

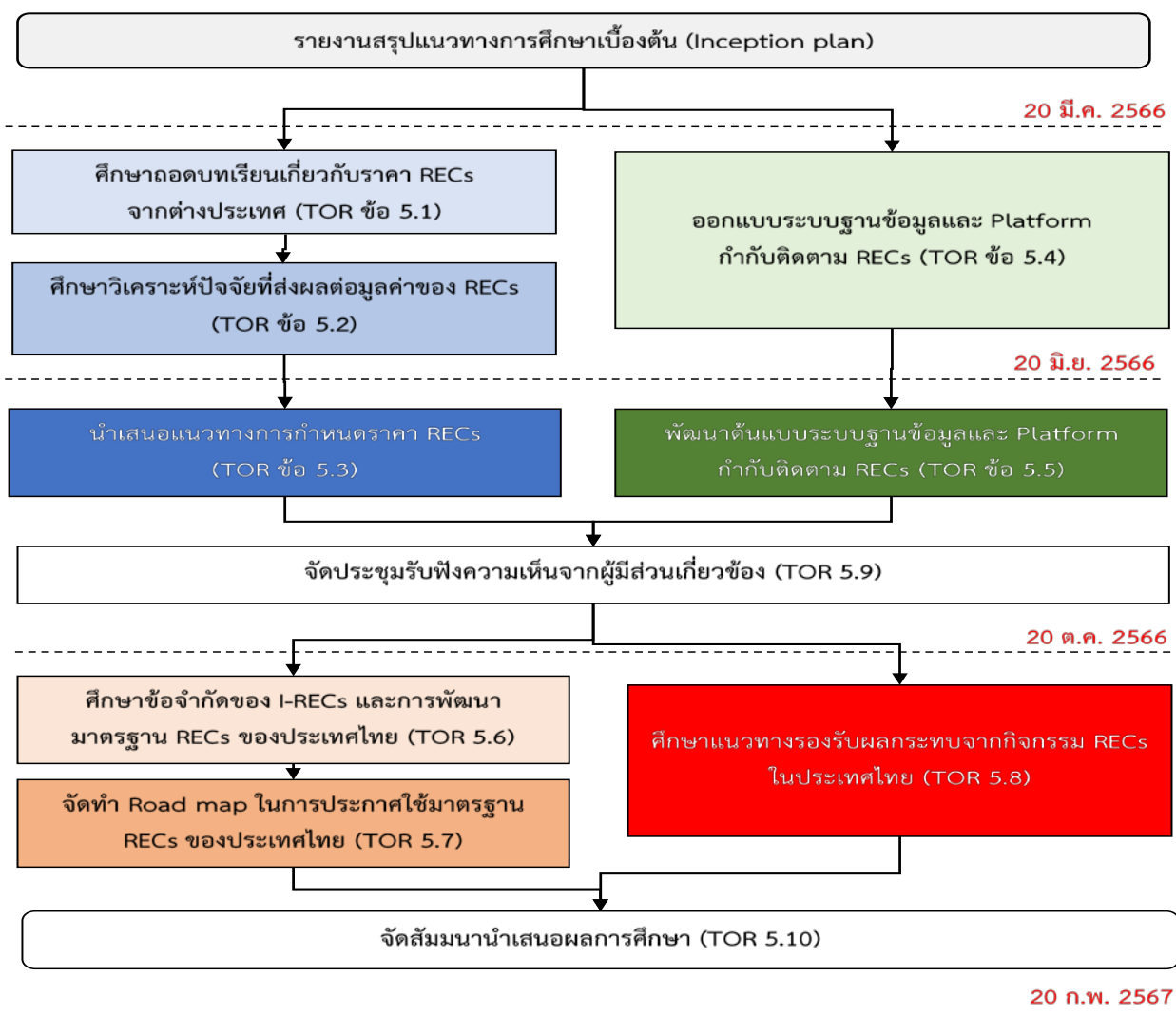
โครงการศึกษาการกำหนดรูปแบบ
โครงสร้างราคา และการพัฒนากลไก
การบริหารจัดการการซื้อขาย RECS

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

๒๕๖๖

บทนำ

รายงานฉบับนี้นำเสนอผลการดำเนินโครงการศึกษาการกำหนดรูปแบบ โครงสร้างราคาและการพัฒนากลไกการบริหารจัดการการซื้อขาย RECs ซึ่งได้ดำเนินการตั้งแต่วันที่ 21 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566 (นับถัดจากวันลงนามในสัญญาคือวันที่ 20 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566) จนถึงวันที่ 20 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567 โดยประกอบด้วยขอบเขตและขั้นตอนการดำเนินโครงการตามขอบเขตงานจ้างที่ปรึกษา (TOR) ดังแสดงในรูปที่ 1



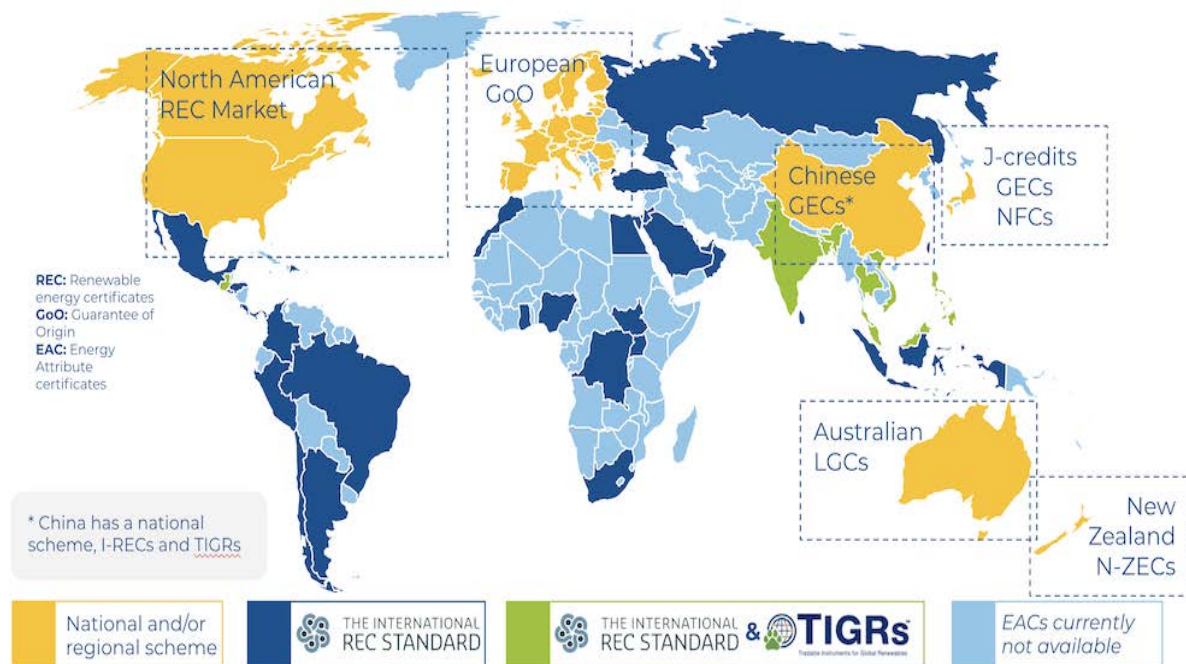
รูปที่ 1 สรุปขอบเขตและขั้นตอนการดำเนินโครงการในภาพรวม

สารบัญ

	หน้า
บทนำ	ก
สารบัญ	ข
1. ผลการศึกษาถอดบทเรียนเกี่ยวกับราคา RECs จากต่างประเทศ (TOR ข้อ 5.1)	1
2. ผลการศึกษาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนหรือมูลค่าของ RECs (TOR ข้อ 5.2)	8
3. แนวทางการกำหนดราคา RECs ที่เหมาะสมกับประเทศไทย (TOR ข้อ 5.3)	14
4. การออกแบบระบบฐานข้อมูลและกลไกกำกับติดตาม RECs (TOR ข้อ 5.4)	26
5. การพัฒนาต้นแบบระบบฐานข้อมูลและกลไกกำกับติดตาม RECs (TOR ข้อ 5.5)	31
6. ประเด็นที่อาจเป็นอุปสรรคของมาตรฐาน I-RECs และแนวทางการพัฒนามาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทย (TOR ข้อ 5.6)	36
7. เงื่อนไขและแผนที่นำทางสำหรับการสร้างมาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทย (TOR ข้อ 5.7)	41
8. แนวทางการดำเนินการเพื่อรองรับผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทย และการได้มาซึ่งค่า Residual mix และ Residual mix EF (TOR ข้อ 5.8)	52
9. การประชุมเพื่อรับฟังความเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง (TOR ข้อ 5.9)	57
10. การจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษา (TOR ข้อ 5.10)	60

1. ผลการศึกษาถอดบทเรียนเกี่ยวกับราคา RECs จากต่างประเทศ (TOR ข้อ 5.1)

ปัจจุบันตลาดการซื้อขายใบรับรอง Renewable Energy Certificates (RECs) ได้มีการพัฒนาและแบ่งแยกกันไปตามระบบมาตรฐานและการรับรองที่นิยมใช้งานกันในแต่ละพื้นที่ โดยมีตลาดที่สำคัญ อาทิ ตลาดใบรับรอง RECs ในทวีปอเมริกาเหนือ (US-RECs) ตลาดใบรับรอง Guarantee of Origin (GO หรือ GoOs) ในกลุ่มประเทศสหภาพยุโรป (EU) นอกจากนี้ยังพบว่ายังมีบางประเทศที่ได้มีการพัฒนาตลาดใบรับรอง RECs ขึ้นเพื่อใช้ในการเฉพาะภายในประเทศ อาทิ ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ ออสเตรเลีย นิวซีแลนด์ จีนและอินเดีย ส่วนพื้นที่อื่นๆ ที่เหลือซึ่งยังไม่มีมาตรฐานการรับรอง RECs เป็นของตนเอง อย่างทวีปอเมริกาใต้ เอเชีย แอฟริกา และตะวันออกกลางก็จะเป็นตลาดที่อาศัยใบรับรอง RECs ตามมาตรฐานสากลอย่าง I-RECs และ TIGR ดังแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 ภาพรวมของการประยุกต์ใช้ระบบมาตรฐานและการรับรอง RECs ในแต่ละพื้นที่

ดังนั้น ที่ปรึกษาจึงได้ทำการคัดเลือกตลาด RECs เป้าหมายสำหรับการศึกษารวบรวมข้อมูลและถอดบทเรียนเกี่ยวกับแนวโน้มนโยบายที่เกี่ยวข้องตลาดและราคา RECs รวมถึงผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงราคา RECs โดยพิจารณาจากประสบการณ์และความก้าวหน้าในการประยุกต์ใช้กลไก RECs เป็นสำคัญ รวมถึงพิจารณาให้มีความครอบคลุมลักษณะของตลาด และระบบมาตรฐานและการรับรอง RECs ในรูปแบบต่างๆ จนได้ตลาด RECs เป้าหมาย ประกอบด้วย

- 1) **ตลาด RECs ในประเทศสหรัฐอเมริกา:** ซึ่งเป็นตลาดที่มีการประยุกต์ใช้มาตรการ Renewable Portfolio Standard (RPS) มาตั้งแต่ปี ค.ศ. 2003 อันเป็นที่มาของการประยุกต์ใช้ระบบมาตรฐานและการรับรอง RECs ที่แพร่หลายไปทั่วทั้งทวีปอเมริกาเหนือ (US RECs) และทำให้เกิดความเชื่อมโยงระหว่างตลาด RECs แต่ละมลรัฐในประเทศสหรัฐอเมริกา รวมถึงบางประเทศในทวีปอเมริกาเหนืออย่างแคนาดาและเปอร์โตริโก โดยประกอบด้วยทั้งตลาดภาคบังคับอันเนื่องมาจากมาตรการ RPS และตลาดภาคสมัครใจในรูปแบบที่หลากหลาย

- 2) **ตลาด RECs ในทวีปยุโรป:** ซึ่งเป็นตลาดที่มีการกำหนดมาตรฐานกลาง European Energy Certificate System (EECS) ในการออกใบรับรองแหล่งที่มาของพลังงาน (Guarantee of Origin: GO) อันเป็นใบรับรอง RECs ที่ใช้กันในกลุ่มประเทศ European Union (EU) มาตั้งแต่ปี ค.ศ. 2009 ทำให้สามารถเชื่อมโยงตลาด RECs ระหว่างประเทศในกลุ่ม EU ได้อย่างค่อนข้างสมบูรณ์ โดยมีลักษณะเป็นตลาดผสมระหว่างตลาดภาคบังคับกับตลาดภาคสมัครใจอันเนื่องมาจากข้อตกลงเป้าหมายสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนของแต่ละประเทศและข้อกำหนดเกี่ยวกับการจำกัดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (EU ETC) ในขณะที่กลุ่มสหราชอาณาจักร (UK) แม้ว่าจะได้ออนตัวออก EU ไปแต่ก็ได้มีการดำเนินมาตรการ RECs ของตนเองทั้งในภาคบังคับและภาคสมัครใจ (RO และ REGO) รวมถึงมีความเชื่อมโยงกับตลาด RECs ของ EU ในบางส่วน
- 3) **ตลาดในประเทศที่ประยุกต์ใช้มาตรฐานนานาชาติ:** โดยมาตรฐานนานาชาติที่มีการใช้งานแพร่หลายมากที่สุดในปัจจุบันคือ International Renewable Energy Certificate (I-REC) ซึ่งได้เริ่มมีการประยุกต์ใช้มาตั้งแต่ปี ค.ศ. 2014 จนถึงปัจจุบันได้มีประเทศที่นำเอา I-REC ไปประยุกต์ใช้ในการให้การรับรอง RECs ในประเทศของตนเองแล้วมากกว่า 35 ประเทศ (รวมถึงประเทศไทย) โดยพบว่าส่วนใหญ่ประเทศที่นำ I-REC ไปประยุกต์ใช้จะเป็นประเทศที่ยังไม่มีระบบมาตรฐานและการรับรอง RECs ของตนเองรวมถึงไม่มีระบบมาตรฐานและการรับรอง RECs ที่ประกาศใช้ในระดับภูมิภาค จึงมักไม่มีความเชื่อมโยงของตลาด RECs ระหว่างกันและมักมีลักษณะเป็นตลาดภาคสมัครใจ ดังนั้น ที่ปรึกษาจึงได้เลือกที่จะทำการศึกษาและตลาด I-REC ในประเทศ ASEAN ที่มีความใกล้ชิดกับประเทศไทย อันได้แก่ ประเทศมาเลเซีย และสิงคโปร์
- 4) **ตลาดในประเทศที่มีมาตรฐาน RECs ตนเอง:** มีหลายประเทศที่ได้มีการประกาศใช้ระบบมาตรฐานและการรับรอง RECs ของตนเองเพื่อให้สามารถตอบวัตถุประสงค์ในการใช้งานกลไก RECs ที่มีความเฉพาะเจาะจงได้อย่างสมบูรณ์ ซึ่งก็ถือเป็นแนวทางหนึ่งที่มีความเป็นไปได้สำหรับประเทศไทยในอนาคต ดังนั้น ที่ปรึกษาจึงได้เลือกที่จะศึกษาตลาด RECs ในบางประเทศที่มีการประยุกต์ใช้งานกลไก RECs มาอย่างยาวนานและหลากหลาย อันได้แก่ ประเทศญี่ปุ่น เกาหลีใต้ และออสเตรเลีย รวมถึงประเทศที่เพิ่งมีการประยุกต์ใช้ระบบมาตรฐานและการรับรองของตนเองมาได้ไม่นานนักอย่างประเทศอินเดีย

โดยมีข้อสรุปผลเรียนที่ได้จากการศึกษาแนวโน้มนโยบายด้านการตลาดและราคา RECs รวมถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงราคา RECs จากกรณีศึกษาในต่างประเทศ ดังต่อไปนี้

1) แม้ว่าราคา RECs ที่สูงจะส่งผลดีต่อธุรกิจ RE แต่อาจเป็นอุปสรรคต่อการแข่งขัน

กรณีตัวอย่างจากมลรัฐที่มีการบังคับใช้มาตรการ RPS ในสหรัฐอเมริกา กลุ่มประเทศ UK (มาตรการ ROC) รวมถึงประเทศออสเตรเลีย (มาตรการ MRET) ซึ่งมีราคาตลาด RECs อยู่ในระดับสูงเกินกว่า 30 USD/REC แสดงให้เห็นถึงผลกระทบที่ชัดเจนในด้านการทำให้เกิดการลงทุนเพื่อขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมถึงการสร้างงานและสร้างรายได้ใน Supply chain ที่เกี่ยวข้อง โดยผลกระทบต่อการนี้ ขึ้นอยู่กับระดับความแตกต่างระหว่างรายได้ที่ได้รับจากโครงการโดยปกติกับจุดคุ้มทุน (Break event) ของโครงการ รวมถึงระดับผลตอบแทน (Return) ที่จูงใจเพียงพอให้เกิดการลงทุนในแต่ละประเภทเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่สามารถขอรับการรับรอง RECs ได้ ภายใต้บริบททางเศรษฐกิจในแต่ละพื้นที่ อาทิ การขยายตัวอย่างมากของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในสหรัฐอเมริกาหลังจากได้รับแรงหนุนจากราคาของ RECs ภายใต้มาตรการ RPS รวมถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการขยายตัวได้รับการอุดหนุนในระดับสูงกว่าปกติผ่านใบรับรอง SRECs ในสหรัฐอเมริกา หรือการเติบโตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในออสเตรเลียที่ได้รับแรงหนุนจากราคาของใบรับรอง STCs เป็นต้น

อย่างไรก็ดี พบว่าราคา RECs ที่สูงอาจผลเสียต่อการแข่งขันด้วยเช่นกัน ทำให้จำเป็นต้องมีความพยายามในการจำกัดผลกระทบดังกล่าว อาทิ

- ประเทศออสเตรเลียที่ออกมาตรการ Emissions-Intensive and Trade-Exposed เพื่อชดเชยคืนให้กับภาคธุรกิจที่ได้รับผลกระทบจากราคาคาร์บอนซึ่งไม่สามารถผ่านต้นทุนที่ปลายน้ำได้เนื่องจากการแข่งขันระหว่างประเทศ
- บางมลรัฐในสหรัฐอเมริกาก็มีมาตรการจำกัดการส่งผ่านต้นทุน (Cost cap)
- กลุ่มประเทศ UK ประเทศญี่ปุ่น และประเทศอินเดีย มีข้อกำหนดในการจำกัดราคา RECs ไม่ให้สูงเกินไป (Ceiling price หรือ Price cap)
- ประเทศสิงคโปร์ที่ยินยอมให้มีการนำเข้าใบรับรอง REC จากนอกรัฐ (ICC) มาใช้ในมาตรการ CPA
- การพิจารณาทบทวนและปรับลดข้อกำหนดโดยคำนึงถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า (ประเทศเกาหลีใต้และรัฐบาลในบางรัฐของอินเดีย)

ซึ่งล้วนเป็นการดำเนินการเพื่อไม่ให้ราคา RECs ที่สูงกระทบต่อราคาค่าไฟฟ้ามากเกินไป จนส่งผลเสียต่อความสามารถในการแข่งขันของภาคธุรกิจและการลงทุนของประเทศ

2) ต้นทุนของ RECs ภายใต้มาตรการภาคบังคับจะถูกผ่อนถ่ายไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ต่างจาก FIT

กรณีตัวอย่างจากตลาด RECs ที่มีนากลไก RECs มาใช้เพื่อประกอบการดำเนินมาตรการภาคบังคับอย่างสหรัฐอเมริกา (RPS) สหราชอาณาจักร (UK) ญี่ปุ่น (NFP) เกาหลีใต้ (RPS) ออสเตรเลีย (MRET) และอินเดีย (RPO) แสดงให้เห็นว่าต้นทุนส่วนเพิ่มที่เกิดจากการจัดหา RECs เพื่อให้เป็นตามข้อกำหนดภาคบังคับ ไม่ว่าจะเป็นในส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้า หรือ ผู้จัดหาและจำหน่ายไฟฟ้า จะถูกผ่อนถ่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าโดยธรรมชาติ ไม่ว่าตลาดไฟฟ้าจะมีลักษณะเป็นตลาดที่มีการกำกับดูแล (Monopoly หรือ Oligopoly) หรือตลาดที่มีการแข่งขันเสรี (Competitive) ก็ตาม

3) ความพยายามกำหนดทิศทางในการส่งเสริมภายใต้กลไก RECs เป็นมูลเหตุให้เกิดความซับซ้อนและลดประสิทธิภาพของตลาด

แม้ว่าหลักการพื้นฐานแล้วการประยุกต์ใช้กลไก RECs จะมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้ประโยชน์จากประสิทธิภาพของกลไกตลาดในทำให้การสนับสนุนให้เกิดลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนมีต้นทุนต่ำสุด

แต่พบว่าในทางปฏิบัติแล้วมักมีความพยายามที่จะตีกรอบการส่งเสริมให้มีความเฉพาะเจาะจงด้วยการเพิ่มเติมเงื่อนไขบางประการ (โดยเฉพาะสำหรับตลาดภาคบังคับ) อาทิ การจำกัดขอบเขตเทคโนโลยีหรือแหล่งพลังงานที่ให้การรับรอง (Eligible technology) ที่แตกต่างกันไปในแต่ละตลาด การแบ่งแยก Tier หรือแยกประเภทของใบรับรอง SRECs ในสหรัฐอเมริกา การแบ่งแยกระหว่างใบรับรอง LGCs กับ STCs ในออสเตรเลีย และการแบ่งแยกใบรับรองระหว่าง FIT NFCs กับ Non-FIT NFCs ในประเทศญี่ปุ่น หรือ การใช้ค่าถ่วงน้ำหนักหรือตัวคูณ (Multiplier หรือ Banding) ในสหรัฐอเมริกาและกลุ่มประเทศ UK รวมถึงข้อกำหนด Additionality และการกระจายการลงทุนระหว่าง IoUs, Municipal และ Cooperatives เป็นต้น ซึ่งล้วนมีวัตถุประสงค์เพื่อให้สามารถกำหนดทิศทางในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้อย่างละเอียดแม่นยำมากยิ่งขึ้นภายใต้บริบทของการประยุกต์ใช้กลไกการส่งเสริมด้วย RECs

อันส่งผลทำให้ข้อกำหนดและเงื่อนไขในการพิจารณาให้การรับรอง RECs มีความซับซ้อน และมักส่งผลเชิงลบต่อประสิทธิภาพของกลไกตลาด เนื่องจากการลดการแข่งขันของตลาดด้วยการจำกัด Demand/Supply หรือ แบ่งแยกตลาดออกจากกัน ตัวอย่างเช่นความแตกต่างในรายละเอียดและเงื่อนไข RPS ในแต่ละมลรัฐของสหรัฐอเมริกาที่มักส่งผลให้ตลาด RECs มีขนาดเล็กลงและมีความเสี่ยงที่จะไม่สามารถซื้อขายแลกเปลี่ยน RECs กับมลรัฐอื่นๆ ได้

4) ราคา RECs ในตลาดภาคสมัครใจมักบ่งบอกถึงคุณภาพของตลาดที่แท้จริง

เนื่องจากตลาดภาคบังคับมีวัตถุประสงค์เพื่อตอบสนองต่อเป้าหมายด้าน RE อย่างจริงจัง ทำให้กลไกตลาดถูกบิดเบือนทั้งในด้าน Demand/Supply จากข้อกำหนดและเงื่อนไขที่ต้องการขึ้นำให้การพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจาก RE ของตนเองเป็นไปตามเป้าหมาย รวมถึงยังอาจมีการกำหนดนโยบายด้านราคาเพื่อทำการควบคุมราคา RECs ในตลาดให้เป็นไปตามเป้าหมาย

ในขณะที่ตลาดภาคสมัครใจไม่ถูกแทรกแซงโดยนโยบายด้านราคา รวมทั้งมีนโยบายที่ส่งผลต่อ Demand/supply ของตลาดน้อยกว่าตลาดภาคบังคับ ทำให้ราคา RECs ที่ปรากฏในตลาดภาคสมัครใจมีความใกล้เคียงกับคุณภาพของตลาดที่เกิดจากความต้องการและความสามารถในการผลิตอย่างแท้จริง ดังที่ประเทศญี่ปุ่นได้ตั้งชื่อตลาดซื้อขายใบรับรอง FIT NFCs ซึ่งเป็นตลาดภาคสมัครใจว่า “Renewable Energy Value Trading Market (REV Market)”

กรณีตัวอย่างที่ชัดเจนคือกลุ่มประเทศ UK ซึ่งสามารถแบ่งแยกตลาดใบรับรองออกเป็น 2 ตลาดอย่างชัดเจน กลุ่มประเทศ UK ราคาใบรับรอง ROC (ตลาดภาคบังคับ) อยู่ในราว 45-55 GBP/REC ในขณะที่ราคาใบรับรอง REGO อยู่ในราว 1 GBP/REC เท่านั้น ซึ่งมีความแตกต่างกันอย่างมาก แสดงให้เห็นว่าหากไม่มีข้อจำกัดเกี่ยวกับการลงทะเบียน RO และบทลงโทษที่กำหนดขึ้นมาแล้ว ตลาดมีความต้องการซื้อใบรับรอง REC ในราคาประมาณ 1 GBP เท่านั้น เช่นเดียวกับประเทศสหรัฐอเมริกา ที่ราคา RECs ในตลาดภาคบังคับอยู่ในระดับ 10-60 USD/REC (REC ปกติ) ในขณะที่ราคา RECs ในตลาดภาคสมัครใจอยู่ในระดับ 0.8-1 USD/REC เท่านั้น (ส่วนประเทศญี่ปุ่นเพิ่งเริ่มแบ่งแยกตลาดหลังปี ค.ศ. 2021 จึงยังไม่มีข้อมูลที่ชัดเจนมากนัก)

5) การผสมรวมตลาดภาคบังคับเข้ากับภาคสมัครใจจำเป็นต้องมีการติดตามกำกับดูแลใกล้ชิด

โดยปกติแล้วการแยกตลาด RECs ภาคบังคับกับภาคสมัครใจมีลักษณะไม่แตกต่างจากการแยกกลุ่มเป้าหมายที่ต้องการทำการอุดหนุนด้วยมาตรการ FiT ออกจากตลาด RECs

อย่างไรก็ดีพบว่ามีการตลาดที่มีลักษณะเป็นการผสมรวม Demand/Supply ระหว่างตลาดภาคบังคับและภาคสมัครใจ อาทิ ประเทศออสเตรเลีย และประเทศอินเดีย และอาจรวมถึงกลุ่มประเทศ EU ที่แม้ว่าส่วนใหญ่จะเป็นตลาดภาคสมัครใจ (มีบางประเทศที่มีข้อกำหนด RPS) แต่ก็มีข้อกำหนดเป้าหมายสัดส่วน RE ของแต่ละประเทศและมาตรการควบคุมการปลดปล่อยคาร์บอน (EU ETS) เป็นมาตรการบังคับที่ส่งผลทางอ้อมต่อตลาด GOs และประเทศสิงคโปร์ที่มีการประกาศใช้ Carbon Price Act ซึ่งพบว่ามีแนวโน้มที่ราคา RECs ในตลาดเหล่านี้จะสูงขึ้นกว่าตลาดภาคสมัครใจโดยปกติจากความต้องการ (Demand) ที่เพิ่มขึ้นสำหรับการปฏิบัติตามมาตรการภาคบังคับทั้งทางตรงและทางอ้อม

ซึ่งแม้ว่าผลกระทบดังกล่าวจะมีข้อดีในการส่งเสริมการดำเนินธุรกิจ RE และการลดก๊าซเรือนกระจก แต่ก็มีข้อด้อยเนื่องจากผู้ประกอบการไม่มีทางเลือกในการที่จะจัดหา RECs ในราคาถูก ดังนั้นภาครัฐจึงมีความจำเป็นต้องหาแนวทางกำกับดูแลราคาในตลาดผสมไม่ให้สูงจนเป็นการเพิ่มต้นทุนและลดความสามารถในการแข่งขันของภาคธุรกิจมากเกินไป อาทิ การจัดหา Supply เพิ่มเติมให้กับตลาด (ICC ในสิงคโปร์) หรือออกมาตรการชดเชยผลกระทบ (EITE ในออสเตรเลีย) รวมถึงการผ่อนปรน (Transition framework ในสิงคโปร์) หรือลดความเข้มข้นของข้อกำหนดภาคบังคับลง (การคงเป้าหมายปี ค.ศ. 2020-2030 ของรัฐบาลกลางออสเตรเลีย) มิฉะนั้นก็มีแนวโน้มที่ผู้ประกอบการจะพยายามออกจากตลาด (I-RECs ในอินเดีย)

