

โครงการศึกษาแนวทางในการนำกลไก RECs
มาปรับปรุงนโยบายและกลไกการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้า
จากพลังงานหมุนเวียนของไทย



เสนอ
สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน



โดย
มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
(สถาบันวิศวกรรมพลังงาน)

บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

ตามสัญญาจ้างที่ปรึกษา สัญญาเลขที่ กฟ.97(4) 20/2563 ลงวันที่ 22 กุมภาพันธ์ 2564 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ได้ว่าจ้างมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ (สถาบันวิศวกรรมพลังงาน) เป็นที่ปรึกษาดำเนินโครงการศึกษาแนวทางในการนำกลไก RECs มาปรับปรุงนโยบายและกลไกการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของไทย โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาทบทวนการดำเนินงานตามกลไก Renewable Energy Certificates (RECs) รวมถึงข้อดี ข้อด้อย และประโยชน์ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากการนำกลไก RECs มาประยุกต์ใช้ในประเทศไทย ตลอดจนจัดทำข้อเสนอแนะแนวทางการนำกลไก RECs มาปรับปรุงการส่งเสริมนโยบายการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และรายละเอียดที่จำเป็นต่อการพัฒนากลไก RECs ในประเทศไทย ซึ่งบัดนี้ทางที่ปรึกษาได้ดำเนินโครงการดังกล่าวจนแล้วเสร็จและส่งมอบแล้ว โดยมีผลการดำเนินโครงการสรุปได้ดังต่อไปนี้

หัวข้อที่ปรากฏในบทสรุปผู้บริหาร

หน้า

- | | |
|--|----|
| 1. สรุปผลการศึกษาและวิเคราะห์รูปแบบกลไกการรับซื้อไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน | 2 |
| 2. สรุปผลการศึกษาและทบทวนนโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน รูปแบบกลไก และปัญหาอุปสรรคในการดำเนินงานด้าน RECs ที่มีการดำเนินงานในต่างประเทศ | 5 |
| 3. สรุปผลการศึกษาวิเคราะห์แนวโน้มและผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของ Prosumer | 18 |
| 4. สรุปผลการศึกษาข้อดีและข้อเสียของกลไก RECs และผลประโยชน์ทางตรงและทางอ้อม | 22 |
| 5. สรุปผลการศึกษาเปรียบเทียบกลไก RECs และ FiT | 24 |
| 6. สรุปผลการวิเคราะห์ทางเลือกและเสนอแนะแนวทางการนำกลไก RECs มาปรับปรุงการส่งเสริมนโยบายการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย | 25 |
| 7. สรุปผลการวิเคราะห์และจัดทำรายละเอียดที่จำเป็นต่อการพัฒนา RECs ในด้านต่างๆ | 41 |
| 8. สรุปผลการจัดประชุมหารือร่วมกับหน่วยงานหรือผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่เกี่ยวข้อง | 60 |
| 9. สรุปผลการจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษา | 60 |
| 10. สรุปผลการประสานงาน จัดทำเอกสาร หรืองานอื่นๆ ตามที่ สนพ. มอบหมาย | 61 |

1. สรุปผลการศึกษาและวิเคราะห์รูปแบบกลไกการรับซื้อไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน (TOR 3.1)

กลไกการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีการนำมาใช้งานในประเทศไทย

ที่ผ่านมาประเทศไทยได้ส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนอย่างต่อเนื่องผ่านการใช้มาตรการการรับซื้อไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนเป็นกลไกหลัก โดยก่อน พ.ศ. 2550 มีการใช้มาตรการ Net-metering และเปลี่ยนผ่านมาใช้ มาตรการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Adder ตั้งแต่ พ.ศ. 2550 จากนั้นจึงเริ่มมีการปรับใช้มาตรการรับ ซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT และ Auctions ตั้งแต่ พ.ศ. 2556 และ 2559 ตามลำดับ โดยสามารถ สรุปการปรับใช้มาตรการรับซื้อต่าง ๆ ได้ดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 สรุปมาตรการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2550 – 2563

รูปแบบการทำงานและค่าใช้จ่ายในการดำเนินนโยบาย

1) กลุ่มที่อัตราารับซื้อกำหนดโดยผู้กำหนดนโยบาย ในกลุ่มนี้ ราคาการรับซื้อไฟฟ้าจะถูกกำหนดโดย ผู้ออกแบบมาตรการ โดยผู้ที่กำหนดราคาซื้อไฟฟ้านั้นจะต้องมีข้อมูลที่ชัดเจนในเรื่องต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าใน แต่ละประเภท ณ ช่วงเวลานั้น เพื่อให้สามารถกำหนดราคาได้ในระดับที่เหมาะสม มีอยู่ด้วยกัน 3 แบบ ได้แก่

- **Feed-in Premium** ราคารับซื้อไฟฟ้าประกอบด้วย 2 ส่วน ส่วนแรกเป็นอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วน ที่อ้างอิงกับราคาค่าไฟฟ้าปกติที่การไฟฟ้าขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป ส่วนที่สองเป็นส่วนที่กำหนดขึ้นโดยภาค นโยบายโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะเรียกว่า ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า โดยมี ค่าใช้จ่ายในการดำเนินนโยบายคือ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วยคูณกับจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่รับซื้อภายใต้ รูปแบบนี้

- **Feed-in Tariff** ราคาซื้อขายไฟฟ้าจะถูกกำหนดขึ้นมาเป็นค่าหนึ่งโดยผู้กำหนดนโยบายหรือผู้กำหนดมาตรการการรับซื้อไฟฟ้านั้น ซึ่งอาจมีการกำหนดให้มีค่าแตกต่างกันในแต่ละเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน โดยมีทั้งในรูปแบบที่เป็นค่าคงที่ตลอดอายุสัญญา หรือในรูปแบบที่กำหนดเป็นคงที่แต่สามารถปรับค่าตามสูตรหรือตัวแปรที่กำหนดไว้ โดยมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินนโยบายคือ ส่วนต่างต่อหน่วยระหว่างอัตราค่า FIT กับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง คูณกับจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่รับซื้อภายใต้รูปแบบนี้

- **Net-metering** ราคาซื้อขายไฟฟ้าจะถูกกำหนดให้เท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าปกติที่การไฟฟ้าจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น จึงสามารถใช้การหักลบหน่วยไฟฟ้าในมิเตอร์ (Net-metering) มาคำนวณค่าใช้จ่ายสุทธิ (Net payment) ที่การไฟฟ้าหรือผู้ผลิตไฟฟ้าต้องจ่ายให้แก่อีกฝ่ายได้ โดยมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินนโยบายคือ อัตราการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินที่ไหลเข้าสู่ระบบไฟฟ้าตามที่รัฐเป็นผู้กำหนด (ถ้ามี) คูณกับจำนวนหน่วยไฟฟ้าส่วนเกินที่ไหลเข้าสู่ระบบ (ถ้ามี)

