

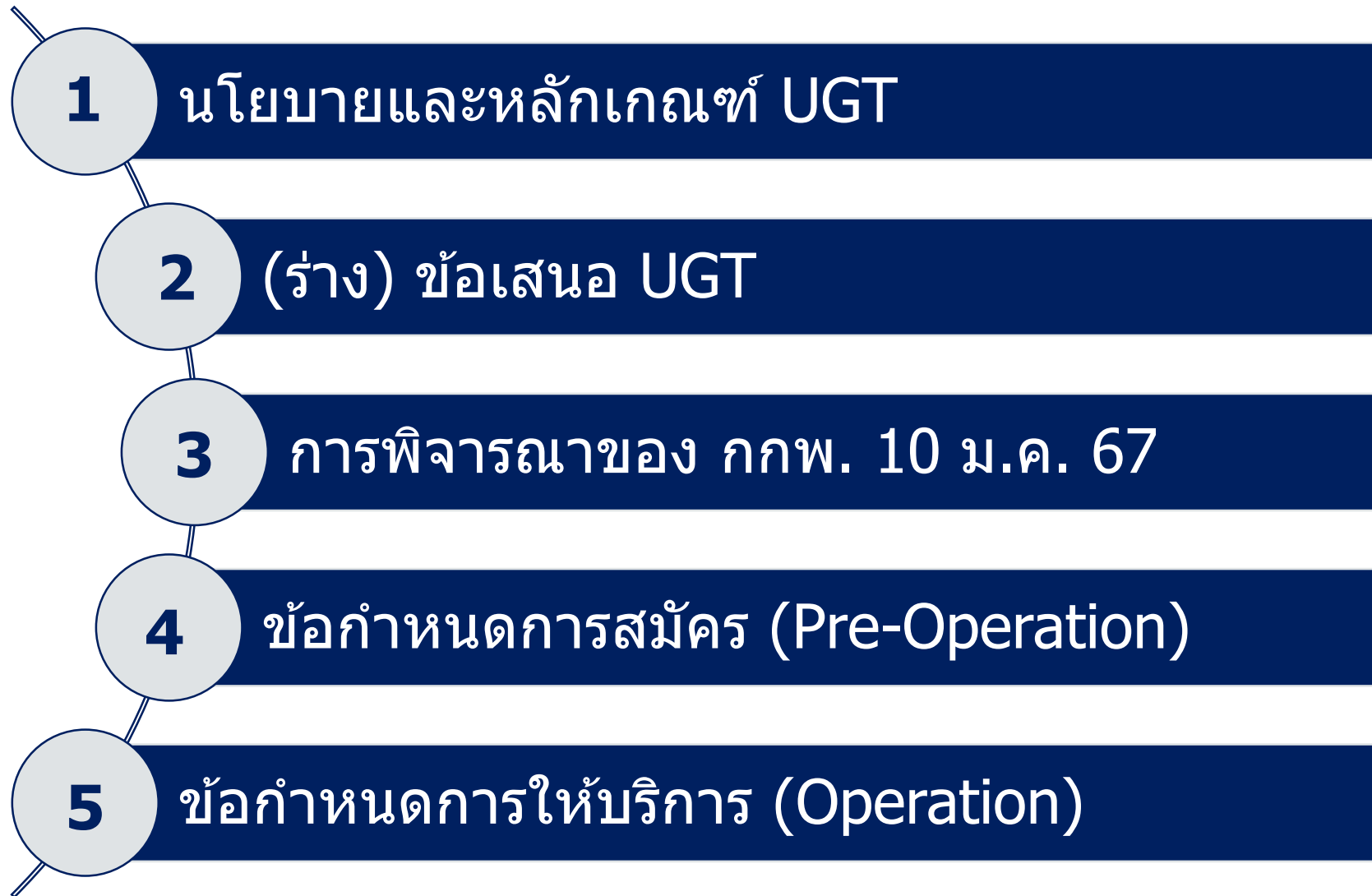
การรับฟังความคิดเห็น
เรื่อง
“(ร่าง) ข้อเสนออัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว
(Utility Green Tariff: UGT)”
ระหว่างวันที่ 16-31 มกราคม 2567

