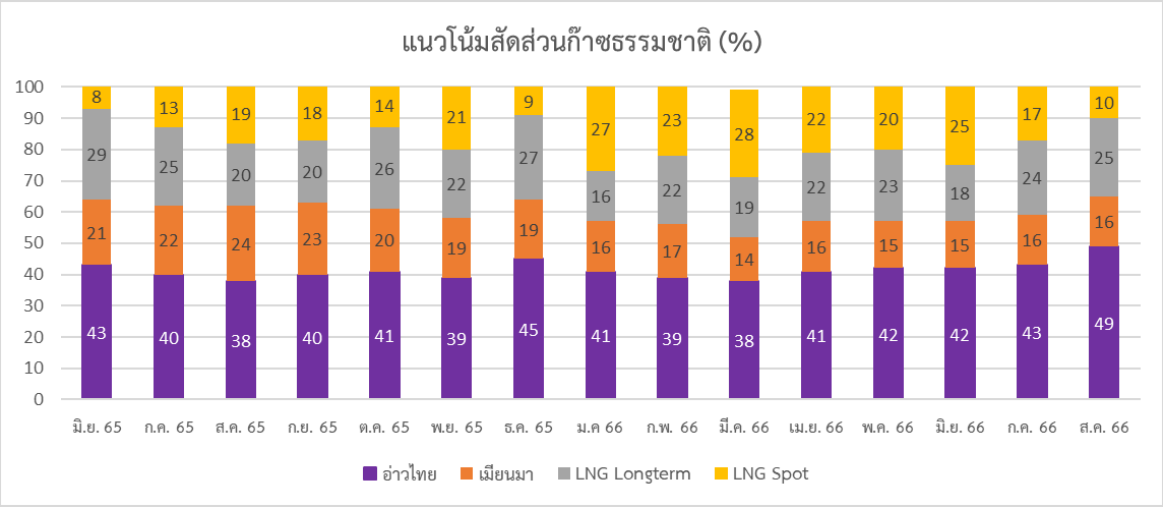
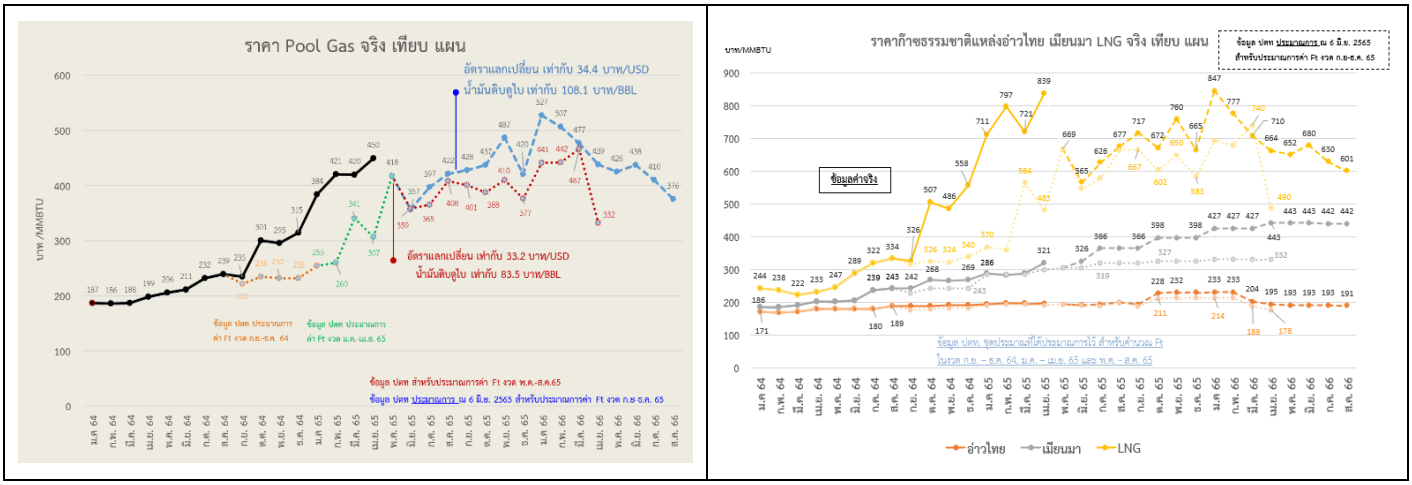
เอกสารการรับฟังความคิดเห็น
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565

ตามที่ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ได้ส่งสัญญาณต่อเนื่องถึงแนวโน้มค่าไฟฟ้าในช่วงที่เหลือของปี 2565 ยังอยู่ในขาขึ้นจากความต้องการพลังงานหลังสถานการณ์ COVID-19 และปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยลดลงต่อเนื่อง จึงจำเป็นต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG แบบสัญญาจร (Spot LNG) ซึ่งเป็นสัญญาระยะสั้นที่มีต้นทุนแพงกว่า จากตลาดโลกมาทดแทนอย่างเร่งด่วน เพื่อให้มีก๊าซธรรมชาติที่เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าและใช้ในภาคอุตสาหกรรมของประเทศตั้งแต่ช่วงไตรมาส 4 ของปี 2564 และต่อเนื่องมาตลอดทั้งปี 2565 ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากแผนเมื่อเดือนกันยายน – ธันวาคม 2564 ที่ 222 - 235 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 235 -315 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง กฟผ. ต้องนำเข้า Spot LNG เพิ่มเติม แม้ว่ามีราคาสูงถึงประมาณ 1,100 – 1,200 บาทต่อล้านบีทียู เพื่อไม่ให้เกิดความขาดแคลนก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า และราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยเพิ่มขึ้นต่อเนื่องจากแผนเดือนมกราคม – เมษายน 2565 ซึ่งอยู่ที่ 222 - 341 บาทต่อล้านบีทียู มาเป็น 384 - 450 บาทต่อล้านบีทียู หรือเพิ่มขึ้นกว่าร้อยละ 32 นอกจากนี้ ภาครัฐได้มีนโยบายให้โรงไฟฟ้าของ กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) เดินเครื่องด้วยน้ำมันอย่างเต็มความสามารถเพื่อช่วยลดปริมาณนำเข้า Spot LNG ที่มีราคาสูงกว่าราคาน้ำมันในการผลิตไฟฟ้า ร่วมกับการนำมาตรการทยอยปรับค่า F_t เพิ่มขึ้นแบบขั้นบันไดเพื่อช่วยบรรเทาผลกระทบของผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนมกราคม – เมษายน 2565 ประกอบกับอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงต่อเนื่อง จากระดับ 32 บาทต่อเหรียญสหรัฐ เป็นกว่า 34 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้ราคานำเข้าพลังงานเพิ่มสูงขึ้นอีกด้วย จากปัจจัยดังกล่าวทำให้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงสูงกว่าค่า F_t ที่ กกพ. อนุมัติให้การไฟฟ้านำไปเรียกเก็บค่าไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศในเดือน กันยายน – ธันวาคม 2564 และเดือนมกราคม – เมษายน 2565 เป็นเงินจำนวน 38,943 ล้านบาท และ 44,067 ล้านบาท ตามลำดับ รวมทั้งสิ้น 83,010 ล้านบาท