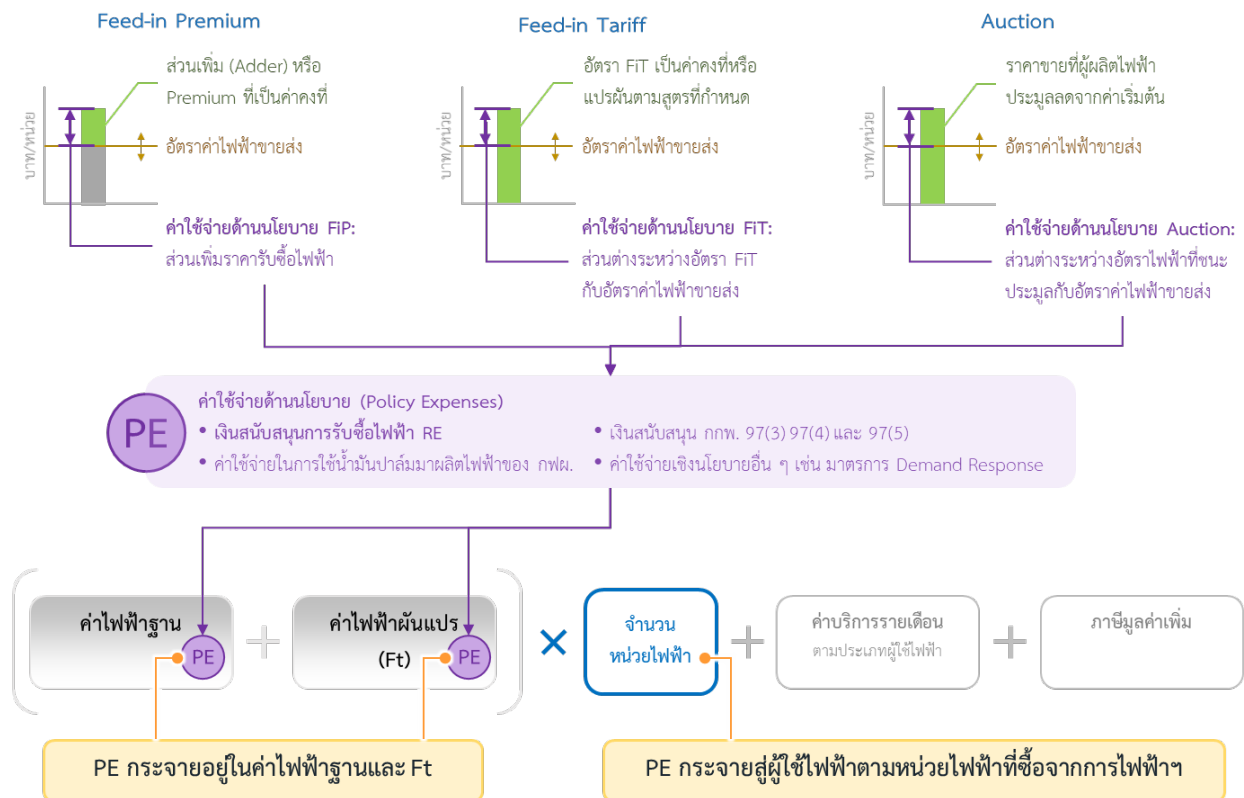
2) **กลุ่มที่อัตราค่ารับซื้อกำหนดโดยกลไกตลาด** ในกลุ่มนี้ อัตราค่ารับซื้อไฟฟ้าจะถูกกำหนดโดยผู้เล่นในตลาด (ผู้ขายไฟฟ้า) โดยผู้ออกนโยบายหรือผู้ออกแบบมาตรการไม่ได้เป็นผู้กำหนดอัตราค่ารับซื้อไฟฟ้า อัตราค่ารับซื้อไฟฟ้าจะถูกกำหนดโดยกลไกอุปสงค์-อุปทานของตลาด ซึ่งจะสะท้อนถึงต้นทุนค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ณ ช่วงเวลานั้น โดยสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 รูปแบบ ได้แก่

- **การประมูล (Auctions)** ผู้ขายไฟฟ้าจะแข่งขันกันในด้านราคา (Competitive Bidding) เพื่อประมูลสิทธิในการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบ โดยผู้กำหนดนโยบายหรือผู้ออกแบบมาตรการอาจใช้วิธีการกำหนดราคาเพดาน (Ceiling Price) เพื่อเป็นจุดตั้งต้นสำหรับการประมูลของการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละรอบ และมีการกำหนดเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าซึ่งมักจะอยู่ในรูปแบบของกำลังการผลิตในหน่วยเมกะวัตต์ โดยผู้ที่ได้รับสิทธิในการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบ คือ ผู้ที่เสนออัตราค่ารับซื้อไฟฟ้าต่ำที่สุดไล่เรียงไปจนกระทั่งครบตามเป้าหมายการรับซื้อที่กำหนดไว้ โดยมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินนโยบายคือ ส่วนต่างต่อหน่วยระหว่างอัตราค่ารับซื้อไฟฟ้าที่ประมูลได้กับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง คูณกับจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่รับซื้อภายใต้รูปแบบนี้

- **การซื้อขาย RECs (ยังไม่ได้มีการนำมาใช้ในประเทศไทย)** ไม่ได้เป็นการซื้อขายหน่วยไฟฟ้าโดยตรง แต่เป็นการซื้อขายองค์ประกอบของการใช้พลังงานหมุนเวียนที่อยู่ในหน่วยไฟฟ้านั้น ซึ่งจะอยู่ในรูปแบบของใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Certificates: RECs) โดยสามารถแบ่งออกได้เป็นสองรูปแบบ ได้แก่ รูปแบบ Unbundled ซึ่งการซื้อขาย RECs จะแยกออกจากการซื้อขายไฟฟ้าตามปกติ และรูปแบบ Bundled ซึ่ง RECs จะมาพร้อมกับหน่วยไฟฟ้าที่จ่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเนื่องจากกลไก RECs มิได้เป็นกลไกการรับซื้อไฟฟ้าโดยตรง จึงไม่มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินนโยบายในการรับซื้อไฟฟ้า

รูปแบบการส่งผ่านภาระและการกระจายภาระความรับผิดชอบของนโยบายที่เกิดขึ้นสู่ผู้บริโภค

ค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย (Policy Expense หรือ PE) ที่เกิดขึ้นจากมาตรการการรับซื้อไฟฟ้าในประเทศไทย ทั้งในรูปแบบของ Feed-in Premium (Adder), Feed-in Tariff (FIT) หรือแบบ Auction จะถูกส่งผ่านเข้าไปในค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้าทุกราย โดยกระจายเข้าไปทั้งในส่วนของคุณค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t) และส่งผ่านไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าตามจำนวนหน่วยที่ซื้อจากการไฟฟ้า ดังรูปที่ 2



รูปที่ 2 การส่งผ่านภาระค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายจากการรับซื้อไฟฟ้าผ่านค่าไฟฟ้า

ผลการวิเคราะห์รูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าของประเทศไทย

1) การกำหนดอัตราราคาซื้อไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญ โดยราคารับซื้อไฟฟ้าต้องอยู่ในระดับที่สร้างผลตอบแทนด้านการเงินที่เหมาะสมให้แก่ผู้พัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน หากอัตราราคาซื้อไฟฟ้าต่ำเกินไปจะส่งผลให้การส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนไม่บรรลุผลตามเป้าหมาย ดังเช่น กรณีในช่วง พ.ศ. 2550 - 2554 ที่มีเพียงเทคโนโลยีชีวมวลในระบบ แต่ถ้าอัตราราคาซื้อไฟฟ้าสูงเกินไปก็อาจทำให้ขาดความยั่งยืนเนื่องจากประสพภาวะขาดทุนเมื่อหมดระยะเวลาสubsidy นอกจากนี้อัตราราคาซื้อไฟฟ้าควรสะท้อนถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของแต่ละเทคโนโลยีในแต่ละช่วงเวลาอย่างเหมาะสมเพื่อมิให้ค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายอันเป็นภาระต่อผู้ใช้ไฟฟ้ามากเกินไป ซึ่งพบว่ากรการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FIT ที่มีการปรับอัตราซื้อในแต่ละช่วงเวลาจะมีความ