6) Ceiling price มีวัตถุประสงค์ในการจำกัดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจากมาตรการภาคบังคับ

กรณีตัวอย่างแสดงให้เห็นว่าการประยุกต์ใช้นโยบายกำหนดราคาเพดานสูงสุดของ RECs (Ceiling price) นั้นจะปรากฏเฉพาะในตลาดภาคบังคับ (ตลาด ROC ในกลุ่มประเทศ UK/ ตลาด NFCs (ก่อนการปฏิรูป) ในประเทศญี่ปุ่น/ ตลาด LGCs และ STCs ในประเทศออสเตรเลีย และตลาด RPO ในประเทศอินเดีย) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นการจำกัดต้นทุน (Cost cap) ในการปฏิบัติตามข้อกำหนดภาคบังคับ ซึ่งส่งผลถึงความสามารถในการดำเนินธุรกิจของผู้มีหน้าที่ปฏิบัติ และยังส่งผลต่อเนื่องไปยังอัตราค่าไฟฟ้าเนื่องจากผู้มีหน้าที่ปฏิบัติทั้งหมดเป็นผู้ประกอบกิจการพลังงาน (ผู้ผลิตไฟฟ้า หรือ ผู้จัดหาและจำหน่ายไฟฟ้า)

โดยยังไม่พบว่ามีกำหนด Ceiling price เพื่อควบคุมราคาสูงสุดในตลาดภาคสมัครใจ ซึ่งจะส่งผลทำให้ Demand มากกว่า Supply และเกิดอาการซื้อขายโดยปกปิดราคาที่แท้จริงได้อยู่ดี

7) Floor price มีวัตถุประสงค์เพื่อรักษาผลประโยชน์ของผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง

กรณีตัวอย่างที่ชัดเจนคือการกำหนดราคาขั้นต่ำ (Floor price) สำหรับการขาย FiT NFCs เพื่อนำรายได้มาหักลดค่า Surcharge ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องรับภาระอันเกิดจากต้นทุนในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยมาตรการ FiT/FiP ซึ่งมีการกำหนดราคาขั้นต่ำ (เดิม 1.3 JYP/kWh สำหรับตลาดภาคบังคับ และลดลงเหลือ 0.3 JYP/kWh สำหรับตลาดภาคสมัครใจ) เพื่อไม่ให้รายได้จากการขาย RECs ต่ำจนไม่เป็นธรรมกับผู้ซื้อไฟฟ้าโดยรวม และยังมีกำหนด Floor price ในตลาด Non-FiT NFCs ซึ่งไม่ได้ส่งผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากรายได้จากการขาย Non-FiT NFCs จะตกเป็นของผู้ผลิตไฟฟ้า RE โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดความผันผวนของราคา RECs ใน Market for Achieving Energy Supply Act Obligations (ESA)

Market) ซึ่งเป็นตลาดของผู้มีหน้าที่ปฏิบัติตามข้อกำหนด Non-Fossil Portfolio (NFP) ไม่ให้มีความได้เปรียบเสียเปรียบกันมากเกินไปในการประมูลในแต่ละรอบซึ่งจัดขึ้นเป็นรายไตรมาส (4 ครั้งต่อปี)

อย่างไรก็ดี พบว่าการกำหนด Floor price ที่สูงก็มีแนวโน้มที่จะทำให้ตลาดเกิดปัญหา Over supply ดังกรณีตัวอย่างที่ปรากฏในประเทศอินเดีย (ก่อนปี ค.ศ. 2020) ซึ่งมีการกำหนด Floor price ไว้ที่ 1,000 INR/REC สำหรับทั้ง Solar RECs และ Non Solar RECs ผลกระทบที่เกิดขึ้นพบว่าไม่มีใบรับรอง RECs ที่ไม่สามารถขายได้คงเหลือเป็นปริมาณมาก โดยแม้ว่าจะมีข้อกำหนดคapping แต่ผู้มีหน้าที่ปฏิบัติก็ยังคงเลือกที่จะจัดซื้อไม่ปฏิบัติตาม อีกทั้งรัฐบาลระดับรัฐก็ยังเลือกที่จะผ่อนปรนข้อกำหนดลงเมื่อพิจารณาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงราคา RECs ที่สูงเกินไป

8) Leading price มีวัตถุประสงค์สร้างเสถียรภาพของตลาด ณ ราคาเป้าหมาย

การที่หน่วยงานภาครัฐหรือรัฐวิสาหกิจซึ่งเป็นผู้ให้บริการสาธารณะ (Utility) ทำการเสนอขาย RECs ในระดับราคาหนึ่งเป็นปริมาณมากจะส่งผลในลักษณะของราคาขึ้นในตลาด (Leading price) ดังตัวอย่างการดำเนินงานของ STC Clearing house เปิดรับใบรับรอง STCs จากผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยแล้วขายเข้าสู่ตลาด STCs ในราคาคงที่ 40 AUD/RECs ประเทศออสเตรเลีย หรือการเปิดให้บริการ Green tariff (GET) ของ TNBX ที่กำหนดราคาไว้ 0.037 MYR/kWh

ซึ่งส่งผลเสมือนมีการกักตุนสินค้าโดยนายหน้าขนาดใหญ่และมุ่งที่จะขายสินค้าที่ราคาที่กำหนด (Leading price) เท่านั้น ทำให้มี Supply ปริมาณมากเข้าสู่ตลาด ณ Leading price และจะลดลงอย่างมากเมื่อราคาสูงหรือต่ำกว่า Leading price ทำให้ดุลยภาพของตลาดอยู่ไม่ห่างจาก Leading price มากนัก

9) ข้อมูลรายละเอียดสำหรับการประเมินและติดตามมีความสำคัญต่อการยอมรับ RECs ของตลาด

กรณีตัวอย่างปัญหาของใบรับรอง NFCs ในประเทศญี่ปุ่นพบว่า มีปัญหาที่ทำให้เกิดการไม่ยอมรับของนานาชาติ ดังต่อไปนี้

- NFCs ระบุข้อมูลเพื่อวัตถุประสงค์ในการแยก FiT หรือ Non-FiT และ renewable energy หรือ non-renewable energy เท่านั้น ซึ่งไม่เพียงพอต่อการประเมินมูลค่าด้านสิ่งแวดล้อม (Environmental values) ซึ่งนำไปสู่ราคาตลาดที่เหมาะสมได้
- NFCs ระบุข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งพลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า เพียงว่าเป็น Solar, Wind, Hydro, Geothermal หรือ Biomass เท่านั้น แต่ไม่มีข้อมูลรายละเอียดของกระบวนการผลิตและเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต ทำให้ไม่สามารถเปรียบเทียบ Environmental Values ระหว่างไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนกลุ่มเดียวกัน ชนิดเดียวกันได้

สรุปได้ว่าใบรับรอง NFCs มีข้อมูลไม่เพียงพอสำหรับการประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมได้ เทียบเท่ากับใบรับรอง RECs อื่นที่ใช้กันในระดับนานาชาติ ทำให้การใช้ใบรับรอง NFCs ไม่ได้รับการยอมรับในบางกรณี ดังนั้น การระบุข้อมูลโดยละเอียดในใบรับรอง (Certificates) รวมถึงกระบวนการผลิตและเชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ซื้อ Certificates สามารถนำข้อมูลดังกล่าวไปคำนวณ

Environmental impacts ที่ลดลงได้ ในระดับที่เทียบเท่ากับ International Electricity Certificates ถือว่ามีความสำคัญต่อคุณค่าและราคา Certificates

นอกจากนี้ประเทศญี่ปุ่นยังมีการออกใบรับรอง RECs ถึง 3 ระบบ คือ NFCs, GECs และ J-Credits (renewable generation) ซึ่งแต่ละระบบมีข้อกำหนดต่างกัน ทำให้เกิดความสับสนในการซื้อขายแลกเปลี่ยน จึงมีข้อเสนอแนะว่าควรมีการจัดตั้งองค์กรเพื่อกำหนดมาตรฐาน (Standard) ของใบรับรองไฟฟ้า (Electricity Certificates) และมอบหมายผู้ดูแล (Issuer) เพื่อทำหน้าที่ดูแลการบริหารจัดการใบรับรอง (Certification Management System) ซึ่งรวมถึงการลงทะเบียน (Registration) ออกใบรับรอง (Certificates) การยืนยันใบรับรอง (Redemption) และเก็บรักษาข้อมูล เนื่องจากการกำกับติดตามและความโปร่งใสของข้อมูลใบรับรอง RECs ก็ถือว่ามีความสำคัญเพื่อให้มั่นใจว่าไม่มีการนับซ้ำ (Double counting) หรือนำไปใช้ประโยชน์ซ้ำซ้อน (Double use) โดยมีกรณีตัวอย่างที่ดี (Good practice) ต่อไปนี้

- ระบบการติดตามข้อมูล GOs ในกลุ่มประเทศ EU ที่มีการรายงานสองทาง (Dual reporting) จากทั้งทางด้านการผลิต (Production) และด้านการบริโภค (Consumption) เพื่อยืนยันระหว่างกันว่าข้อมูลไม่ผิดพลาด
- ระบบจัดการใบรับรองของ Ofgem (กลุ่มประเทศ UK) ซึ่งทำหน้าที่เป็นผู้บริหารจัดการการออกใบรับรองสำหรับทั้ง ROC และ REGO เพียงผู้เดียวบนช่องทางเดียวในกลุ่มประเทศ UK เป็นการรักษาศักยภาพในการติดตามข้อมูลและไม่ให้เกิดการนับซ้ำได้
- ระบบ (Malaysia Green Attribute Tracking System) mGATS ของประเทศมาเลเซีย ซึ่งเป็นแพลตฟอร์มติดตามข้อมูลและซื้อขาย RECs ที่สามารถช่วยให้รัฐบาลมาเลเซียสามารถติดตามข้อมูลของการซื้อขาย RECs และช่วยอำนวยความสะดวกสำหรับผู้ที่ต้องการซื้อขาย RECs อีกทั้งยังมีความเชื่อมโยงกับมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศมาเลเซียในภาพรวม

อย่างไรก็ดี การเข้าถึงข้อมูลของ Certificates จะต้องทำได้โดยสะดวกและปลอดภัย เนื่องจากการเปิดเผยข้อมูล Certificates ต่อผู้ที่ได้รับมอบหมายจำเป็นต้องทำอย่างระมัดระวัง เพื่อป้องกันไม่ให้มีการนำข้อมูลไปใช้ผิดวัตถุประสงค์

10) การบูรณาการมาตรฐานสากลช่วยให้เกิดการยอมรับได้โดยเร็ว (Quick win)

กรณีตัวอย่างประเทศมาเลเซียได้มีการทำข้อตกลงกับ I-RECs ในการออกมาตรฐานการรับรอง RECs ในประเทศมาเลเซีย (mRECs) โดยอยู่ภายใต้การรับรองของ I-RECs อีกทอดหนึ่งทำให้มาตรฐาน mRECs ไม่น่าจะมีปัญหาในด้านการได้รับการยอมรับจากนานาชาติ โดยใบรับรอง mRECs จะปรากฏสัญลักษณ์ของ I-REC อย่างชัดเจน

11) Additionally คือปัจจัยสำหรับการแบ่งแยกระดับ (Class) ของ RECs

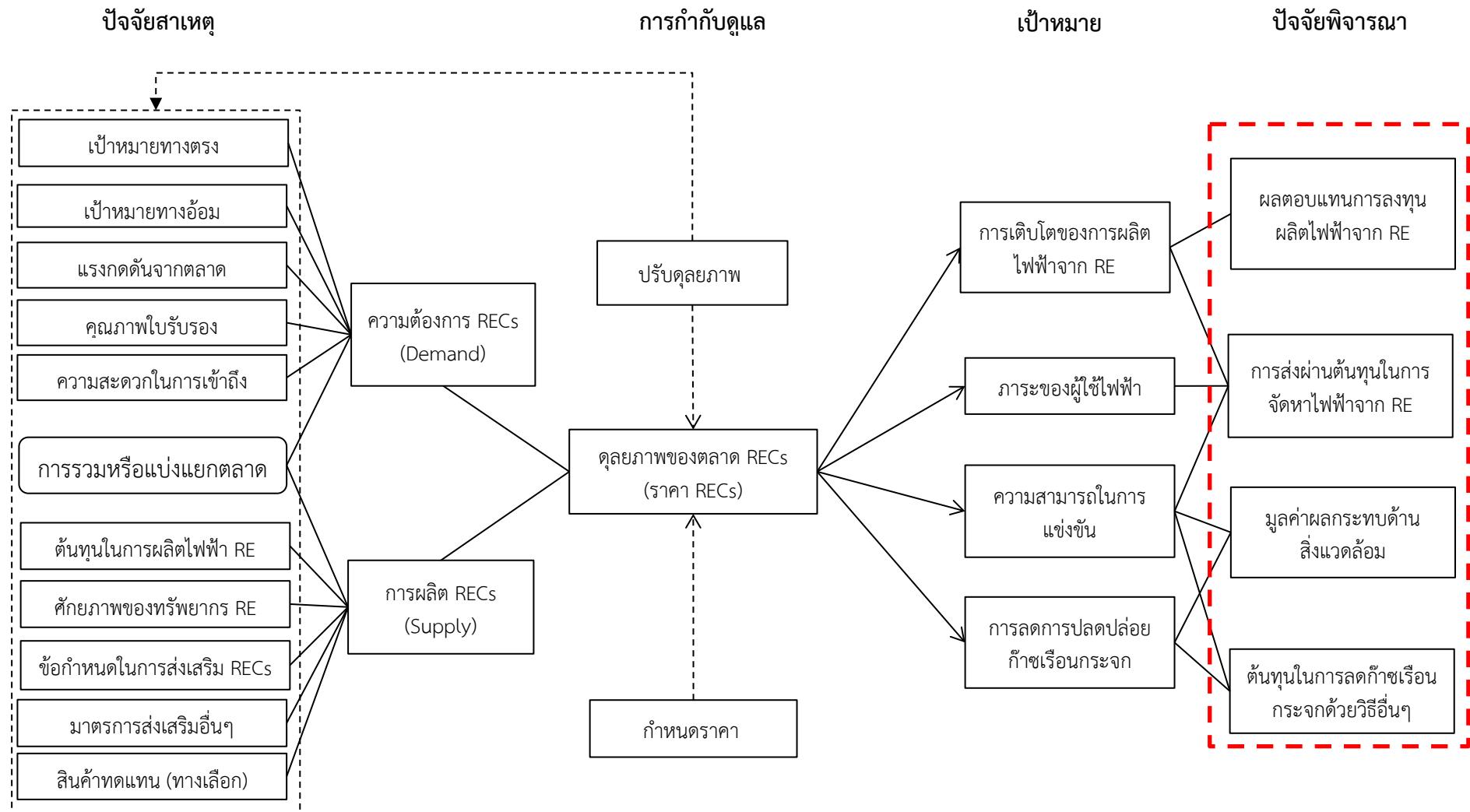
หลังจากมีการประยุกต์ใช้กลไก REC ในตลาดภาคสมัครใจ ก็เริ่มมีการตั้งข้อสงสัยว่า RECs อาจจะไม่ช่วยให้มีการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาว่าปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีการขยายตัวอย่างต่อเนื่องในตลาดภาคสมัครใจมีสาเหตุหลักมาจากการพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีและต้นทุนการผลิตที่ลดลง ไม่เกี่ยวกับใบรับรอง RECs

นอกจากนี้ตลาด RECs ในปัจจุบันน่าจะเลยจุดอิ่มตัวไปแล้ว (Oversaturated) เนื่องจากตลาด RECs ประสบความสำเร็จอย่างมากในช่วงเวลาที่ผ่านมา ทำให้มี Supply จำนวนมากจนเกิดสถานะ Oversaturated ราคาของ Renewable Energy Credits ในตลาดลดลงมาก ทำให้สามารถหาซื้อ RECs ราคาถูกจากตลาดเพื่อทำการ Green washing ได้โดยง่าย

ดังนั้น จึงมีความเป็นไปได้ว่าในอนาคตอาจมีการนำข้อกำหนดเกี่ยวกับ Additionally คือ ผลประโยชน์เพิ่มเติมจากการดำเนินงานโดยปกติ (Business As Usual: BAU) อาทิ การพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า RE ใหม่ หรือ การลด GHG จากโรงไฟฟ้าฟอสซิลที่มีอยู่เดิม มาเป็นเงื่อนไขเพิ่มเติมในการให้การให้การยอมรับ RECs ในบาง Campaign

2. ผลการศึกษาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนหรือมูลค่าของ RECs (TOR ข้อ 5.2)

ผลการศึกษาและถอดบทเรียนจากตลาด RECs ในต่างประเทศตาม TOR ข้อ 5.1 สามารถนำมาสู่การถ่วงดุลปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนหรือมูลค่าของ RECs และวิเคราะห์ความเชื่อมโยงระหว่างปัจจัยเพื่อนำไปสู่แนวนโยบายเกี่ยวกับการกำหนดราคา RECs ในประเทศไทยได้ดังแสดงในรูปที่ 3



รูปที่ 3 แผนผังความเชื่อมโยงระหว่างปัจจัยที่ส่งผลต่อราคา RECs และปัจจัยที่ควรใช้ประกอบการพิจารณากำกับดูแลตลาด RECs

โดยรูปที่ 3 แสดงให้เห็นว่ามีปัจจัยที่สมควรศึกษารวบรวมข้อมูลเพื่อนำมาใช้ประกอบการตัดสินใจเชิงนโยบายตามเป้าหมายในการกำกับดูแลผลกระทบจากตลาด RECs ในประเทศไทย ประกอบด้วย

- 1) ผลตอบแทนการลงทุนผลิตไฟฟ้าจาก RE หมายถึง ผลการเปรียบเทียบระหว่าง ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (Investment + OPEX หรือ LCOE) กับ รายได้รวมจากการขายไฟฟ้า กับมาตรการส่งเสริมสนับสนุนต่างๆ (รวมถึง RECs) เพื่อประกอบการพิจารณาระดับราคา RECs ที่เหมาะสมและเพียงพอต่อการสร้างแรงจูงใจให้เกิดการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าจาก RE

ผลการศึกษารวบรวมข้อมูลสรุปได้ว่า

- จากรายงานการศึกษาของประเทศสหรัฐอเมริกา ออสเตรเลีย และองค์การพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศ (IRENA) แสดงให้เห็นว่า LCOE ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีการใช้งานแพร่หลายในปัจจุบัน อันได้แก่ การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ (Hydropower) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบนบก (Onshore wind) และการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell) นั้นอยู่ในระดับที่สามารถแข่งขันกับแหล่งพลังงานดั้งเดิม (Conventional Energy) ได้โดยแทบไม่จำเป็นต้องได้รับการอุดหนุนใดๆ
- แนวโน้ม LCOE ของโครงการผลิตไฟฟ้าจาก Solar cell Onshore/Offshore wind ลดต่ำลงอย่างมีนัยสำคัญตลอดทศวรรษที่ผ่านมาและยังมีแนวโน้มที่จะลดต่ำลงได้อีกในอนาคต ในขณะที่เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานชีวภาพ (Bioenergy) พลังความร้อนใต้พิภพ (Geothermal) และพลังน้ำ (Hydropower) เริ่มถึงทางตันทั้งในด้านแหล่งทรัพยากรและการพัฒนาประสิทธิภาพของเทคโนโลยี ทำให้มี LCOE ไม่ได้ลดต่ำลงอย่างมีนัยสำคัญซ้ำยังมีความผันผวนขึ้นลงอีกด้วย
- สำหรับประเทศไทยแม้ว่าจะไม่ได้มีการนำเสนอค่า LCOE ที่ชัดเจนแต่ก็ได้มีการศึกษารวบรวมเงินลงทุน (CAPEX) และค่าใช้จ่าย (OPEX) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไว้เพื่อรองรับการคำนวณ LCOE

- 2) การส่งผ่านต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าจาก RE หมายถึง ส่วนต่างระหว่างต้นทุนการจัดหาไฟฟ้าโดยปกติกับการจัดหาไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (RE) ที่ถูกส่งผ่านไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า อันจะส่งผลกระทบต่อราคาค่าไฟฟ้าและต้องนำมาใช้ประกอบการพิจารณาความเหมาะสมและสมดุลระหว่างปริมาณการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าจาก RE กับ ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าและความสามารถในการแข่งขัน

ผลการศึกษารวบรวมข้อมูลสรุปได้ว่า

- ประเทศไทยมีการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน (RE) ผ่านกลไกการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ที่ลดลงอย่างต่อเนื่องจากอดีตจนถึงปัจจุบันตามแนวโน้มการลดลงของค่า LCOE ที่มักถูกนำมาใช้อ้างอิง โดยเฉพาะการจัดหาไฟฟ้าที่ผลิตจาก Solar cell ซึ่งมีสัดส่วนในการจัดหาไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE มากที่สุดในประเทศไทย (ราคารับซื้อไฟฟ้าครั้งล่าสุดสำหรับ Solar farm = 2.17 บาท / kWh, Solar farm + BESS = 2.83 บาท / kWh, Solar roof ครึ่งเรือน = 2.20 บาท/kWh)
- ภาระส่วนต่างต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เกิดขึ้นส่วนใหญ่มาจากการผูกพันสัญญาระยะยาวกับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เกิดขึ้นในอดีตซึ่งมีราคารับซื้อค่อนข้างสูงและมีระยะเวลาของสัญญาค่อนข้างยาว (20-25 ปี)
- ภาระส่วนต่างต้นทุนดังกล่าวได้ถูกส่งผ่านไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าจากระบบส่วนกลาง (Grid) โดยผลเป็นส่วนหนึ่งของค่าไฟฟ้าฐานและกลไกการปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (ค่า F₁) โดยอาจมีการแยกส่วนค่าใช้จ่ายตามนโยบายภาครัฐ (PE) เพื่อความโปร่งใสและความสะดวกในการบริหารจัดการในอนาคต
- ข้อมูลล่าสุดที่นำเสนอโดยสำนักงาน กกพ. ในการสัมมนารับฟังความคิดเห็น (Focus Group) เรื่อง ร่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี พ.ศ. 2565-2568 เมื่อวันที่ 3 ตุลาคม พ.ศ. 2565 พบว่าส่วนต่างภาระต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้า RE โดยรวมอยู่ที่ 8,284.42 บาท/ปี ซึ่งคิดเป็นค่า PE ในอัตราค่าไฟฟ้า 0.143 บาท/kWh (14.30 สตางค์/kWh)
- ส่วนต่างต้นทุนดังกล่าวยังไม่ได้รวมถึงต้นทุนส่วนเพิ่มสำหรับการผสมรวมระบบผลิตไฟฟ้า RE ซึ่งมีความผันผวน (VRES) เข้ากับระบบไฟฟ้าของประเทศไทยที่เรียกว่า “Integration cost” ซึ่งเป็นต้นทุนแฝงที่จะถูกส่งผ่านไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในรูปของการลงทุน (CAPEX) และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX) ที่เพิ่มขึ้นของผู้ให้บริการไฟฟ้าเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

3) **มูลค่าของผลกระทบด้วยสิ่งแวดล้อม** หมายถึง มูลค่าผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมอันเกิดจากการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งสามารถนำมาใช้วิเคราะห์หามูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Economic value) ที่แตกต่างกันระหว่างไฟฟ้าที่จัดหาจากแหล่งพลังงานตามปกติ กับ ไฟฟ้าที่จัดหาจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (RE) หรือมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ของ RECs ได้ โดยเป็นปัจจัยที่มักถูกนำมาใช้ประกอบการพิจารณาข้อกำหนดดบทปรับที่เพื่อสร้างแรงกดดันทางการตลาดหรือข้อกีดกันทางการค้า (ความสามารถในการแข่งขัน) รวมถึงใช้ประเมินมูลค่าความสำเร็จหรือล้มเหลวในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศ

ผลการศึกษารวบรวมข้อมูลสรุปได้ว่า

- Social cost of carbon (SCC หรือ SC-CO₂) เป็นการประเมินมูลค่าความเสียหายทางเศรษฐกิจที่เกิดจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จำนวนหนึ่งต้นออกมาเป็นตัวเงิน ซึ่งสามารถแสดงถึงมูลค่าความเสียหายที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided cost) จากการลดการปลดปล่อย CO₂ อีกด้วย
- เนื่องจาก SCC อยู่บนพื้นฐานของการประเมินโดยใช้แบบจำลองและมีปัจจัยที่เกี่ยวข้องรวมถึงสมมติฐานที่หลากหลายอย่างมาก ทำให้ค่า SCC ที่ได้รับในแต่ละการประเมินมีความแตกต่างกันตามบริบทและสมมติฐานที่นำมาใช้อ้างอิงประกอบการประเมิน
- ผลการประเมิน SCC ที่น่าจะเป็นตัวแทนที่ดีที่สุดคือผลประเมิน SCC ครั้งล่าสุดในปี ค.ศ. 2016 โดย US Government Interagency Working Group (IWG) ซึ่งถูกนำไปใช้อ้างอิงในประเทศแคนาดาและออสเตรเลียได้ประเมิน SCC ในช่วงปี ค.ศ. 2020-2030 ณ Discount rate 3% ไว้ที่ 50-60 USD@2018/tCO₂ (เฉลี่ยเพิ่มขึ้นปีละ 1USD@2018/tCO₂)
- อีกแนวทางหนึ่งในการตีมูลค่าผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกคือการพิจารณาจาก “ราคาตลาดของคาร์บอน (Carbon market price)” ซึ่งพิจารณาจากราคาซื้อขายสิทธิ์ในการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในพื้นที่ซึ่งมีข้อกำหนดเกี่ยวกับการจำกัดและแลกเปลี่ยนสิทธิ์การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Cap & trade) อาทิ กลุ่มประเทศสหภาพยุโรป (EU ETS, UK ETS) ประเทศสหรัฐอเมริกา (CFA/ RGGI) หรือประเทศนิวซีแลนด์ (NZ ETS) โดยมีข้อดีคือไม่มีความลำเอียง (Bias) จากการออกแบบโครงสร้างแบบจำลองหรือสมมติฐานในการคำนวณเหมือน SCC
- อย่างไรก็ตาม พบว่า Carbon market price ก็มีความผันผวนตามอุปสงค์ (Demand) และอุปทาน (Supply) ซึ่งขึ้นอยู่กับอีกหลากหลายปัจจัยทำให้มีขาดความสมดุลในบางช่วงเวลา โดยเฉพาะในอดีตที่ผ่านมา (ก่อนปี ค.ศ. 2022) พบว่า Carbon market price ต่ำมากจนไม่น่าจะสะท้อนมูลค่าที่แท้จริงของผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่เกิดขึ้นจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ หลังจากที่จะมีการปรับขึ้นอย่างมากหลังจากช่วงปี ค.ศ. 2022 โดยเฉพาะใบรับรอง EUA (สำหรับ EU ETS ในกลุ่มประเทศ EU) ที่มีราคาสูงขึ้นไปจนแตะระดับ 100 USD/tCO₂ ในปี ค.ศ. 2022 เนื่องจากสถานการณ์ไม่ปกติหลายประการ
- Carbon market price ที่น่าจะเป็นตัวแทนที่ดีที่สุดในการพิจารณาประกอบการดำเนินนโยบายของประเทศไทยคือ ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักจากตลาดคาร์บอนทั่วโลกที่จัดทำโดย IHS Markit ซึ่งข้อมูลล่าสุดพบว่าประกอบด้วยราคาจาก California Compliance Allowance (CCA) ประมาณ (29.2%), RGGI ประมาณ 4.8% และ European Allowance (EUA) ประมาณ 61.0% และ United Kingdom Allowance (UKA) ประมาณ 5% โดยมีดัชนีราคาเฉลี่ยในช่วงปี ค.ศ. 2023 อยู่ที่ประมาณ 50 USD/tCO₂

- มูลค่าของคาร์บอน (SCC หรือ Carbon price) ดังกล่าว จำเป็นต้องนำมาพิจารณาร่วมกับค่า “Grid Emission Factor (Grid EF)” ซึ่งหมายถึง ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการจัดหาพลังงานไฟฟ้า โดยแสดงถึงปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเทียบเท่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ต่อการผลิตไฟฟ้าหรือใช้ไฟฟ้า 1 หน่วย
- พบว่า Grid EF ที่ประกาศโดยองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกแห่งประเทศไทย (อบก. หรือ TGO) ซึ่งคำนวณโดยใช้ Methodology ที่กำหนดโดย UNFCCC นั้น มีความแตกต่างกันไปตามวัตถุประสงค์ในการนำไปใช้โดยมีค่าอยู่ระหว่าง 0.4401-0.5986 โดยปัจจัยที่ทำให้เกิดความแตกต่างในวิธีการคำนวณคือขอบเขตความครอบคลุมของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกี่ยวข้อง เช่น โรงไฟฟ้าในต่างประเทศ ระบบส่งและจำหน่าย Supply chain หรือ ประเภทของโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น