สำหรับแนวโน้มสถานการณ์แหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยยังคงลดลง รวมทั้ง ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาได้แจ้งลดการผลิตในช่วงเดือนตุลาคม 2565 เป็นต้นไป จึงส่งผลให้ต้องมีการจัดหา Spot LNG จำนวนมากอย่างต่อเนื่อง และยังคงมีราคาที่สูงประมาณ 877 - 991 บาทต่อล้านบีทียู ทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติโดยรวมคาดการณ์ว่าจะเพิ่มขึ้นเป็น 420 – 487 บาทต่อล้านบีทียู ส่งผลให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นโดยไม่อาจหลีกเลี่ยงได้





จากปัจจัยดังกล่าวได้ส่งผลต่อเนื่องมาถึงต้นทุนเชื้อเพลิงและประมาณการต้นทุนเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลต่อการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ในช่วงเดือน กันยายน - ธันวาคม 2565 ที่พุ่งสูงไปถึง 236.97 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 212.20 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดปัจจุบัน โดยแบ่งเป็น การประมาณต้นทุนค่าเชื้อเพลิงล่วงหน้าในการผลิตไฟฟ้าเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และต้นทุนเชื้อเพลิงที่เกิดขึ้นจริงในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่เดือน กันยายน 2564 - เมษายน 2565 ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) รับภาระต้นทุนแทนผู้ใช้ไฟฟ้าแล้วประมาณ 83,010 ล้านบาท หรือคิดเป็นต้นทุนที่ กฟผ.แบกรับไว้ประมาณ 143.54 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งมีสาเหตุหลักมาจากราคาเชื้อเพลิงที่ส่วนใหญ่คือค่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้นกว่าที่ได้ใช้ประมาณการล่วงหน้าไว้ โดยเฉพาะสัดส่วนการนำเข้า Spot LNG มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นไปถึง 21% ในช่วงปลายปี 2565 เนื่องจากยังคงจำเป็นต้องใช้ทดแทนก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่มีสัดส่วนลดลงเหลือ 39% และทดแทนก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาที่ลดเหลือเพียง 19% ในขณะที่ราคา Spot LNG ยังคงอยู่ในระดับที่สูงกว่า 900 บาทต่อล้านบีทียู ส่งผลให้ราคา LNG ในภาพรวมจะสูงขึ้นจากที่คาดการณ์ไว้เดิมคือ 583 – 667 บาทต่อล้านบีทียู เป็น 665 – 760 บาทต่อล้านบีทียู ส่งผลให้ประมาณการราคาก๊าซธรรมชาติโดยรวมในช่วงเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 สูงขึ้นเป็น 420 – 487 บาทต่อล้านบีทียู หรือเพิ่มขึ้นประมาณ 30% จากประมาณการชุดเดิมในเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 ที่คาดการณ์ไว้เท่ากับ 377 – 401 บาทต่อล้านบีทียู

กกพ. ในการประชุมครั้งที่ 31/2565 (ครั้งที่ 798) เมื่อวันที่ 29 มิถุนายน 2565 และครั้งที่ 32/2565 (ครั้งที่ 799) เมื่อวันที่ 6 กรกฎาคม 2565 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่า F_t สำหรับงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 โดยพิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนที่ยังคงมีแนวโน้มอ่อนค่าลงเป็น 34.40 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบที่มีค่าสูงขึ้นจาก 83.7 เป็น 108.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล รวมทั้ง สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาที่เริ่มลดลงตามความสามารถของผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติเริ่มส่งผลกระทบในช่วงปลายปี 2565 เป็นต้นไป โดยก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและเมียนมายังคงลดลงต่อเนื่อง ทำให้จำเป็นต้องนำเข้า LNG ในตลาดโลกที่มีราคาสูงกว่า 900 บาทต่อล้านบีทียู มาทดแทนในปริมาณมาก เพื่อให้เพียงพอต่อการใช้ก๊าซธรรมชาติไปถึงปี 2567 ในขณะที่สงครามรัสเซีย-ยูเครนยังไม่ยุติ ซึ่งเป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่อยู่นอกเหนือการควบคุมจากความไม่สมดุลของพลังงานในต่างประเทศ ทำให้คาดว่าค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ายังคงมีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังนั้น กกพ. จึงให้สำนักงาน กกพ. นำผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า Ft ตามรายงานของ กฟผ. และกรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก เดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 3 กรณี พร้อมทั้ง ประเมินผลกระทบ

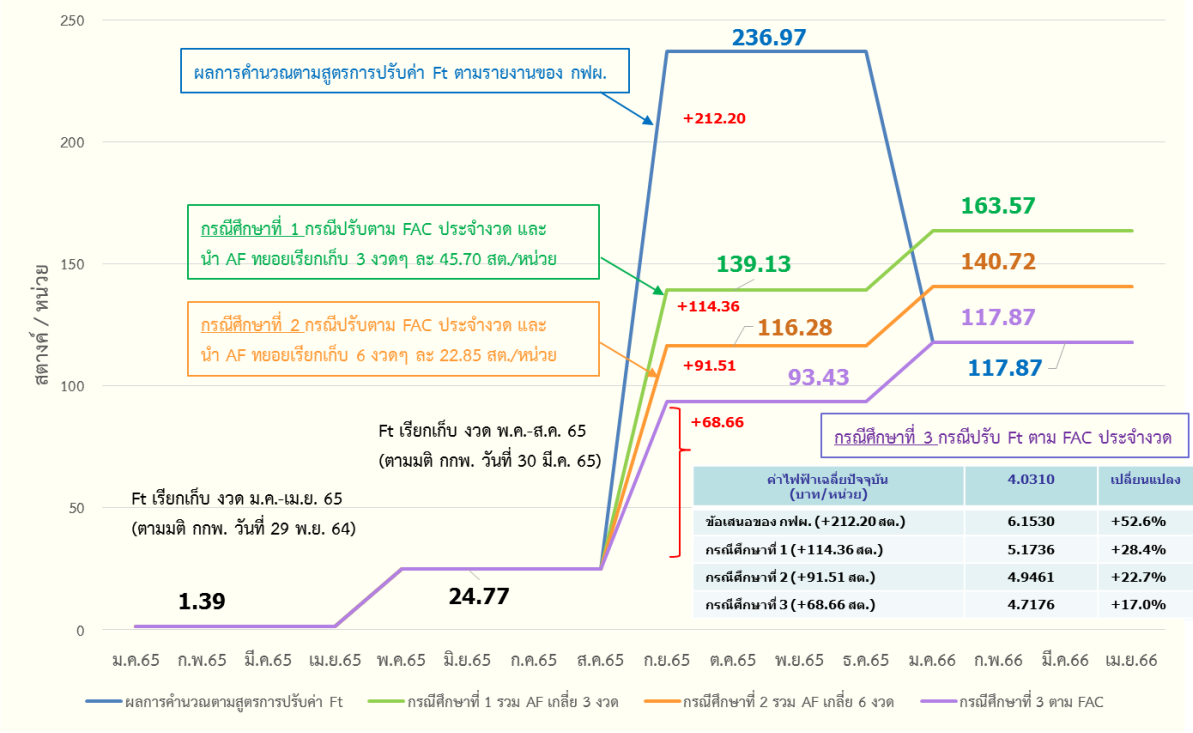
ต่อผู้ใช้ไฟฟ้าและสถานะทางการเงินของ กฟผ. ในแต่ละกรณี ไปรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียเพื่อนำมาประกอบการพิจารณาต่อไป ดังนี้

<u>ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า Ft ตามรายงานของ กฟผ.</u> ค่า F_t ขายปลีก เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ 236.97 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 6.12 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 53 โดยจะทำให้ กฟผ. ได้รับเงินที่รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนใน 2 งวดก่อนหน้า รวมทั้งหมดจำนวน 83,010 ล้านบาท คืนภายในเดือน ธันวาคม 2565