เหมาะสมกว่าการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder ที่ใช้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าแบบคงที่ตลอดระยะเวลาสนับสนุน

2) ระยะเวลาในการสนับสนุนต้องมีความเหมาะสม โดยหากระยะเวลาสนับสนุนสั้นเกินไปจะส่งผลให้ผลตอบแทนทางการเงินของผู้พัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่ำลงจนขาดแรงจูงใจ แต่หากระยะเวลาสนับสนุนยาวเกินไปจะส่งผลให้เกิดภาระผูกพันด้านค่าใช้จ่ายด้านนโยบายที่มากเกินไปจนความจำเป็นซึ่งจะเป็นภาระต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ดังเห็นได้จากกรณีรูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Adder สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่ยังคงมีผลผูกพันด้านค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายที่ในสัดส่วนที่สูงจนถึงปัจจุบัน

3) ค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายต่อหน่วยไฟฟ้าที่รับซื้อของแต่ละเทคโนโลยีมีความแตกต่างกัน แม้ว่าค่าใช้จ่ายดังกล่าวมิได้บ่งชี้ว่า การสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนจากเทคโนโลยีใดดีกว่าหรือด้อยกว่า แต่ภาครัฐควรพิจารณาอย่างรอบคอบว่า เทคโนโลยีที่ต้องใช้ค่าใช้จ่ายในการสนับสนุนสูงนั้น มีความเหมาะสมที่จะได้รับการส่งเสริมหรือไม่ โดยพิจารณาในแง่ของความคุ้มค่าเทียบกับภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และในแง่ของความยั่งยืนด้านพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น หากพิจารณาแล้วพบว่าไม่คุ้มค่า ก็สามารถเลือกที่จะสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนที่มีค่าใช้จ่ายในการสนับสนุนต่ำทดแทนได้

4) การส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนด้วยกลไกการรับซื้อไฟฟ้าไม่ว่ารูปแบบใด จะก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายอันเป็นภาระต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น ภาครัฐจึงควรลองพิจารณาทางเลือกอื่น ๆ ในการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนที่ก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายด้านพลังงานหมุนเวียนต่ำกว่า ซึ่งอาจใช้ทดแทนหรือใช้ควบคู่กับการรับซื้อไฟฟ้าได้ อาทิ Renewable Attribute Certificates RECs ซึ่งเป็นรูปแบบหนึ่งในการประยุกต์ใช้หลักการ Electricity Attribute Certificates (EAC)

2. สรุปผลการศึกษาและทบทวนนโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน รูปแบบกลไก และปัญหาอุปสรรคในการดำเนินงานด้าน RECs ที่มีการดำเนินงานในต่างประเทศ (TOR 3.2)

ปัจจุบัน พบว่าหลายประเทศได้เริ่มนำกลไก Renewable Energy Certificates (RECs) มาส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยมีทั้งรูปแบบภาคบังคับ (Compliance) และภาคสมัครใจ (Voluntary) ซึ่งเป็นการดำเนินการนอกเหนือไปจากมาตรการการกำหนดราคาซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ใช้กันอยู่ทั่วไป เช่น Feed-in Tariff (FIT), Feed-in Premium (FiP) เป็นต้น

ภาพรวมของกลไก RECs

ใบรับรองการผลิตพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Certificate: REC) ถือเป็น Energy Attribute Certificate (EAC) ประเภทหนึ่ง ใช้สำหรับติดตามข้อมูลไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนโดยต้องมีการรับรองความน่าเชื่อถือผ่านกฎเกณฑ์และมาตรฐานต่าง ๆ ที่สามารถซื้อขายและเป็นกลไกตลาด (Market mechanism) รูปแบบหนึ่งที่สามารถช่วยส่งเสริมการผลิตและการใช้พลังงานหมุนเวียน ตามหลักการโดยทั่วไป REC

เป็นการรับรองว่าไฟฟ้าในปริมาณ 1 เมกะวัตต์-ชั่วโมง (MWh) ได้ผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน รวมถึงจะมีการระบุแหล่งพลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้า (เช่น จากพลังงานแสงอาทิตย์ จากพลังงานลม) ช่วงเวลาการผลิต (เช่น ผลิตขึ้นในปีใด) ตำแหน่งของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น เนื่องจากในระบบไฟฟ้านั้นไม่สามารถจำแนกหรือบอกได้ว่าไฟฟ้าที่อยู่ในระบบนั้นผลิตจากเชื้อเพลิงใด กลไก RECs จึงใช้สำหรับติดตามข้อมูลไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนโดยต้องมีการรับรองความน่าเชื่อถือผ่านกฎเกณฑ์และมาตรฐานต่าง ๆ

โดย REC มีประโยชน์ในการทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกสนับสนุนการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต้องการสนับสนุนหรือสร้างภาพลักษณ์ด้านพลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดด้านสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน ผู้ใช้ไฟฟ้าเหล่านี้อาจไม่มีความพร้อมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนในพื้นที่ของตนเองเนื่องจากข้อจำกัดด้านพื้นที่ และปริมาณการใช้ไฟฟ้าของตนเอง ในกรณีดังกล่าวผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถซื้อ RECs ได้ และทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถมีรายได้ส่วนเพิ่มเติมจากการขาย RECs ให้กับผู้อื่น ทั้งในส่วนของการซื้อขายภายในประเทศ และหากมีกลไกที่สอดคล้องกับมาตรฐานที่ใช้ในต่างประเทศก็จะทำให้สามารถขาย RECs ไปยังตลาดต่างประเทศได้ อีกทั้ง RECs ยังเป็นกลไกในการสนับสนุนพลังงานทดแทนในรูปแบบที่ไม่ต้องใช้การอุดหนุนซึ่งกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้าง การใช้ RECs จะจำกัดให้ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในการสนับสนุนไปตกอยู่กับผู้ที่ต้องการสนับสนุนพลังงานทดแทน (ผู้ต้องการซื้อ RECs) และไม่ได้ตกไปเป็นภาระของผู้บริโภครายอื่นที่ไม่เกี่ยวข้องและอาจไม่ได้มีความสนใจในประเด็นดังกล่าว กล่าวคือ สามารถเป็นการสนับสนุนการใช้ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเชิงสมัครใจผ่านตลาดการซื้อขายใบรับรองแทนการบังคับการส่งผ่านค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย นอกจากนี้สำหรับประเทศที่มีการกำหนดมาตรการ Renewable Energy Portfolio (RPS) มีการกำหนดให้ผู้จัดหาไฟฟ้าจัดหาหรือผลิตไฟฟ้าในระบบของตนโดยมีสัดส่วนของไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามที่กำหนด ซึ่งผู้จัดหาไฟฟ้าต้องดำเนินการให้เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ อย่างไรก็ตาม ในบางพื้นที่การใช้พลังงานหมุนเวียนอาจไม่มีความเหมาะสม เช่น พื้นที่ไม่เอื้ออำนวยต่อการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนไม่เพียงพอ เป็นต้น ดังนั้น การซื้อ RECs จึงเป็นทางเลือกหนึ่งในทางออก ซึ่งช่วยให้ผู้จัดหาไฟฟ้าสามารถดำเนินการตามข้อกำหนดได้ โดยสามารถแจกแจงกลไก REC ตามในแต่ละมิติดังต่อไปนี้