4) **ต้นทุนในการลดก๊าซเรือนกระจกด้วยวิธีอื่นๆ** หมายถึง การลงทุนเพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกด้วยวิธีการอื่นๆ นอกเหนือจากการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ทางเลือก) ซึ่งสามารถนำไปสู่การลดก๊าซเรือนกระจกได้ในลักษณะเดียวกับการใช้เครดิตไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน (RECs) อาทิ การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน การปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานในภาคขนส่ง การจัดการที่ดิน/ป่าไม้/การเกษตร รวมถึงการใช้ใบรับรอง Carbon credit ในการชดเชย (Offset) การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ผลการศึกษารวบรวมข้อมูลสรุปได้ว่า

- เนื่องจากการจัดหาไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน (RE) ไม่ใช่วิธีการเดียวที่จะนำไปสู่การบรรลุเป้าหมายในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย ดังนั้นการตัดสินใจเชิงนโยบายเกี่ยวกับต้นทุนในการดำเนินมาตรการ จึงควรมีการพิจารณาเปรียบเทียบกับต้นทุนในการดำเนินมาตรการอื่นประกอบเพื่อจัดลำดับความสำคัญ ซึ่งแนวทางที่มักนำมาใช้คือการเปรียบเทียบต้นทุนส่วนเพิ่มในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Marginal abatement costs: MACs)
- ข้อมูลจากการวิเคราะห์ MACs ในช่วงปี ค.ศ. 2030 ของที่ปรึกษา McKinsey และ International Energy Agency (IEA) แสดงให้เห็นว่ายังมีหลายวิธีการที่มีแนวโน้มที่จะมีต้นทุนต่ำกว่าการจัดหาไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE อาทิการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมและอาคารธุรกิจ (รวมถึงการ Reuse/ Recycle) ซึ่งมักมีความคุ้มค่าในตัวเองโดยไม่จำเป็นต้องมีการสนับสนุนจากภายนอก (MACs ต่ำกว่า 0) รวมถึงการเปลี่ยนแปลง (Transition) เกี่ยวกับการใช้พลังงานในภาคขนส่งอย่างการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (Biofuel) ระบบขนส่งมวลชนหรือยานยนต์ไฟฟ้า (EV) เป็นต้น

- อีกทางเลือกหรือในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกขององค์กรหรือผลิตภัณฑ์คือการซื้อ “คาร์บอนเครดิต (Carbon credit)” เพื่อชดเชย (Offset) กับก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกไป โดยปัจจุบันองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกแห่งประเทศไทย หรือ Thailand Greenhouse Gas Management Organization (อบก. หรือ TGO) ได้จัดทำใบรับรองคาร์บอนเครดิต (Carbon credit) ให้กับกิจกรรมต่างๆ ภายใต้โครงการ Thailand Voluntary Emission Reduction (T-VER) ซึ่งสามารถนำคาร์บอนเครดิตนี้ไปชดเชยกับคาร์บอนที่ต้องปลดปล่อยออกไป หรือ นำไปขายให้ผู้อื่น
- ตลาดใบรับรอง T-VERs มีการขยายตัวอย่างต่อเนื่องแต่ก็ยังถือว่าปริมาณการซื้อขายไม่มากนัก (ประมาณ 1 ล้านตันในปี ค.ศ. 2022) โดยราคาเฉลี่ยของ T-VERs ในปี ค.ศ. 2022 อยู่ที่ประมาณ 108 บาท/tCO₂ แต่หากพิจารณาจำแนกตามลักษณะโครงการพบว่าราคา T-VERs สำหรับโครงการในกลุ่มการพัฒนาพลังงานทดแทน (AE) มีราคาซื้อขายเฉลี่ยที่ต่ำกว่าภาพรวมโดยอยู่ที่ประมาณ 34-42 บาท/tCO₂ ในปี พ.ศ. 2023

3. แนวทางการกำหนดราคา RECs ที่เหมาะสมกับประเทศไทย (TOR ข้อ 5.3)

ที่ปรึกษาได้นำเสนอทางเลือกในการกำหนดราคา RECs ภายใต้ 3 มุมมอง ดังต่อไปนี้

1) มุมมองเชิงเศรษฐศาสตร์ (มูลค่าผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของ RECs)

เนื่องจากกลไก RECs มีวัตถุประสงค์ในการให้การรับรองแหล่งที่มาของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน อันเป็นการหลีกเลี่ยงผลกระทบเชิงลบต่อสิ่งแวดล้อมอันเกิดจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) จากการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล

ดังนั้น “มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์” ของใบรับรอง RECs จึงสามารถพิจารณาเทียบเคียงได้จากประโยชน์ (Benefit) ที่เกิดขึ้นจากการลดผลกระทบจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกดังกล่าวทั้งในทางตรงและทางอ้อม ทั้งในปัจจุบันและในอนาคต ซึ่งสามารถประเมินได้จากปัจจัยดังต่อไปนี้

- (1) ผลการวิเคราะห์ค่า Social cost of carbon (SCC หรือ SC-CO₂) ซึ่งเป็นตัวแทนความเสียหายทางเศรษฐศาสตร์ที่เกิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) เทียบเท่ากับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จำนวนหนึ่งตันในรูปของมูลค่าที่เป็นตัวเงิน ภายใต้สมมติฐานเกี่ยวกับผลกระทบที่คาดว่าจะเกิดขึ้นกับเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมของมนุษยชาติตลอดอายุของ GHG ดังกล่าว ซึ่งได้มีการวิเคราะห์และนำเสนออย่างกว้างขวางในประชาคมโลก
- (2) ค่าอัตราการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Grid Emission Factor หรือ Grid EF) ซึ่งแสดงถึงปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยเฉลี่ยต่อหน่วยการผลิตหรือการจัดหาไฟฟ้าของประเทศไทย

ดั่งสมการ

$$REC_{EV} = SCC_{TH} \times Grid\ EF_{TH}$$

โดย REC_{EV} = มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Economic value) ของ REC (THB/MWh)
 SCC_{TH} = Social cost of carbon ที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย (THB/tCO₂e)
 $Grid\ EF_{TH}$ = การปลดปล่อย GHG ต่อการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (tCO₂e/MWh)

2) มุมมองเชิงต้นทุน (ต้นทุนของ RECs)

วัตถุประสงค์หลักในการประยุกต์ใช้กลไก RECs คือการนำไปสู่การซื้อขายสิทธิในการอ้างอิงแหล่งที่มาของพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่ผลิตจาก “พลังงานหมุนเวียน” ดังนั้น ต้นทุนในการได้มาซึ่ง RECs ก็คือความแตกต่างระหว่าง “ต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าตามปกติ” กับ “ต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าโดยจำเพาะเจาะจงว่าต้องเป็นไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน” ซึ่งประกอบด้วยต้นทุน 3 ส่วน คือ

- (1) ต้นทุนของ RECs ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งสามารถสะท้อนออกมาได้จากมุมมองทั้งในฝั่งของ “ผู้ผลิตไฟฟ้า” โดยพิจารณาจากค่า Levelized Cost of Electricity (LCOE) ซึ่งเป็นต้นทุนเฉลี่ยในการได้มาซึ่งพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วย ที่ได้มีการคำนึงถึงทั้งเงินลงทุน (CAPEX) และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX) ตลอดอายุของโรงไฟฟ้าต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นที่เรียบร้อยแล้ว หรือ มุมมองในฝั่งของ “ผู้จัดหาไฟฟ้า” โดยพิจารณาจากราคาตลาดที่มีผู้มีหน้าที่จัดหาไฟฟ้าสามารถหาซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจากผู้ผลิตไฟฟ้าได้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งสำหรับประเทศไทยที่การจัดหาไฟฟ้าไม่ได้มีลักษณะเป็นตลาด แต่ใช้วิธีการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นการเฉพาะ (มาตรการ Feed-in-Tariff: FiT) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากมุมมองของผู้จัดหาไฟฟ้าจึงหมายถึงราคา FiT สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั่นเอง
- (2) ต้นทุนของ RECs ในส่วนของการตรวจสอบและรับรองไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งขึ้นอยู่กับผู้เป็นเจ้าของระบบมาตรฐานและการรับรองจะกำหนด (อาทิ I-REC หรือ TIGR)
- (3) ต้นทุนของ RECs ในส่วนของการขยายไฟฟ้าสำหรับการบริหารจัดการไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเกิดขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม) มักมีลักษณะผันผวนไม่สามารถควบคุมได้ (Variable Renewable Energy sources: VREs) ดังนั้น การบูรณาการแหล่งผลิตไฟฟ้าเหล่านี้ (VREs) เข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะทำให้เกิดต้นทุนที่เพิ่มขึ้นสำหรับการจัดการกับความผันผวนที่เกิดขึ้นเพื่อคงไว้ซึ่งคุณภาพ (quality) และเสถียรภาพ (Reliability) ของระบบไฟฟ้า ซึ่งเรียกว่า “Integration cost”

(4) ต้นทุนโดยรวมของ RECs เมื่อพิจารณาจากมุมมองเชิงต้นทุนจึงเป็นดังสมการ

$$\begin{aligned}
 \text{REC}_C &= G_{RE} + C_{int} + \text{Fee}_{REC} - \text{Avoidable costs} \\
 \text{โดย } \text{REC}_C &= \text{ต้นทุนโดยรวมของ REC (THB/MWh)} \\
 G_{RE} &= \text{ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (THB/MWh)} \\
 C_{int} &= \text{ต้นทุนส่วนเพิ่มของระบบในการบริหารจัดการไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงาน} \\
 &\quad \text{หมุนเวียน (THB/MWh)} \\
 \text{Fee}_{REC} &= \text{ต้นทุนในการตรวจสอบและรับรองตามกลไก RECs (THB/MWh)} \\
 \text{Avoidable costs} &= \text{ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้จากการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน} \\
 &\quad \text{(THB/MWh)}
 \end{aligned}$$

3) มุมมองเชิงตลาด (อรรถประโยชน์ของ RECs)

โดยภาพรวมแล้วตลาด RECs ของประเทศไทยในปัจจุบัน ยังมีลักษณะเป็น “ตลาดที่มีผู้ขายน้อยราย (Oligopoly)” ดังนั้น ตามหลักการแล้วจึงมีปัจจัยที่สมควรนำมาพิจารณาประกอบการกำหนดราคาโดยอาศัย มุมมองเชิงตลาด ประกอบด้วย “ความต้องการของผู้บริโภค” “ปฏิภณของคู่แข่ง” “การเข้ามาของสินค้าทดแทน” และ “ข้อกำหนดของภาครัฐ” แต่เนื่องจากภาครัฐไม่ควรคำนึงถึงประโยชน์ทางการตลาดของผู้จำหน่าย RECs รายใดรายหนึ่ง จึงไม่จำเป็นที่จะต้องคำนึงถึง ปฏิภณของคู่แข่ง” ทำให้คงเหลือเพียง 3 ปัจจัยที่สมควรนำมาใช้พิจารณาประกอบการกำหนดราคา RECs ดังต่อไปนี้

- (1) ความต้องการของผู้บริโภค ความต้องการของผู้บริโภคหรืออุปสงค์ของตลาดเป็นปัจจัยที่ขึ้นอยู่กับอรรถประโยชน์ที่รับจากการซื้อและใช้งานสินค้าและบริการ โดยสำหรับในกรณีของ RECs แล้วอรรถประโยชน์ที่คาดหวังโดยทั่วไปคือ “การจัดหาไฟฟ้าที่ได้รับการรับรองว่าผลิตจากพลังงานหมุนเวียน” เพื่อนำไปสู่ “การหลีกเลี่ยงผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมอันเกิดจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในส่วนของการใช้ไฟฟ้า” หรือก็คือ “ผู้บริโภคต้องการที่จะหลีกเลี่ยงผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมอันเกิดจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในส่วนของการใช้ไฟฟ้าด้วยการจัดหาไฟฟ้าที่ได้รับการรับรองว่าผลิตจากพลังงานหมุนเวียน” นั่นเอง ซึ่งผู้บริโภคจะพึงพอใจก็ต่อเมื่อ RECs ได้รับการยอมรับให้สามารถใช้เป็นส่วนหนึ่งในการบรรลุเป้าหมายที่ต้องการ ซึ่งสามารถแจกแจงออกได้เป็นหลายระดับ (ตลาดย่อย) อาทิ การบรรลุเป้าหมายภายในองค์กร (Internal claim) การบรรลุเป้าหมายสำหรับมาตรการที่ประยุกต์ใช้ในระดับท้องถิ่น (Local claim อาทิ SBTi หรือ CFO/CFP) การบรรลุเป้าหมายสำหรับมาตรการที่ได้รับการยอมรับในระดับสากล (International claim อาทิ RE100 หรือ CDP หรือ DJSI) หรือ การบรรลุเป้าหมายสำหรับมาตรการภาคบังคับ (Compliance claim อาทิ CBAM)

- (2) การเข้ามาของสินค้าทดแทน สินค้าทดแทนที่สามารถทำให้เกิดความพึงพอใจในลักษณะเดียวกันกับ RECs อาทิ “ใบรับรองคาร์บอนเครดิต (Carbon credit)” ซึ่งหมายถึงสิทธิในการอ้างถึงผลของการดำเนินงานในส่วนที่เพิ่มเติมจากการดำเนินงานตามปกติ (Additional) เกี่ยวกับการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกมาทำการชดเชย (Offset) การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของตนเอง ซึ่งมีทั้งใบรับรองที่ออกภายใต้มาตรฐาน (T-VERs) หรือมาตรฐานสากล (CDM/ ISO 14064-2/ Premium T-VER) และ “ใบอนุญาตปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG allowance)” ซึ่งแม้ว่าประเทศไทยจะยังไม่มีข้อกำหนดหรือกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการเก็บค่าธรรมเนียมเกี่ยวกับผลกระทบอันเกิดจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่าง ภาษีคาร์บอน (Carbon tax) หรือ การจำกัดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Trading Scheme) จึงทำให้ยังไม่มีตลาดใบอนุญาตปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG allowance) เกิดขึ้น แต่ด้วยสายสัมพันธ์ด้านการค้าและการลงทุนระหว่างประเทศทำให้มีแรงกดดันต่อภาครัฐจกอันเกิดจากการมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมและความยั่งยืนที่ได้มีการดำเนินการในระดับนานาชาติ โดยเฉพาะมาตรการกีดกันทางการค้าที่ไม่ใช่ภาษี (Non-Tariff Barrier: NTB) ของตลาดประเทศพัฒนาแล้วที่ให้ความสำคัญกับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม อาทิ มาตรการปรับราคาคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดนของสหภาพยุโรป (Carbon Border Adjustment Mechanism: CBAM) ที่ได้เริ่มดำเนินการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2566 (ช่วงเปลี่ยนผ่าน) ที่กำหนดราคา CBAM Certificate ตาม “ราคาเฉลี่ยของใบอนุญาตก๊าซเรือนกระจกตามระบบ EU ETS (EU allowance) ที่ทำการประมูลซื้อขายเป็นรายสัปดาห์” นอกจากนี้ยังมีกลุ่มคู่ค้าของประเทศไทยในปัจจุบันและในอนาคตที่มีแผนจะประยุกต์ใช้มาตรการในลักษณะเดียวกันติดตามมาอีกเป็นจำนวนมาก อาทิ สหรัฐอเมริกา จีน เกาหลีใต้ หรือญี่ปุ่น ซึ่งส่งผลทำให้ทำให้ผู้ส่งออกของไทยเสมือนถูกดึงให้เข้าไปมีส่วนร่วมในตลาด GHG allowance ที่เกี่ยวข้องโดยทางอ้อม
- (3) ข้อกำหนดของภาครัฐ แม้ว่าปัจจุบันยังมิได้มีข้อกำหนดของภาครัฐในการควบคุมหรือกำกับดูแลตลาด RECs แต่เพื่อความชัดเจนและสอดคล้องกับบริบทของตลาด RECs ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตอันใกล้ จึงควรมีการนำข้อกำหนดบางประการมาใช้ประกอบการพิจารณา อาทิ
- การไม่อนุญาตให้ทำการออกใบรับรองซ้ำกับกลไก Carbon credit บนพื้นฐานของผลผลิตพลังงานทดแทนหนึ่งเดียวกัน
 - การประยุกต์ใช้หลักการ Residual mix เพื่อหลีกเลี่ยงการอ้างสิทธิ์ซ้ำ (Double claim) ระหว่างผู้ใช้สิทธิตามกลไก RECs กับผู้ใช้ไฟฟ้าจากโครงข่ายไฟฟ้าส่วนกลาง (Grid)
 - การไม่อนุญาตให้ทำการออกใบรับรองและซื้อขาย RECs สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับการสนับสนุนจากมาตรการ FIT/Adder ที่มีมาก่อนหน้าการประกาศข้อกำหนดเกี่ยวกับการประยุกต์ใช้กลไก RECs
 - การประยุกต์ใช้หลักการนำรายได้จากการขาย RECs ในส่วนที่เป็นสิทธิของผู้ใช้ไฟฟ้ามาลดภาระค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า
 - การควบคุมการซื้อขายและใช้งานใบรับรอง RECs ข้ามประเทศ (Cross-border)

โดยที่ปรึกษาได้ทดลองแจกแจงอัตราประโยชน์หรือความพึงพอใจที่คาดว่าจะได้รับจากการซื้อและใช้งาน RECs พร้อมทั้งพิจารณาต้นทุนเปรียบเทียบของสินค้าทดแทน (Carbon credit) หรือค่าธรรมเนียมที่เรียกเก็บ (GHG allowance) ในแต่ละกรณี เพื่อหาช่วงราคาตลาดที่มีความเป็นไปได้ที่คาดว่าผู้ซื้อ RECs มีความพอใจที่จะจ่าย ดังปรากฏในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ผลการประมาณการมูลค่าอรรถประโยชน์ของ RECs โดยที่ปรึกษา (มุมมองด้านตลาด)

เป้าหมายในการนำไปใช้	การยอมรับ RECs	ความสำคัญของตลาดย่อย	สินค้าทดแทน	ราคาอ้างอิง (บาท/ REC)
มาตรการและมาตรฐานภายในองค์กร หรือภายในประเทศ (CFO, CFP, SBTi, etc.)	ใช้งานได้	อยู่ในระดับต่ำ เนื่องจากเป็นเพียงการ ดำเนินงานภาคสมัครใจในระดับท้องถิ่น	T-VERs	32.5 - 44.8 ¹ (ค่ากลาง 38.6)
การประเมินระดับสากล (SDGs, CDP, DJSI, MSCI ESG Index, etc.)	ใช้งานได้ภายใต้เงื่อนไขไม่นับซ้ำ	อยู่ในระดับปานกลาง เนื่องจากการ ดำเนินงาน ภาคสมัครใจที่ส่งผลต่อ ภาพลักษณ์ในระดับสากล	Premium T-VER	61.1 - 122.1 ² (ค่ากลาง 91.6)
เป้าหมายของกลุ่มบริษัท RE100	ใช้งานได้ภายใต้เงื่อนไขไม่นับซ้ำ	อยู่ในระดับสูง เนื่องจากการดำเนินงาน ตามนโยบายที่ได้แสดงเจตจำนงไว้จึงส่งผล ต่อภาพลักษณ์ขององค์กรค่อนข้างมาก	Off-site Corporate PPA	0 - 850 ³ (ค่ากลาง 425)
มาตรการ NTB ของ EU (CBAM)	ยังไม่ชัดเจน (เริ่มเก็บค่าธรรมเนียมปี พ.ศ. 2569)	คาดว่าจะอยู่ในระดับต่ำ เนื่องจากมีสัดส่วน ทางการตลาดของสินค้าที่เกี่ยวข้องไม่มาก นัก และเบื้องต้นมีเพียง 2 ประเภทสินค้าที่มี ความเกี่ยวข้องกับ RECs (GHG Scope 2)	CBAM certificate	1,145 - 1,432 ⁴ (ค่ากลาง 1,288.5)
มาตรการ NTB อื่นๆ ที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ในอนาคต อาทิ CCA (US-CBAM) หรือ CBAM ของ UK, AUS, CHA, etc.	ยังไม่ชัดเจน (CCA คาดว่าจะเริ่มในปี พ.ศ. 2569 ส่วนประเทศอื่นยังไม่ชัดเจน ว่าจะเริ่ม CBAM เมื่อใด)	คาดว่าจะอยู่ในระดับสูง เนื่องจากมี แนวโน้มที่จะส่งผลมากกว่า CBAM ของ EU เนื่องจากมีสัดส่วนของตลาดและประเภท สินค้าที่เกี่ยวข้องมากกว่าอย่างมาก	GHG allowance	644 - 787 ⁵ (ค่ากลาง 715.5)

หมายเหตุ

1. ประเมินจากราคาโดยเฉลี่ยในการซื้อขายใบรับรอง T-VERs (ทั้งแบบ OTC และผ่าน Exchange platform) ช่วงปี พ.ศ. 2565-2566 ซึ่งมีค่าประมาณ 80-110 บาท/tCO₂e¹ คูณด้วยค่า Emission factor ของระบบไฟฟ้าส่วนกลางของประเทศไทย (Grid EF_{TH}) ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.407
2. ประเมินจากราคาสูงสุดของใบรับรอง T-VERs แต่ละประเภทที่มีการซื้อขายในปี พ.ศ. 2566 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 150-300 บาท/tCO₂e² คูณด้วย Grid EF_{TH} ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.407
3. ประเมินโดยใช้สมมติฐานเปรียบเทียบราคาพลังงานไฟฟ้ากับราคา FiT ของโรงไฟฟ้าประเภท Solar farm ล่าสุด (รวมเงินนำส่งกองทุนพัฒนาไฟฟ้าตาม พรบ. การประกอบกิจการพลังงานมาตรา 97(3)(4)(5)) อยู่ที่ประมาณ 2.0-2.2 บาท/kWh บวกกับค่า Wheeling charge ซึ่งคิดจาก ค่าบริการระบบส่ง (T&SO = 00.77 บาท/kWh³) + ค่าบริการระบบจำหน่าย (D = 1.02 บาท/kWh⁴) + Integration cost (0.66 บาท/kWh) + PE (0.00-0.20 บาท/kWh) อยู่ที่ประมาณ 2.45-2.65 บาท/kWh จึงทำให้มีต้นทุนในการจัดหาไฟฟ้าแบบ Off-site corporate PPA ประมาณ 4.45-4.85 บาท/kWh แล้วนำมาหักลบด้วยค่าไฟฟ้าขายปลีกซึ่งคาดว่าจะมีค่าเฉลี่ยต่อหน่วยประมาณ 4.0-4.5 บาท/kWh ทำให้มีส่วนต่างต้นทุนคือ 0.-0.85 บาท/kWh (0-850 บาท/REC)
4. ประเมินจากราคาใบอนุญาตปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายใต้กลไก EU-ETS (EUA) ณ ช่วงปี พ.ศ. 2566 ซึ่งมีราคาเท่ากับ 80-100 USD/tCO₂e⁵ คูณด้วยค่า Grid EF_{TH} ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.407 และอัตราแลกเปลี่ยน USD เป็น THB ณ วันที่ 29 สิงหาคม พ.ศ. 2566⁶ เท่ากับ 35.18 THB/USD
5. ประเมินจากราคาตลาดคาร์บอนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของ IHS Markit⁷ ซึ่งได้มีการนำ Carbon market price ของตลาดที่สำคัญของโลกคือกลุ่มประเทศ EU, UK และ USA มาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักเข้าด้วยกัน ในช่วงปี พ.ศ. 2566 ซึ่งมีค่าประมาณ 45-55 USD/tCO₂e คูณด้วย Grid EF_{TH} ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.407 และอัตราแลกเปลี่ยน 35.18 THB/USD

โดยมีผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบข้อดีข้อด้อยของการกำหนดราคา RECs โดยอาศัยแต่ละทางเลือก ดังปรากฏในตารางที่ 2

¹ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกแห่งประเทศไทย, <http://carbonmarket.tgo.or.th/> (11 กันยายน 2566)

² องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกแห่งประเทศไทย, <http://carbonmarket.tgo.or.th/> (11 กันยายน 2566)

³ การศึกษาด้านต้นทุนหน่วยสุดท้าย (Marginal Cost), เอกสารการรับฟังความคิดเห็น เรื่อง ร่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 - 2568

⁴ การศึกษาด้านต้นทุนหน่วยสุดท้าย (Marginal Cost), เอกสารการรับฟังความคิดเห็น เรื่อง ร่างโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2565 - 2568

⁵ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกแห่งประเทศไทย, <http://carbonmarket.tgo.or.th/> (11 กันยายน 2566)

⁶ <https://www.google.com/finance/quote/USD-THB?sa=X&ved=2ahUKEwj7gdOg5oGBAXsTWwGHbKEDZ8QmY0JegQIERAr> (29 ส.ค. 2566)

⁷ <https://indicesweb.ihsmarkit.com/Carbon/details/index?id=GLCARB>

ตารางที่ 2 ข้อดีข้อด้อยของการกำหนดราคา RECs โดยแต่ละทางเลือก

แนวทาง	ข้อดี	ข้อด้อย
มุมมองเชิงเศรษฐกิจศาสตร์	- เป็นการชดเชยต้นทุนภายนอก (External cost) ของการปลดปล่อย GHG จากผู้อ้างสิทธิ์ RECs ให้กับสังคมอย่างครบถ้วน ซึ่งสอดคล้องกับเครื่องมือที่ใช้ในการตัดสินใจเชิงนโยบาย (Cost & Benefit) และมีความเชื่อมโยงกับมาตรการกำหนดราคาคาร์บอน (Carbon tax หรือ ETS) ทำให้ผู้ใช้งาน RECs อาจนำไปใช้อ้างอิงเสมือนว่า “ได้มีการชำระภาษีคาร์บอนในส่วนของพลังงานไฟฟ้าผ่านกลไก RECs เรียบร้อยแล้ว” - แนวโน้มราคา RECs ที่ค่อนข้างสูงช่วยขยายโอกาสการลงทุนด้านการผลิตไฟฟ้าจาก RE และส่งเสริมการบรรลุเป้าหมายด้าน GHG พร้อมทั้งทำให้ผู้ครอบครองสิทธิ์ RECs ของระบบผลิตไฟฟ้า RE ได้รับประโยชน์ในระดับสูง - แนวโน้มราคา RECs ที่ค่อนข้างสูงช่วยจำกัดปริมาณความต้องการ RECs ซึ่งเป็นการลดภาระในการจัดหา Supply (ไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE) และภาระในการบริหารจัดการไฟฟ้าที่ผลิตจาก VRE เพื่อรักษาเสถียรภาพของ Grid - ปัจจัยที่ใช้กำหนดราคา (SCC) มีความผันผวนต่ำทำให้ไม่เกิดภาระในการกำกับดูแลมากนัก และส่งผลทำให้ทั้งผู้มีความต้องการใช้งาน RECs (ภาคธุรกิจ) และผู้ให้บริการที่เกี่ยวข้องกับ RECs สามารถวางแผนรับมือได้ในระยะยาว	- ราคาอาจไม่เป็นที่ยอมรับของผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเนื่องจากเป็นเพียงผลการคำนวณจากแบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์ภายใต้สมมติฐานของผู้คำนวณ ซึ่งยังไม่มีหลักฐานเชิงประจักษ์มารองรับ รวมถึงยังไม่มีผลประเมิน SCC ภายใต้บริบทของประเทศไทยโดยตรง - แนวโน้มราคา RECs ที่ค่อนข้างสูงทำให้ต้นทุนในการจัดหาเครดิตเพื่อหลีกเลี่ยงการปลดปล่อย GHG สูงตามไปด้วย ซึ่งเป็นอุปสรรคต่อการบรรลุเป้าหมายในการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืน (RE100, SDGs, CDP, etc.) รวมถึงการปฏิบัติตามข้อกำหนดด้านการค้าระหว่างประเทศ (อาทิ CBAM) และอาจส่งผลเชิงลบต่อการตัดสินใจลงทุนของภาคธุรกิจโดยเฉพาะในระดับนานาชาติ - อาจส่งผลทำให้ความต้องการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่ลดลงอย่างมาก - ราคาอาจไม่อยู่ในระดับที่จะทำให้เกิดการซื้อขายได้จริงในตลาดภาคสมัครใจ (อาจต้องอาศัยตลาดภาคบังคับ) หรือมีการซื้อขายในปริมาณที่จำกัดมาก ทำให้ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องกับการซื้อขาย (อาทิ Issuers, Market operators และ Brokers) ได้รับประโยชน์จากกลไก RECs น้อย