<u>กรณีศึกษาที่ 1</u> ค่า F_t ขายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในช่วงที่ผ่านมาบางส่วนจำนวน 45.70 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับ กฟผ. เพื่อให้ได้รับเงินคืนครบภายใน 1 ปี โดยมีค่า F_t เท่ากับ 139.13 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.17 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 28 โดย กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ต้องบริหารจัดการแทนประชาชนจำนวน 56,581 ล้านบาท

<u>กรณีศึกษาที่ 2</u> ค่า F_t ขายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในช่วงที่ผ่านมาบางส่วนจำนวน 22.85 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับ กฟผ. เพื่อให้ได้รับเงินคืนครบภายใน 2 ปี โดยมีค่า F_t เท่ากับ 116.28 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.95 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 23 โดย กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ต้องบริหารจัดการแทนประชาชนจำนวน 69,796 ล้านบาท

<u>กรณีศึกษาที่ 3</u> ค่า F_t ขายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.72 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 17 โดย กฟผ. จะต้องรับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนจำนวน 83,010 ล้านบาท



ต่อมา กฟผ. ได้มีหนังสือแจ้งความเห็นเพิ่มเติมว่า เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า Ft ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าและลดผลกระทบต่อสภาพคล่องของ กฟผ. เห็นควรปรับค่า Ft ตามกรณีศึกษาที่ 3 คือให้สะท้อนต้นทุน FAC งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ที่ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 68.66 สตางค์ต่อหน่วยเมื่อเทียบกับค่า Ft เรียกเก็บในงวดปัจจุบัน โดย กฟผ. จะรับภาระค่า AF แทนผู้ใช้ไฟฟ้าไปก่อน

ทั้งนี้ การปรับค่า F_t ที่เพิ่มขึ้นจะมีผลกระทบต่อภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องรับภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นแทนผู้ใช้ไฟฟ้า และผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ดังนี้

กรณีศึกษา การปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชน* (ล้านบาท)	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน (F_t เท่ากับ 24.77 สตางค์ต่อหน่วย)		**366.02**	**1,233.06**	**4,481.65**
		3.66 บาท/หน่วย	**4.11** บาท/หน่วย	**4.48** บาท/หน่วย
ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า Ft ตามรายงานของ กฟผ. ค่า F_t เรียกเก็บ 236.97 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 212.2 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	578.22 (+212.20) 5.78 บาท/หน่วย	1,869.66 (+636.60) 6.23 บาท/หน่วย	6,603.65 (+2,122.00) 6.60 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+58%	+52%	+47%
กรณีศึกษาที่ 1. ค่า F_t เรียกเก็บ 139.13 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 114.36 สตางค์ต่อหน่วย)	56,581 ล้านบาท	480.38 (+114.36) 4.80 บาท/หน่วย	1,576.14 (+343.08) 5.25 บาท/หน่วย	5,625.25 (+1,143.60) 5.63 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+31%	+28%	+26%
กรณีศึกษาที่ 2. ค่า F_t เรียกเก็บ 116.28 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 91.51 สตางค์ต่อหน่วย)	69,796 ล้านบาท	457.53 (+91.51) 4.57 บาท/หน่วย	1,507.59 (+274.53) 5.03 บาท/หน่วย	5,396.75 (+915.10) 5.40 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+25%	+22%	+20%
กรณีศึกษาที่ 3. ค่า F_t เรียกเก็บ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 68.66 สตางค์ต่อหน่วย)	83,010 ล้านบาท	434.68 (+68.66) 4.34 บาท/หน่วย	1,439.04 (+205.98) 4.80 บาท/หน่วย	5,168.25 (+686.60) 5.17 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+19%	+17%	+15%

หมายเหตุ:* ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงรอบเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2565

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณและหลักการคำนวณค่า F_t ตามองค์ประกอบของสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ตามเอกสารแนบ 1 และเอกสารแนบ 2

ทั้งนี้ เนื่องจากสถานการณ์ราคาพลังงานที่ยังคงผันผวนอย่างต่อเนื่อง ทำให้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติหน่วยสุดท้าย หรือ Spot LNG ที่ต้องนำเข้ามีราคาสูงกว่า 900 บาทต่อล้านบีทียู ส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นทุกๆ หน่วยจะสูงถึง 7 - 8 บาทต่อหน่วย ดังนั้น สำนักงาน กกพ. จึงขอความร่วมมือคนไทยทุกคนช่วยกันประหยัดและลดการใช้ไฟฟ้าลง เพื่อช่วยให้ประเทศไทยลดการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันจากต่างประเทศที่มีราคาสูง และทุกหน่วยไฟฟ้าที่ลดลงจะช่วยลดค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของเราทุกคนได้อีกด้วย

ผู้สนใจสามารถแสดงความคิดเห็นและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการ**ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565** มายังคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ตั้งแต่วันที่ 12 – 25 กรกฎาคม 2565

แสดงความคิดเห็น

เอกสารแนบ 1
รายละเอียดการคำนวณประกอบเอกสารการรับฟังความคิดเห็น
เรื่อง ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)
สำหรับงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ในการประชุมครั้งที่ 31/2565 (ครั้งที่ 798) เมื่อวันที่ 29 มิถุนายน 2565 และครั้งที่ 32/2565 (ครั้งที่ 799) เมื่อวันที่ 6 กรกฎาคม 2565 ได้พิจารณาผลการคำนวณประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) สำหรับงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 ซึ่งมีค่าอยู่ที่ 236.97 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 212.20 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ

(1) ประมาณการต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้า ประจำงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน (FAC) และสะท้อนสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนอ่อนที่ค่าลง และราคาเชื้อเพลิงที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องตามราคาพลังงานในตลาดโลกในปัจจุบันซึ่งได้รับผลกระทบจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครน จำนวน 93.43 สตางค์ต่อหน่วย

(2) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงซึ่งเพิ่มขึ้นจากปัจจัยอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง และราคาเชื้อเพลิงที่ส่วนใหญ่คือค่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้นกว่าที่ได้ใช้ประมาณการล่วงหน้าไว้ ส่งผลให้ค่า F_t ที่เก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าได้จริงต่ำกว่าค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงมาก ในช่วงเดือน กันยายน – ธันวาคม 2564 ส่วนต่างดังกล่าวคิดเป็นเงินจำนวน 38,943 ล้านบาท และช่วงเดือน มกราคม – เมษายน 2565 จำนวน 44,067 ล้านบาท ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้รับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นดังกล่าวไว้รวมจำนวน 83,010 ล้านบาท จึงขอนำมาคำนวณค่า F_t เพื่อเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในรอบเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ 143.54 สตางค์ต่อหน่วย

โดย กกพ. ได้พิจารณาสถานการณ์อัตราแลกเปลี่ยนที่มีแนวโน้มอ่อนตัวต่อเนื่อง และราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในตลาดโลก เพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่ลดลงในช่วงเปลี่ยนผ่านสัมปทาน และก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาที่เริ่มลดลงตามความสามารถของผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยราคา LNG ยังมีราคาสูงและมีความผันผวน รวมทั้ง ได้พิจารณากรณีศึกษาการปรับค่า F_t ขายปลีก สำหรับการเรียกเก็บในงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 ใน 3 กรณี โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และสถานะทางการเงินของ กฟผ. ให้สามารถดำเนินกิจการได้อย่างมั่นคงและต่อเนื่อง ดังนี้