1) จำแนกตามรูปแบบการขาย (โอนสิทธิ์) RECs ได้แก่

- รูปแบบรวมกับไฟฟ้า (Bundled REC) - เป็นรูปแบบการขาย RECs พร้อมกับไฟฟ้า ซึ่งจะเกิดขึ้นในท้องถิ่นที่มีการให้บริการซื้อขายไฟฟ้าพร้อมกับ RECs เท่านั้น ตัวอย่างของ Bundle เช่น บางรัฐในสหรัฐอเมริกา มีทางเลือกสำหรับการซื้อขาย RECs พร้อมกับไฟฟ้าในลักษณะของ Green power product ที่เป็นทางเลือกให้ผู้บริโภคที่ต้องการใช้ไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนได้

o รูปแบบแยกกับไฟฟ้า (Unbundled REC) - เป็นรูปแบบการขาย RECs แยกกับไฟฟ้า ผู้ที่ซื้อ RECs รูปแบบนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อให้องค์กรหรือบุคคลบรรลุเป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืนหรือส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยไม่ต้องผลิตหรือใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนโดยตรง ช่วยสร้างความยืดหยุ่นและขยายตลาดการซื้อขาย RECs ไปได้ทั่วโลก ตัวอย่างประเทศที่มีการขาย RECs รูปแบบ Unbundled เช่น ประเทศไทย ประเทศจีน ประเทศบราซิล ประเทศอินเดีย ประเทศมาเลเซีย ประเทศสิงคโปร์ เป็นต้น

2) จำแนกตามรูปแบบตลาดซื้อขาย RECs ได้แก่

o ตลาดภาคบังคับ (Compliance REC Market) - เป็นรูปแบบตลาดที่ผู้ซื้อที่อาจเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าหรือผู้ค้าปลีกไฟฟ้าปฏิบัติตามข้อกำหนดหรือกฎของรัฐที่เรียกว่า Renewable Portfolio Standards (RPS) เพื่อให้การผลิตและการขายไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนที่แน่นอน ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถบรรลุเป้าหมายที่กำหนดตาม RPS โดยการซื้อ RECs หรือผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนของตนเอง ตัวอย่างตลาดภาคบังคับ เช่น ประเทศเกาหลีใต้ เป็นต้น

o ตลาดภาคสมัครใจ (Voluntary REC Market) - ซึ่งผู้ซื้อ RECs อาจเป็นองค์กรหรือบุคคลที่สนใจสิ่งแวดล้อม เพื่อใช้ชดเชย Carbon footprint หรือซื้อเพื่อให้บรรลุเป้าหมายหรือข้อผูกพันที่เกี่ยวกับการซื้อพลังงานหมุนเวียน เช่น พันธสัญญา RE100 ซึ่งเป็นการรวมตัวของกลุ่มผู้ประกอบการภาคเอกชนชั้นนำทั่วโลก โดยมีเป้าหมายส่งเสริมและผลักดันความต้องการและการผลิตพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น

3) จำแนกตามระดับของมาตรฐาน RECs ได้แก่

o ระดับประเทศ - เป็นกลไก RECs ที่ถูกกำหนดขึ้นมาเพื่อใช้ซื้อขายกันภายในประเทศเท่านั้น โดยบางประเทศอาจมีการใช้กลไก RECs ควบคู่กันหลายกลไก ประเทศที่มีระบบ RECs ในประเทศ เช่น ประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศญี่ปุ่น ประเทศออสเตรเลีย เป็นต้น

o ระดับภูมิภาค - เป็นระบบ RECs ที่ใช้ข้อกำหนดและเงื่อนไขเดียวกันในหลายประเทศที่อยู่ในภูมิภาคเดียวกัน ทำให้สามารถซื้อขาย RECs กันในภูมิภาคนั้น ๆ ได้ ตัวอย่างเช่น ระบบ Guarantees of Origins (GoOs) ที่ใช้ในภูมิภาคยุโรป

o ระดับสากล - เป็นระบบที่มีกฎระเบียบและมาตรฐานด้าน RECs ที่นำมาใช้ในระดับสากล โดยมีได้เฉพาะเจาะจงอยู่ที่ภูมิภาคใดหรือประเทศใดเท่านั้น ระบบดังกล่าวสามารถใช้ในประเทศใดก็ได้ที่ให้การยอมรับในกฎระเบียบและมาตรฐานดังกล่าว จึงสามารถขยายตลาดการซื้อขาย RECs ให้กว้างขวางขึ้น ตัวอย่างระบบระดับสากล เช่น International Renewable Energy Certificate (I-REC) และ Tradable Instrument for Global Renewables (TIGRs) เป็นต้น

การศึกษาทบทวนการดำเนินงานด้าน RECs ตามมาตรฐานสากล

1) มาตรฐาน I-REC

I-REC เป็นเครื่องมือที่อ้างอิงกลไกตลาด (Market-based instrument) และเป็นแนวทางที่จะส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนในระดับสากล จัดทำขึ้นโดยองค์กร International REC Standard Foundation โดยพัฒนาต่อยอดมาจากตลาด REC ที่ใช้ในประเทศแถบอเมริกาเหนือและระบบ Guarantees of Origin ของกลุ่มประเทศสหภาพยุโรป โดยเป็นระบบติดตามข้อมูลที่ทำงานอ้างอิงตาม I-REC Code ที่จะยกระดับมาตรฐานระบบติดตามข้อมูล ประกอบด้วยหลักเกณฑ์ กฎระเบียบ และหลักปฏิบัติที่เหมาะสม เปรียบเสมือนแผนที่นำทางที่สามารถใช้ดำเนินการในประเทศหรือภูมิภาคใดก็ได้ที่ยอมรับใน Code ดังกล่าว ซึ่งการกำหนดมาตรฐานนี้จะช่วยให้เกิดความน่าเชื่อถือว่าได้ผ่านการตรวจสอบและทำให้แน่ใจว่าไม่มีการอ้างสิทธิ์ซ้ำซ้อน การนับข้อมูลซ้ำ รวมไปถึงการออกใบรับรองซ้ำซ้อนเกิดขึ้น ทั้งนี้ I-REC จึงเป็นหนึ่งในเครื่องมือสำหรับการเก็บข้อมูลด้านการใช้ไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย และยังให้การรับรองและให้ความมั่นใจว่า RECs ทั้งหมดเป็นไปตามมาตรฐานความยั่งยืนระดับสากลต่าง ๆ อาทิ Greenhouse Gas Protocol Scope 2 Guidance ซึ่งเป็นมาตรฐานการบัญชีก๊าซเรือนกระจกโครงการ Carbon Disclosure Project (CDP) มาตรฐาน ISO และมาตรฐานอื่น ๆ รวมถึงแคมเปญรณรงค์ระดับโลก อาทิ โครงการ RE100 อีกด้วย