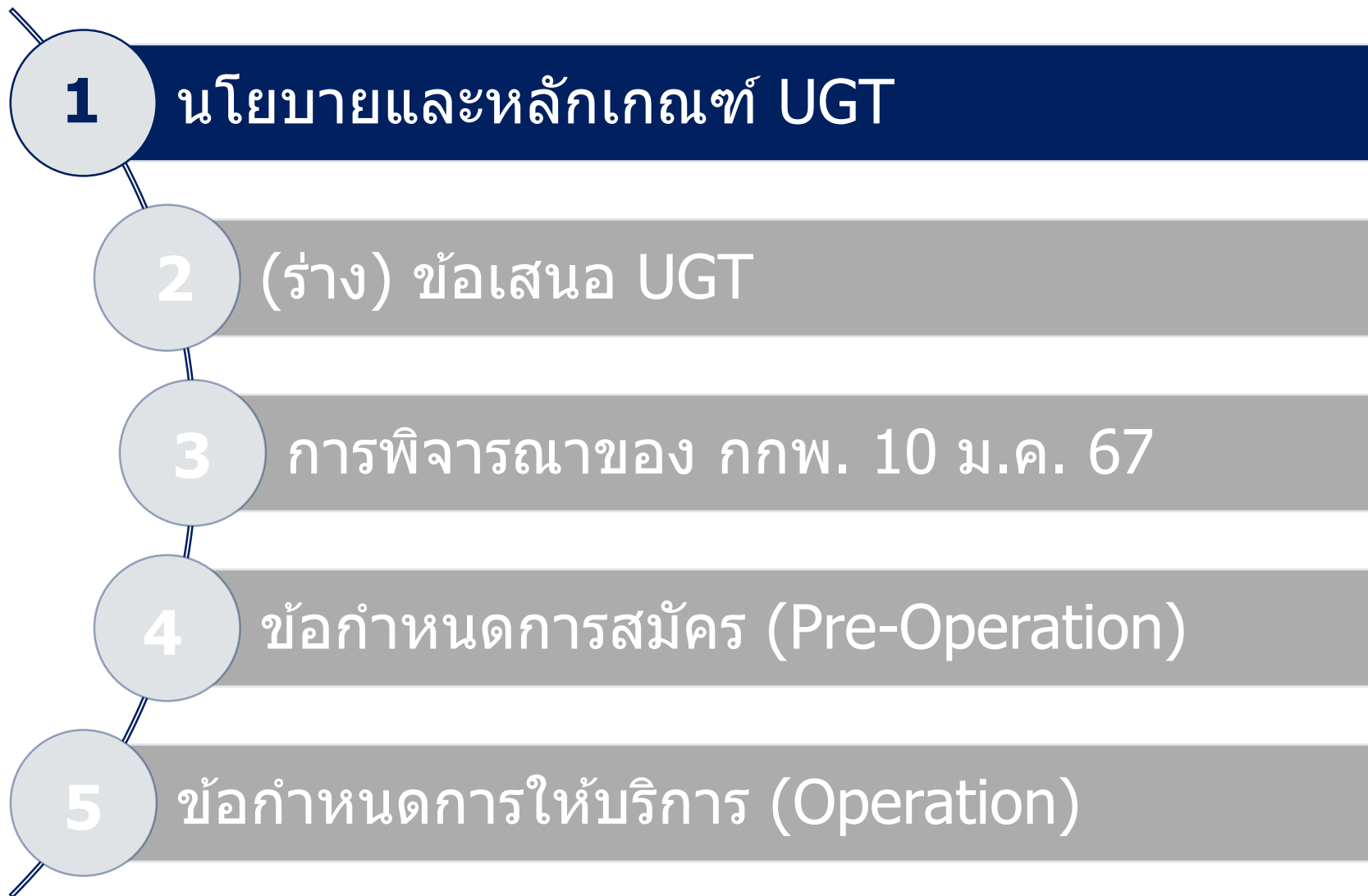


สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

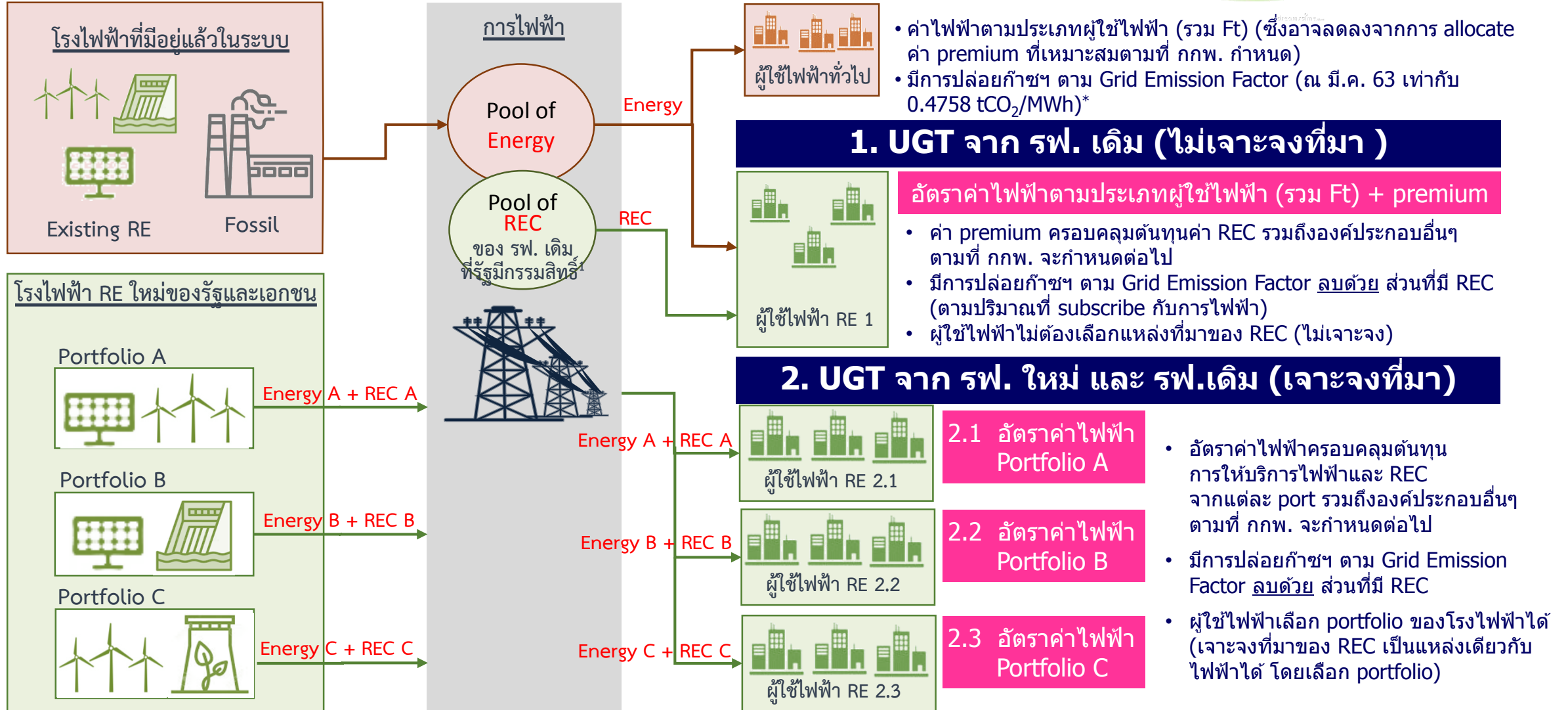
กรุณา Scan QR Code เพื่อแสดงความคิดเห็น
หรือกรอกข้อมูลในกล่องข้อมูล
ในหน้ารับฟังความคิดเห็นทางเว็บไซต์ (16-31 ม.ค. 2567)







อัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว (Utility Green Tariff: UGT)



* ในปี 2565 ค่า Grid Emission Factor ของประเทศไทยอยู่ที่ประมาณ $0.407 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$

หลักเกณฑ์การกำหนด UGT (กกพ. ประกาศราชกิจจานุเบกษาวันที่ 8 ม.ค. 67)

UGT 1

ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่เจาะจงโรงไฟฟ้าในการขอรับบริการ (ไม่ระบุรายชื่อโรงไฟฟ้าใน ESA)

UGT แบบไม่เจาะจงที่มา: $UGT1 = \text{อัตราค่าไฟฟ้าตามปกติรวม } F_t + \text{Premium}$

Premium: $P = P_{REC} + P_A$

โดยที่:

P_{REC} = ราคาตลาดของ REC

P_A = ค่าบริหารจัดการและค่าตอบแทนการดำเนินงาน
ของการไฟฟ้าแต่ละแห่งเกี่ยวกับ REC

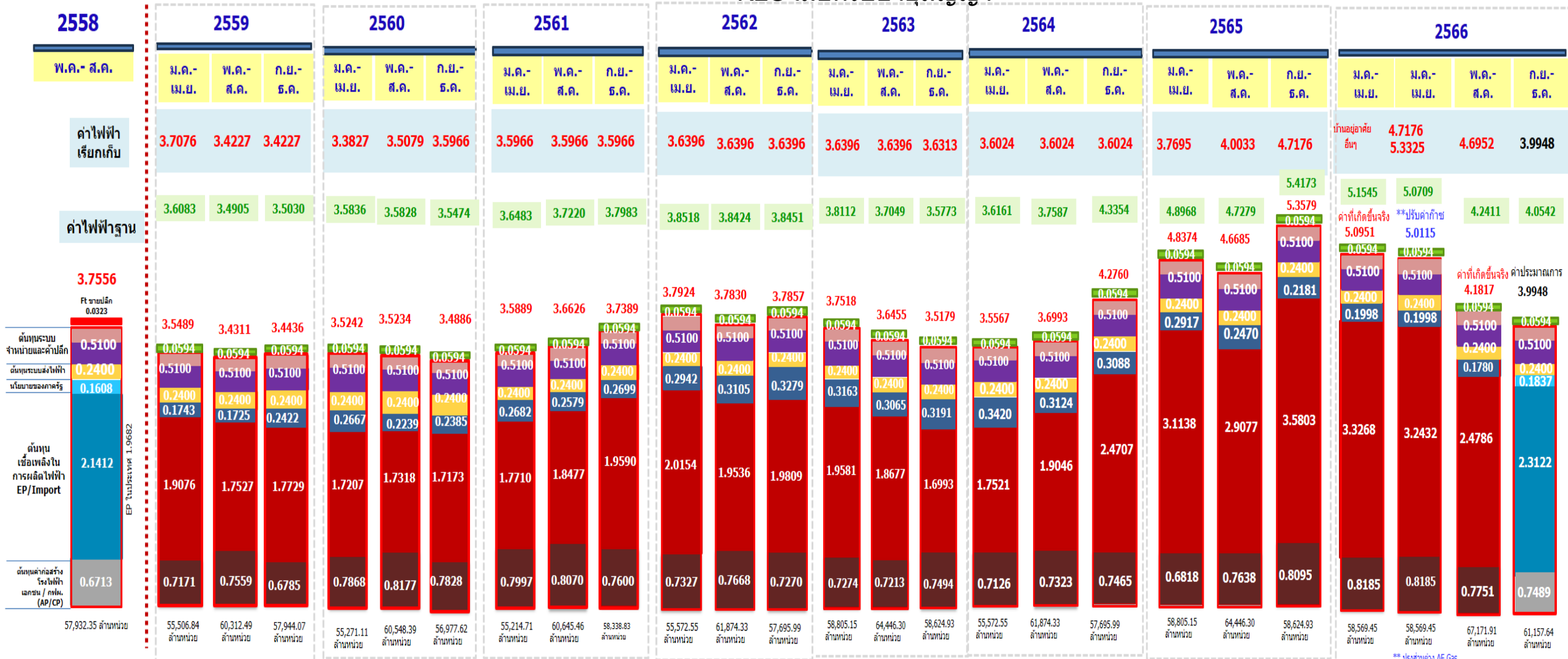
- ✓ ผู้ใช้ไฟฟ้ากำหนดปริมาณที่ขอรับบริการสีเขียวเป็น block ซึ่งมีขนาดตามที่ผู้ให้บริการกำหนดภายใต้สัญญาการให้บริการไฟฟ้าระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้าและการไฟฟ้าผู้ให้บริการ (Electricity Supply Agreement: ESA)
- ✓ การสมัครใช้บริการและระยะเวลาการขอรับบริการ ให้เป็นไปตามที่กำหนดใน ESA
- ✓ ผู้ให้บริการไฟฟ้าสีเขียวจะจัดหาและเคลม REC ให้ผู้ที่เลือกใช้อัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวรูปแบบนี้ทั้งหมด โดยผู้ขอใช้บริการจะไม่สามารถเลือกสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทหรือเจาะจงแหล่งที่มาของการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ (ใน ESA ไม่ระบุแหล่งที่มา)
- ✓ ให้ค่า Premium เป็นรายได้ภายใต้การกำกับ และให้มีการปรับปรุงการกำหนดค่า Premium ให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงและการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพรวมถึงส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน เมื่อสิ้นปีปฏิทินสำหรับใช้เรียกเก็บในปีถัดไป

อธิบายหลักการคิดค่าไฟฟ้า UGT1

UGT 1 = ค่าไฟฟ้า Ft + Premium (P)

โดยที่ P = ราคาตลาด REC + ค่าบริหารจัดการ

- โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามปกติ และมีค่า Premium เพิ่มเติม
- ราคาแปรผันตามค่าไฟฟ้าปกติซึ่งมีค่าเชื้อเพลิงฟอสซิล
- ระยะเวลาของสัญญาสั้น มีการปรับปรุงค่า Premium ตามราคาตลาดของ REC เมื่อครบอายุสัญญา