<u>กรณีศึกษาที่ 1</u> ค่า F_t ขายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในช่วงที่ผ่านมาบางส่วนจำนวน 45.70 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับ กฟผ. เพื่อให้ได้รับเงินคืนครบภายใน 1 ปี โดยมีค่า F_t เท่ากับ 139.13 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 5.17 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 28 โดย กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ต้องบริหารจัดการแทนประชาชนจำนวน 56,581 ล้านบาท

<u>กรณีศึกษาที่ 2</u> ค่า F_t ขายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 จำนวน 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในช่วงที่ผ่านมาบางส่วนจำนวน 22.85 สตางค์ต่อหน่วย ให้กับ กฟผ. เพื่อให้ได้รับเงินคืนครบภายใน 2 ปี โดยมีค่า F_t เท่ากับ 116.28 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.95 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 23 โดย กฟผ. จะมีภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ต้องบริหารจัดการแทนประชาชนจำนวน 69,796 ล้านบาท

<u>กรณีศึกษาที่ 3</u> ค่า F_t ขายปลีก ที่สะท้อนแนวโน้มต้นทุนประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้ค่าไฟฟ้า (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ปรับเพิ่มขึ้นเป็น 4.72 บาทต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 17 โดย กฟผ. จะต้องรับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าแทนประชาชนจำนวน 83,010 ล้านบาท

โดยมีรายละเอียดของการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) รอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ เทียบกับประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 ซึ่งใช้สมมุติฐานราคาน้ำมันดิบ 83.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยน 33.2 บาทต่อเหรียญสหรัฐ) เป็นดังนี้

1.	สมมุติฐานในการประมาณการที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) นำเสนอ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 คาดว่าเท่ากับ 57,831 ล้านหน่วย ลดลงจากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565) 4,563 ล้านหน่วย (ลดลงร้อยละ 7.31)

1.1 การจัดหาพลังงานไฟฟ้า (Net Generation) : อ้างอิงประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2565 จากค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าระยะสั้น ปี 2563-2570 ของทั้ง 3 การไฟฟ้าตามมติคณะทำงานจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2564 ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 มีการผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 64,091 ล้านหน่วย ลดลง 4,640 ล้านหน่วย จากประมาณการงวดก่อนหน้า (เดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2565) ซึ่งอยู่ที่ 68,731 ล้านหน่วย หรือลดลงร้อยละ 6.75

1.2 อัตราแลกเปลี่ยน: ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย 1 เดือนย้อนหลังก่อนทำประมาณการ (1-31 พฤษภาคม 2565) เท่ากับ 34.40 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อ้างอิงข้อมูลจากธนาคารแห่งประเทศไทยเป็นฐานในการประมาณการ ซึ่งอ่อนค่าจากประมาณการในการจัดทำค่า F_t ที่ กฟผ. นำเสนอในงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 ซึ่งอ้างอิงข้อมูลเฉลี่ยเดือนมกราคม 2565) ที่ประมาณการไว้ที่ 33.20 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อยู่ 1.20 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อราคานำเข้าเชื้อเพลิงและไฟฟ้าจากต่างประเทศที่เพิ่มสูงขึ้น

1.3 การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า:

(1) ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยรวมทุกแหล่ง (รวมค่าผ่านท่อ) ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 คาดว่าเท่ากับ 481.98 บาทต่อล้านบีทียู ปรับตัวเพิ่มขึ้น 59.62 บาทต่อล้านบีทียู หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 เมื่อเทียบกับประมาณการในงวดที่ผ่านมา ซึ่งประมาณการไว้ที่ 422.36 บาทต่อล้านบีทียู เป็นผลมาจากราคาน้ำมันในตลาดโลกที่เพิ่มขึ้นจาก 83.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล มาเป็น 108.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงมาอยู่ที่ 34.40 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ตลอดจน ปริมาณนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) มีจำนวนมากขึ้น เพื่อชดเชยปริมาณก๊าซธรรมชาติต้นทุนต่ำในอ่าวไทย (ราคาคาดการณ์ 194 - 232 บาทต่อล้านบีทียู) ที่ลดลง เนื่องจากเป็นช่วงปลายสัมปทาน รวมทั้ง ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในเมียนมา (ราคาคาดการณ์ 336 - 398 บาทต่อล้านบีทียู) ได้แจ้งลดปริมาณตามสัญญาลงร้อยละ 15 ในเดือนตุลาคม 2565 และลดลงรวมร้อยละ 22 ในเดือนธันวาคม 2565 จึงจำเป็นจะต้องจัดหา LNG เพิ่มขึ้นเพื่อให้เพียงพอกับการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศสูงถึงร้อยละ 36 - 42 ของปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติรวมของประเทศ ประกอบด้วย LNG ที่มีสัญญาอยู่เดิม (Long-term LNG) ร้อยละ 20 - 27 โดยมีราคาคาดการณ์ 520 - 531 บาทต่อล้านบีทียู และจัดหาเพิ่มเติมแบบสัญญาจร (Spot LNG) ร้อยละ 9 - 21 โดยมีราคาคาดการณ์สูงถึง 874 - 991 บาทต่อล้านบีทียู (ประเมินราคานำเข้า Spot LNG อยู่ที่ 25.4 - 28.8 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู)

(2) ราคาน้ำมันเตาเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 คาดว่าเท่ากับ 20.50 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 1.42 บาทต่อลิตร

(3) ราคาน้ำมันดีเซล เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 คาดว่าเท่ากับ 28.13 บาทต่อลิตร ปรับตัวเพิ่มขึ้น 2.33 บาทต่อลิตร

(4) ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ยเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 คาดว่าราคาเฉลี่ยเท่ากับ 4,052.74 บาทต่อตัน เพิ่มขึ้น 375.00 บาทต่อตัน

ตารางที่ 1. เปรียบเทียบสมมุติฐานราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยแต่ละประเภท ที่ใช้ในการคำนวณค่า F_t ในค่าไฟฟ้าฐาน และประมาณการเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2565 กับประมาณการเดือน กันยายน - ธันวาคม 2565

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ค่าไฟฟ้าฐาน พ.ย. 58 [1]	ประมาณการ		เปลี่ยนแปลง [3]-[1]	เปลี่ยนแปลง [3]-[2]
			พ.ค. – ส.ค. 65 [2]	ก.ย. – ธ.ค. 65 [3]		
- ราคาก๊าซธรรมชาติ ทุกแหล่ง* (รวมค่าผ่านท่อ)	บาท/ล้านบีทียู	289.30	422.36	481.98	+192.68 (+67%)	+59.62 (+14%)
- ราคาน้ำมันเตา	บาท/ลิตร	15.20	19.08	20.50	+5.30 (+35%)	+1.42 (+7%)
- ราคาน้ำมันดีเซล**	บาท/ลิตร	25.86	25.80	28.13	+2.27 (+9%)	+2.33 (+9%)
- ราคาลิกไนต์ (กฟผ.)***	บาท/ตัน	569.70	693.00	693.00	+123.30 (+22%)	0.00 (0%)
- ราคาถ่านหินนำเข้าเฉลี่ย (IPPs)	บาท/ตัน	2,825.70	3,678.74	4,052.74	+1,227.04 (+43%)	+375.00 (+10%)