ปัจจุบัน I-REC มีประเทศสมาชิกจำนวนทั้งหมด 35 ประเทศ ตัวอย่างเช่น ประเทศจีน ประเทศบราซิล ประเทศอินเดีย ประเทศไต้หวัน ประเทศมาเลเซีย เป็นต้น ปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นหน่วยงานเดียวที่ได้รับสิทธิ์จาก I-REC เป็นผู้รับรองการผลิตพลังงานหมุนเวียน (Issuer) ในประเทศไทย ซึ่งภายใต้ระบบ I-RECs Registry จะประกอบด้วย 3 บทบาทหลัก ตามประเภทของบัญชีผู้ใช้งาน (Account) ได้แก่

1. **ผู้รับรอง (Issuer)** กำกับดูแลการขอจดทะเบียนของผู้ผลิตไฟฟ้า ควบคุมและทวนสอบการรายงานข้อมูลการผลิต และออกใบรับรองตามรายงานการผลิตที่ได้รับ สามารถเป็นได้ทั้งหน่วยงานในระดับประเทศหรือระดับภูมิภาค รวมถึงสามารถเป็นได้ทั้งหน่วยงานภาครัฐหรือหน่วยงานอิสระที่ได้รับการยอมรับและได้รับการส่งเสริมจากหน่วยงานของรัฐ

2. **ผู้ลงทะเบียน (Registrant)** ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องลงทะเบียนกับระบบ I-REC ก่อนจึงจะสามารถขอใบรับรองได้ โดยสามารถยื่นขอเองหรือผ่านตัวแทน (Third-party agent) ก็ได้ โดยในขั้นตอนการลงทะเบียน โรงไฟฟ้าและการยื่นข้อมูลการผลิตเพื่อขอใบรับรอง I-REC จะได้รับการตรวจสอบข้อมูลที่เกี่ยวข้องโดยผู้รับรอง และมีหน่วยงานอิสระ (Third party) เป็นผู้ตรวจสอบและรับรองความถูกต้องของข้อมูล หากต้องการทำการขอใบรับรอง I-REC และเป็นผู้ดำเนินการซื้อขายใบรับรองดังกล่าวเอง ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องมีบทบาทเป็น Participant ด้วย

3. **ผู้เข้าร่วม (Participant)** บุคคลหรือหน่วยงานใดก็ได้ที่ต้องการได้รับหรือซื้อขายใบรับรอง I-REC โดยจะต้องสมัครอย่างน้อย 1 บัญชีผู้ใช้งานในฐานะผู้เข้าร่วม การเข้าร่วมนั้นมีบัญชีผู้ใช้อีก 2 ประเภท คือ บัญชีซื้อขาย (Trade account) ที่ให้ใบรับรองสามารถส่งผ่านไปยังผู้เล่นอีกบัญชีหนึ่งหรือลูกค้า และบัญชีไถ่ถอน (Redemption account) ซึ่งเมื่อมีการอ้างสิทธิ์ในใบรับรองแล้ว (เช่น การอ้างสิทธิ์ในใบรับรองว่าตนเองได้ใช้พลังงานหมุนเวียน) จะมีการย้าย RECs ไปอยู่ในบัญชีไถ่ถอน

และมีเงื่อนไขของการดำเนินงานภายใต้มาตรฐาน I-RECs ดังต่อไปนี้

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนจะต้องขึ้นทะเบียนกับ I-RECs ซึ่งสามารถดำเนินการเองหรือผ่านตัวแทน (Third-party agent) ก็ได้ในฐานะผู้ลงทะเบียน (Registrant)
2. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและกฎระเบียบของประเทศนั้น
3. ผู้ลงทะเบียนในฐานะผู้ผลิตไฟฟ้าจะเป็นผู้รับผิดชอบการสมัครเพื่อขอรับใบรับรองตามมาตรฐาน I-RECs ซึ่งอาจเป็นได้ทั้งรูปแบบสมัครใจหรือเป็นผลมาจากกฎข้อบังคับของภาครัฐที่กำหนดให้มีการออกใบรับรอง I-RECs ซึ่งจะต้องมีการลงนามสัญญาข้อตกลงระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ากับผู้ออกใบรับรอง (Issuer) ของประเทศนั้น ๆ โดยผู้ออกใบรับรองจะรับผิดชอบการตรวจสอบข้อเท็จจริงเกี่ยวกับคุณสมบัติ (Attribute) และข้อมูลจากผู้ผลิตไฟฟ้า รายงานและผู้ออกใบรับรองจะลงทะเบียนรายละเอียดของโรงไฟฟ้าเพื่อเป็นการขึ้นทะเบียนสำหรับการออกใบรับรอง
4. ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องรายงานปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้แก่ผู้ออกใบรับรองตามข้อตกลงในสัญญา และข้อมูลการผลิตทั้งหมดจะต้องได้รับการตรวจสอบโดยบุคคลที่สาม (Third party) ที่เป็นหน่วยงานอิสระ จึงจะสามารถออกใบรับรองตามมาตรฐาน I-RECs ได้
5. เมื่อผู้ออกใบรับรองได้รับข้อมูลที่หน่วยงานที่เป็นบุคคลที่สามตรวจสอบแล้วนั้น ผู้ออกใบรับรองจะตรวจสอบการขอใบรับรองและออกใบรับรอง I-RECs ให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าผ่านช่องทางอิเล็กทรอนิกส์ โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องแจ้งบัญชีผู้ใช้งานของตนเองที่ต้องการรับใบรับรอง I-RECs
6. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเปิดบัญชีผู้ใช้งานเพื่อการซื้อขาย (ในกรณีนี้จะเปลี่ยนสถานะเป็นผู้เข้าร่วม) เพื่อถือใบรับรอง ซื้อขายใบรับรอง หรือไถ่ถอน I-RECs ในภายหลัง จึงจำต้องแจ้งต่อผู้ออกใบรับรองถึงรายละเอียดบัญชีผู้ใช้งานที่ต้องการรับใบรับรอง
7. ใบรับรอง I-RECs ที่ขึ้นทะเบียนอยู่ในบัญชีซื้อขายจะสามารถทำการซื้อขายให้กับบัญชีผู้ใช้อื่นหรือย้ายไปยังบัญชีไถ่ถอน ซึ่งสามารถทำการซื้อขายภายในคราวเดียว (Single trade) หรือไถ่ถอนในคราวเดียว ใบรับรองนี้ไม่สามารถอยู่ในสองบัญชีในเวลาเดียวกันได้
8. การไถ่ถอนจะเกิดขึ้นต่อเมื่อใบรับรองย้ายไปยังบัญชีไถ่ถอน ซึ่งผู้เข้าร่วมอาจมีหลายบัญชีไถ่ถอน
9. การอ้างสิทธิ์ในใบรับรอง I-RECs ไม่ว่าจะเป็นผู้เข้าร่วมในฐานะผู้ผลิตหรือผู้ใช้ไฟฟ้ามีสิทธิ์ที่จะอ้างถึงการใช้ปริมาณไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนตามจำนวนที่ระบุในใบรับรองที่อยู่ในบัญชีไถ่ถอนของผู้เข้าร่วม