สูตรการคำนวณ
ตามหลักเกณฑ์
การกำหนด UGT2

$$\text{UGT2 Wholesale} = \text{Fixed Rate Wholesale (F}_W\text{)} + \text{Variable Rate V}_W$$

$$F_W = G + T + A_W$$

$$V_W = PE_W + AF_W$$

$$\text{UGT2 Retail} = \text{Fixed Rate Retail (F}_R\text{)} + \text{Variable Rate V}_R$$

$$F_R = F_W (1+d) + D + A_R$$

$$V_R = V_W (1+d) + PE_R + AF_R$$

คำอธิบายองค์ประกอบของ UGT2

ตัวแปร	G			T	D	A		PE		AF	
	(1) ค่าซื้อไฟฟ้า	(2) ค่าบริการของระบบ				A _W	A _R	PE _W	PE _R	AF _W	AF _R
		(2.1) ค่ากำลังไฟฟ้า	(2.2) ค่าพลังงานไฟฟ้า								
คำอธิบาย	ค่าซื้อไฟฟ้า จาก Portfolio ที่ถูกค้า เลือก (รวม Loss)	ค่ากำลังไฟฟ้า ของระบบ (Dependable Capacity)	ค่าพลังงานไฟฟ้า สีน้ำตาลที่รับจาก ระบบไฟฟ้า รวม ค่าจัดหา REC เพิ่มเติม ในกรณีที่ ใช้ไฟฟ้าเกินจากที่ portfolio ผลิตได้	ค่าบริการ ระบบส่ง ไฟฟ้า (ปรับตามรอบ ค่าไฟฟ้าฐาน)	ค่าบริการ ระบบ จำหน่าย ไฟฟ้า (ปรับตามรอบ ค่าไฟฟ้าฐาน)	ค่าใช้จ่ายดำเนินการและ บริหารจัดการ รวม ผลตอบแทนการดำเนินงาน ระดับขายส่งและขายปลีก (ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับ REC, ค่า platform, ฯลฯ) (ปรับตามรอบค่าไฟฟ้าฐาน)	ค่าใช้จ่ายตามนโยบายใน ระดับขายส่ง และขายปลีก (เงินนำส่งเข้ากองทุนพัฒนา ไฟฟ้าสำหรับใบอนุญาตผลิต ไฟฟ้า + ค่า Adder และ FITa (Legacy) ที่จ่ายให้ SPP, VSPP + ค่าใช้จ่ายตามนโยบายอื่นๆ) (ปรับทุก 4 เดือน ตามรอบ F ₂)	Adjustment Factor กำหนดจาก ค่าซื้อไฟฟ้าและต้นทุนในการ ให้บริการพลังงานไฟฟ้าและ พลังงานไฟฟ้าพร้อม REC สำหรับแต่ละ Portfolio ที่ แตกต่างจากสมมติฐานในการ กำหนดค่า G (ปรับทุก 4 เดือน ตามรอบ F ₂)			

ปรับทุก 4 เดือน ด้วย AF (ตามรอบ Ft)

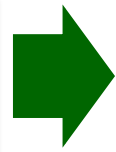
ปรับตามรอบการปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน

ปรับทุก 4 เดือน (ตามรอบ Ft)

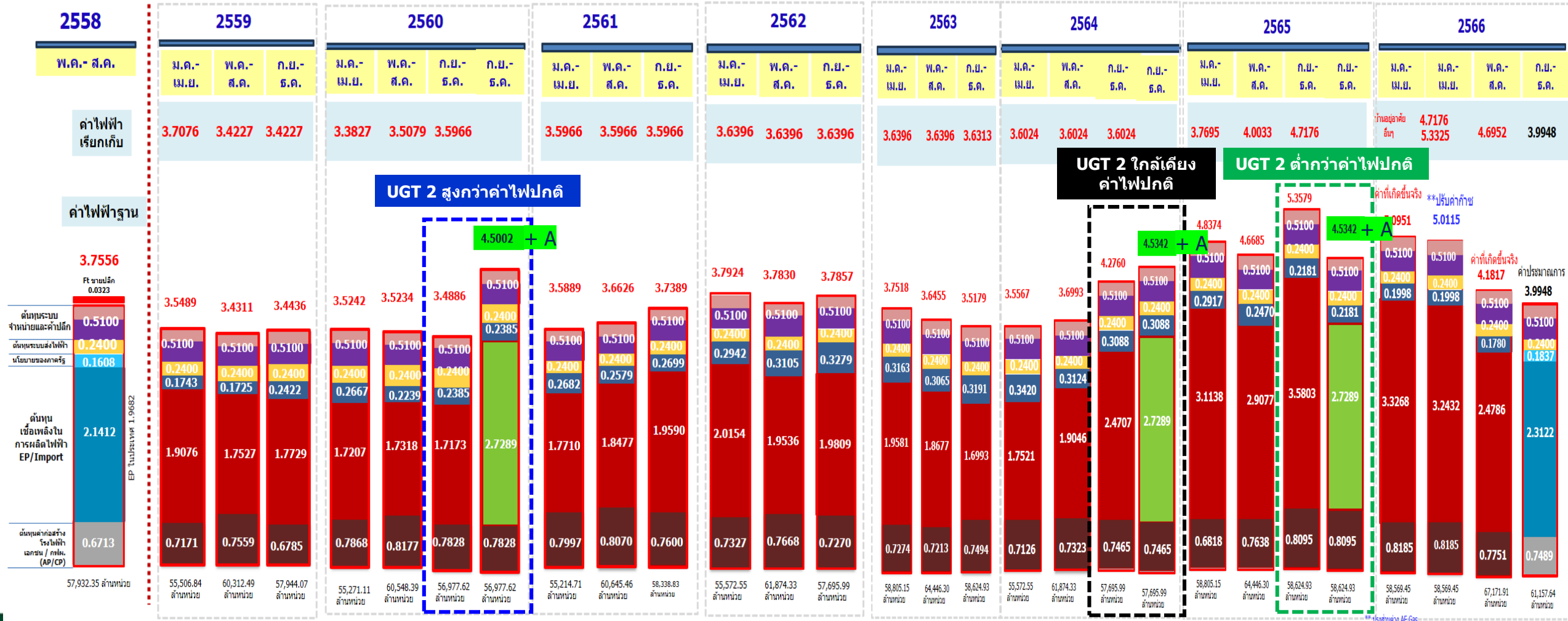
อธิบายหลักการคิดค่าไฟฟ้า UGT2



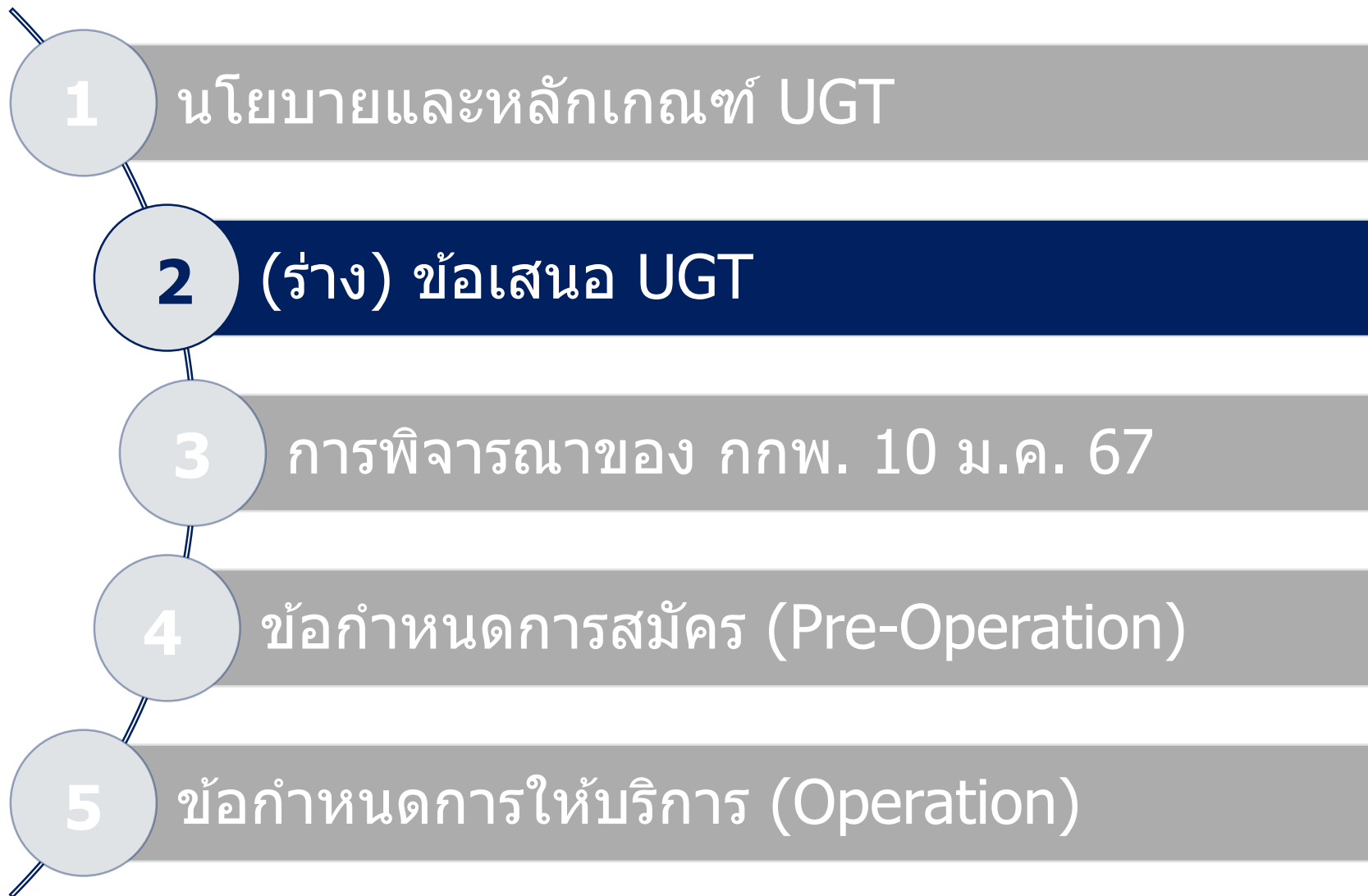
UGT2 = Fixed Rate+ Variable Rate
 โดยที่ Fix Rate = G1 + G2 + T + D + R + A
 Variable Rate = PE + AF



- ใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ ไม่แบ่งแยกตามช่วงเวลาของการใช้ สัญญาระยะยาว
- ส่วน **สีแดง** (ค่าเชื้อเพลิงของ กฟผ. และค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากเอกชน) ถูกแทนที่ด้วยส่วน **สีเขียว** (ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากโรงไฟฟ้า RE ใน portfolio ที่ลูกค้าเลือก)
- ส่วนอื่นๆ ยังคงต้องรับภาระเท่ากับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกราย



หมายเหตุ : ส่วนประกอบโครงสร้างต้นทุนค่าไฟฟ้ามีหน่วยเป็น บาท/หน่วย



UGT 1

อัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวแบบไม่เจาะจงแหล่งที่มา
(ไม่ระบุรายชื่อโรงไฟฟ้าใน ESA)

Premium (P)

→ นำ REC จากโรงไฟฟ้าพลังน้ำของ กฟผ. 7 โรง มาให้บริการ*

UGT1

= อัตราค่าไฟฟ้าตามปกติ รวม F_t + **Premium (P)**

โดยที่

$$\text{Premium (P)} = \text{ราคาตลาด REC (P}_{\text{REC}}) + \text{ค่าบริหารจัดการ (P}_A)$$

0.0594
0.0500
0.0094

บาท/หน่วยขายปลีก

* กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่เดิมในระบบที่รัฐมีกรรมสิทธิ์ โดยปี 2567 เป็นกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro) ของ กฟผ. จำนวน 7 โรง ประมาณการผลิต 1,300 – 3,500 GWh ต่อปี

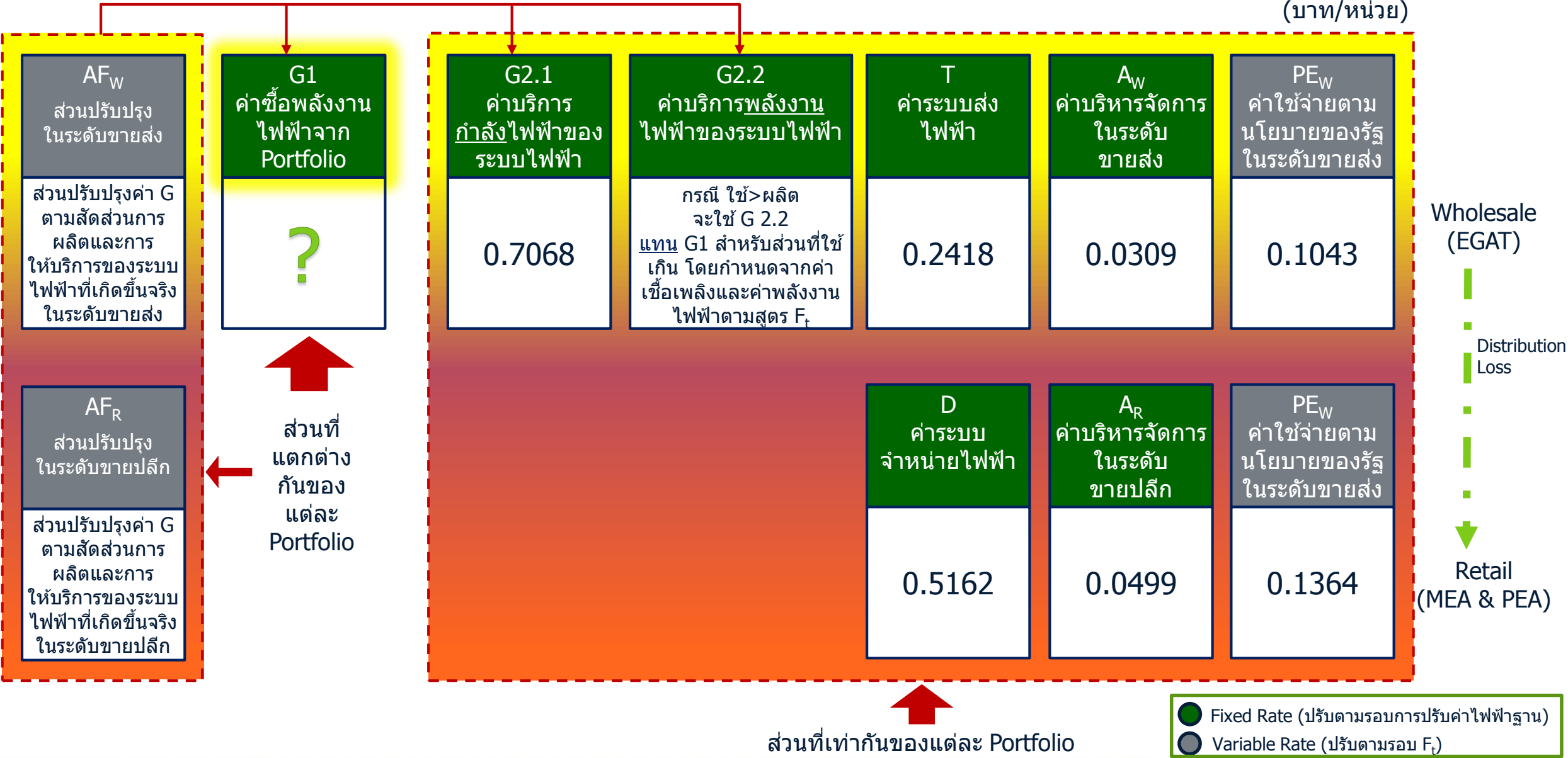
UGT 2

อัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวแบบเจาะจงแหล่งที่มา
(ระบุรายชื่อโรงไฟฟ้าใน ESA)

(ร่าง) ข้อเสนอ UGT2 แยกองค์ประกอบตามสูตรการคำนวณ



(บาท/หน่วย)