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 6 มิถุนายน 2565

หมายเหตุ * รวมก๊าซจากอ่าวไทย JDA เมียนมา LNG น้ำพอง และลานกระบือ

** รวมโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และ IPPs

*** ปรับราคาถ่านลิกไนต์เพิ่มขึ้นตามราคาต้นทุนการผลิตถ่าน (Production Cost) ปี 2556 ตั้งแต่เดือนมกราคม 2559 เป็นต้นมา

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

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 คาดว่าจะลดลง 4,639.71 ล้านหน่วย ในขณะที่ราคาเชื้อเพลิงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นเนื่องมาจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง และราคาพลังงานในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล (EFC) รวมเท่ากับ 213,951 ล้านบาท ลดลงได้เพียง 647 ล้านบาท จากประมาณการงวดที่ผ่านมา (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565) ซึ่งประมาณการไว้ที่ 214,598 ล้านบาท ตามปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง ในขณะที่ราคาพลังงานเพิ่มขึ้น

2.1 ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน : การผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยคิดเป็นร้อยละ 53.14 ของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งลดลงจากงวดก่อนหน้า (งวดพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 สัดส่วนการใช้อยู่ที่ร้อยละ 55.11) รองลงมา เป็นการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาวและมาเลเซีย) คิดเป็นร้อยละ 19.23

ในขณะที่ เชื้อเพลิงถ่านหินลิกไนต์ (โรงไฟฟ้า กฟผ.) และถ่านหินนำเข้า (โรงไฟฟ้า BLCP + GOC) มีสัดส่วนการใช้เพิ่มขึ้นเล็กน้อยมาอยู่ที่ร้อยละ 9.28 และร้อยละ 9.04 ตามลำดับ สำหรับสัดส่วนที่เหลือจะเป็นการใช้เชื้อเพลิงพลังน้ำ (กฟผ.) ร้อยละ 2.59 น้ำมันเตา (กฟผ. และ IPP) ร้อยละ 0.01 น้ำมันดีเซล (กฟผ. และ IPP)

ร้อยละ 0.00 และอื่นๆ ร้อยละ 6.70 ทำให้ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 มีมูลค่าเท่ากับ 198,862 ล้านบาท และมีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมเท่ากับ 64,091 ล้านหน่วย

ตารางที่ 2 การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า (Generation Mix)

ประเภท	ประมาณการ พ.ค. – ส.ค. 65 [1]		ประมาณการ ก.ย. – ธ.ค. 65 [2]		เปรียบเทียบ [2]-[1]	สัดส่วนเปลี่ยนแปลง [2]-[1]
	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน	ล้านหน่วย	สัดส่วน
พลังน้ำ (กฟผ.)	1,771.26	2.58%	1,662.07	2.59%	-109.19	0.01%
น้ำมันเตา (กฟผ. + IPPs)	8.00	0.01%	5.14	0.01%	-2.86	0.00%
ลิกไนต์ (กฟผ.)	5,716.25	8.32%	5,950.43	9.28%	+234.17	0.96%
ถ่านหินนำเข้า (BLCP + GOC-T1)	5,551.55	8.08%	5,796.36	9.04%	+244.80	0.96%
ก๊าซธรรมชาติ (กฟผ.+IPPs+SPPs)	37,877.94	55.11%	34,059.19	53.14%	-3,818.74	-1.97%
น้ำมันดีเซล (กฟผ. + IPPs)	133.43	0.19%	0.79	0.00%	-132.65	-0.19%
ลาว	13,321.71	19.38%	12,294.99	19.18%	-1,026.72	-0.20%
- พลังน้ำ, ลาว	9,190.83	13.37%	8,690.26	13.56%	-500.57	0.19%
- ลิกไนต์, ลาว	4,130.88	6.01%	3,604.73	5.62%	-526.16	-0.39%
มาเลเซีย	55.44	0.08%	30.24	0.05%	-25.20	-0.03%
อื่นๆ	4,295.14	6.25%	4,291.82	6.70%	-3.32	0.45%
รวม	**68,730.73**	**100%**	**64,091.02**	**100%**	**-4,639.71**	

2.2 ประมาณการค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Policy Expense: PE) ในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 คาดว่าจะรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายของรัฐ (Adder/FiTa) และค่าใช้จ่ายในส่วนของกองทุนพัฒนาไฟฟ้า รวมเป็นเงินประมาณ 15,089 ล้านบาท หรือเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (57,831 ล้านหน่วย) เท่ากับ 26.09 สตางค์ต่อหน่วย ลดลง 2.10 สตางค์ต่อหน่วย จากงวดเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 ซึ่งได้ประมาณการไว้ที่ 28.19 สตางค์ต่อหน่วย เนื่องจากหน่วยรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน หน่วยผลิตไฟฟ้า และหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าที่ลดลง

2.3 รวมค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (EFC) :

(1) ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. ค่าซื้อไฟฟ้าจากเอกชน 198,862 ล้านบาท

(2) ค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ 15,089 ล้านบาท

รวม **213,951 ล้านบาท**

ตารางที่ 3 เปรียบเทียบประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐบาล ประมาณการเดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 กับประมาณการเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565

รายการ	พ.ค.65-ส.ค.65 (แผน)	ก.ย.65-ธ.ค.65 (แผน)	เปลี่ยนแปลง (%)
หน่วยผลิตและซื้อไฟฟ้า, ล้านหน่วย	**68,731**	**64,091**	**-7%**
หน่วยรับซื้อไฟฟ้า	47,273	43,011	-9%
หน่วยผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.	21,458	21,080	-2%
ประมาณการหน่วยจำหน่าย, ล้านหน่วย (EU)	**62,394**	**57,831**	**-7%**
ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**197,011**	**198,862**	**+1%**
ค่าซื้อไฟฟ้า, ล้านบาท	**156,801**	**154,369**	**-2%**
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPPs)	57,085	53,042	-7%
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPPs)	73,261	77,000	+5%
ค่าซื้อไฟฟ้าจากลาวและมาเลเซีย	26,411	24,257	-8%
อื่นๆ (คีรีธาร)	44	70	+59%
ค่าเชื้อเพลิง กฟผ., ล้านบาท	**40,210**	**44,493**	**+11%**
น้ำมันเตา	51	34	-33%
น้ำมันดีเซล	589	21	-96%
ก๊าซธรรมชาติ	36,160	40,875	+13%
ลิกไนต์	3,410	3,563	+4%
การค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ, ล้านบาท	**17,587**	**15,089**	**-14%**
ประมาณการค่าซื้อไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายตามนโยบายฯ, ล้านบาท	**214,598**	**213,951**	**-0%**

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ข้อมูล ณ 6 มิถุนายน 2565

3. ข้อเสนอการประมาณการค่า F_t ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงฐาน (Fuel Adjustment Cost: FAC) เท่ากับ 54,031 ล้านบาท หรือ +93.43 สตางค์ต่อหน่วย

3.1.1 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (Estimated Fuel Cost: EFC) (ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง) ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ตามข้อ 2.3 มีมูลค่าเท่ากับ **213,951 ล้านบาท**

3.1.2 ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ (ค่าเชื้อเพลิงฐาน) ที่คำนวณในค่าไฟฟ้าฐาน (Base Fuel Cost: BFC) ที่ประกาศใช้เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2558 เท่ากับ 256.83 สตางค์ต่อหน่วยขายส่ง หรือคิดเป็นมูลค่า BFC สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ **159,920 ล้านบาท** (ประมาณการหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. เท่ากับ 62,267 ล้านหน่วย)