แนวทาง	ข้อดี	ข้อด้อย
มุมมองเชิง ต้นทุน	- ทำให้เกิดการยอมรับได้ง่ายเนื่องจากพอที่จะมีหลักฐานเชิงประจักษ์ที่ชัดเจนสามารถนำมาใช้อ้างอิงได้ และสอดคล้องแนวคิดในการปรับปรุงรูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอนาคตด้วยการแยกส่วน (Unbundle) ระหว่างการรับซื้อพลังงานไฟฟ้ากับ RECs - ปัจจัยที่ใช้ในการกำหนดราคา RECs (Costs) มีความผิวพรรณต่ำจึงไม่เป็นภาระในการกำกับดูแลมากนัก และส่งผลทำให้ทั้งผู้มีความต้องการใช้งาน RECs (ภาคธุรกิจ) และผู้ให้บริการที่เกี่ยวข้องกับ RECs สามารถวางแผนรับมือได้ในระยะยาว - ราคา RECs อยู่ในระดับที่เป็นการชดเชยส่วนต่างต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า จึงมีส่วนช่วยให้เกิดโอกาสในการขยายลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้เช่นกัน และผู้ครอบครองสิทธิ์ RECs ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่เดิมยังคงมีโอกาสดังกล่าวจะได้รับประโยชน์เพิ่มเติม โดย ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถได้รับได้รับการแบ่งเบาภาระการอุดหนุนไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE (ทั้งหมดหรือบางส่วน) - ราคา RECs ที่ไม่ได้อิงตามความต้องการของตลาดจนกระตุ้นให้เกิดการซื้อขายมากจนเกินไปช่วยจำกัดภาระในการจัดหา Supply และการบริหารจัดการไฟฟ้าที่ผลิตจาก VRE	- ราคา RECs ที่กำหนดจากส่วนต่างต้นทุนในโครงการที่มีความคุ้มค่าสูงย่อมเพียงพอที่จะสร้างแรงจูงใจสำหรับการลงทุนผลิตไฟฟ้าจาก RE ในรูปแบบที่มีต้นทุนต่ำเท่านั้น จึงอาจทำให้เกิดการกระจุกตัวของรูปแบบการผลิตไฟฟ้าจาก RE - ราคา RECs ไม่ได้สะท้อนต้นทุนสังคมโดยรวม โดยหากราคาที่กำหนดต่ำกว่ามูลค่าผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่เกิดขึ้นจริงก็จะมีผลทำให้สังคมยังคงต้องแบกรับผลกระทบส่วนเกินไว้บางส่วน - ราคา RECs อาจไม่เหมาะสมหรืออยู่ในระดับที่จะทำให้เกิดการซื้อขายได้จริงในตลาดภาคสมัครใจ โดยในบางกรณีราคาที่กำหนดอาจสูงกว่าอัตราประโยชน์ที่ได้รับจากการนำไปใช้ ซึ่งส่งผลให้เกิดการซื้อขายน้อย และผู้มีส่วนเกี่ยวข้องกับการซื้อขาย (อาทิ Issuers, Market operators และ Brokers) ได้รับประโยชน์จากกลไก RECs น้อย

แนวทาง	ข้อดี	ข้อด้อย
มุมมองเชิงตลาด	- ทำให้เกิดการยอมรับได้ในระดับหนึ่งด้วยการอ้างอิงมูลค่าอรรถประโยชน์ในการนำ RECs ไปใช้ (สินค้าทดแทนหรือค่าปรับ) - ราคา RECs ที่กำหนดมีความสอดคล้องกับต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ ทำให้มีแนวโน้มที่จะสร้างความพึงพอใจให้กับผู้ใช้งาน RECs และทำให้มีแนวโน้มที่จะทำให้เกิดการซื้อขายได้จริงในตลาดภาคสมัครใจ เป็นปริมาณพอสมควรซึ่งทำให้ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องกับการซื้อขาย (อาทิ Issuers, Market operators และ Brokers) ได้รับประโยชน์จากกลไก RECs อย่างเต็มที่ - ผู้ครอบครองสิทธิ์ RECs มีโอกาสที่จะได้รับผลตอบแทนเพิ่มเติมจากการขาย RECs ในระดับที่สูงกว่าส่วนต่างต้นทุนที่ได้ประมาณการไว้ หากตลาดให้การยอมรับและมีความต้องการ RECs ในระดับสูง (มีโอกาสดึงบวกและลบ)	- การประเมินราคาจากตลาดในทางปฏิบัติมีความคลาดเคลื่อนได้สูง - ปัจจัยที่ใช้ประกอบการกำหนดราคามีความหลากหลายและมีความผันผวน จึงเป็นภาระในการกำกับดูแลค่อนข้างมาก - แนวโน้มราคา REC ที่ไม่แน่นอน (ขึ้นอยู่กับสถานการณ์ตลาด) ทำให้เป็นอุปสรรคทั้งต่อผู้ผลิตไฟฟ้า (การประเมินความคุ้มค่าและการขอรับการสนับสนุนจากแหล่งเงินทุน) ผู้มีความต้องการใช้ RECs (การคาดการณ์ต้นทุนที่ต้องใช้ในการหลีกเลี่ยง GHG) และผู้ให้บริการเกี่ยวกับ RECs (การวางแผนบริหารจัดการทรัพยากร) - ราคา RECs ให้ความสำคัญกับการยอมรับของตลาดจึงทำให้มีแนวโน้มที่จะทำให้เกิดการซื้อขายในปริมาณมากและเพิ่มภาระในการจัดหา Supply และการบริหารจัดการไฟฟ้าที่ผลิตจาก VRE - ราคา RECs ถูกกำหนดบนพื้นฐานของอรรถประโยชน์ที่ได้รับจึงทำให้อาจมี “ส่วนเกินสำหรับผู้บริโภค” เพียงเล็กน้อย (หรือไม่มีเลย) - ราคาที่กำหนดไม่ได้สะท้อนทั้งต้นทุนของสังคมโดยรวมและต้นทุนของผู้ใช้ไฟฟ้า

ซึ่งที่ปรึกษาได้เสนอแนวทางการกำหนดราคา RECs ที่เหมาะสมกับประเทศไทย ภายใต้สถานการณ์ที่แตกต่างกันจำนวน 3 ฉากทัศน์ (Scenarios) ประกอบด้วย

1) ฉากทัศน์ที่ 1 การกำหนดราคา RECs ภายใต้สถานการณ์ปัจจุบัน

ภายใต้สถานการณ์ปัจจุบันซึ่งยังไม่ได้มีการประยุกต์ใช้หลักการคำนวณส่วนผสมคงเหลือของแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Residual mix) หรือ แยกส่วนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ออกจากพลังงานไฟฟ้าที่ถูกป้อนเข้าระบบไฟฟ้าส่วนกลาง (Grid) เพื่อมิให้เกิดการนับซ้ำ (Double claim) ระหว่างผู้อ้างสิทธิ์ผ่านกลไก RECs กับผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Grid ซึ่งมีผลทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Grid ยังคงได้รับประโยชน์จากการอ้างแหล่งผลิตไฟฟ้าและคุณลักษณะของพลังงานไฟฟ้าที่ป้อนเข้าสู่ Grid ได้ตามเดิม และผู้ใช้งาน RECs จึงมีลักษณะเหมือนผู้ให้การสนับสนุน (Sponsors) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในส่วนที่มีการอ้างสิทธิ์เท่านั้น

โดยพบว่าอรรถประโยชน์ของการนำ RECs ไปใช้ในปัจจุบัน คือ การดำเนินมาตรการภาคสมัครใจ ซึ่งประกอบด้วยทั้ง มาตรการระดับท้องถิ่นภายในประเทศที่ดำเนินการโดยองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกแห่งประเทศไทย และการเปิดเผยข้อมูลการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามแนวทางที่กำหนดในระดับนานาชาติ แต่ก็ยังค่อนข้างมีความคลุมเครือเกี่ยวกับความถูกต้องเหมาะสมในการอ้างสิทธิ์ RECs โดยเฉพาะสำหรับมาตรการและข้อกำหนดในระดับนานาชาติ ทำให้ช่วงราคาดตลาดที่มีความเป็นไปได้ของ RECs ยังคงอยู่ในระดับที่ไม่สูงมากนัก (50-100 THB/REC)

ดังนั้น เนื่องจาก RECs ที่มีการซื้อขายอยู่ในตลาด ณ ปัจจุบันมีสภาพเป็นเสมือนผลพลอยได้ที่เกิดขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีต้นทุนส่วนเพิ่มเพียงแค่ค่าใช้จ่ายในการรับรอง (Issue) และไม่ได้สร้างผลกระทบอันใดให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าและประชาชนในสังคมโดยรวม จึงไม่มีความจำเป็นที่จะต้องกำหนดหรือควบคุมราคาต่ำสุด (Floor price) และหากจะมีการกำหนดราคาขึ้นในตลาด (Leading price) โดยอาศัย RECs ในส่วนที่เป็นสิทธิ์ถือครองของหน่วยงานภาครัฐภายใต้บริบทดังกล่าว ก็ควรที่จะอาศัยมุมมองด้านการตลาดโดยพิจารณาจากมูลค่าอรรถประโยชน์ในการนำ RECs ไปใช้ของผู้มีความต้องการใช้งาน RECs เพื่อให้เกิดการซื้อขายในปริมาณที่เหมาะสมเป็นสำคัญ โดยไม่จำเป็นต้องคำนึงถึงต้นทุนในการได้มาซึ่ง RECs หรือต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของผลกระทบภายนอกที่เกิดขึ้นแต่อย่างใด

2) ฉากทัศน์ที่ 2 การกำหนดราคา RECs ภายใต้สถานการณ์ที่ไม่ให้มีการอ้างสิทธิ์ซ้ำ

ในกรณีที่มีการประยุกต์ใช้หลักการคำนวณส่วนผสมคงเหลือของแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Residual mix) เพื่อมิให้มีการนับซ้ำ (Double claim) ระหว่างผู้อ้างสิทธิ์ผ่านกลไก RECs กับผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Grid หรือ มีการแยกส่วนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบดังกล่าวออกจากพลังงานไฟฟ้าที่ส่งผ่านไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Grid อย่างชัดเจน ซึ่งจะส่งผลทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Grid ไม่สามารถใช้ประโยชน์จากการอ้างแหล่งผลิตไฟฟ้าและคุณลักษณะของพลังงานไฟฟ้ากลุ่มก้อนดังกล่าวได้อีกต่อไป (แม้ว่าจะถูกป้อนผ่าน Grid ก็ตาม) ในขณะที่ผู้ใช้งาน RECs จะกลายเป็นผู้ได้รับสิทธิ์อย่างสมบูรณ์ในการอ้างแหล่งผลิตไฟฟ้าและคุณลักษณะของพลังงานไฟฟ้ากลุ่มก้อนดังกล่าว

โดยมีแนวโน้มที่ RECs ในลักษณะนี้จะได้รับการยอมรับให้สามารถนำมาใช้ประกอบการดำเนินนโยบายด้านการจัดหาพลังงานทดแทน (อาทิ กลุ่ม RE100) รวมถึงมาตรการและข้อกำหนดเกี่ยวกับการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกและดัชนีชี้วัดความยั่งยืนในการดำเนินธุรกิจที่เป็นสากล (อาทิ SDGs, CDP หรือ DJSI) ในระดับที่ชัดเจนและยั่งยืนกว่า RECs ที่มีข้อกังขาเกี่ยวกับการอ้างสิทธิ์ซ้ำ (Double claim) และทำให้ช่วงราคาตลาดที่มีความเป็นไปได้ของ RECs ขยับเพิ่มสูงขึ้น (ไปอยู่ในระดับ 100-400 THB/REC)

อย่างไรก็ดี เนื่องจาก RECs ที่เข้าสู่ตลาดมีต้นทุนอันเกิดจากการรอนสิทธิของผู้ใช้ไฟฟ้าในอ่างแหล่งผลิตไฟฟ้าและคุณลักษณะของพลังงานไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง จึงมีความจำเป็นที่จะมีการกำหนดหรือควบคุมราคาต่ำสุด (Floor price) ในการซื้อขาย RECs ไม่ให้ต่ำกว่าต้นทุนในการจัดหา RECs โดยเฉพาะราคาของ RECs ในส่วนที่เป็นสิทธิ์ถือครองของหน่วยงานภาครัฐ เพื่อเป็นการรักษาประโยชน์ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Grid ที่ให้การสนับสนุนมาตรการ FiT/Adder ผ่านโครงสร้างค่าไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีความเป็นไปได้ที่จะกำหนดราคาขึ้นนำตลาด (Leading price) ตามต้นทุนเฉลี่ยในการจัดหาไฟฟ้า RE ที่เกิดขึ้นจริง (ต้นทุน REC รวมกับต้นทุนนโยบายอื่นที่แฝงอยู่) แบบจับคู่ (Matching) เป็นรายโครงการหรือกลุ่มโครงการ ซึ่งจะทำให้ราคา RECs สำหรับกรณีดังกล่าวอยู่ในระดับที่สูงกว่าการคิดเฉพาะต้นทุนในส่วนของการจัดหา RECs ซึ่งคิดจากส่วนต่างต้นทุนที่เกิดจากการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยรูปแบบที่มีต้นทุนต่ำสุดเท่านั้น ทั้งนี้ เพื่อเป็นการแบ่งเบาภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Grid ในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะในกลุ่มก้อนที่ไม่สามารถอ้างสิทธิ์หรือได้รับประโยชน์จากคุณลักษณะความเป็นพลังงานหมุนเวียนได้

3) ฉากทัศน์ที่ 3 การกำหนดราคา RECs ภายใต้สถานการณ์ที่มีปัจจัยเสริมตลาด (ภาคบังคับ)

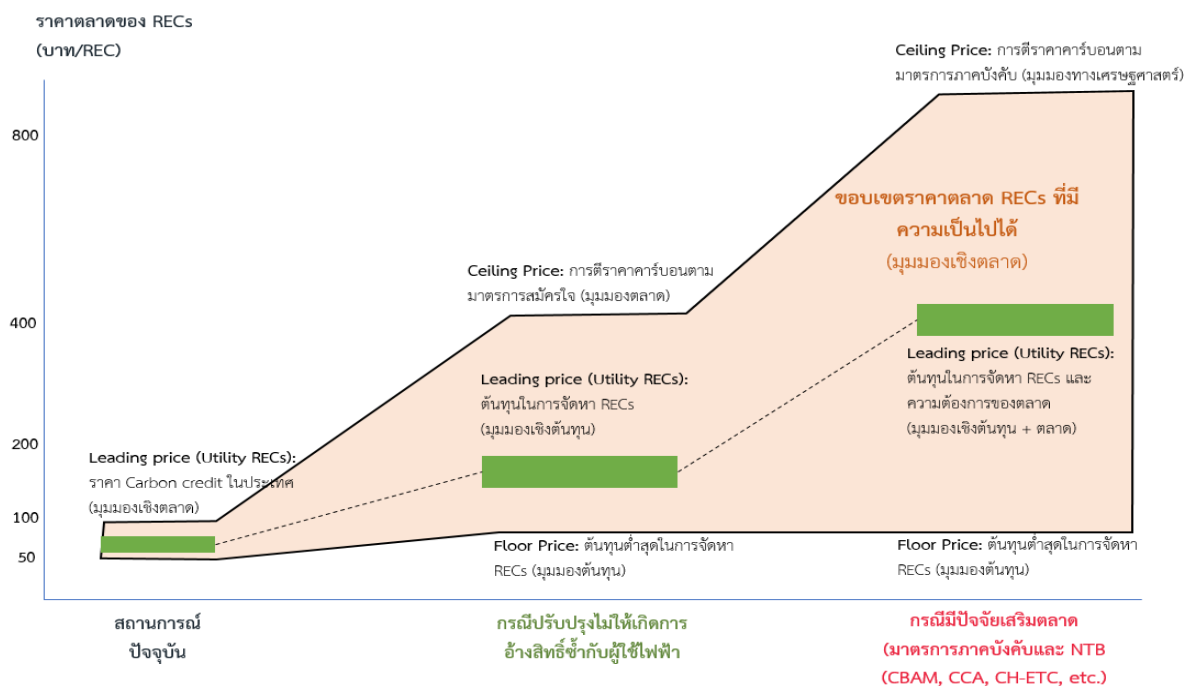
ปัจจัยเสริมตลาดที่สำคัญคือการที่ตลาดได้รับผลกระทบจากมาตรการภาคบังคับเกี่ยวกับสัดส่วนในการจัดหาพลังงานหมุนเวียนและการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งอาจเป็นได้ทั้งมาตรการที่ถูกกำหนดขึ้นภายในประเทศ (อาทิ Carbon tax, ETS หรือ RPS) หรือ มาตรการที่เป็นแรงกดดันจากภายนอกประเทศ (อาทิ CBAM, US-CCA, CH-ETS) ซึ่งหากประเทศไทยมีการประยุกต์ใช้หลักการคำนวณ Residual mix หรือ มีการแยกส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่นำมาใช้อ้างสิทธิ์ RECs จนสามารถทำให้ผู้รับผิดชอบมาตรการภาคบังคับเหล่านี้มีความมั่นใจได้ว่าไม่เกิดการนับซ้ำ (Double counting) ก็มีความเป็นไปได้สูงที่กลไก RECs จะได้รับการยอมรับให้นำมาใช้ประกอบการพิจารณาการประเมินการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของมาตรการเหล่านั้น

โดยในกรณีที่อรรถประโยชน์ของ RECs สามารถนำไปใช้ครอบคลุมได้ถึงมาตรการภาคบังคับทั้งทางตรงและทางอ้อมที่กล่าวถึง ก็จะทำให้ช่วงราคาตลาดที่มีความเป็นไปได้ของ RECs ขยับเพิ่มสูงขึ้นไปจนใกล้เคียงกับมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของ RECs ซึ่งเป็นเพดานราคาสูงสุด (Ceiling price) ของตลาด RECs (ประมาณ 800-1,000 THB/REC)

ซึ่งในกรณีดังกล่าวยังคงมีความจำเป็นที่จะมีการกำหนดหรือควบคุมราคาต่ำสุด (Floor price) ในการซื้อขาย RECs ไม่ให้ต่ำกว่าต้นทุนเฉพาะในส่วนของการจัดหา RECs ไว้เช่นเดิม แต่อาจเปลี่ยนแปลงแนวทางในการกำหนดราคาขึ้นนำตลาด (Leading price) ให้สูงขึ้นตามอรรถประโยชน์ในการนำ RECs ไปใช้งาน โดยเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักระหว่างมุมมองเชิงต้นทุน (ต้นทุนเฉลี่ยในการจัดหาพลังงานไฟฟ้า RE

ตามจริง) และมุมมองเชิงตลาด (ราคาตลาดของ RECs ที่เป็นอยู่ หรือ อร์รประโยชน์ที่ได้รับจากการนำ RECs ไปใช้ในแต่ละตลาดย่อย) เพื่อนำรายได้ส่วนเกิดมาแบ่งเบาภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Grid และเป็นการขยับราคาตลาดของ RECs ให้สูงขึ้นเพื่อให้เอื้อต่อการขยายโอกาสในการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มากยิ่งขึ้น

โดยสรุปภาพรวมข้อเสนอแนะทางการกำหนดราคา RECs ที่ภายใต้สถานการณ์ที่แตกต่างกันทั้ง 3 ฉากทัศน์เป็นดังแสดงในรูปที่ 4



รูปที่ 4 ข้อเสนอแนะทางการกำหนดราคา RECs ภายใต้สถานการณ์ที่แตกต่างกัน

4. การออกแบบระบบฐานข้อมูลและกลไกกำกับติดตาม RECs (TOR ข้อ 5.4)

ขั้นตอนในการการออกแบบระบบฐานข้อมูลและกลไกกำกับติดตาม RECs ประกอบด้วย 3 ขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. การตรวจสอบความต้องการ (Requirements) เบื้องต้นที่เกี่ยวข้องในการดำเนินกิจกรรมด้าน RECs แต่ละส่วน

โดยมีการทบทวน 3 ส่วน ประกอบด้วย

- (1) การทบทวนกระบวนการดำเนินกิจกรรม RECs โดยศึกษาขั้นตอน กระบวนการ พื้นฐานของการดำเนินงานด้าน RECs โดยครอบคลุมกระบวนการต่างๆ โดยเน้นที่ขั้นตอนกระบวนการ พื้นฐานของมาตรฐานสากล ได้แก่ I-REC และ TIGR เป็นสำคัญ เพื่อเป็นข้อมูลตั้งต้นสำหรับขั้นตอนและกระบวนการพื้นฐาน สรุปได้ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ผลการศึกษาขั้นตอน กระบวนการ พื้นฐานของการดำเนินงานด้าน RECs

ขั้นตอนหลัก	กระบวนการย่อย
การเข้าใช้งานระบบ	- การลงทะเบียน/การสร้างบัญชีผู้ใช้งาน - การขึ้นทะเบียนผู้ผลิตไฟฟ้า - การยืนยันตัวตน การตรวจสอบคุณสมบัติ - การเข้าใช้งาน - การลงทะเบียนเครื่องจักรสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า
การออกใบรับรองสิทธิ์	- การส่งคำร้อง การส่งข้อมูลการผลิตไฟฟ้า ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิง - การตอบรับคำร้องขอรับรองสิทธิ์ - การส่งคำร้องให้ตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล - การส่งผลการตรวจสอบข้อมูล - การออกใบรับรองสิทธิ์ - การปรับปรุงข้อมูลสิทธิ์
การครอบครองสิทธิ์	- การปรับปรุงข้อมูลสิทธิ์ - การแก้ไขข้อมูลสิทธิ์ในกรณีที่มีข้อผิดพลาด
การซื้อขายถ่ายโอนสิทธิ์	- การซื้อขาย/ถ่ายโอนสิทธิ์ - การปรับปรุงข้อมูลสิทธิ์
การไถ่ถอนสิทธิ์	- การส่งคำร้องขอไถ่ถอนสิทธิ์ - การตรวจสอบข้อมูลสิทธิ์ การตอบรับคำร้องขอไถ่ถอนสิทธิ์ - การย้ายข้อมูลเครดิตออกจากสิทธิ์ที่สามารถซื้อขายถ่ายโอนได้ - การปรับปรุงข้อมูลสิทธิ์
การออกจากระบบ หรือ การเลิกใช้งานระบบ	- การร้องขอออกจากระบบด้วยตนเอง - การพิจารณาให้ผู้ใช้งานออกจากระบบ โดยผู้ดูแลระบบ - การลบฐานข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับผู้ใช้งานที่ออกจากระบบ รวมถึงเครื่องผลิตไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง
การแสดงรายการ เคลื่อนไหวของระบบ ทะเบียนอื่น	- การกรอกข้อมูลกิจกรรมด้านคุณสมบัติด้านสิ่งแวดล้อมที่ผู้ใช้งานระบบ กระทำในระบบทะเบียนของมาตรฐานอื่น

(2) การทบทวนระบบฐานข้อมูลและกลไกที่น่าสนใจในต่างประเทศ โดยทบทวนระบบ mGATS ซึ่งได้รับการกล่าวถึงว่าเป็นศูนย์กลางให้บริการเบ็ดเสร็จ (One-Stop Service) ของการดำเนินงานด้าน RECs ของประเทศมาเลเซีย และระบบติดตามกิจกรรมด้าน RECs ในประเทศญี่ปุ่นที่มีมาตรฐานคุณลักษณะด้านสิ่งแวดล้อมถึง 3 มาตรฐาน เพื่อถอดบทเรียนเป็นข้อมูลประกอบการสร้างแนวคิดในการพัฒนาระบบของไทย สรุปได้ดังต่อไปนี้

- การออกแบบระบบติดตามในรูปแบบของการเป็นส่วนต่อประสาน อาจยังมีข้อจำกัด
ในด้านการติดตามความเป็นเจ้าของหรือการไถ่ถอนสิทธิ์ที่ไม่ใช่มาตรฐานที่ตนสามารถ

ควบคุมได้โดยสมบูรณ์หากไม่มีข้อกำหนดมิให้ RECs สามารถซื้อขายต่อไปยังบุคคลที่ไม่สามารถ (กรณีศึกษาจากระบบติดตามในประเทศมาเลเซีย) ซึ่งหากต้องการติดตามกิจกรรม RECs ที่เกิดขึ้นให้ได้อย่างสมบูรณ์ อาจทำได้ในสองกรณีคือ

- (1) พัฒนาความร่วมมือกับมาตรฐานสากลอย่างเป็นทางการในเชิงลึก เพื่อให้ได้สิทธิ์ในการเป็นหน่วยงานที่ได้รับการแต่งตั้งและได้รับสิทธิ์ในการเข้าถึงระบบทะเบียนอย่างสมบูรณ์ หรือ
- (2) พัฒนามาตรฐานและระบบติดตามของตนเองขึ้นเพื่อใช้งานอย่างเต็มรูปแบบ

อย่างไรก็ตาม トラบใดที่ยังไม่สามารถกำหนดให้มีการรายงานกิจกรรมเกี่ยวกับคุณสมบัติด้านสิ่งแวดล้อมของทุกมาตรฐานเข้าสู่ระบบติดตามระบบเดียวกันหรือกำหนดให้มีการใช้มาตรฐานคุณสมบัติด้านสิ่งแวดล้อมเพียงมาตรฐานเดียวได้ ปัญหาด้านการนับซ้ำก็มีความเป็นไปได้ที่จะเกิดขึ้นอยู่เสมอ

- การออกแบบระบบติดตามควรออกแบบให้สอดคล้องกับข้อกำหนดในการใช้งานสิทธิ์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการกำหนดชุดข้อมูลที่มีการจัดเก็บในระบบให้สอดคล้องกับข้อมูลที่ใช้ใช้งานสิทธิ์ต้องใช้เพื่อบรรลุวัตถุประสงค์ของตนหรือให้สอดคล้องกับบริบทในการใช้งาน (กรณีศึกษาจากระบบติดตามในประเทศญี่ปุ่น)

- (3) การทบทวนข้อกำหนดที่สำคัญต่อการใช้งาน RECs อย่างมีประสิทธิภาพ โดยทบทวนข้อกำหนดที่มีผลต่อการใช้งาน RECs เพื่ออ้างอิงสิทธิ์คุณลักษณะด้านสิ่งแวดล้อม ได้แก่ GHG Protocol Scope 2 Guidance CDP และ RE100 Technical Data เพื่อเป็นข้อพึงปฏิบัติประกอบการสร้างแนวคิดในการพัฒนาระบบของไทย

โดยพบว่าการอ้างอิงสิทธิ์จะสามารถทำได้อย่างมีประสิทธิภาพเมื่อการออกแบบระบบติดตามสอดคล้องกับข้อกำหนดปลายทางที่สิทธิ์ถูกนำไปใช้งาน ดังนั้นระบบฐานข้อมูลและกลไกกำกับติดตาม RECs ที่จะออกแบบควรมีคุณสมบัติที่ครอบคลุมประเด็นเหล่านี้

- มีฐานข้อมูลที่ออกแบบให้เก็บข้อมูลที่สำคัญและจำเป็นต่อการใช้งาน (การอ้างอิงสิทธิ์) ตามมาตรฐานสากล
- มีกลไกป้องกันการนับซ้ำ ซึ่งเป็นการดำเนินการด้วยการกระหนาบยอดในระบบอย่างแม่นยำเพื่อไม่ให้มีข้อมูลซ้ำซ้อนในระบบ
- มีกลไกในการถอดถอนใบรับรองที่ถูกอ้างอิงสิทธิ์แล้วอย่างถาวร เชื่อถือได้
- มีกลไกในการสนับสนุนการใช้คุณสมบัติด้านช่วงเวลา (Vintage)
- รองรับการลงทะเบียนของผู้ใช้งานที่อยู่ต่างประเทศ (หรืออยู่นอกขอบเขตตลาด) ได้แต่มีความสามารถในการคัดกรองผู้ใช้งานดังกล่าวออกได้หากมีการกำหนดกฎระเบียบด้านขอบเขตตลาดที่ชัดเจนในภายหลัง
- มีความสามารถในการสนับสนุนการประเมินสัดส่วนการปล่อยมลภาวะคงเหลือ (Residual Mix) ในขอบเขตที่กระทำได้