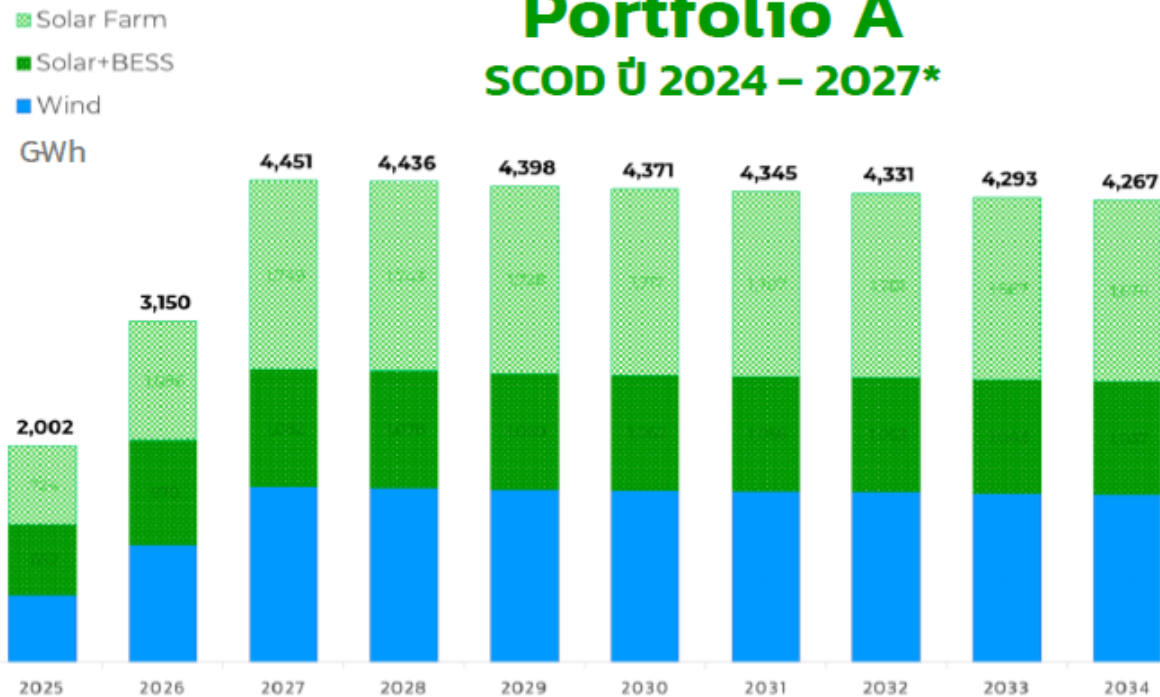


การกำหนด Portfolio

(ร่าง) ข้อเสนออัตรา UGT2

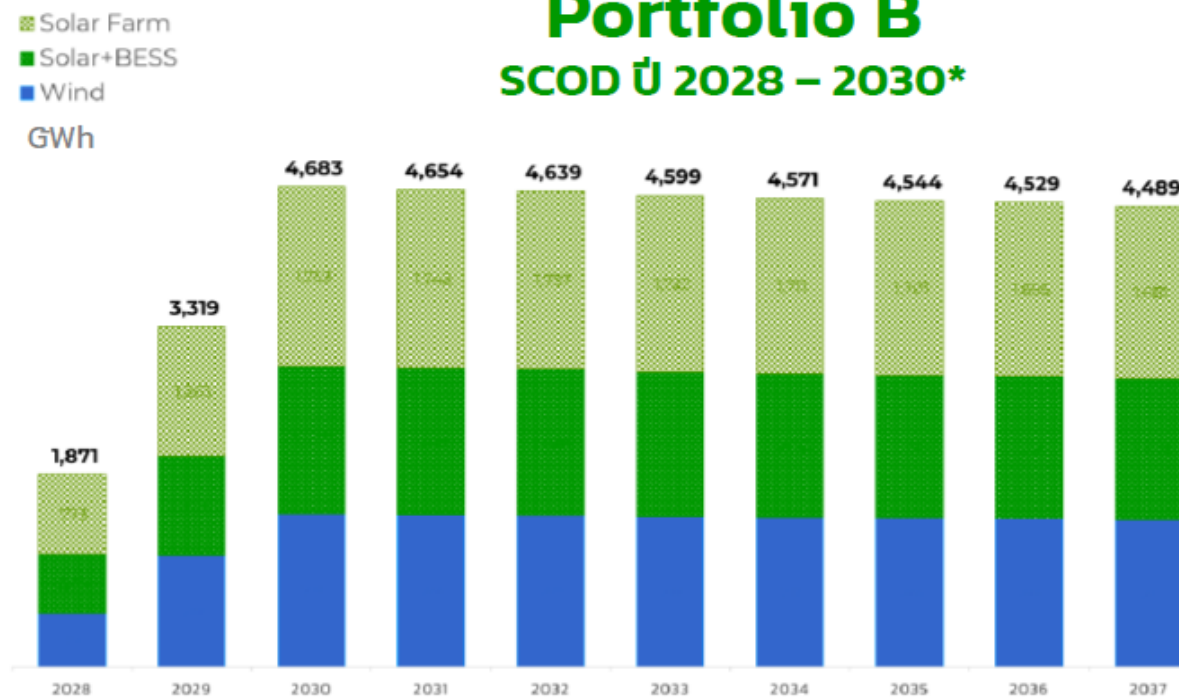
เสนอให้ใช้กลุ่มโรงไฟฟ้าตามระเบียบ กกพ. ว่าด้วยการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ **Feed - in Tariff (FIT) ปี 2565 - 2573** สำหรับกลุ่มไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง พ.ศ. 2565 ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงาน และโรงไฟฟ้าพลังงานลม โดยจะแบ่งเป็น 2 กลุ่ม แยกตามกำหนดการ SCOD แบบรวมทุกประเภท RE ดังนี้

Portfolio A
SCOD ปี 2024 – 2027*



*สมมติฐาน SCOD ปลายปี จึงทำให้ Supply ที่เริ่มต้นจ่ายแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ในปีถัดไป

Portfolio B
SCOD ปี 2028 – 2030*



ประเภท RE	ราคาซื้อ FIT (บาท/หน่วย)	ปริมาณรับซื้อตามสัญญา (MW)		สมมติฐาน Plant Factor	สัดส่วนการผลิต (ตามประมาณการ GWh)	
		Port A	Port B		Port A	Port B
Solar Farm	2.1679	1,182	1,185	17.0%	39%	38%
Solar Farm + BESS	2.8331	428	566	29.2%	25%	31%
Wind	3.1014	776	715	24.0%	36%	32%

T loss rate (t) = 2.14%,
degradation = 0.6%/ปี

Portfolio A

(ร่าง) ข้อเสนออัตรา UGT2

อัตราเท่ากันทุกระดับแรงดัน ทุกช่วงเวลา

Fixed Rate (F)

Wholesale (บาท/หน่วยขายส่ง)	G	G_1	2.7289
		$G_{2.1}$	0.7068
	T		0.2418
	A_w		0.0309
	รวม F_w		3.7085
Retail (บาท/หน่วยขายปลีก)	$F_w (1+d)$		3.9099
	D		0.5162
	A_R^{**}		0.0499
	รวม F_R		4.4759

5.43%

+

Variable Rate (V)

Wholesale (บาท/หน่วยขายส่ง)	PE_w	0.1043
	AF_w	-
	รวม V_w	0.1043
Retail (บาท/หน่วยขายปลีก)	$V_w (1+d)$	0.1100
	PE_R	0.1364
	AF_R	-
	รวม V_R	0.2464

5.43%

=

UGT2

UGT2 (ขายส่ง)	3.8128 บาท/หน่วยขายส่ง
UGT2 (ขายปลีก)	4.7223 บาท/หน่วยขายปลีก

A_R^{**} ยังไม่รวมค่าบริการรายเดือน 312.24 บาท/ราย/เดือน

Portfolio B

(ร่าง) ข้อเสนออัตรา UGT2

อัตราเท่ากันทุกระดับแรงดัน ทุกช่วงเวลา

Fixed Rate (F)

Wholesale (บาท/หน่วยขายส่ง)	G	G_1	2.7249
		$G_{2.1}$	0.7068
	T		0.2418
	A_w		0.0309
	รวม F_w		3.7045
Retail (บาท/หน่วยขายปลีก)	$F_w (1+d)$		3.9056
	D		0.5162
	A_R^{**}		0.0499
	รวม F_R		4.4717

Variable Rate (V)

Wholesale (บาท/หน่วยขายส่ง)	PE_w	0.1043
	AF_w	-
	รวม V_w	0.1043
	$V_w (1+d)$	0.1100
	PE_R	0.1364
Retail (บาท/หน่วยขายปลีก)	AF_R	-
	รวม V_R	0.2464