2) มาตรฐาน TIGR

Tradable Instruments for Global Renewables (TIGR) เป็นมาตรฐานสำหรับการติดตามการซื้อขาย RECs นอกทวีปอเมริกาเหนือ ซึ่งสร้างขึ้นโดย APX ซึ่งเป็นบริษัทด้านพลังงานที่มีความเชี่ยวชาญด้านการขึ้นทะเบียน การแลกเปลี่ยน การทำธุรกรรมตอบสนองด้านโวลต์ โดย APX เป็นหน่วยงานที่ทำหน้าที่เป็นผู้ดูแลระบบขึ้นทะเบียน RECs ในทวีปอเมริกาเหนือ (North American Renewables Registry: NAR) เพื่อใช้ในการติดตามและขึ้นทะเบียนการซื้อขาย RECs ในประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศเม็กซิโก และประเทศแคนาดา และได้มีการจัดทำระบบ TIGR ขึ้นสำหรับการซื้อขาย RECs ในพื้นที่นอกทวีปอเมริกาเหนือ TIGR เป็นระบบการขึ้นทะเบียน RECs (REC Registry) ซึ่งออกแบบขึ้นมาเพื่อรองรับตลาดภาคสมัครใจ (Voluntary market) เป็นหลัก กระบวนการและขีดความสามารถของระบบจึงจัดทำขึ้นเพื่อเน้นตลาดภาคสมัครใจ TIGR มีแพลตฟอร์มออนไลน์สำหรับติดตาม RECs ที่อยู่ภายใต้ระบบของตนเอง และดูแลการซื้อขายต่าง ๆ ที่เกิดขึ้น ผู้พัฒนาโครงการหรือเจ้าของโครงการพลังงานหมุนเวียนสามารถขอการรับรอง RECs เพื่อนำไปโอนขายในแพลตฟอร์มดังกล่าวได้ RECs ที่เกิดขึ้นในระบบ TIGR จะมีการรับรองคุณลักษณะทางด้านสิ่งแวดล้อม (Environmental attribute) ของพลังงานไฟฟ้าปริมาณ 1 เมกะวัตต์ชั่วโมงที่ผลิตขึ้นจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้ผู้ถือ RECs ดังกล่าวสามารถใช้ไถ่ถอนเพื่ออ้างสิทธิ์ยืนยันการใช้พลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานสะอาดได้

ในปัจจุบัน ผู้ซื้อ RECs ภายใต้อาณัติ TIGR ประกอบด้วย บริษัท (Corporate) ที่ให้ความสนใจในด้านการเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมรวมถึงประเด็นทางด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก นอกจากนี้ ผู้จำหน่ายไฟฟ้า (Retailer) ก็เป็นอีกภาคส่วนที่เข้ามาซื้อ RECs เพื่อตอบโจทย์ในด้านข้อกำหนดด้านสัดส่วนการจัดหาพลังงานหมุนเวียนของตนเอง

ผู้เล่นหลักในระบบ TIGR ประกอบด้วย เจ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ผู้เข้าร่วมในการซื้อขาย RECs เช่น ผู้ค้า RECs / แลกเปลี่ยน RECs ผู้ซื้อ RECs หน่วยงานที่มีคุณสมบัติในการรายงานข้อมูลผู้จำหน่ายไฟฟ้า (Qualified Reporting Entity: QRE) และผู้ดูแลโปรแกรมด้านพลังงานหมุนเวียน

ขั้นตอนการดำเนินงานหลักในมาตรฐาน TIGR มีดังต่อไปนี้

1. เปิดบัญชี TIGR ผู้ต้องการเข้าร่วมใน TIGR ในบทบาทใดก็ตามต้องเปิดบัญชีในระบบ TIGR เป็นลำดับแรก โดยจะต้องมีการให้ข้อมูลสำคัญที่จำเป็นสำหรับการลงทะเบียน เช่น ชื่อ ที่อยู่ ข้อมูลสำหรับการติดต่อ เป็นต้น ผ่านทางเว็บไซต์ของ TIGR หลังจากนั้นทาง TIGR จะตรวจสอบรายละเอียดของผู้ลงทะเบียนและพิจารณาการอนุมัติการเปิดบัญชีให้ตามความเหมาะสม

2. การขึ้นทะเบียนโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เจ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขึ้นทะเบียนโครงการผ่านเว็บไซต์ของ TIGR ทั้งนี้ เพื่อป้องกันการนับซ้ำ (Double Counting) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ขึ้นทะเบียนกับ TIGR จะต้องให้ TIGR เป็นผู้ติดตามการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดโดยหากเคยมีการขึ้นทะเบียนระบบผลิตไฟฟ้ากับระบบติดตามอื่น ๆ มาก่อนที่ไม่ใช่ระบบ TIGR เจ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจะต้อง

แจ้ง TIGR ให้ทราบในระหว่างการขึ้นทะเบียนระบบ และจะต้องมีการแสดงเอกสารเพื่อยืนยันว่าระบบผลิตไฟฟ้านั้นได้ถูกถอดถอนออกจากระบบติดตามอื่นที่ไม่ใช่ TIGR เป็นที่เรียบร้อยแล้ว

3. ในการรับรองการขึ้นทะเบียนระบบผลิตไฟฟ้าภายใต้ TIGR นั้นมีเงื่อนไขที่สำคัญอยู่ 4 ประการ ได้แก่

- ระบบผลิตไฟฟ้ามีอยู่จริงและมีการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก
- เจ้าของระบบผลิตไฟฟ้านั้นเข้าเกณฑ์เงื่อนไขที่สามารถขึ้นทะเบียนระบบผลิตไฟฟ้าได้ และสามารถออกใบ RECs ได้

- ระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวมิได้ขึ้นทะเบียนกับระบบอื่นที่มีใช้ TIGR
- ระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวเป็นไปตามกฎระเบียบในประเทศนั้น ๆ

และต้องมีการนำส่งเอกสารสำคัญ ได้แก่ เอกสารการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ใบรับรองการใช้งานระบบ (Certificate of Commissioning) สัญญาการซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement) ฯลฯ ซึ่งข้อมูลบางส่วนจากระบบผลิตไฟฟ้าจะถูกแสดงผลเป็นข้อมูลสาธารณะอยู่บนเว็บไซต์ของ APX

4. การรายงานข้อมูลโดย QRE หน่วยงานที่มีคุณสมบัติในการรายงานข้อมูล (Qualified Reporting Entity: QRE) จะเป็นผู้รายงานข้อมูลการผลิตไฟฟ้าให้แก่ TIGR ในความถี่ขั้นต่ำรายเดือน โดยการรายงานข้อมูลโดย QRE ไปยัง TIGR สามารถดำเนินการได้ใน 2 แนวทาง คือ

- การรายงานข้อมูลโดยตรงจากมิเตอร์ (Meter Data Loading Module)
- การรายงานข้อมูลด้วยมือ (Manual) ผ่านระบบ Self-Reporting Interface ของ TIGR

5. การตรวจสอบ รับรอง และการออก RECs ภายหลังจากที่ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าถูกรายงานไปยังระบบ ผู้ถือบัญชีจะต้องยืนยันการรายงานข้อมูลดังกล่าวเพื่อให้มีการออก RECs โดยการออก RECs จะเกิดขึ้นหลังจากที่ผู้ถือบัญชียืนยันข้อมูลดังกล่าว หรือเกิดขึ้นใน 14 วันหลังจากที่ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าถูกรายงานเข้าไปในระบบ ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าที่ทาง TIGR ได้รับจะถูกตรวจสอบความถูกต้องทางวิศวกรรมโดยอัตโนมัติ เพื่อให้แน่ใจว่าจะไม่มีการรายงานข้อมูลที่เป็นไปไม่ได้ในเชิงเทคนิคเข้าไปในระบบ