- มีความสามารถในการกำหนดการเข้าถึงในระดับต่างๆ ซึ่งรวมถึงผู้กำกับดูแลตามที่จะมีการกำหนดขึ้นในภายหลัง

2. วิเคราะห์ความต้องการของโครงสร้างระบบฐานข้อมูลและกลไก (Platform) ที่จำเป็นต่อการดำเนินการในขั้นตอนต่างๆ ของการดำเนินงาน RECs ของประเทศไทย

โดยอาศัยข้อมูล บทเรียน และข้อพึงปฏิบัติที่ได้จากการศึกษาทบทวนในขั้นตอนแรกเป็นแนวคิด โดยได้ความต้องการของระบบดังต่อไปนี้

(1) รายละเอียดผู้ใช้งานที่เกี่ยวข้อง ระบบ REC Registry มีผู้ใช้งานหลากหลายกลุ่มที่มีบทบาทและสิ่งที่ต้องการใช้งานต่างกันไป รายละเอียดของผู้ใช้งานระบบ REC Registry ซึ่งประกอบด้วย

- ผู้ใช้งานทั่วไป (User) : เป็นผู้มีสิทธิ์เข้าถึงข้อมูลของตนเองที่ถูกเก็บอยู่ในระบบทะเบียน REC ไม่ว่าจะเป็น REC ที่ได้จากการผลิตพลังงานสะอาดด้วยตัวเองหรือ REC ที่ได้รับจากผู้อื่น เพื่อตรวจสอบและติดตามปริมาณ REC รวมถึงสามารถส่งคำขอดำเนินการอื่นๆ ในระบบได้ เช่น ขอรับรอง ถ่ายโอน หรือขอถอน เป็นต้น
- ผู้รับรอง (Issuer) : เป็นผู้มีหน้าที่ตรวจสอบและรับรองว่ากระบวนการผลิต REC สอดคล้องกับมาตรฐานและกฎระเบียบที่กำหนด ผู้ตรวจสอบและรับรองอาจเป็นบุคคลหรือองค์กรที่ได้รับการรับรองจากระบบทะเบียนได้
- ผู้ดูแลระบบ (Registry Admin) : เป็นผู้รับผิดชอบในการดูแลรักษาระบบ REC Registry เพื่อให้ระบบทำงานได้อย่างเสถียรและมีประสิทธิภาพ รวมถึงการดูแลและการจัดเก็บข้อมูลการดำเนินการกิจกรรมต่างๆ ของ REC ผู้ใช้งานทั่วไป และผู้รับรอง

(2) ฟังก์ชันและความสามารถหลักที่ต้องมีในระบบ REC Registry ประกอบด้วย

- การลงทะเบียนและบริหารจัดการผู้ใช้งาน : การลงทะเบียนเป็นการสมัครสมาชิกเพื่อเข้าใช้งานฟังก์ชันต่างๆ ของระบบทะเบียน โดยจะต้องระบุรายละเอียดที่เกี่ยวข้อง เช่น ข้อมูลบุคคล/องค์กร และข้อมูลการติดต่อ เป็นต้น นอกจากนี้ ผู้ดูแลระบบจะต้องมีสิทธิ์เข้าถึงข้อมูลของผู้ลงทะเบียนเพื่อตรวจสอบความถูกต้องและอนุมัติการเข้าใช้งาน
- การลงทะเบียนอุปกรณ์ผลิตพลังงานสะอาด : การลงทะเบียนอุปกรณ์ผลิตพลังงานสะอาดเป็นสิ่งจำเป็นที่จะต้องทำก่อนการขอรับรอง เนื่องจากอุปกรณ์ผลิตพลังงานสะอาดจะต้องได้รับการรับรองจากผู้รับรองก่อน จึงจะสามารถนำพลังงานที่ผลิตได้ไปขอรับรอง REC ในลำดับถัดไป
- การขอรับรอง REC : การขอรับรอง REC ถือเป็นฟังก์ชันที่เป็นหนึ่งในฟังก์ชันหลักของแพลตฟอร์มระบบทะเบียน เนื่องจากการเพิ่ม REC เข้ามาในระบบทะเบียน โดยจะต้องขอรับรองและได้รับการอนุมัติจากผู้รับรองก่อน การผลิตพลังงานสะอาดจึงจะถูกรับรองเป็น REC และถูกเก็บอยู่ในระบบทะเบียน

- การถ่ายโอนแลกเปลี่ยน REC : การถ่ายโอน REC เป็นอีกหนึ่งในฟังก์ชันสำคัญสำหรับระบบทะเบียน โดยระบบจะทำหน้าที่เปลี่ยนกรรมสิทธิ์ความเป็นเจ้าของ REC ตามคำขอของผู้ถ่ายโอนและการถ่ายโอนจะเสร็จสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจากผู้ดูแลระบบแล้ว
- การไถ่ถอน REC : การไถ่ถอน คือการยกเลิก REC ในระบบทะเบียน เพื่อนำ REC ไปใช้ในวัตถุประสงค์อื่น โดยที่ REC ที่ถูกยกเลิกไปแล้วนั้น จะไม่สามารถนำกลับมาได้อีก ซึ่งผู้รับผลประโยชน์จะได้รับใบรับรองในรูปแบบของไฟล์ pdf แทน เพื่อนำไปใช้ในทางอื่นต่อไป
- การแสดงรายการเคลื่อนไหวของระบบทะเบียนอื่น : การแสดงรายการเคลื่อนไหวของระบบทะเบียนอื่น ใช้สำหรับการตรวจสอบความซ้ำซ้อนของ REC ว่าได้มีการขอรับรองหรือทำกิจกรรมอื่นๆ ในระบบทะเบียนอื่นซ้ำซ้อนด้วยพลังงานสะอาดที่ได้ผลิต ณ ช่วงเวลาเดียวกันหรือไม่ โดยให้ผู้ใช้งานกรอกความเคลื่อนไหวทั้งหมดที่ได้กระทำในระบบทะเบียนอื่น ได้แก่ การขอรับรอง การถ่ายโอน และการไถ่ถอน
- การสิ้นอายุของ REC : ระบบจะต้องสามารถจัดการกับ REC ที่หมดอายุได้ โดยจะมีระบบแจ้งเตือนไปยังเจ้าของ REC ที่ใกล้หมดอายุ และระบบยกเลิก REC ที่หมดอายุแล้วออกจากระบบทะเบียน
- การแสดงผล : ระบบมีการแสดงผลโดยสรุปในส่วนของผู้ใช้งาน ซึ่งจะแสดงปริมาณ REC ที่ได้ขอรับรอง ขอถ่ายโอน ได้รับจากการถ่ายโอน ขอไถ่ถอน และยอด REC คงเหลือในระบบ โดยจะแสดงในรูปแบบของ Dashboard
- ระบบควบคุมและรักษาความปลอดภัย : ระบบควรมีมาตรการควบคุมและรักษาความปลอดภัยที่เหมาะสม เพื่อป้องกันการเข้าถึงข้อมูลที่ไม่ได้รับอนุญาตและการแก้ไขข้อมูลที่ไม่ถูกต้อง รวมถึงการสำรองข้อมูลที่เก็บรักษาในระบบ

3. ออกแบบโครงสร้างระบบฐานข้อมูลและกลไก (Platform) สำหรับใช้ในการติดตามข้อมูลการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับ RECs

รายละเอียดการออกแบบโครงสร้างระบบฐานข้อมูลและกลไกสำหรับใช้ในการติดตามข้อมูลการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับ RECs ประกอบด้วยสามส่วนคือ

- เอกสารการออกแบบระบบ
- รายละเอียดตัวเลือกประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิงของเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาดที่ใช้ในการขอรับรอง RECs
- เอกสารข้อกำหนดคุณลักษณะของ API

โดยมีรายละเอียดปรากฏในบทที่ 4 (หัวข้อ 4.3) ของรายงานฉบับนี้



5. การพัฒนาต้นแบบระบบฐานข้อมูลและกลไกกำกับติดตาม RECs (TOR ข้อ 5.5)

การพัฒนาต้นแบบโดยพื้นฐานเป็นการสร้างระบบในขนาดเล็กซึ่งสามารถแสดงให้เห็นการทำงานได้ โดยที่คุณลักษณะบางอย่างอาจถูกจำกัดตามความเหมาะสมของงบประมาณและระยะเวลาที่ต้องใช้ในการพัฒนา แนวทางในการพัฒนาต้นแบบระบบฯ สำหรับโครงการนี้จึงมุ่งเน้นไปที่การดำเนินการตามขั้นตอนหลักของการดำเนินงานด้าน RECs ดังที่ได้ดำเนินการทบทวนเป็นสำคัญ โดยรักษาระดับของความซับซ้อนและขนาดของระบบให้อยู่ในระดับต้นแบบ แต่ยังสามารถประเมินผลการทำงานในภาพรวมได้โดยอาศัยงบประมาณและเวลาในการพัฒนาน้อยกว่าระบบฯ ขั้นสมบูรณ์ โดยที่ปรึกษาได้กำหนดเป้าหมายในการพัฒนาต้นแบบดังต่อไปนี้

1. เพื่อทดสอบการใช้งานระบบผ่านเครือข่ายอินเทอร์เน็ตบนเว็บเบราว์เซอร์
2. เพื่อทดสอบการจัดเก็บและเข้าถึงข้อมูลสิทธิ์ที่ผู้ใช้งานครอบครอง
3. เพื่อทดสอบการแสดงผลข้อมูลสิทธิ์ในระบบฐานข้อมูล
4. เพื่อทดสอบการติดตามข้อมูลการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับ RECs ทั้งการขอรับรองสิทธิ์ การถ่ายโอนสิทธิ์ การไถ่ถอนสิทธิ์ และการหมดอายุของสิทธิ์
5. เพื่อทดสอบการทำงานของระบบฐานข้อมูลและการแสดงผลในการลงทะเบียนเครื่องจักร การขอรับรองสิทธิ์ การถ่ายโอนสิทธิ์ และการไถ่ถอนสิทธิ์
6. เพื่อจำลองการทำงานของระบบป้องกันการนับซ้ำทั้งภายในและภายนอกระบบทะเบียน

ทั้งนี้ การพิจารณาวิเคราะห์คุณสมบัติ คุณลักษณะพื้นฐานของโครงสร้างระบบฐานข้อมูลและกลไกเพื่อกำหนดคุณสมบัติ คุณลักษณะที่สามารถปรับลดให้เหมาะสมกับระดับของต้นแบบ รวมถึงคุณสมบัติคุณลักษณะที่สามารถใช้ทดแทนในส่วนที่สามารถปรับลดได้ ดำเนินการโดยคำนึงถึงผลลัพธ์ที่สอดคล้องกับเป้าหมายที่กำหนดไว้ข้างต้น

การพิจารณาวิเคราะห์คุณสมบัติ คุณลักษณะพื้นฐานของโครงสร้างระบบฐานข้อมูลและกลไกดำเนินการโดยพิจารณาตามลำดับกระบวนการที่เกี่ยวข้องซึ่งมีทั้งหมด 7 ขั้นตอน กล่าวคือ การเข้าใช้งานระบบ การออกใบรับรองสิทธิ์ การครอบครองสิทธิ์ การถ่ายโอนสิทธิ์ การออกจากระบบ หรือการเลิกใช้งานระบบ การแสดงรายการเคลื่อนไหวของระบบทะเบียนอื่น โดยสามารถสรุปแนวทางการพัฒนาต้นแบบระบบฐานข้อมูลและกลไกออกแบบโครงสร้างระบบฐานข้อมูลและกลไกสำหรับใช้ในการติดตามข้อมูลการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับ RECs โดยเปรียบเทียบคุณสมบัติ คุณลักษณะ ที่เป็นข้อแตกต่างระหว่างระบบฯ ขั้นสมบูรณ์กับระบบต้นแบบ ได้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 4 สรุปแนวทางการพัฒนาต้นแบบระบบฐานข้อมูลและกลไกออกแบบโครงสร้างระบบฐานข้อมูลและกลไกสำหรับการติดตามข้อมูลการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับ RECs โดยเปรียบเทียบคุณสมบัติ คุณลักษณะ ที่เป็นข้อแตกต่างระหว่างระบบฯ ขึ้นสมมูลกับระบบต้นแบบ

คุณสมบัติ คุณลักษณะ	ระบบฐานข้อมูลและกลไกขั้นสมบูรณ์	ระบบฐานข้อมูลและกลไกระดับต้นแบบ
ประเภทผู้ใช้งาน	รองรับผู้ใช้งานประเภทบุคคลธรรมดาและนิติบุคคล	รองรับผู้ใช้งานประเภทบุคคลธรรมดา
ประเภทบัญชีผู้ใช้งาน	ประเภทบัญชีผู้ใช้งาน 3 ประเภทประกอบด้วย ○ ผู้ดูแลระบบ (Platform Admin) ○ ผู้รับรอง (Issuer) และ ○ ผู้ใช้งาน (User)	มีประเภทบัญชีผู้ใช้งาน (User) ประเภทเดียว เพื่อมิให้เกิดข้อติดขัดจากการกระบวนการพิจารณาอนุมัติของหน่วยงานที่ยังมิได้มีการกำหนดขึ้น
สถานะของผู้ใช้งาน	สถานะของผู้ใช้งาน 5 ประเภท ประกอบด้วย ○ กำลังตรวจสอบ (Verifying) ○ ถูกปฏิเสธ (Rejected) ○ ใช้งานปกติ (Active) ○ ถูกยุติการใช้งาน (Terminated) ○ ถูกระงับชั่วคราว (Suspended)	มีสถานะของผู้ใช้งานปกติ (Active) สถานะเดียว
การยืนยันอีเมลของผู้ใช้งานภายใต้ขั้นตอนลงทะเบียนของผู้ใช้งาน	ยืนยันด้วยการส่ง OTP ไปที่อีเมลของผู้สมัคร	ไม่มีการยืนยันอีเมลของผู้สมัคร เนื่องจากเป็นการใช้งานในวงจำกัดและยังไม่มีข้อกังวลด้านความปลอดภัยหรือการป้องกันผู้ใช้งานที่ไม่สามารถระบุตัวตน

คุณสมบัติ คุณลักษณะ	ระบบฐานข้อมูลและกลไกขั้นสมบูรณ์	ระบบฐานข้อมูลและกลไกระดับต้นแบบ
การยืนยันตัวตนของผู้ใช้งานด้วย KYC ภายใต้อัตลักษณ์ของประชาชนของ ผู้ใช้งาน	ใช้กระบวนการ KYC ในการยืนยันตัวตน	ไม่มีการใช้กระบวนการ KYC ในการยืนยันตัวตน เนื่องจากเป็นการทำงานในวงจำกัดและยังไม่มีข้อกังวล ด้านความปลอดภัยหรือการป้องกันผู้ใช้งานที่ไม่สามารถระบุ ตัวตน
การตั้งรหัสผ่านใหม่	ผู้ใช้งานสามารถตั้งรหัสผ่านใหม่ได้ทั้งกรณีที่ต้องการตั้ง รหัสผ่านใหม่และกรณีลืมรหัสผ่านเดิม	ไม่สามารถตั้งรหัสผ่านใหม่ได้ โดยผู้ใช้งานสามารถ สมัครใช้งานด้วยบัญชีใหม่แทน
การแก้ไขข้อมูลส่วนตัว	ผู้ดูแลระบบสามารถแก้ไขข้อมูลส่วนตัวให้กับผู้ใช้งาน ได้	ไม่สามารถแก้ไขข้อมูลส่วนตัวได้ โดยผู้ใช้งานสามารถ สมัครใช้งานด้วยบัญชีใหม่แทนหากต้องการใช้งานด้วยชุดข้อมูล ใหม่
การลงทะเบียนเครื่องจักร	การลงทะเบียนเครื่องจักรต้องผ่านการพิจารณาและ อนุมัติจากผู้รับรองจึงจะสามารถลงทะเบียนเครื่องจักรในระบบฯ ได้	การลงทะเบียนเครื่องจักรไม่ต้องผ่านการพิจารณาและ อนุมัติจากผู้รับรอง การลงทะเบียนเครื่องจักรเสร็จสิ้นเมื่อ ผู้ใช้งานกรอกข้อมูลที่จำเป็นครบถ้วนและกดยืนยัน จากนั้น ระบบฯ จะปรับปรุงข้อมูลเครื่องจักรในฐานข้อมูล
การลบเครื่องจักร	ผู้ใช้งานหรือผู้ดูแลระบบสามารถลบเครื่องจักรออก จากระบบฯ ได้	ผู้ใช้งานสามารถลบเครื่องจักรออกจากระบบฯ ได้
การออกใบรับรองสิทธิ์	การออกใบรับรองสิทธิ์ต้องผ่านการพิจารณาและอนุมัติ จากผู้รับรองจึงจะสามารถปรับปรุงข้อมูลสิทธิ์ในระบบฯ ได้	การออกใบรับรองสิทธิ์ไม่ต้องผ่านการพิจารณาและ อนุมัติจากผู้รับรอง การออกใบรับรองสิทธิ์เสร็จสิ้นเมื่อผู้ใช้งาน กรอกข้อมูลที่จำเป็นครบถ้วนและกดยืนยัน จากนั้นระบบฯ จะ ปรับปรุงข้อมูลสิทธิ์ในฐานข้อมูล



คุณสมบัติ คุณลักษณะ	ระบบฐานข้อมูลและกลไกขั้นสมบูรณ์	ระบบฐานข้อมูลและกลไกระดับต้นแบบ
การหมดอายุของสิทธิ์	มีการตรวจสอบอายุที่เหลือของสิทธิ์ที่อยู่ในระบบฯ ทุกวันและแจ้งเตือนไปยังผู้ถือครองสิทธิ์ที่ใกล้หมดอายุตามระยะเวลาล่วงหน้าที่กำหนด	มีการตรวจสอบอายุที่เหลือของสิทธิ์ที่อยู่ในระบบฯ ทุกวันและแจ้งเตือนไปยังผู้ถือครองสิทธิ์ที่ใกล้หมดอายุตามระยะเวลาล่วงหน้าที่กำหนด โดยกำหนดอายุของสิทธิ์และระยะเวลาแจ้งเตือนวันหมดอายุล่วงหน้าไว้ที่ 1 เดือนและ 7 วันตามลำดับ
การถ่ายโอนสิทธิ์	การถ่ายโอนสิทธิ์ต้องผ่านการพิจารณาและอนุมัติจากผู้ดูแลระบบจึงจะสามารถปรับปรุงข้อมูลสิทธิ์ในระบบฯ ได้	การถ่ายโอนสิทธิ์ไม่ต้องผ่านการพิจารณาและอนุมัติจากผู้ดูแลระบบ การถ่ายโอนสิทธิ์เสร็จสิ้นเมื่อผู้ใช้งานกรอกข้อมูลที่จำเป็นครบถ้วนและกดยืนยัน จากนั้นระบบฯ จะปรับปรุงข้อมูลสิทธิ์ในฐานข้อมูล
การไถ่ถอนสิทธิ์	การไถ่ถอนสิทธิ์ต้องผ่านการพิจารณาและอนุมัติจากผู้ดูแลระบบจึงจะสามารถปรับปรุงข้อมูลสิทธิ์ในระบบฯ ได้	การไถ่ถอนสิทธิ์ไม่ต้องผ่านการพิจารณาและอนุมัติจากผู้ดูแลระบบ การไถ่ถอนสิทธิ์เสร็จสิ้นเมื่อผู้ใช้งานกรอกข้อมูลที่จำเป็นครบถ้วนและกดยืนยัน จากนั้นระบบฯ จะปรับปรุงข้อมูลสิทธิ์ในฐานข้อมูล
การออกใบรับรองการไถ่ถอน	ใบรับรองการไถ่ถอนจะถูกส่งไปยังอีเมลของผู้รับผลประโยชน์	ผู้ใช้งานสามารถเลือกดาวน์โหลดใบรับรองการไถ่ถอนได้หลังการไถ่ถอนเสร็จสมบูรณ์
การออกจากระบบหรือการเลิกใช้งานระบบ	ผู้ใช้งานหรือผู้ดูแลระบบสามารถลบบัญชีผู้ใช้งานได้	ผู้ใช้งานสามารถปล่อยให้บัญชีผู้ใช้งานของตนค้างอยู่ในระบบ โดยไม่มีข้อกังวลเรื่องบัญชีซ้ำซ้อนหรือบัญชีตกค้างเนื่องจากข้อมูลทั้งหมดในช่วงการใช้งานต้นแบบจะถูกลบทิ้งทั้งหมดเมื่อครบระยะเวลาทดสอบ



คุณสมบัติ คุณลักษณะ	ระบบฐานข้อมูลและกลไกขั้นสมบูรณ์	ระบบฐานข้อมูลและกลไกระดับต้นแบบ
การเชื่อมต่อกับตลาดภายนอก	มีการพัฒนา API สำหรับการเชื่อมต่อกับตลาดภายนอกในการปรับปรุงข้อมูลความเป็นเจ้าของสิทธิ์	ไม่มีการเชื่อมต่อกับตลาดภายนอก เนื่องจากยังไม่มีตลาดภายนอกที่เจาะจงสำหรับการซื้อขายสิทธิ์ภายใต้มาตรฐานที่ใช้กับระบบฯ

หมายเหตุ ในโครงการนี้ ที่ปรึกษาได้จัดทำต้นแบบระบบฐานข้อมูลและกลไกสำหรับการติดตามข้อมูล การดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับ RECs ให้ในรูปแบบที่สามารถรองรับปริมาณผู้ใช้งานและข้อมูลจำนวนมาก รองรับการใช้งานผ่านอินเทอร์เน็ต สามารถรองรับการกำกับติดตามข้อมูลการดำเนินงานตามขั้นตอนพื้นฐาน ของการดำเนินการ RECs ตามแนวทางการพัฒนาต้นแบบฯ ที่ได้จากการดำเนินงานในหัวข้อนี้ โดยมี รายละเอียดของต้นแบบ การส่งมอบระบบต้นแบบ และการติดตั้ง Application ในรายงาน

6. ประเด็นที่อาจเป็นอุปสรรคของมาตรฐาน I-RECs และแนวทางการพัฒนามาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทย (TOR ข้อ 5.6)

1) ข้อกำหนดหรือเงื่อนไขที่สำคัญของมาตรฐาน I-REC

จากการทบทวนข้อกำหนดและเงื่อนไขของมาตรฐาน I-REC ฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมถึง

- The International Attribute Tracking Standard
- The I-REC(E) Code
- Standard Terms and Conditions: Participant Services associated with I-REC(E) Trade and Redemption
- Standard Terms and Conditions for Registration and Issuing
- Fee structure

พบว่า ข้อกำหนดและเงื่อนไขที่มีศักดิ์หรือมีความสำคัญสูงสุดในการดำเนินการ I-REC คือมาตรฐาน (The International Attribute Tracking Standard หรือโดยกล่าวย่อว่า Standard) ซึ่งกำหนดหลักการอันเป็นแนวทางของสถาบันฯ บทบาท หน้าที่ ความต้องการ (Requirements) ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และการดำเนินการพื้นฐานที่เป็นจุดร่วมของการส่งมอบผลิตภัณฑ์ทั้งหมดของสถาบันฯ โดยสำหรับผลิตภัณฑ์ไฟฟ้า ข้อกำหนดและเงื่อนไขที่มีศักดิ์รองลงมาคือ ประมวลหลักเกณฑ์สำหรับผลิตภัณฑ์ด้านไฟฟ้า (I-REC Code for Electricity) ซึ่งกำหนดหลักการพื้นฐาน โครงสร้างตลาดและบริการ ภาพรวมของวงจรชีวิตของสิทธิ์ และการดำเนินการพื้นฐานของ I-REC สำหรับผลิตภัณฑ์ด้านไฟฟ้าหรือ I-REC(E) และสุดท้ายคือข้อกำหนดและเงื่อนไขมาตรฐานและโครงสร้างค่าธรรมเนียมซึ่งเป็นส่วนปลีกย่อยจากประมวลหลักเกณฑ์สำหรับผลิตภัณฑ์ในการปรับใช้กับคู่สัญญาที่เข้ารับบริการที่เกี่ยวข้อง

โดยข้อกำหนด เงื่อนไข ที่สำคัญที่สุดของมาตรฐาน I-REC คือ ข้อกำหนด เงื่อนไข ที่เป็นหลักการ (Principles) ของสถาบันฯ โดยเป็นรากฐานของข้อกำหนดและเงื่อนไขที่ถูกอ้างอิงในเอกสารทั้งหมดของ I-REC หลักการดังกล่าวได้รับการกำหนดไว้ในมาตรฐานและมีการกำหนดรายละเอียดเพิ่มเติมบางส่วนในประมวลหลักเกณฑ์สำหรับผลิตภัณฑ์ด้านไฟฟ้า ซึ่งสามารถสรุปตามหมวดหมู่ 4 หมวดหลัก คือ หลักการทั่วไป หลักการที่เกี่ยวข้องกับใบรับรองผลิตภัณฑ์ หลักการที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างพื้นฐาน และหลักการที่เกี่ยวข้องกับการแต่งตั้งหรือรับรองหน่วยงานที่จะเข้ารับหน้าที่ในมาตรฐาน

2) ประเด็นข้อกำหนดหรือเงื่อนไขของมาตรฐาน I-RECs ที่เป็นอุปสรรคต่อการประยุกต์ใช้ทั่วโลก RECs ในประเทศไทย

เนื่องจาก มาตรฐาน I-REC เป็นสิ่งที่สร้างและพัฒนาขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์ในการวางกรอบแนวทางดำเนินการกลไกการติดตามคุณลักษณะอย่างเป็นระบบ เพื่อให้ผู้รับบริการได้รับผลิตภัณฑ์ที่มีคุณภาพ มีความน่าเชื่อถือ เป็นที่ยอมรับในระดับสากล มาตรฐาน I-REC จึงมีลักษณะเป็นเครื่องมือและกลไกสำหรับการติดตามคุณลักษณะแบบมาตรฐาน (Standardized) ซึ่งมีความยืดหยุ่นเพียงพอในการปรับเปลี่ยนให้เข้ากับการดำเนินการในประเทศหรือภูมิภาคต่างๆ ดังนั้นจึงพิจารณาได้ว่าไม่มีข้อกำหนดหรือเงื่อนไขของมาตรฐาน I-REC ใดที่เป็นอุปสรรคต่อการประยุกต์ใช้ทั่วโลก RECs ในประเทศไทยอย่างมีนัยสำคัญ

อย่างไรก็ดี จากการวิเคราะห์ข้อกำหนดและเงื่อนไขรวมถึงบริบทของประเทศไทย การประยุกต์ใช้มาตรฐาน I-REC สำหรับทั่วโลก RECs ในประเทศไทย อาจมีข้อด้อยบางประการ ซึ่งสามารถจำแนกเป็น 2 ประเภท ได้แก่

(1) ข้อด้อยเนื่องจากข้อกำหนด เงื่อนไข ภายใต้มาตรฐานหรือธรรมชาติของการดำเนินงาน กิจกรรม I-REC อาทิ

- ใบรับรอง I-REC(E) ไม่มีวันหมดอายุ ซึ่งในบริบทที่ยังไม่มีการคำนวณ Residual Mix อย่างเป็นรูปธรรม ใบรับรองฯ ที่ไม่มีวันหมดอายุและไม่ได้ใช้งานจะตกค้างอยู่กับเจ้าของใบรับรองโดยไม่เกิดประโยชน์ อีกทั้งคุณภาพด้านเวลาในการใช้งานจะเสื่อมลงตามเวลา
- การดำเนินงานอยู่บนระบบของ I-REC ทั้งหมด ไม่สามารถเปลี่ยนแปลงหรือกำกับดูแลได้
- มีค่าใช้จ่ายตลอดกระบวนการ และค่าใช้จ่ายจะสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องหากนำมาใช้กับมาตรการภาคบังคับ ภาระค่าใช้จ่ายส่วนเพิ่มในการดำเนินการจะถูกส่งผ่านไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า
- หากเกิดกรณีข้อพิพาท จะมีค่าใช้จ่ายสูงมาก เนื่องจากการพิจารณาข้อพิพาทจะยึดตามกฎหมายของอังกฤษและเวลส์ รวมถึงหากมีการพิจารณาข้อพิพาทในศาล การดำเนินการจะเกิดขึ้นที่ศาลของอังกฤษและเวลส์