3.1.3 ดังนั้น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 จึง**สูงกว่าค่าเชื้อเพลิงฐาน เท่ากับ 54,031 ล้านบาท** ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การคำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565

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. 65	44,493	154,369	10,098	4,289	702	15,089	213,951	(1)
หน่วยจำหน่าย กฟผ. (หน่วยขายส่ง) เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 (ES)						**(ล้านหน่วย)**	62,267	(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						(สตางค์/หน่วยขายส่ง)	**256.83**	(3)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐ ในค่าไฟฟ้าฐาน (BFC)						**(ล้านบาท)**	159,920	(4)=(3)x(2)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายนโยบายของรัฐที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน (FAC)						**(ล้านบาท)**	+54,031	(5)=(1)-(4)
หน่วยจำหน่ายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ (EU) เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565						(ล้านหน่วย)	57,831	(6)
ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ**ที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐาน** หรือ FAC เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565						(สตางค์/หน่วยขายปลีก)	**+93.43**	(7)=(5)/(6)

3.2 การปรับปรุงส่วนต่างค่า F_t (Accumulated Factor: AF)

กฟผ. ได้นำเสนอค่า AF สะสมที่เกิดขึ้นจริงตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 – เมษายน 2565 ซึ่งเป็นผลมาจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ที่เกิดขึ้นจริง กับค่าประมาณการที่ กกพ. เห็นชอบให้เรียกเก็บในแต่ละงวด รวมทั้งสิ้น 83,010 ล้านบาท หรือคิดเป็น +143.54 สตางค์ต่อหน่วย สำหรับประกอบการคำนวณประมาณการค่า F_t เดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 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 และเงินผลประโยชน์จากการบริหารจัดการ Take or Pay รวมจำนวน 18,731 ล้านบาทมาช่วยลดผลกระทบของค่า F_t แล้วก็ตาม โดยราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดดจาก 292 เป็น 419 บาทต่อล้านบีทียู รวมทั้ง จำเป็นต้องให้โรงไฟฟ้า กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชนผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซล

เพิ่มขึ้นอย่างเต็มความสามารถ เพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติแหล่งอ่าวไทยที่ลดลงจากแผนถึงประมาณร้อยละ 9 นอกจากนี้ มาตรการทยอยปรับค่า F_t แบบขั้นบันไดในช่วงที่ผ่านมา เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่ทำให้ค่า F_t ที่ประกาศเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าที่ควรจะเป็นประมาณ 5.79 สตางค์ต่อหน่วย (ประมาณ 3,426 ล้านบาท)

ตารางที่ 5 การคำนวณ AF สะสมยกไป งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565

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 (AF ยกไปคำนวณสำหรับรอบ ก.ย. – ธ.ค. 65)
		(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	-18,731	-31.85	+44,883	+76.33	+817	+1.39	+44,067
รวม AF สะสม 2 งวด										**+83,010**

3.3 ผลการคำนวณค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565

ประมาณการค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ขายปลีก หรือค่าไฟฟ้าผันแปรประจำงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565

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

โดยที่: (1) FAC (Fuel Adjustment Cost) หรือ ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายรัฐ ในเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเชื้อเพลิงในค่าไฟฟ้าฐาน เท่ากับ **+54,031 ล้านบาท หรือเท่ากับ +93.43 สตางค์ต่อหน่วย** ตามข้อ 3.1

(2) AF (Accumulated Factor) หรือยอดสะสมยกมา ซึ่งเกิดจากส่วนต่างของประมาณการค่า F_t ที่เรียกเก็บกับค่า F_t ที่เกิดขึ้นจริง ในงวดกันยายน – ธันวาคม 2564 และงวดมกราคม – เมษายน 2565 รวมเป็นเงิน**เท่ากับ +83,010 ล้านบาท หรือคิดเป็น 143.54 สตางค์ต่อหน่วย** ตามข้อ 3.2

(3) EU (End Use) คือ ประมาณการหน่วยขายปลีกที่ กฟน. กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรงในงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ **57,831 ล้านหน่วย**

ซึ่งคำนวณจากสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{ประมาณการค่า } F_t \text{ ขายปลีก}_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 65}} = \frac{\text{FAC}_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 65}} + \text{AF}_{\text{ก.ย.64-เม.ย. 65}}}{\text{EU}_{\text{ก.ย.-ธ.ค. 65}}}$$

$$= \frac{(+54{,}031) + (+83{,}010)}{57{,}831} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

$$= \frac{+54{,}031}{57{,}831} + \frac{+83{,}010}{57{,}831} \text{ ล้านบาท / ล้านหน่วย}$$

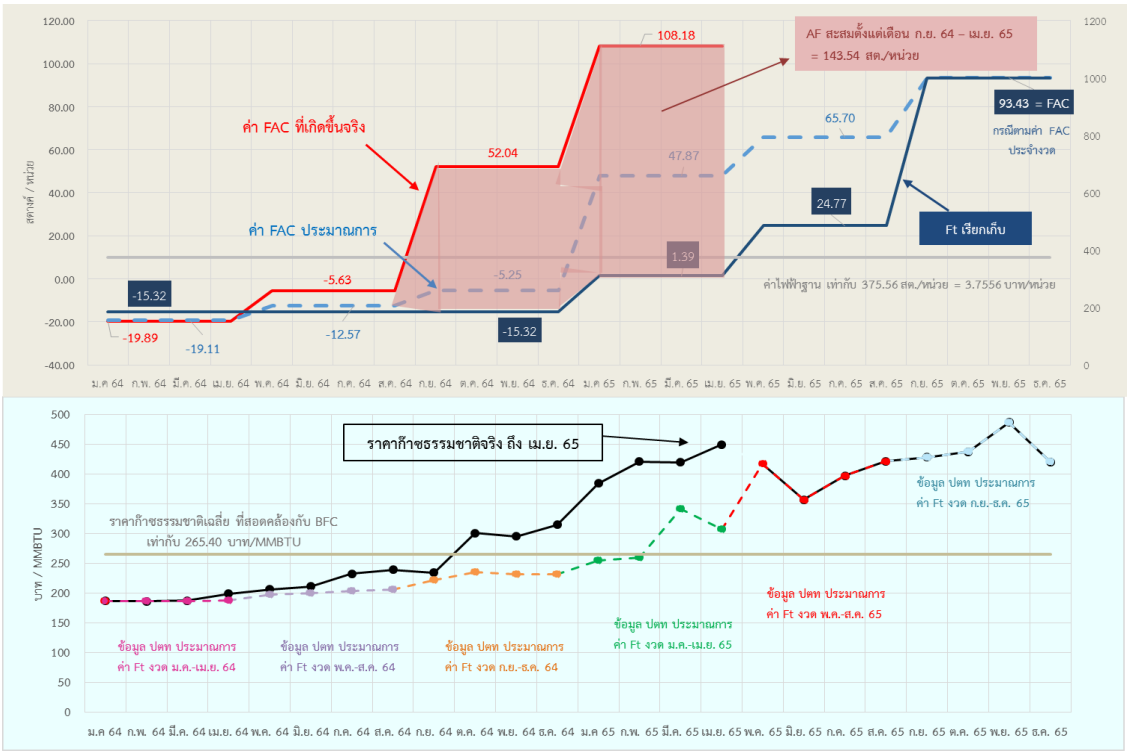
$$= +93.43 + +143.54 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