UGT2

UGT2 (ขายส่ง)	3.8088 บาท/หน่วยขายส่ง
UGT2 (ขายปลีก)	4.7181 บาท/หน่วยขายปลีก

A_R^{**} ยังไม่รวมค่าบริการรายเดือน 312.24 บาท/ราย/เดือน



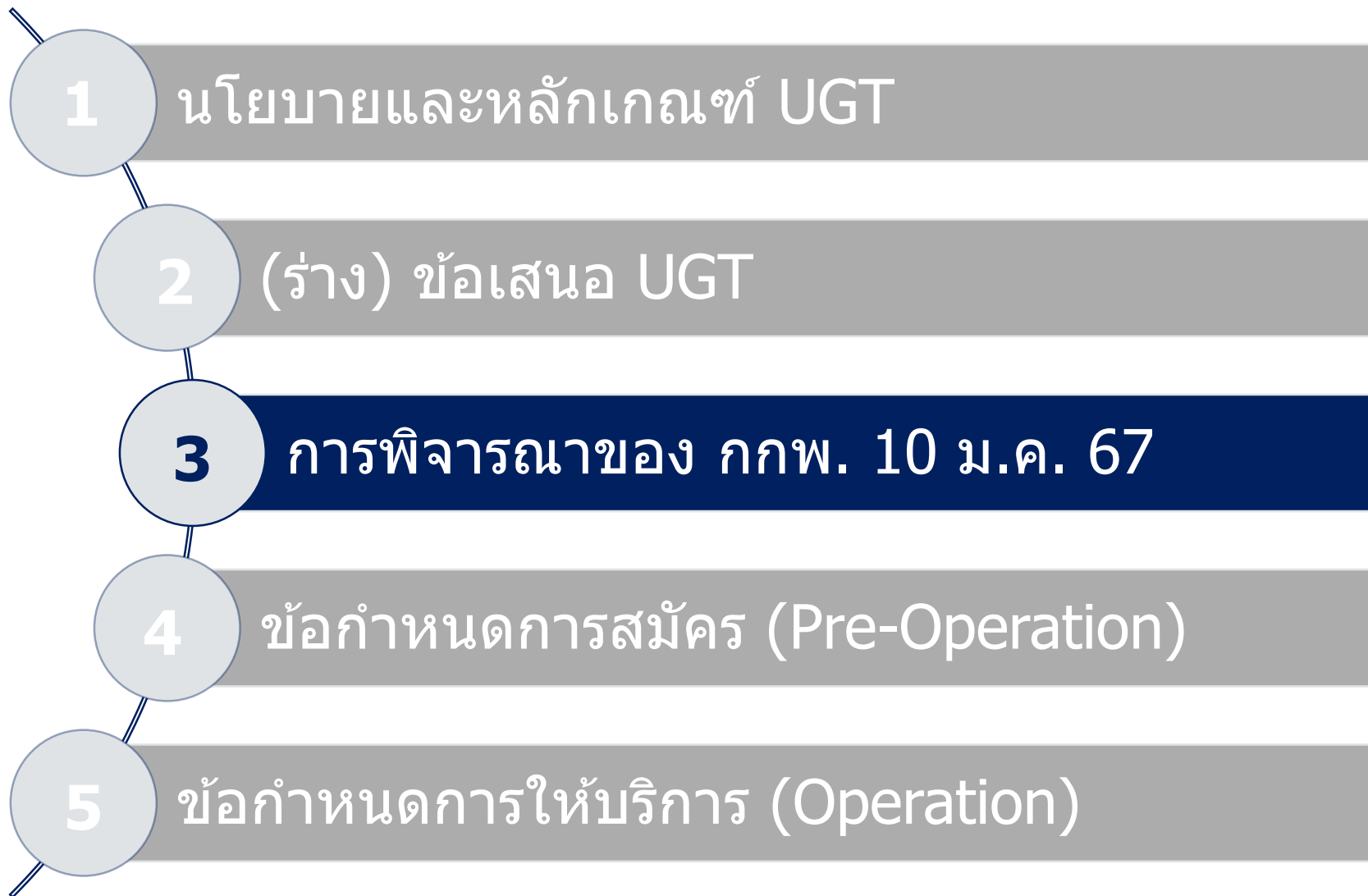
EGAT



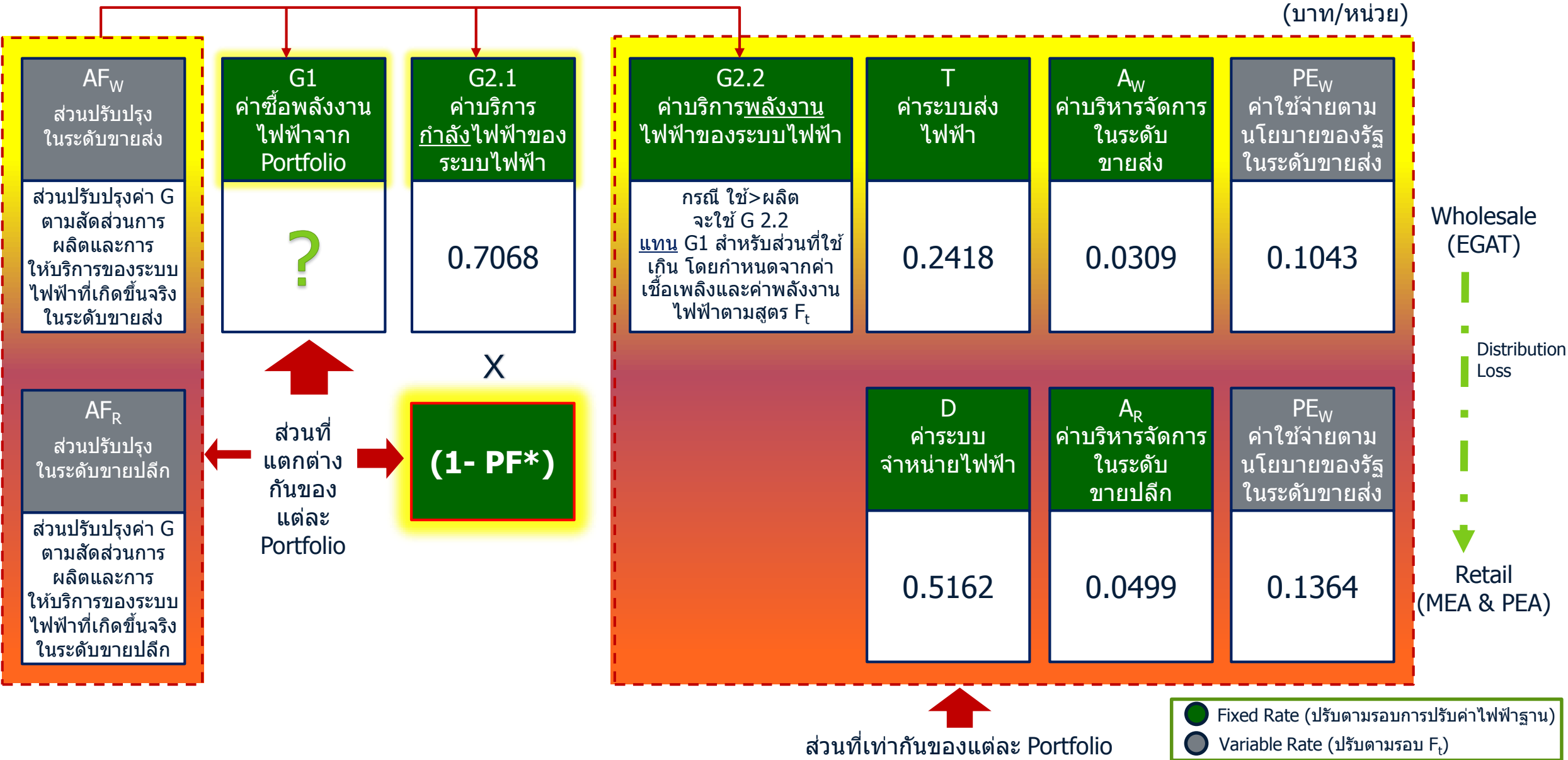
การไฟฟ้ากรุงเทพ
Metropolitan Electricity Authority



PEA
Public Electricity Authority



ค่า G2.1 ควรสะท้อนความมั่นคงที่แตกต่างกันของแต่ละ Portfolio ซึ่งทำให้มีการใช้บริการ capacity (ความพร้อมจ่ายไฟฟ้า) ของระบบไฟฟ้าไม่เท่ากัน



การกำหนด UGT2 (ปรับปรุงค่าบริการ Capacity (G2.1))

Port A

ประเภท RE	Plant Factor (PF)	สัดส่วน Capacity	PF ถ่วงน้ำหนัก
Solar	17.0%	50%	8.43%
Solar + BESS	29.2%	18%	5.24%
Wind	24.0%	33%	7.80%

**PF Port A
= 21.46%**

Fixed Rate (F)

Wholesale (บาท/หน่วยขายส่ง)	G	G (1)	2.7289
		G (2.1)*	0.7068 x (1 - 21.46%) = 0.5551
		G (2.2)	N/A
	T		0.2418
	A _W		0.0309
	รวม F _W		3.5567
Retail (บาท/หน่วยขายปลีก)	F _W (1+d)		3.5567 x 1.0543 = 3.7498
	D		0.5162
	A _R		0.0499
	รวม F _R		4.3159

กรณี ใช้ > ผลผลิต
จะใช้ G (2.2)**
แทน G1 สำหรับ
ส่วนที่ใช้เกิน

D loss



Variable Rate (V)

Wholesale (บาท/หน่วยขายส่ง)	PE _W	0.1043
	AF _W	N/A
	รวม V _W	0.1043
Retail (บาท/หน่วยขายปลีก)	V _W (1+d)	0.1043 x 1.0543 = 0.11
	PE _R	0.1364
	AF _R	N/A
	รวม V _R	0.2464

UGT2

UGT2 (Wholesale)	3.6610 บาท/หน่วยขายส่ง
UGT2 (Retail)	4.5622 บาท/หน่วยขายปลีก

*G (2.1) คำนึงถึง Capacity ของ Portfolio A โดยนำมาลดการใช้บริการ Capacity ของระบบ ซึ่งเดิมคิด 100% ที่ 0.7068 บาท/หน่วยขายส่ง
*G (2.2) กำหนดจากค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าส่วนที่เป็น Energy Charge ตามสูตร F_t (AFC-AP-EP)

การกำหนด UGT2 (ปรับปรุงค่าบริการ Capacity (G2.1))

Port B

ประเภท RE	Plant Factor (PF)	สัดส่วน Capacity	PF ถ่วงน้ำหนัก
Solar	17.0%	38%	8.43%
Solar + BESS	29.2%	29%	5.24%
Wind	24.0%	33%	7.80%

**PF Port B
= 22.90%**

Fixed Rate (F)