(2) ข้อด้อยเนื่องจากบริบทที่อาจลดทอนประสิทธิภาพในการใช้งานใบรับรองฯ โดยขอบเขตการใช้งานหลักของใบรับรอง I-REC(E) คือการใช้งานเพื่อตอบสนองความต้องการของ Greenhouse Gas Protocol (Scope 2) CDP และ RE100 รวมถึงดัชนีอื่นๆ ที่อ้างอิงต่อยอดจากความต้องการเหล่านี้ บริบทการใช้งานใบรับรอง I-REC(E) อย่างมีประสิทธิภาพจึงอ้างอิงกับหลักเกณฑ์ด้านคุณภาพของ Greenhouse Gas Protocol Scope 2 Guidance ซึ่งเป็นเกณฑ์อ้างอิงของ CDP และดัชนีด้านความยั่งยืนอื่น ๆ และเกณฑ์เชิงเทคนิคสำหรับ RE100 (RE100 Technical Criteria) เป็นสำคัญ ซึ่งจากการพิจารณาบริบทปัจจุบันของประเทศไทยพบว่า มีข้อด้อยในการประยุกต์ใช้ I-REC จากบริบทที่อาจลดทอนประสิทธิภาพการใช้งาน เนื่องจาก

- ความเป็นไปได้ในการอ้างสิทธิ์คุณลักษณะซ้ำกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นภายใต้มาตรการสนับสนุนด้านการเงินเพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่น ส่วนเพิ่มราคา รับซื้อไฟฟ้า และ Feed in Tariff
- การขาดการคำนวณค่าส่วนผสมคงเหลืออย่างถูกต้อง ซึ่งการคำนวณค่าส่วนผสมคงเหลือ (Residual Mix) เป็นข้อกำหนดข้อหนึ่งใน GHG Scope 2 Guidance ซึ่งหากมีข้อบกพร่องในการปฏิบัติตามข้อกำหนดข้อนี้ จะยังผลถึงความน่าเชื่อถือของการเปิดเผยข้อมูลการปล่อยมลภาวะในระดับผู้จัดหาไฟฟ้าและระดับประเทศ
- การขาดความชัดเจนในการซื้อขายแลกเปลี่ยนใบรับรองฯ ระหว่างประเทศ ซึ่งที่ผ่านมา มีผู้ประกอบการซื้อขายใบรับรอง I-REC(E) กับต่างประเทศ ซึ่งมีแนวโน้มเข้าข่ายการผิดหลักเกณฑ์ด้านขอบเขตตลาดของ GHG Scope 2 Guidance และเกณฑ์เชิงเทคนิค สำหรับ RE100

ซึ่งทำให้เห็นว่า ภายใต้สถานการณ์ที่ยังมิได้มีการกำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไข ของการใช้งานใบรับรอง สิทธิภายใต้กลไก RECs อย่างเช่น I-REC สำหรับประเทศไทยอย่างชัดเจน การใช้งาน I-REC(E) ยังคงขาดความถูกต้องสมบูรณ์อยู่หลายประการ ซึ่งหากสถานการณ์เช่นนี้ดำเนินไปอย่างต่อเนื่อง อาจส่งผลให้ประสิทธิภาพในการใช้งานกลไก RECs ในประเทศไทยถูกลดทอนลง และส่งผลต่อความน่าเชื่อถือและการยอมรับการประยุกต์ใช้กลไกดังกล่าวของประเทศไทยในระยะยาว

3) แนวทางการพัฒนาตัวแบบมาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทย

การจัดทำแนวทางการพัฒนาตัวแบบมาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทยในหัวข้อนี้ อาศัยพื้นฐานในการจัดทำโดยอ้างอิงจากการวิเคราะห์ข้อดีและข้อด้อยของมาตรฐาน I-REC(E) และพิจารณาร่วมกับข้อมูลที่ได้จากการถอดบทเรียนการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในประเทศต่าง ๆ ที่ได้มีการทบทวนในการศึกษาี้ โดยสรุปจำแนกแนวทางการพัฒนาตัวแบบมาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทย ได้เป็น 3 ส่วน ดังต่อไปนี้

(1) แนวทางการพัฒนาตัวแบบมาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทยขั้นพื้นฐาน ซึ่งเป็น

คุณสมบัติหลักของมาตรฐาน

- 1.1 มีหลักเกณฑ์ ข้อกำหนด เงื่อนไข กระบวนการ หน่วยงานผู้รับผิดชอบ ที่ชัดเจนสำหรับทุกขั้นตอนของการดำเนินการ เช่น สำหรับการลงทะเบียน การขอใบรับรอง การถ่ายโอน และอื่นๆ (แบบอย่างที่ดีจาก I-REC)
- 1.2 มีหลักเกณฑ์ ข้อกำหนด เงื่อนไข ที่ชัดเจน โปร่งใส และเป็นธรรม สำหรับการแต่งตั้งหรือรับรองหน่วยงานที่จะเข้าปฏิบัติงานในมาตรฐาน รวมถึงโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นในการดำเนินการ (แบบอย่างที่ดีจาก I-REC)

- 1.3 มีกลไกติดตามข้อมูลแบบอิเล็กทรอนิกส์ตลอดวงจรชีวิตของใบรับรองฯ และมีพารามิเตอร์ในการจัดเก็บข้อมูลที่ครบถ้วน (แบบอย่างที่ดีจาก I-REC และสอดคล้องกับเกณฑ์เชิงเทคนิคสำหรับ RE100)
- 1.4 รองรับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าที่หลากหลาย (ถอดบทเรียนจากมาตรฐาน NFCs GECs และ J-Credits ของประเทศญี่ปุ่นที่รองรับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าในวงจำกัด)
- 1.5 มีข้อกำหนดที่ชัดเจนเกี่ยวกับความทับซ้อนกับมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรูปแบบอื่น เช่น Adder Feed in Tariff (แบบอย่างที่ดีจากการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในสหภาพยุโรป สหราชอาณาจักร ประเทศเกาหลีใต้ และประเทศญี่ปุ่น (J-Credit))
- 1.6 มีข้อกำหนด และ/หรือ กลไกที่ชัดเจนในการตรวจสอบการนับซ้ำกับสิทธิ์หรือเครดิตที่ออกโดยหน่วยงานอื่น (แบบอย่างที่ดีจากการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในสหภาพยุโรป ซึ่งใช้ระบบการติดตาม Guarantees of Origin และระบบจัดการใบรับรองของ Ofgem ในสหราชอาณาจักร ประเทศออสเตรเลียมีการมอบหมายให้ Clean Energy Regulator เป็นผู้ดูแล REC Registry และประเทศมาเลเซีย ที่ใช้ระบบ mGATs เป็นระบบจัดการแบบเบ็ดเสร็จ)
- 1.7 มีหลักการแปลงสิทธิ์จากมาตรฐานอื่น ในกรณีที่พิจารณาว่าสามารถยอมรับได้ (แบบอย่างที่ดีจาก I-REC และ Guarantees of Origin ในสหภาพยุโรป)
- 1.8 ไม่ควรมี Banding / Multiplier / Tier / Class หรือการให้สิทธิพิเศษสำหรับเทคโนโลยีเฉพาะอย่าง (ถอดบทเรียนจากการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในสหรัฐอเมริกา สหภาพยุโรป สหราชอาณาจักร ประเทศญี่ปุ่น และประเทศออสเตรเลีย ซึ่งก่อให้เกิดความซับซ้อนและลดประสิทธิภาพของตลาด)
- 1.9 ควรมีการกำหนดอายุของสิทธิ์ เพื่อรักษาคุณภาพด้านเวลาในการอ้างสิทธิ์ ลดการออกใบรับรองสิทธิ์โดยขาดวัตถุประสงค์ในการใช้งาน รวมถึงช่วยสนับสนุนการคำนวณส่วนผสมคงเหลือ (แบบอย่างที่ดีจากการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในสหภาพยุโรป ประเทศเกาหลีใต้ และประเทศอินเดีย (ในระยะก่อนหน้า))
- 1.10 มีข้อกำหนดที่ชัดเจนในการนำสิทธิ์ไปใช้ในการส่วนผสมคงเหลือ มีกำหนดเส้นตาย/รอบการคำนวณที่ชัดเจน (สอดคล้องกับหลักเกณฑ์ด้านคุณภาพของ Greenhouse Gas Protocol Scope 2 Guidance)
- 1.11 มีข้อกำหนดที่ชัดเจนด้านขอบเขตการใช้งาน (ขอบเขตตลาด) รวมถึงธุรกรรมเกี่ยวกับสิทธิ์ที่เกิดขึ้นระหว่างประเทศ/ตลาด (แบบอย่างที่ดีจากการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในสหรัฐอเมริกา สหภาพยุโรป สหราชอาณาจักร ประเทศมาเลเซีย และประเทศสิงคโปร์ โดยประเทศมาเลเซียไม่อนุญาตให้ขายใบรับรองสิทธิ์ออกนอกประเทศ ส่วนประเทศหรือภูมิภาคอื่นที่กล่าวถึงข้างต้น มีข้อกำหนดในการใช้งานข้ามขอบเขตพื้นที่/ตลาด ซึ่งโดยพื้นฐานจะยอมรับใบรับรองสิทธิ์ในเขตพื้นที่ที่มีโครงข่ายไฟฟ้าเชื่อมถึงกัน ซึ่งสอดคล้องกับเกณฑ์เชิงเทคนิคสำหรับ RE100)

- 1.12 ไม่ควรอนุญาตให้มีการขายต่อ (แบบอย่างที่ดีจากการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในประเทศมาเลเซีย ซึ่งไม่อนุญาตให้ขายใบรับรองสิทธิ์ต่อ เพื่อป้องกันการเก็งกำไรและการกักตุนใบรับรองสิทธิ์)
- 1.13 ควบคุมค่าธรรมเนียม ค่าใช้จ่าย ให้อยู่ในระดับที่ผู้เล่นขนาดเล็กสามารถเข้าร่วมได้ (ถอดบทเรียนจาก I-REC ที่มีค่าใช้จ่ายตลอดกระบวนการและอัตราปรับสูงขึ้นทุกปี)
- 1.14 มีการกำหนดกรอบระยะเวลาสูงสุดในการดำเนินการ (แบบอย่างที่ดีจาก I-REC กำหนดกรอบเวลาในการออกใบรับรองประมาณ 1 สัปดาห์ธุรกิจสำหรับกรณีทั่วไป)

(2) แนวทางการพัฒนาตัวแบบมาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทยซึ่งมีข้อพิจารณาเพิ่มเติม ซึ่งมีข้อพิจารณาเพิ่มเติมโดยขึ้นอยู่กับนโยบายและแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนด้วยกลไก RECs ในอนาคต

- 2.1 จำกัดระยะเวลาสูงสุดของอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าในการขอรับรองสิทธิ์ เพื่อส่งเสริมให้เกิดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ทดแทนของเดิม (แบบอย่างจากสหภาพยุโรป กลุ่มประเทศนอร์เวย์และสวีเดน โดยมาตรฐาน Renewable Obligation Certificate จำกัดระยะเวลาสูงสุดที่ 20 ปี และระบบของกลุ่มประเทศนอร์เวย์และสวีเดนจำกัดที่ 15 ปีและลดเหลือ 7 ปีหลัง ค.ศ. 2024)
- 2.2 การคำนวณสิทธิ์ล่วงหน้าครั้งเดียวสำหรับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก หากต้องการส่งเสริมการเข้าร่วมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก โดยการคำนวณสิทธิ์ล่วงหน้าครั้งเดียวจะช่วยลดความยุ่งยากและค่าใช้จ่ายในการติดตามประเมินผล และอำนวยความสะดวกให้แก่ผู้เล่นขนาดเล็กในการเข้าร่วมกลไก RECs (แบบอย่างจากมาตรฐาน Small-scale Technology Certificates ในประเทศออสเตรเลีย ซึ่งปรับใช้สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กโดยอาศัยหลักการออกใบรับรองสิทธิ์ล่วงหน้าสูงสุดรวม 15 ปี (สิ้นสุดไม่เกิน ค.ศ. 2030))
- 2.3 ควรมีการพิจารณาความสูญเสียในระบบไฟฟ้า หากต้องการยกระดับมาตรฐาน เนื่องจากใบรับรอง RECs เป็นการรับรองที่การผลิตไฟฟ้า การที่ผู้ใช้ใบรับรองสิทธิ์ได้ถอนสิทธิ์ตามปริมาณไฟฟ้าที่ตนใช้ทำให้ขาดการคำนึงถึงความสูญเสียในระบบไฟฟ้า (แบบอย่างจากใบรับรองไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากโครงการขนาดใหญ่ (Large-scale Generation Certificates) ของประเทศออสเตรเลีย ที่มีการปรับใช้ Marginal Loss Factor (MLF) เพื่อสะท้อนความสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้า)
- 2.4 ควรมีการพิจารณาเกณฑ์ Additionality หากต้องการยกระดับมาตรฐาน (ถอดบทเรียนจากภาพรวมสถานการณ์การประยุกต์ใช้กลไก RECs ซึ่งมีการหยิบยกประเด็นการฟอกเขียว ซึ่งลดความน่าเชื่อถือของกลไก RECs รวมถึงราคาใบรับรองสิทธิ์ที่ลดต่ำลง)

(3) แนวทางการพัฒนาตัวแบบมาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทยซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับการประยุกต์ใช้ ซึ่งสามารถนำไปพิจารณาควบคู่กับรูปแบบ ลักษณะ กลไก ของการประยุกต์ใช้กลไก RECs ของประเทศไทยในอนาคต

- 3.1 การประยุกต์ใช้ RECs ควรพิจารณาการใช้งานควบคู่กับข้อบังคับทางกฎหมาย เช่น ค่าปรับ ภาษี เพื่อรักษาระดับของอุปสงค์และระดับราคาของใบรับรอง (แบบอย่างจากประเทศที่ใช้มาตรการภาคบังคับ ซึ่งมีการใช้มาตรการทางกฎหมาย เช่น ภาษีคาร์บอน หรือการเรียกค่าปรับหากไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดด้านสัดส่วนไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน)
- 3.2 ในกรณีที่ต้องการเสริมความน่าเชื่อถือของใบรับรอง อาจพิจารณาการจัดตั้งผู้อนุมัติการไถ่ถอน (Redemption Authority) สำหรับมาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทย ซึ่งจะเป็นผู้รับรองว่า ใบรับรองที่นำมาไถ่ถอนมีคุณภาพ มีความสอดคล้องตามหลักเกณฑ์ที่กำหนด ซึ่งเป็นเสมือนใบรับประกันคุณภาพของใบรับรองที่นำมาไถ่ถอน (แบบอย่างจาก I-REC)
- 3.3 กรณีการประยุกต์ใช้งานในมาตรการภาคบังคับ ควรมีการกำหนดแนวทางการนำรายได้จากการขายสิทธิ์ส่วนกลางมาใช้เพื่อลดภาระค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายสำหรับผู้ไฟฟ้า (แบบอย่างที่ดีจากตลาด Renewable Energy Value Trading Market ในประเทศญี่ปุ่น ซึ่งมีการนำ FiT NFCs ออกประมูลนำรายได้ไปลด Surcharge จากมาตรการ Feed in Tariff ที่ส่งผ่านไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า)

7. เงื่อนไขและแผนที่นำทางสำหรับการสร้างมาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทย (TOR ข้อ 5.7)

เงื่อนไขและข้อจำกัดในการประกาศใช้มาตรฐาน RECs

เงื่อนไขในการให้การยอมรับ RECs ของตลาดในปัจจุบัน โดยอ้างอิงจากกลุ่ม RE100 และ GHGP Scope 2 Guidance สรุปได้ดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5 เงื่อนไขการยอมรับ RECs ของตลาดในปัจจุบัน (อ้างอิงจาก GHGP และ RE100)

เงื่อนไข	ประเด็นที่มีการอ้างอิงถึง	
	GHGP Scope2 Guidance (Contractual instruments quality criteria)	RE100 Technical Criteria (Credible Claim to Use of Renewable Electricity)
(1) ความเป็นเจ้าของสิทธิ์ที่แท้จริง	การถ่ายทอดสิทธิ์ในการอ้างการปลดปล่อย GHGs (Conveying GHG Emission Rate Claims)	การรวบรวมคุณลักษณะอย่างสมบูรณ์ (Attribute aggregation)
(2) การไม่มีระบบติดตามที่ซ้ำซ้อนกัน (ไม่ Issue ซ้ำ)	การอ้างสิทธิ์เพียงหนึ่งเดียว (Unique Claims)	ความเป็นเจ้าของคุณลักษณะเพียงหนึ่งเดียว (Exclusive ownership of attributes)
(3) ไม่มีการนำมาอ้างซ้ำ (No double claims)	การถอดถอนสิทธิ์ที่มีการอ้างสิทธิ์แล้ว (Retirement for Claims)	การถอดถอนสิทธิ์เพื่อไม่ให้มีการอ้างซ้ำ (Exclusive claims on attributes)
(4) ขอบเขตของตลาดที่สมเหตุสมผล	ข้อจำกัดขอบเขตเชิงภูมิศาสตร์ของตลาด (Geographic market limitations of claims)	ขอบเขตของตลาด (Market Boundaries)
(5) ผลิตและใช้ในช่วงเวลาที่สอดคล้องกัน	คุณภาพด้านช่วงเวลา (Vintage)	ข้อจำกัดของคุณภาพด้านช่วงเวลา (Vintage Limitations of Claims)
(6) ความน่าเชื่อถือของระบบติดตาม	การอ้าง Supplier or Utility-Specific Emission Factor หรือ Direct Contracts Purchasing	ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าที่เชื่อถือได้ (Credible generation data)
(7) การเปิดเผยข้อมูล Residual mix ของแหล่งไฟฟ้าพื้นฐาน	สัดส่วนการปล่อยมลภาวะคงเหลือ (Residual Mix)	การส่งมอบผ่านโครงข่ายไฟฟ้าพื้นฐาน (Default delivered)

นอกจากนี้ เนื่องจากตลาดพลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มที่จะมีความเข้มงวดในเชิงคุณภาพมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ยังมีเงื่อนไขที่คาดว่าจะเกิดขึ้นเพิ่มเติมในอนาคต โดยอ้างอิงจากประเด็นการปรับปรุงที่ได้รับจากการสำรวจเพื่อทบทวน GHGP Scope 2 Guidance ของ World Resources Institute (WRI) และ World Business Council for Sustainable Development: WBCSD ดังต่อไปนี้

- การเพิ่มเติมเงื่อนไขที่รัดกุมเกี่ยวกับรูปแบบในการรายงาน: ซึ่งอาจมีเงื่อนไขบังคับให้รายงานแบบอิงที่ตั้ง (Location Base: LB) เท่านั้นในกรณีที่ไม่สามารถรายงานแบบอิงตลาด (Market Base: MB) ได้แบบสมเหตุสมผล ไม่มีการเปิดเผยค่า Residual mix) หรือให้รายงานคู่กัน (Dual report) ทั้งหมด
- การพัฒนาแนวทาง (Guidance) ในการคำนวณค่า Residual mix: เนื่องจากการเปิดเผยค่า Residual mix เป็นเงื่อนไขสำคัญในการยอมรับการใช้ RECs

- การยกระดับความชัดเจนของเงื่อนไขเกี่ยวกับการจัดหาไฟฟ้าที่ไม่ปลดปล่อย GHGs สำหรับการรายงานแบบอิงตลาด (MB): โดยเพิ่มเติมเงื่อนไขเชิงคุณภาพที่มีความเข้มงวดและรัดกุมเพื่อให้เกิดความชัดเจนถูกต้องและสมเหตุสมผล
- การพิจารณาหลักเกณฑ์เกี่ยวกับส่วนเพิ่มเติม (Additionality) ในการรายงานแบบ MB
- การพิจารณาจำกัดให้ยอมรับเฉพาะการใช้ใบรับรองคุณลักษณะพลังงาน (EACs) ในการซื้อขายแบบรวมคุณลักษณะ (Bundle) เท่านั้น
- การปรับเปลี่ยนรูปแบบการรายงานไปเป็นการรายงานปริมาณ GHGs ที่ลดลงได้ (Avoided emissions)
- การผลักดันให้เกิดการลดการปลดปล่อย GHGs ในส่วนของผู้ให้บริการสาธารณะ (Utility) หรือผู้จัดหาไฟฟ้า (Supplier) ควบคู่ไปกับตลาดภาคสมัครใจ

โดยสำหรับประเทศไทยพบว่ามีข้อจำกัดบางประการสำหรับการประกาศใช้มาตรฐาน RECs ในปัจจุบัน ได้แก่

1) ข้อจำกัดเกี่ยวกับมาตรฐานในการออก (Issue) ใบรับรอง RECs ซึ่งประกอบด้วย

- **ข้อจำกัดด้านตลาด:** อันเนื่องมาจากความคุ้นเคยกับมาตรฐาน I-REC ทำให้การประกาศใช้มาตรฐานการออก (Issue) ใบรับรองของประเทศไทยโดยทันทีอาจไม่ได้รับการยอมรับจากตลาด ประกอบกับยังไม่มีหน่วยงานในประเทศไทยที่ได้เข้ามามีส่วนเกี่ยวข้องกับการดำเนินกิจกรรม RECs อย่างจริงจัง (นอกจาก กฟผ.) จึงเป็นการยากที่จะทำให้ตลาดยอมรับใบรับรอง RECs ของประเทศไทย (นอกจากจะให้ กฟผ. เป็นผู้ออกมาตรฐาน)
- **ข้อจำกัดด้านเทคนิค:** อันเนื่องมาจาก ประเทศไทยยังไม่มีหน่วยงานรับผิดชอบที่ชัดเจนเกี่ยวกับการกำหนดมาตรฐานหรือกำกับดูแลกิจกรรม RECs ซึ่งต้องทำหน้าที่ในการออกแบบรายละเอียดข้อมูลใบรับรองที่สอดคล้องกับเงื่อนไขของตลาด รวมถึงรับผิดชอบในการเปิดเผยข้อมูลผ่านระบบติดตามที่เชื่อถือได้ (Reliable Tracking System: RTS)
- **ข้อจำกัดด้านกฎระเบียบ:** อันเนื่องมาจาก ยังไม่มีหน่วยงานใดที่มีอำนาจหน้าที่ในการออกใบรับรอง RECs เพื่อให้ข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการออกใบรับรอง RECs มีผลในเชิงปฏิบัติ อีกทั้งยังคงมีบางประเด็นที่มีความเกี่ยวข้องข้อกำหนดในการออกใบรับรองแต่ยังขาดความชัดเจนในเชิงข้อกฎหมายสำหรับประเทศไทย อาทิ กรณีการซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ตามปกติ ซึ่งโดยหลักสากลแล้วถือว่ามีลักษณะเป็นการซื้อแบบรวมคุณลักษณะ (Bundle) โดยปริยาย และ “ต้องออกใบรับรอง RECs เพื่อส่งมอบให้ผู้ซื้อไฟฟ้าเท่านั้น” แต่ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในประเทศไทยยังไม่ได้ยอมรับหลักการนี้ นอกจากนี้ยังจำเป็นต้องมีการกำหนดอายุใบรับรองเพื่อนำไปสู่การเปิดเผยค่าส่วนผสมคงเหลือ (Residual mix)

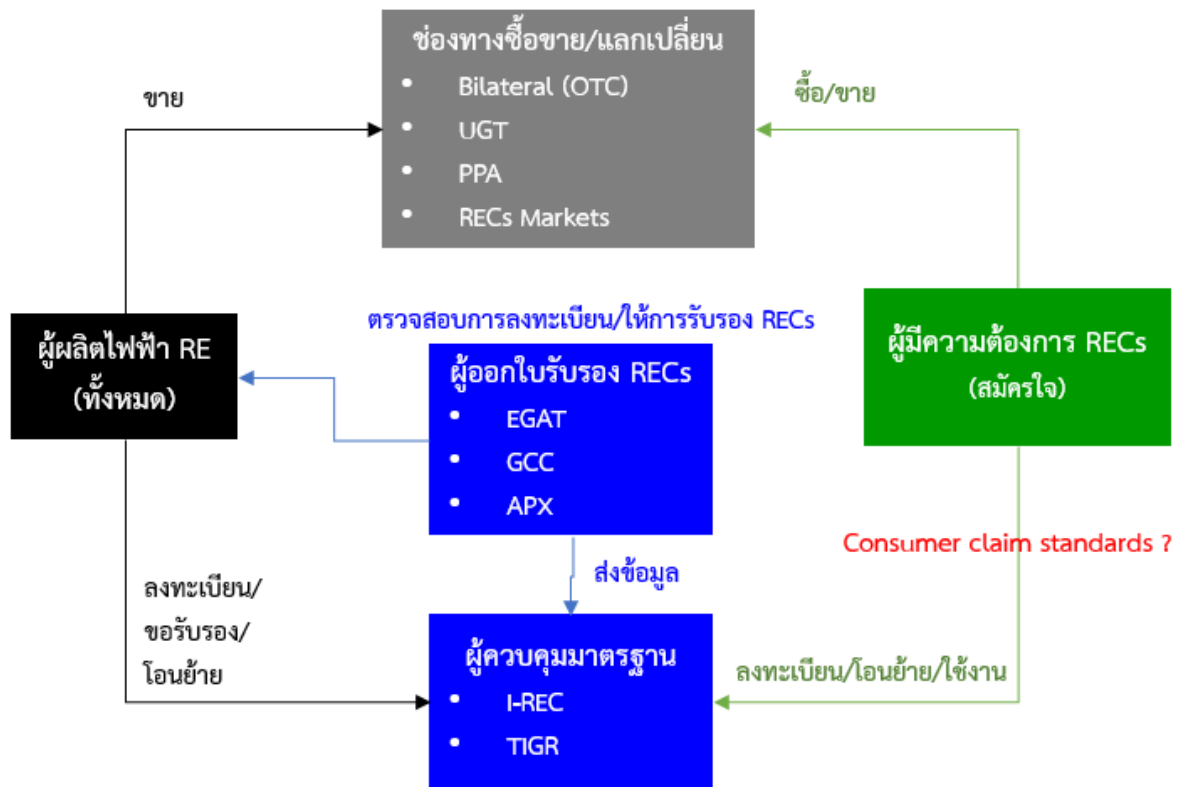
2) ข้อจำกัดเกี่ยวกับมาตรฐานในการใช้งาน (Claim) ใบรับรอง RECs ซึ่งประกอบด้วย

- **ข้อจำกัดด้านตลาด** อันเนื่องมาจากความไม่เข้าใจหรือไม่คุ้นเคยกับมาตรฐานการใช้งานทำให้ตลาดมีความคุ้นเคยกับการใช้งานใบรับรอง RECs อย่างอิสระและไม่เป็นไปตามหลักสากล ประกอบกับเงื่อนไขการยอมรับใบรับรอง RECs ของตลาดก็มีการเปลี่ยนแปลงตามเวลา (Dynamic conditions):
- **ข้อจำกัดด้านเทคนิค** อันเนื่องมาจากการที่ยังไม่มีกระบวนการเปิดเผยข้อมูลค่าส่วนผสมคงเหลือ (Residual mix) ทำให้เกิดการนับซ้ำ (Double counting) ระหว่างผู้ที่ทำการเปิดเผยข้อมูลแหล่งที่มาของไฟฟ้าแบบเจาะจง (Explicitly) กับผู้เปิดเผยแหล่งที่มาของไฟฟ้าแบบไม่เจาะจง โดยอาศัยข้อมูลเชิงสถิติโดยปริยาย (Implicitly) ซึ่งควรคำนึงถึงการเปิดเผยข้อมูลการใช้ไฟฟ้าแบบเจาะจง (Explicitly) ด้วยเครื่องมืออื่นๆ อาทิ ธุรสารสัญญาที่อาจไม่ได้ออกใบรับรองอย่าง การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) หรือ การใช้อัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว (UGT)
- **ข้อจำกัดด้านกฎระเบียบ** อันเนื่องมาจากยังขาดความชัดเจนในการขดเชยกรณีนำ RECs ที่สนับสนุนโดยผู้ไฟฟ้าออกจำหน่าย ซึ่งอาจส่งผลทำให้เกิดปัญหาความไม่เป็นธรรม และการที่ไม่ได้มีข้อตกลงการแลกเปลี่ยนคุณลักษณะทางไฟฟ้าระหว่างประเทศ แต่กลับมีการซื้อขายถ่ายโอนใบรับรอง RECs เพื่อการใช้งานในระหว่างประเทศ (Cross border)