$$= +236.97 \text{ สตางค์/หน่วย}$$

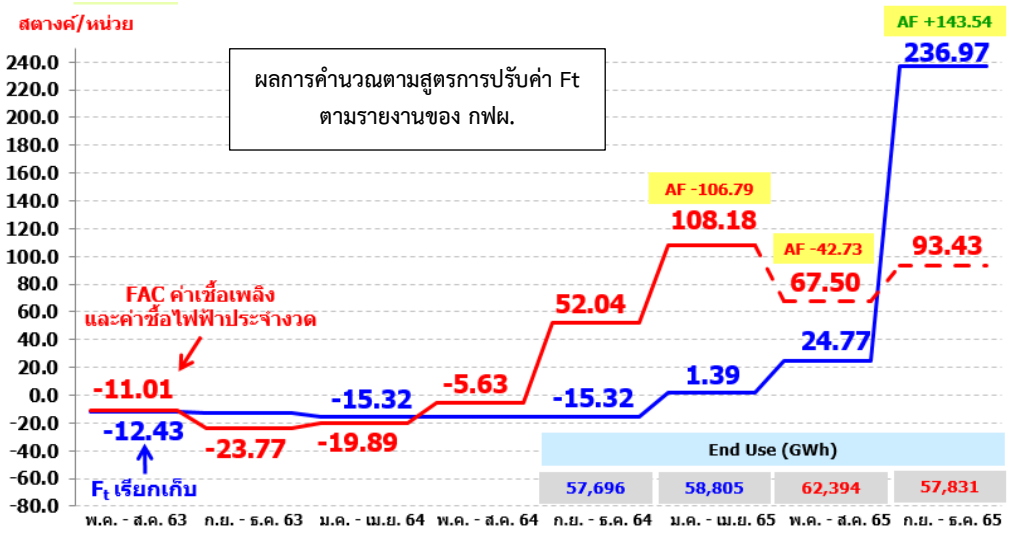
4. การพิจารณาค่า F_t สำหรับงวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565

4.1 ในการพิจารณาปรับค่า F_t เรียกเก็บ ที่ผ่านมาของ กกพ. ได้คำนึงถึงผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค COVID-19 จึงได้พิจารณาตรึงค่า F_t ในปี 2564 ทั้งนี้ ในช่วงปลายปี 2564 ได้เกิดสถานการณ์การขาดแคลนก๊าซธรรมชาติต้นทุนถูกจากแหล่งอ่าวไทยอย่างกะทันหัน จึงทำให้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ต้นทุนที่สูงกว่ามาใช้ทดแทนอย่างเร่งด่วน ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยมีค่าพุ่งสูงขึ้นจากที่เคยประมาณการไว้ ต่อเนื่องจนถึงปี 2565 โดย กกพ. ได้พิจารณามาตรการช่วยเหลือของทางภาครัฐต่างๆ มาช่วยลดผลกระทบของค่าไฟฟ้าที่ปรับตัวสูงขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ตลอดจนนำมาตรการขึ้นค่า F_t เรียกเก็บแบบขั้นบันไดมาใช้ตั้งแต่งวดเดือนมกราคม – เมษายน 2565 และงวดพฤษภาคม – สิงหาคม 2565 จึงทำให้ค่า F_t เรียกเก็บ อยู่ที่ 1.39 สตางค์ต่อหน่วย และ 24.77 สตางค์ต่อหน่วย ตามลำดับ

ทั้งนี้ ราคาก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงมีค่าสูงกว่าที่ได้ประมาณการไว้ ทำให้เกิดเป็นยอดเงินภาระสะสม AF ตั้งแต่เดือนกันยายน 2564 ถึง เมษายน 2565 เป็นจำนวนเงิน 83,010 ล้านบาท หรือคิดเป็น 143.54 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเกิดจากค่าใช้จ่ายในการผลิตและซื้อไฟฟ้าจริงที่สูงกว่าแผนในรอบเดือนมกราคม – เมษายน 2565 ประมาณ 44,067 ล้านบาท รวมกับจำนวนเงิน 38,943 ล้านบาท ซึ่งเป็นยอดเงินที่ กฟผ. รับภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงที่สูงกว่าแผนในช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2564 แทนผู้ใช้ไฟฟ้าตามนโยบายของกระทรวงพลังงาน ที่ให้ชะลอการนำยอดเงินดังกล่าว มารวมในการประมาณการของงวดก่อน (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565)



กกพ. ได้พิจารณาค่า F_t สำหรับเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ในสถานการณ์ราคาพลังงานที่ยังคงปรับตัวสูงขึ้น และอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงในเดือนพฤษภาคม 2565 สำหรับใช้ในการคำนวณครั้งนี้ตามที่ กฟผ. เสนอ และพบว่า ประมาณการค่า F_t รอบเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ 236.97 สตางค์ต่อหน่วย ประกอบด้วย ประมาณการค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ประจำรอบเดือน กันยายน – ธันวาคม 2565 ที่สูงขึ้นจากค่าไฟฟ้าฐาน (FAC) เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย รวมกับ AF ที่ กฟผ. รับภาระอยู่ในขณะนี้ เท่ากับ 143.54 สตางค์ต่อหน่วย โดยเมื่อเปรียบเทียบค่า F_t ที่คำนวณได้เท่ากับ 236.97 สตางค์ต่อหน่วย กับค่า F_t ที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน (เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2565) พบว่าเพิ่มขึ้น 212.20 สตางค์ต่อหน่วย

