จำนวน 221.23 สตางค์ต่อหน่วย โดย กฟผ. จะได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 - เมษายน 2566 คืนทั้งหมดภายในเดือนธันวาคม 2566 ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 6.28 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 34 จากระดับ 4.70 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 2: <u>กรณีตรึงค่า F_t เท่ากับงวดปัจจุบัน (เท่ากับงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566)</u> ค่า F_t ขายปลีกที่ เท่ากับ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 28.58 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. บางส่วนจำนวน 62.61 สตางค์ต่อหน่วย (คิดเป็นเงิน 38,291 ล้านบาท) โดย กฟผ. จะมีสถานภาพทางการเงินที่ดีขึ้น สามารถการบริหารภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงแทนประชาชนจำนวน 97,006 ล้านบาท และรองรับการเปลี่ยนแปลงราคาพลังงานในตลาดโลก และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงจากที่ประมาณการไว้ รวมทั้ง แนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในหน้าร้อน เดือน มกราคม – เมษายน 2567 ที่คาดว่าจะสูงขึ้นเป็น 36.56 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เท่ากับ 4.70 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศจะคงที่ เท่ากับงวดปัจจุบัน

กรณีที่ 3: <u>กรณีจ่ายคืนภาระต้นทุนคงค้างใน 5 งวด (ข้อเสนอของ กฟผ.)</u> ค่า F_t ขายปลีก เท่ากับ 66.89 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งจะสะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 จำนวน 28.58 สตางค์ต่อหน่วย และเงินเรียกเก็บเพื่อชดเชยต้นทุนคงค้างที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. บางส่วนจำนวน 38.31 สตางค์ต่อหน่วย (คิดเป็นเงิน 23,428 ล้านบาท) เพื่อให้ กฟผ. ได้รับเงินคืนครบภายในเดือนเมษายน 2568 โดย กฟผ. จะต้องบริหารภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงแทนประชาชนจำนวน 111,869 ล้านบาท ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับลดลงเป็น 4.45 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลงร้อยละ 5 จากระดับ 4.70 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน



ทั้งนี้ การปรับค่า F_t ในแต่ละกรณีจะมีผลกระทบต่อภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องบริหารจัดการเพื่อลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า ได้ดังนี้

เทียบ F_t งวดปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าฐานเฉลี่ย 3.78 บาท/หน่วย)	กรณีที่ 1: ผลการคำนวณ ตามสูตรการปรับค่า F_t F_t 249.81 สต./หน่วย	กรณีที่ 2: กรณีตรึงค่า Ft เท่ากับปัจจุบัน F_t 91.19 สต./หน่วย	กรณีที่ 3: ข้อเสนอ กฟผ. เฉลี่ย AF 5 งวด F_t 66.89 สต./หน่วย
ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. คงเหลือ	0 ล้านบาท	97,006 ล้านบาท	111,869 ล้านบาท
ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/หน่วย) ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเปลี่ยนแปลงจากค่า F_t เรียกเก็บงวดปัจจุบัน = 91.19 สต.หน่วย (ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 4.70 บาท/หน่วย)	6.72 +1.59 (+33.8%)	4.70 0.00 (+0.0%)	4.45 -0.24 (-5.2%)

ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย จำแนกตามขนาดการใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษา การปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน) (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (F_t เท่ากับ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย)		**432.44** **4.32** บาท/หน่วย	**1,418.72** **4.73** บาท/หน่วย	**5,132.25** **5.13** บาท/หน่วย
กรณีที่ 1 ค่า F_t เรียกเก็บ 249.81 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 158.62 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	591.06 (+158.62) 5.91 บาท/หน่วย	1,894.58 (+475.86) 6.32 บาท/หน่วย	6,718.45 (+1,586.20) 6.72 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+37%	+34%	+31%
กรณีที่ 2 ค่า F_t เรียกเก็บ 91.19 สตางค์ต่อหน่วย (คงที่ เท่ากับ 4.70 สตางค์ต่อหน่วย)	97,006 ล้านบาท	432.44 (+0.00) 4.32 บาท/หน่วย	1,418.72 (+0.00) 4.73 บาท/หน่วย	5,132.25 (+0.00) 5.13 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+0%	+0%	+0%
กรณีที่ 3 ค่า F_t เรียกเก็บ 66.89 สตางค์ต่อหน่วย (ลดลง 24.30 สตางค์ต่อหน่วย)	**111,869 ล้านบาท**	**408.14** **(-24.30)** **4.08** บาท/หน่วย	**1,345.82** **(-72.90)** **4.49** บาท/หน่วย	**4,889.25** **(-243.00)** **4.89** บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		**-6%**	**-5%**	**-5%**

หมายเหตุ:* ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐที่เกิดขึ้นจริงในรอบเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2566

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 34/2566 (ครั้งที่ 862) เมื่อวันที่ 26 กรกฎาคม 2566 ได้พิจารณาความเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความเห็นด้วยกับกรณีค่า Ft เท่ากับ 66.89 สตางค์ต่อหน่วย มากที่สุด โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ข้อจำกัดด้านสถานภาพทางการเงินของ กฟผ. ที่จะสามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง และสามารถรักษาวินัยทางการเงินการคลังในการชำระคืนเงินกู้ได้ตามกำหนดตลอดจน สถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนในปัจจุบันยังมีแนวโน้มที่ไม่แน่นอน ซึ่งอาจส่งผลทำให้มีภาระตุ้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นได้ ดังนั้น จึงเห็นชอบค่า F_t ขายปลีก สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ที่ 66.89 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับลดลงเป็น 4.45 บาทต่อหน่วย โดยค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศลดลงร้อยละ 5 จากระดับ 4.70 บาทต่อหน่วย ในงวดปัจจุบัน นอกจากนี้ ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

ต่อมา คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ได้เห็นชอบมาตรการลดภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชน โดยให้ (1) กฟผ. รับภาระเงินคงค้างสะสม (AF) สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 แทนประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าไปพลางก่อน และ (2) ให้รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ คิดราคาก๊าซธรรมชาติที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ก๊าซสำหรับภาคไฟฟ้าตามจริงแต่ไม่เกินค่าประมาณการคงที่ตามค่าควบคุม (ประมาณ 304.79 บาทต่อล้านบีทียู) ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 เพื่อรักษาระดับค่าไฟฟ้าที่ 3.99 บาทต่อหน่วย

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 45/2566 (ครั้งที่ 873) เมื่อวันที่ 5 ตุลาคม 2566 ได้พิจารณาผลการคำนวณการปรับอัตราค่า Ft สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ตามข้อเสนอที่ กฟผ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ดำเนินมาตรการลดภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชนตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 จึงมีเห็นชอบค่า F_t ขายปลีก สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2566 ที่ 20.48 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับลดลงเป็น 3.99 บาทต่อหน่วย

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. (คำนวณความแตกต่างของประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐในงวดปัจจุบันและค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐที่กำหนดเป็นฐาน เท่ากับ 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