Road map ไปสู่การประกาศใช้มาตรฐาน RECs ของประเทศไทย

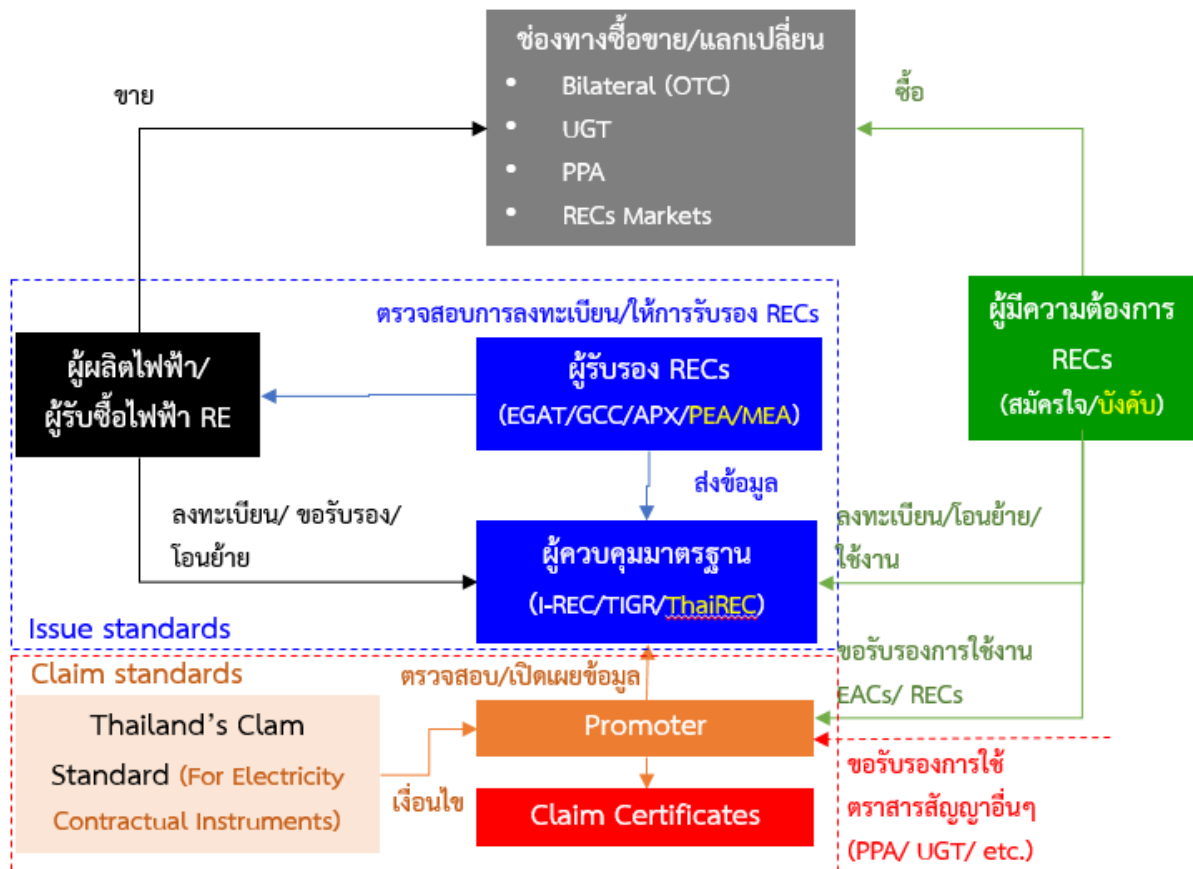
จากเงื่อนไขและข้อจำกัดที่ปรากฏ ที่ปรึกษาจึงเสนอให้มีการพัฒนาปรับปรุงกระบวนการดำเนินงานเกี่ยวกับการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในประเทศไทยเพื่อนำไปสู่การประกาศใช้มาตรฐาน RECs ของประเทศไทย โดยแบ่งเป็น 3 ระยะ (ไม่รวมสภาพที่เป็นอยู่ในปัจจุบัน)

- 1) **สภาพที่เป็นอยู่ในปัจจุบัน:** เป็นการออก (Issue) ใบรับรอง RECs โดยใช้มาตรฐานสากล (I-REC และ TIGR) โดยปราศจากการมาตรฐานในด้านการใช้งาน (No Claim standard) ดังแสดงในรูปที่ 5



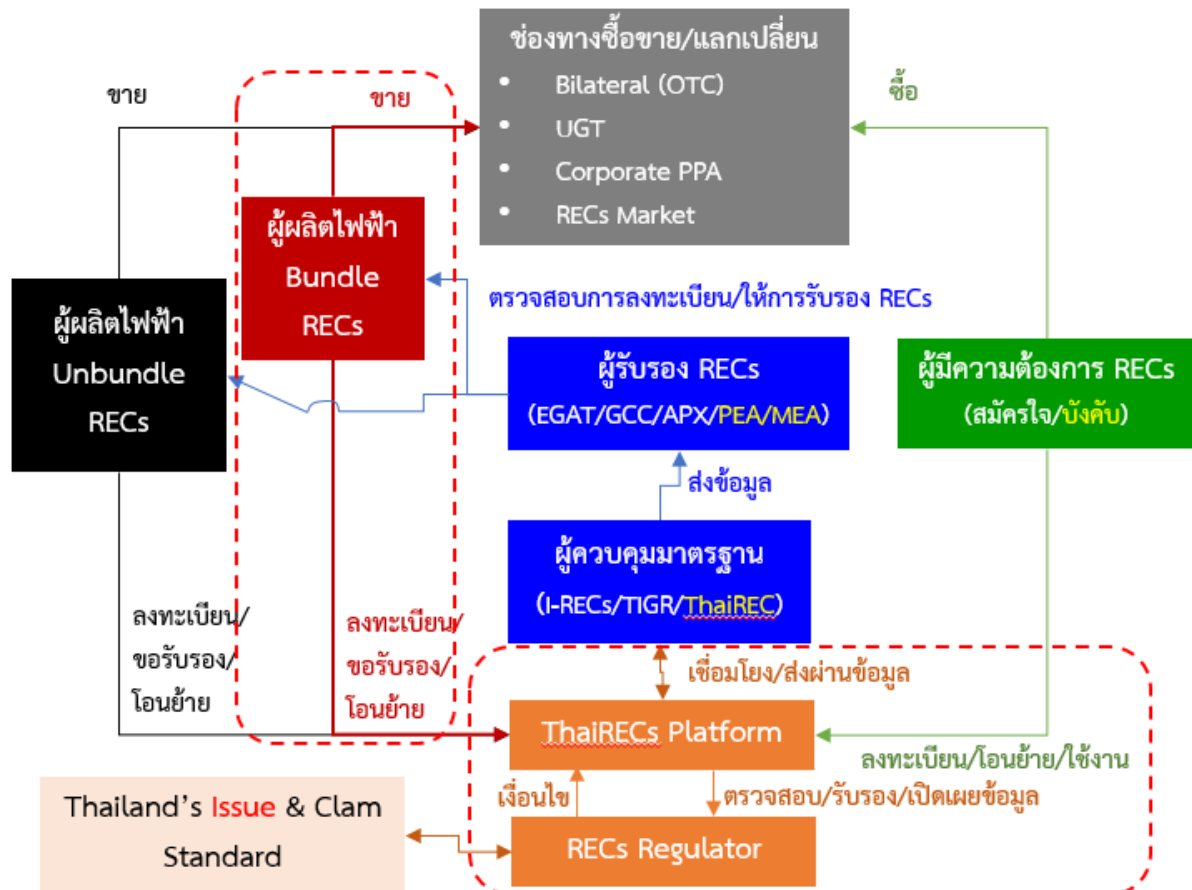
รูปที่ 5 รูปแบบการประยุกต์ใช้กลไก RECs ของประเทศไทยในปัจจุบัน

- 2) การพัฒนาระยะที่ 1: ยังคงมีลักษณะเป็นการประยุกต์ใช้มาตรฐานการออกใบรับรองแบบอิสระแต่เพิ่มเติมกระบวนการส่งเสริมมาตรฐานการใช้งาน (Voluntary claim standard) ดังแสดงในรูปที่ 6



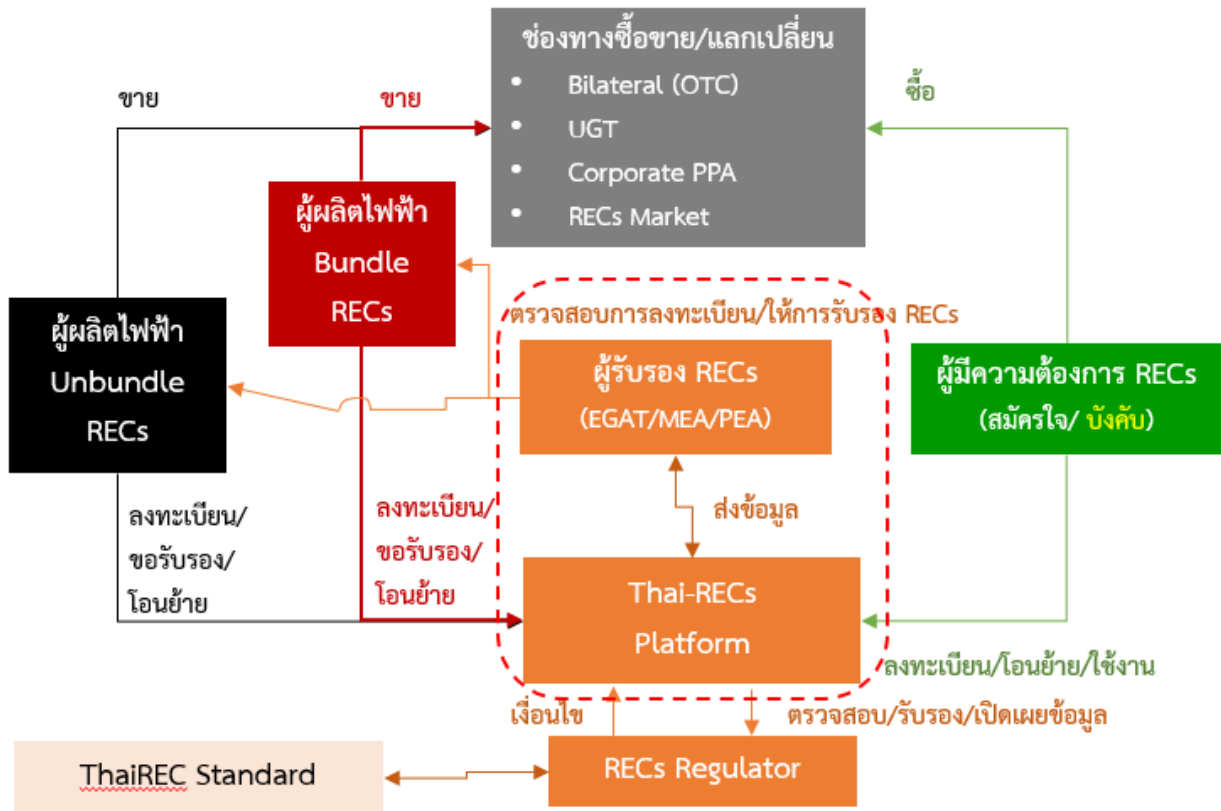
รูปที่ 6 แนวทางพัฒนาการประยุกต์ใช้กลไก RECs ของประเทศไทยในระยะที่ 1

- 3) การพัฒนาระยะที่ 2: ยังคงมีลักษณะเป็นการประยุกต์ใช้มาตรฐานการออก (Issue) ใบรับรองโดยอิสระแต่ปรับเปลี่ยนกระบวนการส่งเสริมมาตรฐานการใช้งาน (Voluntary Claim standard) เป็นการกำกับดูแลให้อยู่ภายใต้มาตรฐาน (Regulatory standard) ทั้งในการออก (Issue) และการใช้งาน (Claim) ใบรับรอง RECs ดังแสดงในรูปที่ 7



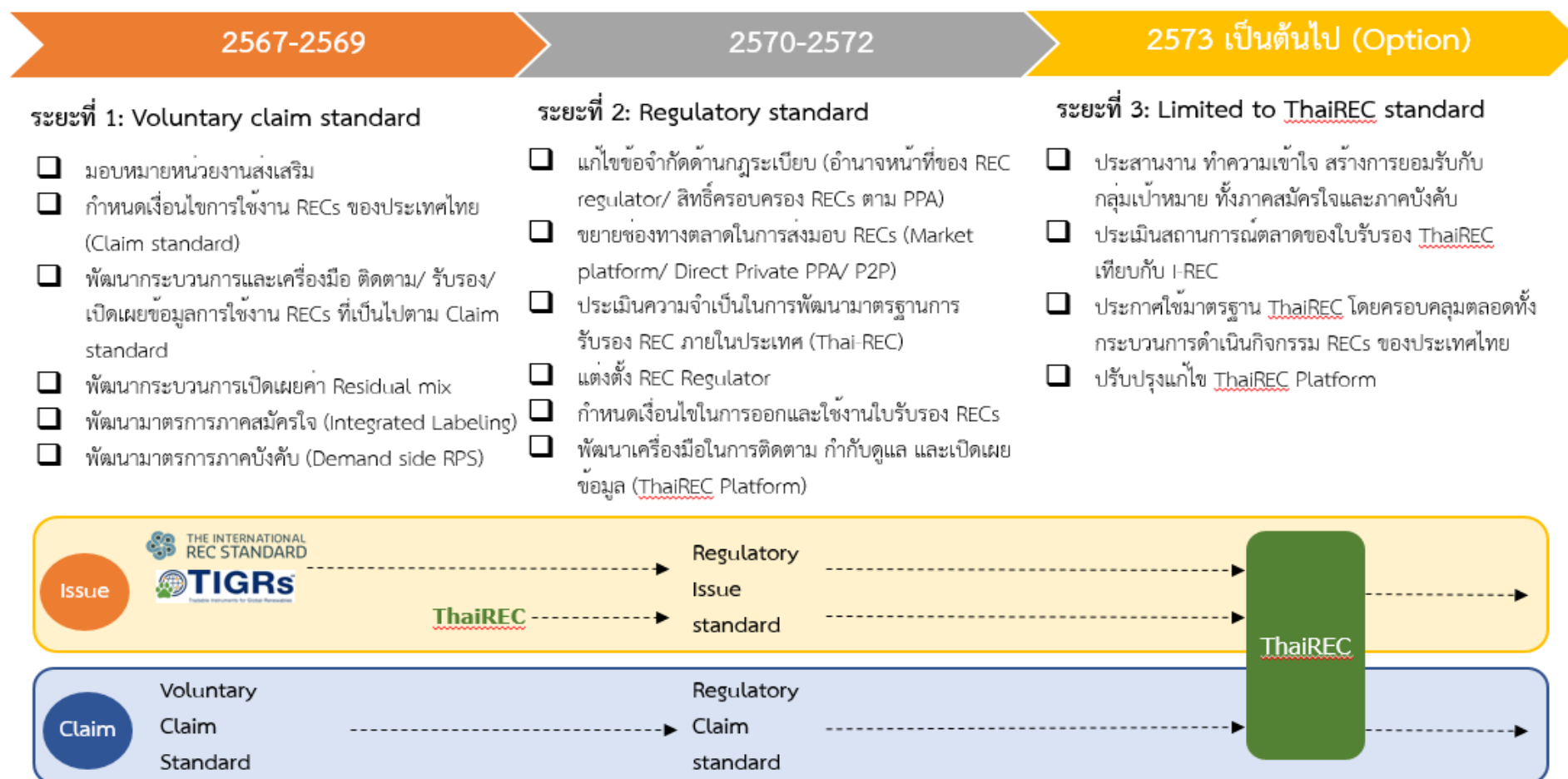
รูปที่ 7 แนวทางพัฒนาการประยุกต์ใช้กลไก RECs ของประเทศไทยในระยะที่ 2

- 4) การพัฒนาระยะที่ 3: มีลักษณะเป็นการยกเลิกการพึ่งพิงการออกใบรับรองตามมาตรฐานสากล (I-REC/ TIGR) โดยจำกัดให้มีการออก (Issue) และใช้งาน (Claim) ใบรับรอง RECs ภายใต้มาตรฐานท้องถิ่นของประเทศไทย (ThaiREC standard) เท่านั้น ดังแสดงในรูปที่ 8



รูปที่ 8 แนวทางพัฒนาการประยุกต์ใช้กลไก RECs ของประเทศไทยในระยะที่ 3

โดยสรุปภาพรวมแผนที่นำทาง (Road map) และข้อเสนอแนะแผนงานและขั้นตอนในการดำเนินการในเบื้องต้น สำหรับการพัฒนามาตรฐานการรับรอง RECs ในประเทศไทย ดังแสดงในรูปที่ 9 และตารางที่ 6



รูปที่ 9 Roadmap ในการพัฒนามาตรฐานการรับรอง RECs ในประเทศไทย

ตารางที่ 6 แผนงานและขั้นตอนการพัฒนาไปสู่การประกาศใช้มาตรฐาน RECs ของประเทศไทย

กิจกรรม	ปี พ.ศ.						
	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573 >>
ระยะที่ 1 การส่งเสริมมาตรฐานในการใช้งาน (Voluntary claim standard)							
1) การสร้างความน่าเชื่อถือในการเปิดเผยข้อมูลการใช้ไฟฟ้า							
☐ มอบหมายหน่วยงานส่งเสริม							
☐ กำหนดเงื่อนไขการใช้งาน RECs ของประเทศไทย (Claim standard)							
☐ พัฒนาระบบการและเครื่องมือในการติดตามรับรอง และเปิดเผยข้อมูลการใช้งาน RECs ในส่วนที่เป็นไปตาม Claim standard)							
☐ พัฒนาระบบการเปิดเผยค่า Residual mix							
2) การขยายความต้องการ (Demand) ของ RECs (โดยเฉพาะในส่วนตลาดการใช้งานอย่างมีคุณภาพ)							
☐ พัฒนามาตรการภาคสมัครใจ (Integrated Labeling)							
☐ พัฒนามาตรการภาคบังคับ (Demand side RPS)							
ระยะที่ 2 การกำกับดูแลให้อยู่ภายใต้มาตรฐาน (Regulatory standard)							
1) การแก้ไขข้อจำกัด/อุปสรรคด้านกฎระเบียบ							
☐ อำนาจหน้าที่ของผู้กำกับดูแล (REC regulator)							
☐ สิทธิครอบครอง RECs ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าปกติ (Bundle RECs)							
2) การปรับเปลี่ยนไปสู่การกำกับดูแล							
☐ แต่งตั้งหน่วยงานกำกับดูแล							
☐ กำหนดเงื่อนไขการออก (Issue) และใช้งาน (Claim) ใบรับรอง RECs							
☐ พัฒนาเครื่องมือในการติดตาม กำกับดูแล และเปิดเผยข้อมูล (ThaiREC Platform)							
3) การขยายรูปแบบในการประยุกต์ใช้กลไก RECs							
☐ ปรับปรุงข้อกำหนดและโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้า							
☐ ขยายช่องทางทางการตลาด (Direct Private PPA / Market platform)							
☐ ปรับปรุงแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากส่วนกลาง							
ระยะที่ 3 การจำกัดเฉพาะมาตรฐาน ThaiREC (Limited to ThaiREC standard)							
1) การเตรียมการเพื่อสร้างการยอมรับมาตรฐาน ThaiREC							
☐ ประสานงาน ชี้แจง ทำความเข้าใจกับกลุ่มเป้าหมาย (ผู้ใช้งาน RECs และผู้ควบคุมมาตรฐานทั้งภาคสมัครใจและภาคบังคับ)							
☐ ติดตามประเมินสถานการณ์ตลาดของใบรับรอง							

กิจกรรม	ปี พ.ศ.						
	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573 >>
ThaiREC เทียบกับ I-REC							
2) ยกเลิกการพึ่งพิงมาตรฐานสากล							
☐ ประกาศใช้มาตรฐาน ThaiREC (ครอบคลุมตลอดทั้งกระบวนการดำเนินกิจกรรม RECs)					Option	Option	Option
☐ ปรับปรุงแก้ไข ThaiREC Platform					Option	Option	Option

หมายเหตุ  = เป็นการดำเนินกิจกรรมเพื่อนำไปสู่การประกาศใช้มาตรฐาน REC ของประเทศไทยโดยตรง

 = เป็นการดำเนินกิจกรรมเพื่อสนับสนุนการประกาศใช้มาตรฐาน REC ของประเทศไทย

Option = อาจเลือกที่จะดำเนินการหรือไม่ดำเนินการก็ได้ (ขึ้นอยู่กับสถานการณ์)

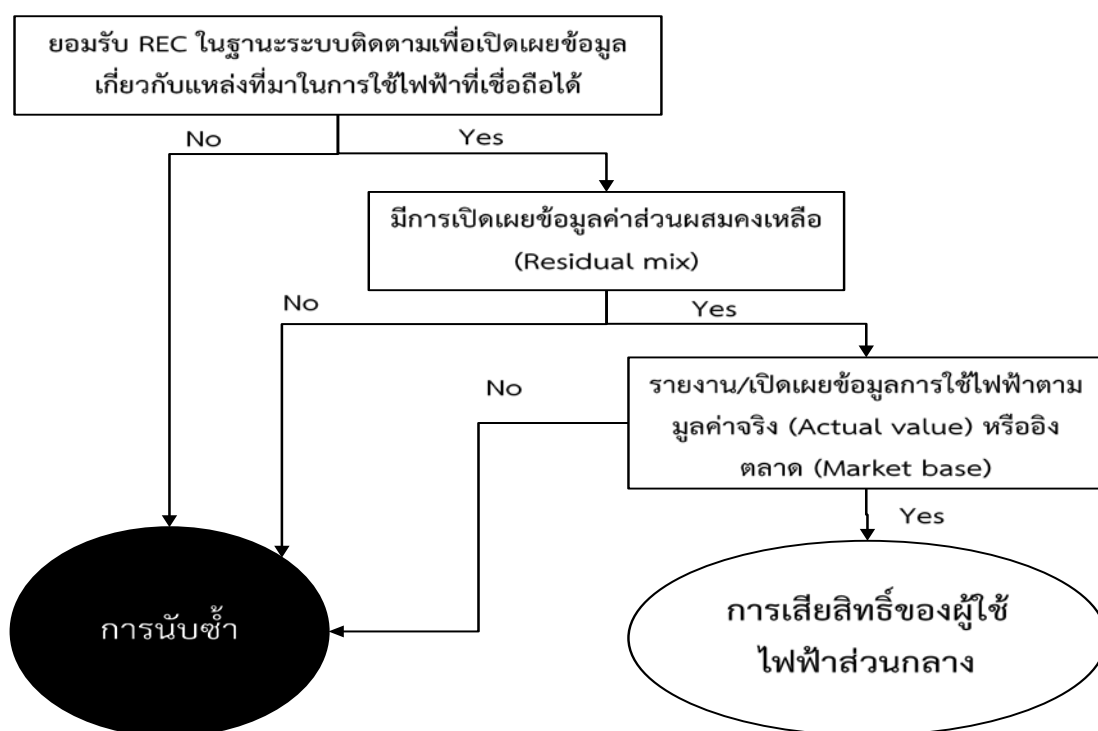
8. แนวทางการดำเนินการเพื่อรองรับผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทย และการได้มาซึ่งค่า Residual mix และ Residual mix EF (TOR ข้อ 5.8)

ผลการศึกษาผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทย

ผลการศึกษาพบว่า การดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทยอาจนำไปสู่ผลกระทบได้ใน 2 แนวทางหลัก โดยขึ้นอยู่กับเงื่อนไขที่สำคัญ 3 ประการ คือ

- (1) มี/ไม่มีการให้การยอมรับกลไก RECs ในฐานะระบบในการติดตามเพื่อเปิดเผยข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่เชื่อถือได้ (Reliable Tracking System: RTS) ของประเทศไทย
- (2) มี/ไม่มีกระบวนการและการดำเนินการเพื่อนำไปสู่การเปิดเผยค่าส่วนผสมคงเหลือ (Residual mix) สำหรับระบบไฟฟ้าส่วนกลางของประเทศไทย
- (3) จำเป็น/ไม่จำเป็นต้องรายงานหรือเปิดเผยข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามมูลค่าจริง (Actual values) หรือรายงานแบบอิงตลาด (Market base)

โดยหากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขครบทั้ง 3 ประการ (ไม่มีข้อใดข้อหนึ่ง) ก็จะทำให้การประยุกต์ใช้กลไก RECs เกิดผลกระทบไปในเชิงของ “การนับซ้ำ (Double counting)” ในขณะที่หากเป็นไปตามเงื่อนไขทั้ง 3 ประการก็จะเกิดผลกระทบไปในเชิงของ “การเสียสิทธิ์ของผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนกลาง” แทน ดังแสดงในรูปที่ 10



รูปที่ 10 เงื่อนไขในการนำไปสู่ผลกระทบที่เกิดจากการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทย

- **ผลกระทบในเชิงของการนับซ้ำ (Double counting)** ในกรณีที่มีการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทยไม่ได้เป็นไปตามเงื่อนไขทั้ง 3 ประการ การนำใบรับรอง RECs มาใช้ประกอบการรายงานหรือเปิดเผยข้อมูลการใช้ไฟฟ้าอาจนำไปสู่ผลกระทบในเชิงของการนับซ้ำ (Double counting) ทั้งในด้านการผลิตและการใช้พลังงานหมุนเวียน (RE) ไปจนถึงการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHGs) ซึ่งส่งผลกระทบต่อเนื่องทั้งต่อ การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน ศักยภาพด้านการการค้าการลงทุน และการติดตามและรายงานการปลดปล่อย GHGs ของประเทศ
- **ผลกระทบในเชิงของการเสียสิทธิ์ของผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนกลาง** ในกรณีที่มีการดำเนินกิจกรรม RECs ของประเทศไทยอยู่ภายใต้เงื่อนไขทั้ง 3 ประการ การอ้างแหล่งที่มาของไฟฟ้าผ่านใบรับรอง RECs จะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนกลางในเชิงของการเสียสิทธิ์ในการที่จะอ้างแหล่งที่มาของไฟฟ้าผ่านการใช้ข้อมูลโดยทั่วไป (Default) ของโครงข่ายไฟฟ้าส่วนกลาง (Grid) หรือของประเทศ (Production mix) เนื่องจากเป็นไปตามหลักการอ้างสิทธิ์เพียงหนึ่งเดียวโดยไม่นับซ้ำ (No Double counting) อันส่งผลต่อการรายงานหรือเปิดเผยข้อมูลเกี่ยวกับการใช้พลังงานหมุนเวียนและการปลดปล่อย GHGs ของผู้ใช้ไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าส่วนกลางที่จะถูกลดทอนเครดิตบางส่วนลง (มีการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนลดลง และมีการปลดปล่อย GHGs ใน Scope 2 เพิ่มขึ้น) โดยผลกระทบดังกล่าวจะมีความอ่อนไหวเป็นอย่างยิ่งสำหรับสำหรับโครงการที่ใช้ไฟฟ้าส่วนกลางเป็นผู้ให้การอุดหนุน อาทิ โครงการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT หรือ Adder ทั้งนี้ เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ในฐานะผู้สนับสนุนค่าใช้จ่าย (Sponsors) ผ่านโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า (ค่า PE ใน Ft) เพื่อให้โครงการดังกล่าวมีความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financially feasible) ซึ่งหากโครงการดังกล่าวมีการออก (Issue) ใบรับรอง RECs และมีผู้นำใบรับรอง RECs ดังกล่าวไปใช้งานแล้วจะส่งผลทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าส่วนกลางไม่สามารถอ้างแหล่งที่มาของไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนอันเกิดจากโครงการดังกล่าวได้อีกต่อไป โดยยังคงมีภาระค่าใช้จ่ายในการสนับสนุนผ่านโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าอยู่เช่นเดิม ซึ่งอาจทำให้เกิดความไม่เป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนกลาง

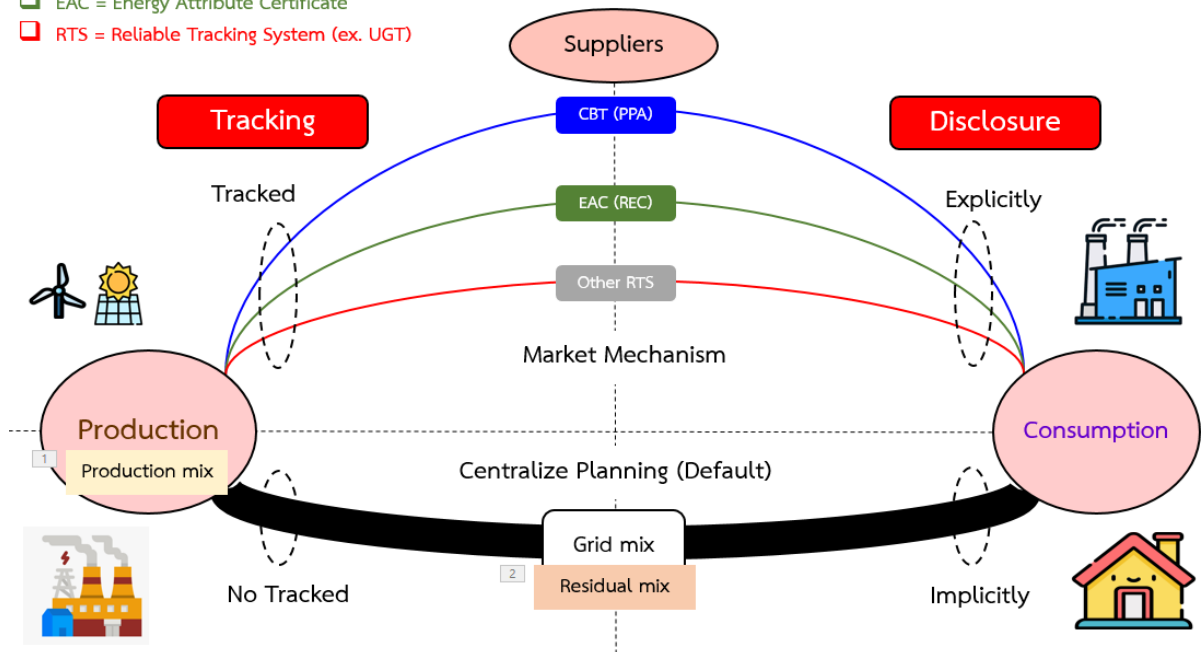
แนวทางการดำเนินการเพื่อรองรับผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทย

เนื่องจากผลกระทบของการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทยในปัจจุบันคือ “การเกิดการนับซ้ำ (Double counting)” จึงมีความจำเป็นที่จะต้องมีความแนวทางการดำเนินการเพื่อป้องกันและแก้ไขผลกระทบดังกล่าวเป็นลำดับแรกด้วย “การบริหารจัดการไม่ให้เกิดการนับซ้ำ” ซึ่งพบว่าหลักการสำคัญที่จำเป็นต้องนำมาใช้เพื่อหลีกเลี่ยงการนับซ้ำเมื่อมีการนำกระบวนการติดตามแบบเจาะจง (Explicitly) อย่างการออกใบรับรองคุณลักษณะพลังงาน (อาทิ RECs, GOs) รวมถึงกระบวนการติดตามตามสัญญา (อาทิ PPA) หรือกระบวนการติดตามในรูปแบบอื่นๆ (อาทิ UGT) มาใช้ในการเปิดเผยข้อมูลการใช้ไฟฟ้า คือ การพัฒนาให้มีการเปิดเผยข้อมูลโดยปริยาย (Implicitly) เกี่ยวกับ “ค่าส่วนผสมคงเหลือ (Residual mix) ของระบบไฟฟ้าส่วนกลาง (Default)” ดังแสดงในรูปที่ 11

□ CBT = Contract Base Tracking

□ EAC = Energy Attribute Certificate

□ RTS = Reliable Tracking System (ex. UGT)



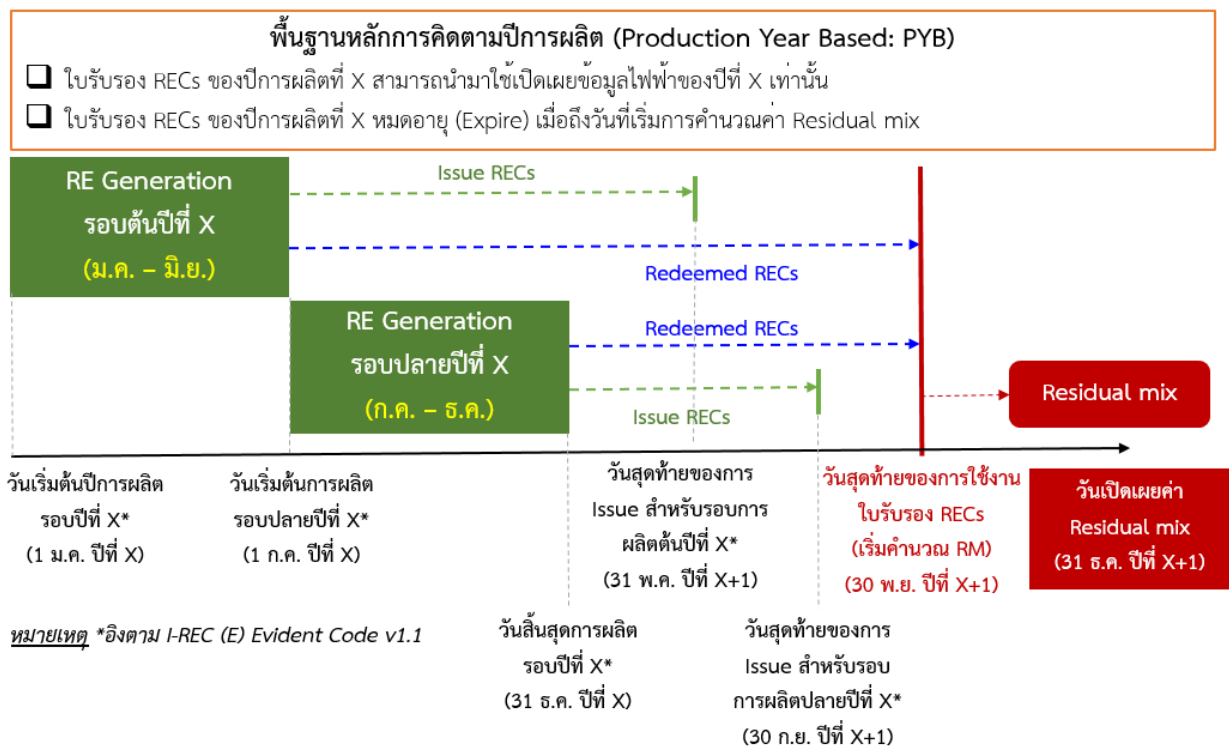
รูปที่ 11 การเปิดเผยค่า Residual mix เพื่อป้องกันการนับซ้ำในการเปิดเผยข้อมูลการใช้ไฟฟ้า

อย่างไรก็ดี ภายหลังจากมีการบริหารจัดการเพื่อไม่ให้เกิดการนับซ้ำแล้วผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทยจึงเปลี่ยนแปลงไปสู่ “การเสียสิทธิ์ของผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนกลาง” ซึ่งจำเป็นต้องมี “การบริหารจัดการเพื่อสร้างการยอมรับจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง” เป็นลำดับถัดไป โดยเฉพาะการดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องกับ “โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับการอุดหนุนจากผู้ไฟฟ้าผ่านกลไก FIT/FIP” ซึ่งเป็นประเด็นที่มีความอ่อนไหวอย่างยิ่ง เนื่องจากหากมีการดำเนินการภายใต้เงื่อนไขเดิม คือ “ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นเจ้าของโครงการสามารถ Issue RECs เพื่อขายและรับประโยชน์เพิ่มเติมเพียงฝ่ายเดียว” ก็จะเป็นการสุ่มเสี่ยงเป็นอย่างยิ่งที่จะทำให้เกิดความไม่เป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในฐานะผู้ให้การอุดหนุน แต่หากทำการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขด้วยการ “ห้ามผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นเจ้าของโครงการ Issue RECs ทั้งหมดโดยทันที” ก็สุ่มเสี่ยงที่จะถูกร้องเรียนจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นผู้เสียประโยชน์อันเคยได้ และนำไปสู่การต่อสู้ทางกฎหมาย ซึ่งอาจต้องใช้เวลาและความพยายามในการหาข้อมูลอย่างยาวนาน รวมถึงเป็นภาระกับทุกฝ่ายในกระบวนการยุติธรรม ดังนั้นที่ปรึกษาจึงได้เสนอให้มีการบริหารจัดการเพื่อสร้างการยอมรับจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องแบบค่อยเป็นค่อยไปตามขั้นตอน (ดังที่ได้เสนอไว้ในบทที่ 7 (TOR ข้อ 5.7))

แนวทางการได้มาซึ่ง Residual mix และ Residual mix EF ของประเทศไทย

1) กระบวนการในการได้มาซึ่งค่า Residual mix

สรุปภาพรวมกระบวนการได้มาซึ่งค่า Residual mix ของประเทศไทยตามข้อเสนอของที่ปรึกษาเป็นดังแสดงในรูปที่ 12



รูปที่ 12 ภาพรวมข้อเสนอกระบวนการได้มาซึ่งค่า Residual mix ของประเทศไทย

2) วิธีการคำนวณค่า Residual mix และ Residual mix EF ของประเทศไทย

ประกอบด้วยแนวทางและขั้นตอนดังต่อไปนี้

- **แนวทางการเก็บข้อมูล:** เริ่มจากการแจกแจงแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และเก็บรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับการผลิตและการใช้ไฟฟ้า ไปจนถึงข้อมูลเกี่ยวกับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการผลิตไฟฟ้า และที่สำคัญคือการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับการติดตามการใช้ไฟฟ้าแบบเจาะจง (Explicitly) ซึ่งประกอบด้วยทั้งกลไก RECs และระบบติดตามที่เชื่อถือได้ (Reliable Tracking System: RTS) ในรูปแบบอื่นๆ
- **แนวทางการคำนวณค่า Residual mix:** มีดังต่อไปนี้
 - ประเมินปริมาณคุณลักษณะการผลิตไฟฟ้าคงเหลือ (Available Attributes) โดยใช้สมการที่ 1

สมการที่ 1 การคำนวณปริมาณคุณลักษณะการผลิตไฟฟ้าคงเหลือ (Available Attributes) ของแต่ละแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

$$AA_X = Gen_X - EAC_X - RTS_X$$

- ประเมินปริมาณโดยรวมของส่วนผสมคงเหลือ (Residual mix) โดยใช้สมการที่ 2

สมการที่ 2 การคำนวณปริมาณโดยรวมของ Residual mix

$$RM_{Vol} = \text{Total AAs} = \sum AA_x$$

- สัดส่วนของแต่ละแหล่งพลังงานใน Residual mix คำนวณได้จากสมการที่ 3

สมการที่ 3 การคำนวณสัดส่วนของแต่ละแหล่งพลังงานใน Residual mix

$$\%RM_x = AA_x \div RM_{Vol}$$

- แนวทางการคำนวณค่า Residual mix Emission Factor: มีดังต่อไปนี้

- ประเมินปริมาณการปลดปล่อย GHGs ของ Residual mix โดยใช้สมการที่ 4

สมการที่ 4 การคำนวณปริมาณการปลดปล่อย GHGs ใน Residual mix

$$RM_{GHGs} = \sum (AA_x \times EF_x)$$

- ประเมินค่าเฉลี่ยการปลดปล่อย GHGs ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของส่วนผสมคงเหลือ (Residual mix Emission Factor) โดยใช้สมการที่ 5

สมการที่ 5 การคำนวณ Residual mix Emission Factor (Residual mix EF)

$$RM_{EF} = RM_{GHGs} \div RM_{Vol}$$

เมื่อ	AA_x	คือ ปริมาณคุณลักษณะการผลิตไฟฟ้าคงเหลือของแหล่งพลังงานที่ X (MWh)
	Gen_x	คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าด้วยแหล่งพลังงานที่ X (MWh)
	EAC_x	คือ ปริมาณการเปิดเผยข้อมูลแหล่งที่มาของไฟฟ้าด้วยใบรับรองคุณลักษณะการผลิตไฟฟ้า (EACs) ของแหล่งพลังงานที่ X (MWh)
	RTS_x	คือ ปริมาณการเปิดเผยข้อมูลแหล่งที่มาของไฟฟ้าด้วยระบบติดตามที่เชื่อถือได้ (Reliable Tracking Systems: RTSs) ชนิดอื่นๆ นอกเหนือจากการใช้ใบรับรอง EACs ของแหล่งพลังงานที่ X (MWh)
	RM_{Vol}	คือ ปริมาณโดยรวมของ Residual mix (MWh)
	Total AAs	คือ ปริมาณคุณลักษณะการผลิตไฟฟ้าคงเหลือของทุกแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ารวมกัน (MWh)
	$\%RM_x$	คือ สัดส่วนของแหล่งพลังงาน X ใน Residual mix (%)
	RM_{GHGs}	คือ ปริมาณการปลดปล่อย GHGs โดยรวมของ Residual mix (tCO _{2e})

EF_X คือ ค่าการปลดปล่อย GHGs โดยเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงาน X (tCO_{2e}/MWh)

RM_{EF} คือ ค่าการปลดปล่อย GHGs ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าของส่วนผสมเหลือ (Residual mix Emission Factor) (tCO_{2e}/MWh)

นอกจากนี้ที่ปรึกษาได้เสนอทางเลือก (Short cut) ในการคำนวณ Residual mix และ Residual mix EF ของประเทศไทย ภายใต้เงื่อนไข (1) มีการคำนวณ Production mix และ Grid EF ไว้แล้ว และ (2) การเปิดเผยข้อมูลแหล่งที่มาไฟฟ้าด้วยการติดตามแบบชัดแจ้ง (Explicitly) ที่เกิดขึ้นทั้งหมดเป็น RE ไว้ ในหัวข้อ 8.2.3 (บทที่ 8) รวมถึงนำเสนอแนวทางเบื้องต้นในการคำนวณค่า Residual mix และ Residual mix EF ในกรณีมีข้อตกลงแลกเปลี่ยนคุณลักษณะการผลิตไฟฟ้าระหว่างประเทศไว้ในหัวข้อ 8.2.4 (บทที่ 8)

9. การประชุมเพื่อรับฟังความเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง (TOR ข้อ 5.9)

ที่ปรึกษาได้จัดให้มีการประชุมเพื่อรับฟังความเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในลักษณะของการกลุ่มย่อย (Focus group) เป็นจำนวนทั้งหมด 4 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมการประชุมรวมเป็นจำนวน 127 ท่าน ดังแสดงในตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 ผลการจัดประชุมกลุ่มย่อย

ครั้งที่	กลุ่ม	วันที่	เวลา	จำนวน ผู้เข้าร่วม*
1	ผู้กำหนดนโยบายและผู้กำกับดูแล	2 ต.ค. 63	9.00 - 12.00 น.	36
2	รัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้า	4 ต.ค. 66	9.00 - 12.00 น.	46
3	ผู้ประกอบการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม	5 ต.ค. 66	9.00 - 12.00 น.	26
4	นักวิชาการและองค์กรอิสระ	6 ต.ค. 66	9.00 - 12.00 น.	19
ผู้เข้าร่วมประชุมรวม				127

หมายเหตุ: *ไม่นับรวมที่ปรึกษาโครงการ

สรุปข้อคิดเห็นที่ได้รับจากการสอบถามและแลกเปลี่ยนข้อคิดเห็นทั้งระหว่างการประชุมและผ่านแบบรวบรวมความเห็นเป็นดังนี้

- ประเด็น “การประยุกต์ใช้หลักการคำนวณค่าส่วนผสมเหลือของแหล่งเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Residual mix) เพื่อมิให้มีการอ้างสิทธิ์ซ้ำ (Double claim)” ผลการวิเคราะห์เชิงสถิติแสดงให้เห็นว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเกือบทั้งหมด (ร้อยละ 85.2) เห็นควรให้มีการดำเนินการในประเด็นดังกล่าว โดยมีผู้ที่ยังไม่เห็นด้วยกับประเด็นดังกล่าวเป็นจำนวนเพียงร้อยละ 3.7 (ส่วนที่เหลือคือไม่แน่ใจ/ ร้อยละ 11.1) ซึ่งมาจากกลุ่มนักวิชาการและองค์กรอิสระ (กลุ่ม 4/ ร้อยละ 8.3) และกลุ่มรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้า (กลุ่ม 2/ ร้อยละ 2.9)

- 2) ประเด็น “ข้อกำหนดห้ามมิให้มีการให้การรับรอง (Issue) RECs สำหรับไฟฟ้าที่รับซื้อผ่านมาตรการสนับสนุน (FiT/Adder) ในอดีต เพื่อเป็นการรักษาสีเขียวให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในฐานะผู้สนับสนุน” ผลการวิเคราะห์เชิงสถิติแสดงให้เห็นว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องส่วนใหญ่ (ร้อยละ 51.7) เห็นควรให้มีการดำเนินการในประเด็นดังกล่าว โดยมีผู้ที่ยังไม่เห็นด้วยกับประเด็นดังกล่าวในสัดส่วนร้อยละ 20.7 (ส่วนที่เหลือคือไม่แน่ใจ/ ร้อยละ 27.6) ซึ่งพบว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องที่มีสัดส่วนผู้ไม่เห็นด้วยมากที่สุดคือกลุ่มผู้ประกอบการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม (กลุ่ม 3/ ร้อยละ 37.5) ตามมาด้วย กลุ่มผู้กำหนดนโยบายและผู้กำกับดูแล (กลุ่ม 1/ ร้อยละ 20.0) และกลุ่มรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้า (กลุ่ม 2/ ร้อยละ 17.6) ตามลำดับ
- 3) ประเด็น “ข้อกำหนดให้นำรายได้จากการขายสิทธิ RECs ของพลังงานไฟฟ้าที่ได้ถูกรับซื้อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าส่วนกลาง (Grid) กลับมาชดเชยให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า” ผลการวิเคราะห์เชิงสถิติแสดงให้เห็นว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องส่วนใหญ่ (ร้อยละ 67.1) เห็นควรให้มีการดำเนินการในประเด็นดังกล่าว โดยมีผู้ที่ยังไม่เห็นด้วยกับประเด็นดังกล่าวในสัดส่วนเพียงร้อยละ 10.6 (ส่วนที่เหลือคือไม่แน่ใจ/ ร้อยละ 22.4) ซึ่งพบว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องที่มีสัดส่วนผู้ไม่เห็นด้วยมากที่สุดคือกลุ่มผู้ประกอบการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม (กลุ่ม 3/ ร้อยละ 33.3) ตามมาด้วยรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้า (กลุ่ม 2/ ร้อยละ 9.1) และกลุ่มผู้กำหนดนโยบายและผู้กำกับดูแล (กลุ่ม 1/ ร้อยละ 4.0) ตามลำดับ
- 4) ประเด็น “ระบบมาตรฐานการรับรอง RECs ที่เหมาะสมกับประเทศไทย” ผลการวิเคราะห์เชิงสถิติแสดงให้เห็นว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในสัดส่วนโดยรวมร้อยละ 69.3 เห็นควรให้มีการประยุกต์ใช้ระบบมาตรฐานและการรับรองสากลในการรับรอง RECs ของประเทศไทย โดยส่วนใหญ่ (ร้อยละ 40.9) เห็นควรให้เปิดกว้างสำหรับทั้งมาตรฐาน I-REC และ TIGR
- 5) ประเด็น “การพัฒนา National tracking system ในลักษณะ Registry platform เพื่อใช้ติดตามตรวจสอบและให้การรับรองความไม่ซ้ำซ้อนในการอ้างสิทธิ์ระดับประเทศ” ผลการวิเคราะห์เชิงสถิติแสดงให้เห็นว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเกือบทั้งหมด (ร้อยละ 84.6) เห็นควรให้มีการดำเนินการในประเด็นดังกล่าว โดยมีผู้ที่ยังไม่เห็นด้วยกับประเด็นดังกล่าวในสัดส่วนเพียงร้อยละ 2.6 (ส่วนที่เหลือคือไม่แน่ใจ/ ร้อยละ 12.8) ซึ่งมาจากกลุ่มรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้า (กลุ่ม 2/ ร้อยละ 6.7)
- 6) ประเด็น “การทำหน้าที่ในการติดตาม กำกับดูแล และส่งเสริมสนับสนุนตลาด RECs ให้มีเสถียรภาพโดยหน่วยงานภาครัฐ” ผลการวิเคราะห์เชิงสถิติแสดงให้เห็นว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเกือบทั้งหมด (ร้อยละ 85.2) เห็นควรให้มีการดำเนินการในประเด็นดังกล่าว โดยมีผู้ที่ยังไม่เห็นด้วยกับประเด็นดังกล่าวในสัดส่วนเพียงร้อยละ 3.7 (ส่วนที่เหลือคือไม่แน่ใจ/ ร้อยละ 11.1) ซึ่งมาจากกลุ่มนักวิชาการและองค์กรอิสระ (กลุ่ม 4/ ร้อยละ 8.3) และกลุ่มรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้า (กลุ่ม 2/ ร้อยละ 6.5) และมีข้อคิดเห็นที่เกี่ยวข้องกับประเด็นดังกล่าวดังต่อไปนี้

- 7) ประเด็น “มุมมองที่สมควรนำมาใช้ในการกำหนดราคา RECs ในส่วนที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของภาครัฐ” ผลการวิเคราะห์เชิงสถิติแสดงให้เห็นว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องส่วนใหญ่ (ร้อยละ 60.0) เห็นควรให้มีการประยุกต์มุมมองในการกำหนดราคาแบบผสมผสาน นอกจากนั้นคือ มุมมองทางเศรษฐศาสตร์ (ร้อยละ 16.5) มุมมองเชิงต้นทุน (ร้อยละ 12.9) และมุมมองเชิงตลาด (ร้อยละ 10.6) ตามลำดับ
- 8) ประเด็น “การพัฒนามาตรการประเภทติดฉลากสถานประกอบการที่ใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Labeling) เพื่อใช้ในการส่งเสริมตลาด RECs ภาคสมัครใจภายในประเทศ” ผลการวิเคราะห์เชิงสถิติแสดงให้เห็นว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องส่วนใหญ่ (ร้อยละ 67.2) เห็นควรให้มีการดำเนินการในประเด็นดังกล่าว โดยพบว่าผู้ที่ยังไม่เห็นด้วยกับประเด็นดังกล่าวในสัดส่วนเพียงร้อยละ 6.2 (ส่วนที่เหลือคือไม่แน่ใจ/ ร้อยละ 29.6) ซึ่งมาจากกลุ่มรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้า (กลุ่ม 2/ ร้อยละ 9.7) กลุ่มนักวิชาการและองค์กรอิสระ (กลุ่ม 4/ ร้อยละ 8.3) และกลุ่มผู้กำหนดนโยบายและผู้กำกับดูแล (กลุ่ม 1/ ร้อยละ 4.0)
- 9) ประเด็น “การออกข้อกำหนดสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนภาคบังคับ (RPS) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่” ผลการวิเคราะห์เชิงสถิติแสดงให้เห็นว่าผู้มีส่วนเกี่ยวข้องส่วนใหญ่ (ร้อยละ 54.4) เห็นควรให้มีการดำเนินการในประเด็นดังกล่าว โดยพบว่าผู้ที่ยังไม่เห็นด้วยกับประเด็นดังกล่าวในสัดส่วนร้อยละ 13.9 (ส่วนที่เหลือคือไม่แน่ใจ/ ร้อยละ 31.6) ซึ่งมาจาก กลุ่มผู้ประกอบการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม (กลุ่ม 3/ ร้อยละ 23.1) กลุ่มนักวิชาการและองค์กรอิสระ (กลุ่ม 4/ ร้อยละ 18.2) กลุ่มผู้กำหนดนโยบายและผู้กำกับดูแล (กลุ่ม 1/ ร้อยละ 12.0) และกลุ่มรัฐวิสาหกิจที่ประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้า (กลุ่ม 2/ ร้อยละ 10.0)
- 10) ข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะอื่นๆ ที่น่าสนใจมีดังต่อไปนี้
 - ประเทศไทยควรเร่งจัดทำกฎระเบียบและจัดตั้งหน่วยงานที่จะดูแลรับผิดชอบเกี่ยวกับ RECs อย่างเร่งด่วน เพื่อให้การดำเนินการรับรอง RECs และตลาดซื้อขาย RECs เป็นระบบที่ถูกต้องเหมาะสม หากล่าช้าจะทำให้การกำหนดกฎเกณฑ์ต่างๆ ยากยิ่งขึ้น และทำให้เกิดความไม่เป็นธรรมกับผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง
 - ผู้กำกับดูแลควรอยู่ในรูปของคณะกรรมการ โดยมีหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเป็นกรรมการและเลขานุการ
 - หน่วยงานกำกับดูแลไม่ควรเป็นทั้ง 3 การไฟฟ้า เพื่อไม่กระทบต่อการมีส่วนได้เสียได้ภายหลัง และควรมีการกำหนดหน้าที่บทบาทของทั้ง 3 การไฟฟ้าเกี่ยวกับ RECs ให้ชัดเจน
 - RECs มีความเกี่ยวข้องกับกิจการพลังงาน ซึ่งมีกฎหมายหลายฉบับจึงสมควรพิจารณาความสอดคล้องของกฎหมาย ให้สอดคล้องกันรวมถึงพิจารณาว่าผู้ผลิตมีแบบใด เอกชน/ รัฐวิสาหกิจที่จะต้องเท่าเทียมกัน และอาจจำเป็นต้องมีการพิจารณาปรับปรุงแก้ไขกฎหมายที่เกี่ยวข้องให้ครอบคลุมก่อน

- ภาคเอกชนควรมีทางเลือกที่เสรีในการเลือกกระหว่างได้รับการส่งเสริมภายใน FiT หรืออาศัยการทำ PPA ผ่านกลไก TPA อย่างเป็นธรรม (การเปิด TPA มีส่วนสำคัญในการขับเคลื่อน)
- การส่งเสริมตลาดพลังงานหมุนเวียน (โดยเฉพาะ Private PPA) อาจส่งผลให้ความต้องการไฟฟ้าในระบบลดลง
- ภาครัฐจำเป็นต้องพิจารณาปริมาณ supply RECs ที่เพียงพอประกอบด้วย
- ต้องคำนึงถึงระบบความมั่นคงระบบไฟฟ้าของประเทศในภาพรวมด้วย
- บางประเด็น (อาทิ มาตรฐาน หรือ ราคา) อาจจำเป็นต้องรอความชัดเจนในอนาคต

10. การจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษา (TOR ข้อ 5.10)

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษา “โครงการศึกษาการกำหนดรูปแบบ โครงสร้างราคาและการพัฒนากรอบการบริหารจัดการการซื้อขาย RECs” จำนวนทั้งหมด 1 ครั้ง ในวันที่ 6 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567 ณ ห้องแมนดาริน ซี โรงแรมแมนดาริน กรุงเทพมหานคร โดยมีผู้เข้าร่วมการสัมมนาเป็นจำนวน 125 ท่าน (ไม่นับรวมที่ปรึกษาโครงการ) ประกอบด้วยตัวแทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องดังต่อไปนี้

- ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	จำนวน	20 ท่าน
- ผู้แทนจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	จำนวน	15 ท่าน
- ผู้แทนจากการไฟฟ้านครหลวง	จำนวน	16 ท่าน
- ผู้แทนจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	จำนวน	13 ท่าน
- ผู้แทนจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน	จำนวน	4 ท่าน
- ผู้แทนจากสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา	จำนวน	1 ท่าน
- ผู้แทนจากสำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ	จำนวน	4 ท่าน
- ผู้แทนจากสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ	จำนวน	2 ท่าน
- ผู้แทนจากกรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อม	จำนวน	1 ท่าน
- ผู้แทนจากองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)	จำนวน	1 ท่าน
- ผู้แทนจากสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย	จำนวน	8 ท่าน
- ผู้แทนจากสมาคมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน	จำนวน	2 ท่าน
- ผู้แทนจากสมาคมอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ไทย	จำนวน	1 ท่าน
- ผู้แทนจากสถาบันการศึกษา	จำนวน	7 ท่าน
- ผู้แทนจากสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (PTIT)	จำนวน	3 ท่าน
- ผู้แทนจากสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย	จำนวน	1 ท่าน
- ผู้แทนจากมูลนิธิพลังงานสะอาดเพื่อประชาชน	จำนวน	1 ท่าน
- ผู้แทนจากบริษัทเอกชนที่เกี่ยวข้อง	จำนวน	17 ท่าน
- นักวิชาการอิสระ	จำนวน	8 ท่าน

ผลประเมินความพึงพอใจของผู้เข้าร่วมสัมมนาใน 4 ประเด็นหลัก คือ (1) ความพึงพอใจในการจัดสัมมนา (2) ความพึงพอใจในวิทยากร (3) ความพึงพอใจในการให้บริการและสิ่งอำนวยความสะดวก และ (4) ประโยชน์ที่ได้รับจากการสัมมนา พบว่าผู้เข้าร่วมสัมมนามีความพึงพอใจในระดับ “มากที่สุด” ในทุกประเด็น