Wholesale (บาท/หน่วยขายส่ง)	G	G (1)	2.7249
		G (2.1)*	0.7068 x (1 - 22.90%) = 0.5450
		G (2.2)	N/A
	T		0.2418
	A _W		0.0309
	รวม F _W		3.5426
Retail (บาท/หน่วยขายปลีก)	F _W (1+d)		3.5567 x 1.0543 = 3.7349
	D		0.5162
	A _R		0.0499
	รวม F _R		4.3011

กรณี ใช้ > ผลิต
จะใช้ G (2.2)**
แทน G1 สำหรับ
ส่วนที่ใช้เกิน

D loss



Variable Rate (V)

Wholesale (บาท/หน่วยขายส่ง)	PE _W	0.1043
	AF _W	N/A
	รวม V _W	0.1043
Retail (บาท/หน่วยขายปลีก)	V _W (1+d)	0.1043 x 1.0543 = 0.11
	PE _R	0.1364
	AF _R	N/A
	รวม V _R	0.2464



UGT2

UGT2 (Wholesale)	3.6469 บาท/หน่วยขายส่ง
UGT2 (Retail)	4.5475 บาท/หน่วยขายปลีก

*G (2.1) คำนึงถึง Capacity ของ Portfolio B โดยนำมาลดการใช้บริการ Capacity ของระบบ ซึ่งเดิมคิด 100% ที่ 0.7068 บาท/หน่วยขายส่ง

*G (2.2) กำหนดจากค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าส่วนที่เป็น Energy Charge ตามสูตร F_t (AFC-AP-EP)

(ร่าง) ข้อเสนอ UGT สำหรับรับฟังความคิดเห็น

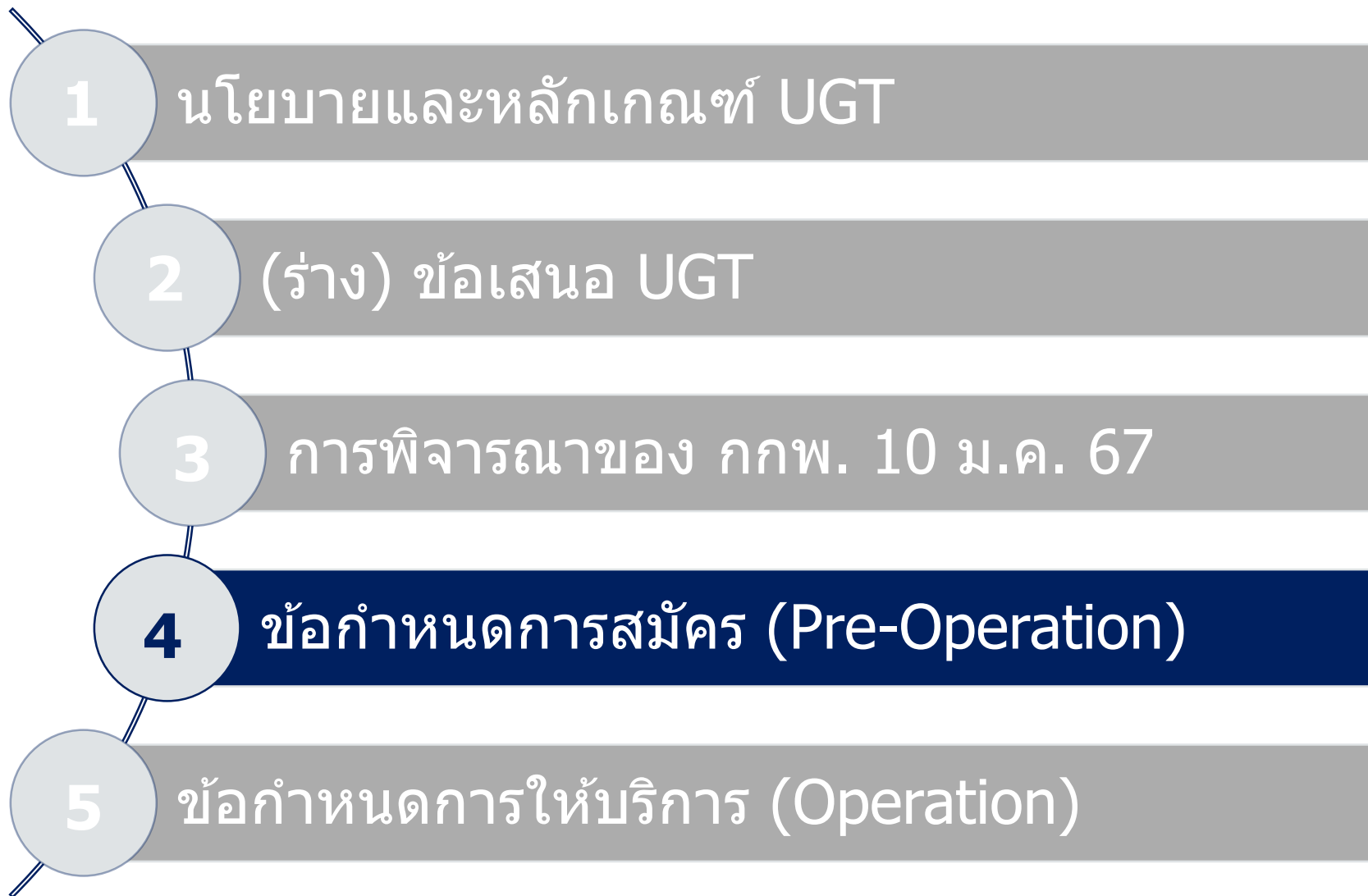


$$= \text{อัตราค่าไฟฟ้าตามปกติ รวม } F_t + \text{Premium (P)}$$

0.0594
บาท/หน่วยขายปลีก



Portfolio A	=	4.5622	บาท/หน่วยขายปลีก
Portfolio B	=	4.5475	บาท/หน่วยขายปลีก



ข้อกำหนดการสมัคร UGT1

Pre-operation phase

(ร่าง) ข้อเสนออัตรา UGT1



1 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

เฉพาะ**ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3, 4 และ 5**

2 ระยะเวลาสัญญา

1 ปี นับจากวันเริ่มรับไฟฟ้าสีเขียว
แต่ต้อง**ไม่เกินกว่าวันสิ้นปี**ของปีปฏิทินเดียวกันกับวันเริ่มรับไฟฟ้าสีเขียว

3 สิทธิการขอจองปริมาณไฟฟ้าสูงสุด

- **110% ของผลรวมการใช้ไฟฟ้าย้อนหลังตามกรอบระยะเวลาสัญญา** นับจากวันที่ประกาศรับสมัคร หรือ
- พลังงานคำนวณที่ **50% ของพิกัดหม้อแปลงติดตั้ง** ของผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 ตามกรอบระยะเวลาสัญญา (กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้า มีการใช้ไฟฟ้าไม่ถึง 12 รอบบิล)

4 การจองปริมาณไฟฟ้า UGT1

ขั้นต่ำ **1 block ขึ้นไป (1 block : 100 kWh)** โดยสามารถแจ้งยอดจองต่อเดือนของแต่ละเดือนในสัญญา แต่**ไม่เกินสิทธิการขอจองปริมาณไฟฟ้าสูงสุด**

5 การจัดสรรโควตาและปริมาณการจองตามสัญญา (Contract Amount)

ให้บริการผู้ใช้ไฟฟ้าที่สมัครทุกราย โดยกรณีปริมาณจองรวมของผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่าค่าคาดการณ์จ่ายพลังงาน จะ**จัดสรรแบบ Weighted Average** ตามยอดจอง และระบุ **Contract Amount รายเดือน** ในสัญญา Retail ESA

ข้อกำหนดการสมัคร UGT2

Pre-operation phase

1

แหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าสีเขียว

กลุ่มโรงไฟฟ้าตามระเบียบ กกพ. ว่าด้วยการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed - in Tariff (FIT) ปี 2565 - 2573 สำหรับกลุ่มไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง พ.ศ. 2565

2

การกำหนด Portfolio

- **Portfolio A (SCOD 2024-2027)** ไม่แยกประเภท RE กำลังผลิตไฟฟ้ารวมประมาณ 2,386 MW
- **Portfolio B (SCOD 2028-2030)** ไม่แยกประเภท RE กำลังผลิตไฟฟ้ารวมประมาณ 2,466 MW