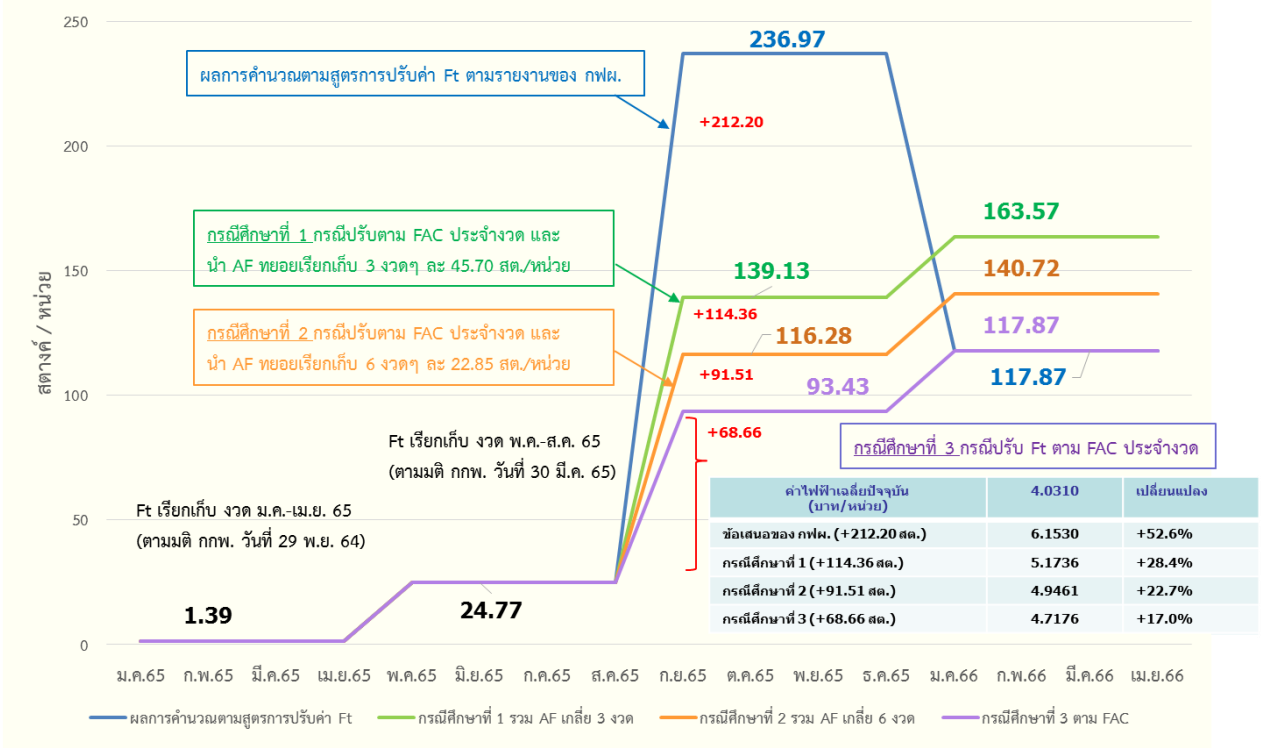


4.2 กกพ. ได้พิจารณาแนวโน้มค่า F_t ในรอบต่อไปบนสมมุติฐานอัตราแลกเปลี่ยนและราคาพลังงานในสถานการณ์ปัจจุบัน และพบว่าประมาณการค่า F_t รอบเดือนมกราคม – เมษายน 2566 มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จากสถานการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นประกอบกับสัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยและเมียนมายังคงลดลงตามแผนของผู้ผลิต และราคานำเข้า LNG เพิ่มเติมยังคงมีราคาสูง รวมทั้ง ได้พิจารณาสถานะทางการเงินของ กฟผ. ในปัจจุบันซึ่งรับภาระต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้าที่สูงขึ้นเป็นจำนวนกว่า 83,010 ล้านบาท โดย กฟผ. อยู่ระหว่างเสนอขอรับการสนับสนุนวงเงินกู้เพื่อเสริมสภาพคล่องจากภาครัฐ ดังนั้น เมื่อพิจารณาต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นต่อเนื่อง และสถานะทางการเงินของ กฟผ. แล้ว กกพ. จึงเห็นควรพิจารณากรณีศึกษาแนวทางในการทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนให้กับ กฟผ. บางส่วนใน 3 กรณี ดังนี้

(1) กรณีศึกษาที่ 1 ปรับค่า F_t เพิ่มขึ้นตามแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนให้ กฟผ. ภายใน 1 ปี โดยทยอยเรียกเก็บในค่า F_t งวดละ 45.70 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่า F_t ที่เรียกเก็บเท่ากับ 139.13 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นจากปัจจุบัน (24.77 สตางค์ต่อหน่วย) เท่ากับ 114.36 สตางค์ต่อหน่วย

(2) กรณีศึกษาที่ 2 ปรับค่า F_t เพิ่มขึ้นตามแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย และทยอยเรียกเก็บเงินเพื่อชดเชยต้นทุนให้ กฟผ. ภายใน 2 ปี โดยทยอยเรียกเก็บในค่า F_t งวดละ 22.85 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่า F_t ที่เรียกเก็บเท่ากับ 116.28 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นจากปัจจุบัน (24.77 สตางค์ต่อหน่วย) เท่ากับ 91.51 สตางค์ต่อหน่วย

(3) กรณีศึกษาที่ 3 ปรับค่า F_t เพิ่มขึ้นตามแนวโน้มต้นทุนเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 เท่ากับ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้นจากปัจจุบัน (24.77 สตางค์ต่อหน่วย) เท่ากับ 68.66 สตางค์ต่อหน่วย โดยยังไม่มีการเรียกเก็บคืนเงินชดเชยต้นทุนให้ กฟผ.



ต่อมา กฟผ. ได้มีหนังสือแจ้งความเห็นเพิ่มเติมว่า เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบค่า Ft ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าและลดผลกระทบต่อสภาพคล่องของ กฟผ. เห็นควรปรับค่า Ft ตามกรณีศึกษาที่ 3 คือให้สะท้อนต้นทุน FAC งวดเดือนกันยายน – ธันวาคม 2565 ที่ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย หรือเพิ่มขึ้น 68.66 สตางค์ต่อหน่วยเมื่อเทียบกับค่า Ft เรียกเก็บในงวดปัจจุบัน โดย กฟผ. จะรับภาระค่า AF แทนผู้ใช้ไฟฟ้าไปก่อน

ทั้งนี้ การปรับค่า F_t ที่เพิ่มขึ้นจะมีผลกระทบต่อภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. จะต้องบริหารจัดการเพื่อลดผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของผู้ใช้ไฟฟ้า และผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ดังนี้

กรณีศึกษา การปรับค่า F_t ขายปลีก (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	ภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ที่รับภาระแทนประชาชน*	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (บาท/เดือน)		
		100 หน่วย	300 หน่วย	1,000 หน่วย
ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน (F_t เท่ากับ 24.77 สตางค์ต่อหน่วย)		**366.02**	**1,233.06**	**4,481.65**
		3.66 บาท/หน่วย	**4.11 บาท/หน่วย**	**4.48 บาท/หน่วย**
ผลการคำนวณตามสูตรการปรับค่า Ft ตามรายงานของ กฟผ. ค่า F_t เรียกเก็บ 236.97 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 212.2 สตางค์ต่อหน่วย)	0 ล้านบาท	578.22 (+212.20) 5.78 บาท/หน่วย	1,869.66 (+636.60) 6.23 บาท/หน่วย	6,603.65 (+2,122.00) 6.60 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+58%	+52%	+47%
กรณีศึกษาที่ 1. ค่า F_t เรียกเก็บ 139.13 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 114.36 สตางค์ต่อหน่วย)	56,581 ล้านบาท	480.38 (+114.36) 4.80 บาท/หน่วย	1,576.14 (+343.08) 5.25 บาท/หน่วย	5,625.25 (+1,143.60) 5.63 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+31%	+28%	+26%
กรณีศึกษาที่ 2. ค่า F_t เรียกเก็บ 116.28 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 91.51 สตางค์ต่อหน่วย)	69,796 ล้านบาท	457.53 (+91.51) 4.57 บาท/หน่วย	1,507.59 (+274.53) 5.03 บาท/หน่วย	5,396.75 (+915.10) 5.40 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+25%	+22%	+20%
กรณีศึกษาที่ 3. ค่า F_t เรียกเก็บ 93.43 สตางค์ต่อหน่วย (เพิ่มขึ้น 68.66 สตางค์ต่อหน่วย)	83,010 ล้านบาท	434.68 (+68.66) 4.34 บาท/หน่วย	1,439.04 (+205.98) 4.80 บาท/หน่วย	5,168.25 (+686.60) 5.17 บาท/หน่วย
เปลี่ยนแปลง		+19%	+17%	+15%

หมายเหตุ:* ภาระต้นทุนข้างต้น ยังไม่ได้พิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงรอบเดือน พฤษภาคม – สิงหาคม 2565

นอกจากนี้ กกพ. ได้มอบหมายให้ กฟผ. พิจารณาดำเนินการบริหารจัดการเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในประเทศและที่นำเข้าจากต่างประเทศ เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเต็มความสามารถ

เอกสารแนบ 2
หลักการคำนวณค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

1 ความเป็นมาทางนโยบาย

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