3

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

เฉพาะ**ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 4 และ 5**

4

ระยะเวลาสัญญา

10 ปี นับจากวันเริ่มรับไฟฟ้าสีเขียว

5

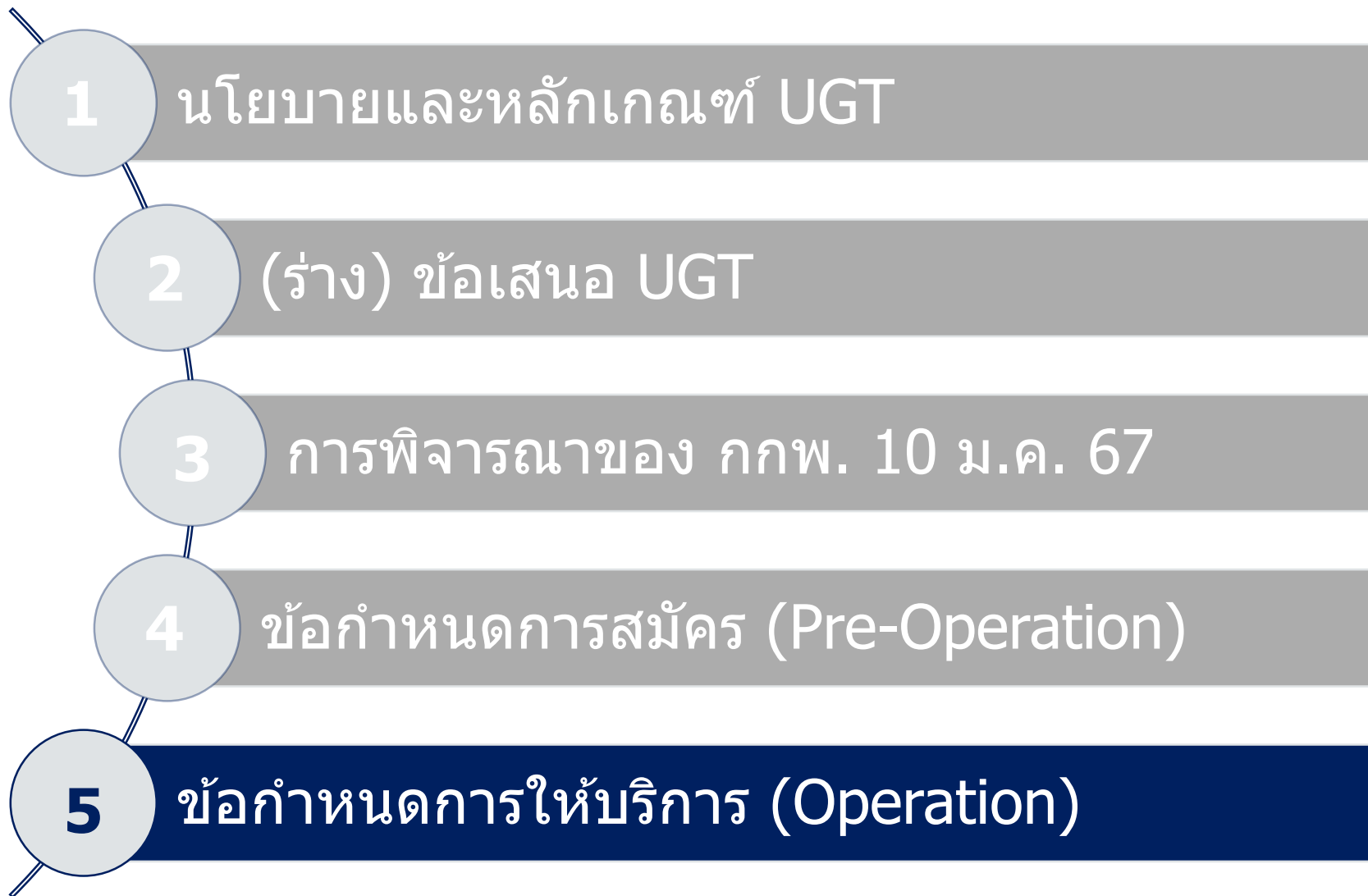
สิทธิการขออนุญาตปริมาณไฟฟ้าสูงสุด

- **110% ของการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง 12 รอบปี** นับจากวันที่ประกาศรับสมัคร หรือ พลังงานคำนวณที่ **50% ของพิกัดหม้อแปลงติดตั้ง**ของผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียว UGT1 (กรณีที่ใช้ไฟฟ้า มีการใช้ไฟฟ้าไม่ถึง 12 รอบปี)
- สามารถ**แจ้งยอดจองต่อเดือน**ของแต่ละเดือนในสัญญา **แต่ไม่เกินสิทธิการขออนุญาตปริมาณไฟฟ้าสูงสุด**
- สามารถแจ้ง **% Growth rate** ในช่วงร้อยละ **0 - 10 ตั้งแต่ปีที่ 2 - ปีที่ 10**

6

การจัดสรรโควตาและปริมาณการจองตามสัญญา (Contract Amount)

จัดสรรการจอง**แบบ First-Come-first-Served** โดยผู้ได้รับสิทธิจะใช้ค่าปริมาณไฟฟ้าสีเขียวที่ได้รับการจัดสรรดังกล่าวเป็นหน่วย (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)



ข้อกำหนดการจัดสรร UGT1

Operation phase

(ร่าง) ข้อเสนออัตรา UGT1

1

การจัดสรรพลังงานไฟฟ้าสีเขียวรายเดือน

จัดสรรจัดสรรพลังงานไฟฟ้าสีเขียวให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกราย ด้วยหลักการ **Load Weighted Average** ตามปริมาณการใช้ไฟฟ้าจริง แต่ไม่เกินค่า **Contract** จากแหล่งพลังงาน ตามลำดับดังนี้

1. ใช้ข้อมูลปริมาณพลังงานไฟฟ้าสีเขียวที่ผลิตตรงกับเดือนที่ใช้ไฟฟ้าสีเขียว หากไม่พอ
2. ใช้ข้อมูลปริมาณพลังงานไฟฟ้าสีเขียวจากแหล่งพลังงานของ UGT1 ที่ผลิตย้อนหลัง ด้วยหลักการ **First in First out**^{/1}

^{/1} สำรองไว้ส่งมอบให้ผู้ใช้ไฟฟ้า UGT2 เป็นอันดับแรก

2

การไถ่ถอนสิทธิใน REC (Redemption)

ปีละ 1 ครั้ง ดำเนินการโดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในนามของผู้ใช้ไฟฟ้า

3

กรณีใช้ไฟฟ้าไม่ถึงปริมาณตามสัญญา

ไม่มีบทปรับ

4

การยกเลิกก่อนจบสัญญา

ไม่มีบทปรับ



EGAT



การไฟฟ้านครหลวง
Metropolitan Electricity Authority



PEA
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ข้อกำหนดการจัดสรร UGT2

Operation phase

(ร่าง) ข้อเสนออัตรา UGT2

1

การจัดสรรไฟฟ้าสีเขียว รายเดือน

จัดสรรพลังงานไฟฟ้าสีเขียวให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกราย ด้วยหลักการ **Load Weighted Average** ตามปริมาณการใช้ไฟฟ้าจริง แต่ไม่เกินค่า **Contract** ด้วยแหล่งพลังงานตามลำดับดังนี้

1. พลังงานไฟฟ้าสีเขียวของ Portfolio **ที่ผลิตตรงกับเดือนที่ใช้**ไฟฟ้าสีเขียว ด้วยหลักการ **Supply Weighted Average** จากทุกโรงไฟฟ้าใน Portfolio
2. **Green Attribute** จากข้อมูลพลังงานไฟฟ้าสีเขียวของ Portfolio **ที่ผลิตย้อนหลัง** ด้วยหลักการ **First in First out**
3. **Green Attribute** จากข้อมูลพลังงานไฟฟ้าสีเขียวจากแหล่งพลังงานของ UGT1 **ที่ผลิตย้อนหลัง** ด้วยหลักการ **First in First out**

2

การไถ่ถอนสิทธิใน REC (Redemption)

ปีละ 1 ครั้ง ดำเนินการโดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในนามของผู้ใช้ไฟฟ้า

3

กรณีใช้ไฟฟ้าไม่ถึงปริมาณตามสัญญา

มีบทปรับค่าใช้ไฟฟ้า UGT2 น้อยกว่าสัญญา กรณีที่ใช้ไฟฟ้า UGT2 ในแต่ละเดือน **น้อยกว่า 70%** ของปริมาณ UGT2 ที่ระบุในสัญญา Retail ESA

4

กรณี UGT2 Inventory เหลือ

หากปริมาณ UGT2 Inventory มีปริมาณเพียงพอตามความต้องการของผู้ขอใช้บริการ **แล้วยังมีปริมาณคงเหลือ** ผู้ให้บริการขอ**สงวนสิทธิในการจัดสรร**พลังงานไฟฟ้าสีเขียว**เพิ่มเติม**

5

การยกเลิกก่อนจบสัญญา

มีบทปรับ (ปริมาณรวมไฟฟ้า **UGT2 คงเหลือทั้งหมดทุกๆ 5 ปี** x อัตรา **๑1** ต่อหน่วยของ Portfolio เว้นแต่จะหาผู้อื่นมารับช่วงสัญญาฯ ต่อได้)



EGAT



การไฟฟ้าหนว
Minister of Energy



PEA
Public Electricity Authority

สะท้อนต้นทุน สันับสนุนรายใหม่
โดยไม่ทำให้รายเดิมเสียประโยชน์

Thank you



>> โปรด Scan เพื่อแสดงความคิดเห็น <<