6. การโอน RECs เมื่อมีการออก RECs ขึ้นมาเป็นที่เรียบร้อยแล้ว การโอน RECs ภายใตกระบบ TIGR สามารถดำเนินการได้ใน 2 แนวทาง

- การโอน RECs ไปยังบัญชีย่อย (Sub-account) ของผู้ถือบัญชีรายอื่น
- การโอน RECs ไปยังบัญชีย่อยของตนเอง (จากบัญชี Active ไปยังบัญชี Retirement)

โดยในการโอน RECs นั้นสามารถทำได้โดยการโอนด้วยมือ (Manual transfer) และการโอนแบบอัตโนมัติ (Forward transfer)

7. การไถ่ถอน RECs ในระบบ TIGR นั้นคือการนำ RECs ส่วนดังกล่าวออกจากระบบการหมุนเวียนอย่างถาวร ซึ่งการไถ่ถอนจะเกิดขึ้นได้โดยการร้องขอของเจ้าของบัญชีที่มี RECs นั้นอยู่เท่านั้น กล่าวคือ เจ้าของ RECs เป็นผู้เดียวที่สามารถไถ่ถอน RECs ดังกล่าวได้ การไถ่ถอนนั้นคือการโอน RECs เข้าไปยังบัญชีย่อยสำหรับการไถ่ถอน (Retirement sub-account) โดยสามารถดำเนินการได้ใน 2 รูปแบบ

- โอนด้วยมือ (Manual transfer) จาก Active sub-account ไปยัง Retirement sub-account
- ตั้งการโอนอัตโนมัติ (Forward transfer) เข้าไปยัง Retirement sub-account

เมื่อการไถ่ถอนดำเนินการจนแล้วเสร็จ RECs ที่ถูกไถ่ถอนแล้วจะไม่สามารถโอนย้ายไปยังบัญชีอื่นได้อีกต่อไป

สถานะ ณ เดือนกันยายน 2564 ยังไม่มีหน่วยงานใดในประเทศไทยที่มีการเปิดบัญชีกับ APX ภายใต้ระบบ TIGR อย่างไรก็ตามมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพียงโรงเดียวในประเทศไทยเท่านั้นที่ขึ้นทะเบียนอยู่ภายใต้ระบบ TIGR ได้แก่ โรงไฟฟ้าชีวมวลขอนแก่น จังหวัดนครราชสีมา ซึ่งเป็นการขึ้นทะเบียนผ่านหน่วยงานตัวแทนอื่น (Agency) ที่มีที่ตั้งอยู่ในประเทศไทย

การศึกษาทบทวนการดำเนินงานด้าน RECs ในต่างประเทศ

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการศึกษาทบทวนการประยุกต์ใช้กลไก RECs ใน 7 ประเทศ ประกอบด้วย มาเลเซีย สิงคโปร์ สหราชอาณาจักร เกาหลีใต้ ญี่ปุ่น ออสเตรเลีย และอินเดีย สรุปผลดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 สรุปภาพรวมการศึกษา RECs ในต่างประเทศ (ประเทศมาเลเซีย ประเทศสิงคโปร์ สหราชอาณาจักร และประเทศเกาหลีใต้)

ข้อมูล	มาเลเซีย	สิงคโปร์	สหราชอาณาจักร	เกาหลีใต้
โครงสร้าง กิจการไฟฟ้า	ผู้ซื้อรายเดียว	ตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ แข่งขันในระดับขายส่ง และขายปลีก	ตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ แข่งขันในระดับขายส่ง และขายปลีก	ผู้ซื้อรายเดียว มีตลาด Cost-based Pool
เป้าหมาย ด้านพลังงาน หมุนเวียนที่ สำคัญ	สัดส่วน RE 20% ภายใน พ.ศ. 2568	ติดตั้ง Solar Rooftop และ Floating อย่างน้อย 2 GW ภายใน พ.ศ. 2573	สัดส่วน RE 22-29% ของ การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย ภายใน พ.ศ. 2573	เพิ่มกำลังการผลิตติดตั้ง ของ RE ทั้งหมด 49 GW ในระหว่าง พ.ศ. 2560 – 2573 ตามแผน South Korea's 2030

ข้อมูล	มาเลเซีย	สิงคโปร์	สหราชอาณาจักร	เกาหลีใต้
มาตรการสนับสนุนไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	- Self-consumption - Feed-in Tariff - Auction สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ - Net-metering	- Solamova - Carbon Tax - Corporate PPA	- Renewable Obligations (RO) - Contract for Different (CfD) - Renewable Guarantee of Origin (REGO) - FIT - Offtake of Last Resort	- FIT สำหรับ Solar PV ขนาดเล็ก - Renewable Energy Portfolio (RPS) ไม่สามารถใช้ FIT และ RECs พร้อมกันได้
รูปแบบ RECs	Unbundled / Voluntary	Unbundled / Voluntary	Unbundled / Compliance + Voluntary	Unbundled / Compliance
มาตรฐาน RECs ที่ใช้	I-REC และ TIGR	I-REC และ TIGR	ROC และ REGO	ระบบของ Korean New & Renewable Energy Center (KNRE)
หน่วยงานด้าน RECs	- REC: TNBX โดยใช้แพลตฟอร์ม mGATs - TIGR: APX / ไม่มีแพลตฟอร์ม - ทั้ง I-REC และ TIGR ยังไม่มี Local Issuer	- I-REC: SP Group (Issuer) โดยใช้แพลตฟอร์ม SP Platform - TIGR: APX / ไม่มีแพลตฟอร์ม	Ofgem โดยใช้แพลตฟอร์ม Renewables and CHP Register	- Korean New & Renewable Energy Center (KNRE) - ซื้อขายผ่าน New & Renewable Energy RPS Management System - MOTIE กำหนดน้ำหนักของ RECs แต่ละเทคโนโลยี
ผู้ซื้อ RECs	Voluntary: - กลุ่มบริษัท RE100 ในประเทศมาเลเซีย และผู้สนใจอื่น ๆ	Voluntary: - กลุ่มบริษัท RE100 ทั้งในและต่างประเทศ และผู้สนใจอื่น ๆ	Compliance: - ROC: ผู้จัดหาพลังงานสำหรับ RO - REGO: ผู้จัดหาพลังงานปฏิบัติตามสำหรับ FMD Voluntary: - ผู้ซื้อภาคสมัครใจทั่วไป	Compliance: - ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตรวม 500 MW ขึ้นไปภายใต้ข้อกำหนด RPS - ไม่มีการขายเครดิตให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป

ข้อมูล	มาเลเซีย	สิงคโปร์	สหราชอาณาจักร	เกาหลีใต้
ปัญหาและอุปสรรคที่สำคัญ	- กำหนดกรอบการซื้อขาย RECs ภายในประเทศเท่านั้น อาจจำกัดขนาดตลาด - ยังไม่ครอบคลุมผู้ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ นอกเหนือจากของ TNB - ความเป็นไปได้ในการเครดิตนับซ้ำ	- ความเป็นไปได้ในการเครดิตนับซ้ำ - มีการซื้อขายโดยตรง แต่ไม่มีหน่วยงานกลางรับผิดชอบ อาจขาดการติดตาม RECs ในภาพรวม	- การอนุญาตให้ซื้อเครดิตจากต่างประเทศ อาจทำให้พลังงานหมุนเวียนในประเทศไม่พัฒนาเท่าที่ควร	- ความไม่แน่นอนของเป้าหมายและกฎระเบียบ - การบังคับใช้ RPS ไม่เข้มงวด - ราคา RECs ที่ผันผวน - ผู้ซื้อ RECs มักซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ มากกว่าขนาดเล็ก
ราคาต่อหน่วยเครดิต RECs	ราคาตามกลไกตลาด			ราคาตามกลไกตลาด แต่มีราคาเพดานเท่ากับค่าปรับกรณีไม่สามารถบรรลุเงื่อนไขตามข้อกำหนด RPS
อื่น ๆ	ห้ามมิให้ขาย RECs ต่อให้ผู้อื่น	- การซื้อขายขั้นต่ำ 1 กิโลวัตต์-ชั่วโมง - สามารถซื้อขายข้ามแพลตฟอร์มได้ - ใช้บล็อกเชนจับคู่ผู้ซื้อ-ผู้ขายโดยอัตโนมัติ	REGO สามารถซื้อขายกับสมาชิกสหภาพยุโรปที่ใช้ GoOs ได้	-

ตารางที่ 1 (ต่อ) สรุปภาพรวมการศึกษา RECs ในต่างประเทศ (ประเทศญี่ปุ่น ประเทศออสเตรเลีย และประเทศอินเดีย)

ข้อมูล	ญี่ปุ่น	ออสเตรเลีย	อินเดีย
โครงสร้างกิจการไฟฟ้า	ตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบแข่งขันในระดับขายส่งและขายปลีก	ตลาดซื้อขายไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นแบบแข่งขันในระดับขายส่งและขายปลีก	ตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบแข่งขันในระดับขายส่ง มีการแข่งขันในระดับขายปลีกบางส่วน
เป้าหมายด้านพลังงานหมุนเวียนที่สำคัญ	สัดส่วน RE 22 – 24% ใน พ.ศ. 2573 (แผน National Energy Plan) ผู้ค้าปลีกไฟฟ้าต้องมีสัดส่วนไฟฟ้า RE ใน พ.ศ. 2573	เป้าหมายการผลิตไฟฟ้า RE (Renewable Energy Target: RET) 33,000 GWh/ปี ภายใน พ.ศ. 2563 และคงระดับถึง พ.ศ. 2573	กำหนดให้หน่วยงานบางส่วนปฏิบัติตาม Renewable Portfolio Obligation (RPO) ที่สัดส่วน 19% แยกเป็น Solar 8.75% และ RE อื่น 10.25% ใน พ.ศ. 2564

ข้อมูล	ญี่ปุ่น	ออสเตรเลีย	อินเดีย
มาตรการสนับสนุนไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	- FIT - Green Electricity Certificates (GEC) - J-Credit Scheme - Non-Fossil Value Certificate (NFV) ไม่สามารถใช้ FIT พร้อม GEC หรือ J-Credit	- FIT ในบางรัฐเพื่อส่งเสริมโครงการพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก - Reverse Auction - Corporate PPA - Green Tariff RECs	- FIT - Reverse Auction - RECs ไม่สามารถใช้ FIT และ RECs พร้อมกันได้ ต้องเลือกอย่างใดอย่างหนึ่ง
รูปแบบ RECs	Unbundled / Compliance + Voluntary	Unbundled / Compliance + Voluntary	Unbundled / Compliance + Voluntary
มาตรฐาน RECs ที่ใช้	- GEC - J-Credit - NFV (แบ่งออกเป็น FIT NFV และ Non-Fit NFV)	- LGC สำหรับกำลังการผลิตติดตั้งตั้งแต่ 100 kW ขึ้นไป - STC สำหรับกำลังการผลิตติดตั้งต่ำกว่า 100 kW	- Solar RECs สำหรับ Solar - Non-Solar RECs สำหรับ RE อื่น
หน่วยงานด้าน RECs	- GEC: บริษัทที่ได้รับการขึ้นทะเบียน 34 แห่ง - J-Credit: รัฐบาลกลาง - FIT NFV: Green Investment Promotion Organization (GIO) - Non-Fit NFV: หน่วยงานที่ได้รับการรับรอง	- Clean Energy Regulator	- หน่วยงานกลาง (Central Agency) - ซื้อขายผ่าน Power Exchange หรือ India Energy Exchange - กำกับโดย Central Electricity Regulatory Commission (CERC)
ผู้ซื้อ RECs	Compliance: - ผู้ค้าปลีกไฟฟ้า Voluntary: - ผู้ซื้อภาคสมัครใจทั่วไป	Compliance: - หน่วยงานภายใต้ข้อกำหนด RET - ผู้ค้าปลีกไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ Voluntary: - ผู้ซื้อภาคสมัครใจทั่วไป	Compliance: - หน่วยงานภายใต้ข้อกำหนด RPO Voluntary: - ผู้ซื้อภาคสมัครใจทั่วไป
ปัญหาและอุปสรรคที่สำคัญ	- NFV ซื้อขายได้ผ่านการประมูลเท่านั้น ไม่สามารถซื้อขายโดยตรงได้ - รายได้จากการประมูล NFV มิได้มีการส่งผ่านกลับไปยังผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	- อุปทาน STC มากเกินไปทำให้ราคาต่ำ - ความล่าช้าในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าระบบ ทำให้กระบวนการที่ LGC ล่าช้าตามไปด้วย	- การบังคับใช้ RPO ไม่เข้มงวด - ตลาด RECs ภาคสมัครใจยังไม่ได้รับการพัฒนาเท่าที่ควร - ขาดความชัดเจนของกรอบราคา RECs ในระยะยาว

ข้อมูล	ญี่ปุ่น	ออสเตรเลีย	อินเดีย
ราคาต่อหน่วย เครดิต RECs	- GEC ประมาณ 7 เยน - J-Credit ประมาณ 0.9 เยน - FiT NFV ประมาณ 1.3 - 4.0 เยน - Non-FiT NFV ราคาเพดาน 4.0 เยน	- LGC ราคาเพดาน 65 ดอลลาร์ออสเตรเลีย - STC ราคาเพดาน 40 ดอลลาร์ออสเตรเลีย	- Non-Solar RECs มีราคาขั้นต่ำ 1,000 รูปี และราคาควบคุม 3,000 รูปี - Solar RECs มีราคาขั้นต่ำ 1,000 รูปี และราคาควบคุม 2,400 รูปี

ถอดบทเรียนจากตัวอย่างการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในต่างประเทศ

1. การมีหน่วยงานกลางกำกับการลงทะเบียนและติดตามเครดิต ช่วยป้องกันการนับเครดิตหรืออ้างสิทธิ์ในเครดิตซ้ำซ้อนได้อย่างมีประสิทธิภาพ (กรณีศึกษาจากสหราชอาณาจักรและประเทศเกาหลีใต้)
2. การไม่อนุญาตให้ขายเครดิตหลายต่อ ช่วยป้องกันการเก็งกำไรหรือปั่นราคาเครดิตให้สูงเกินจริง รวมถึงลดโอกาสในการกักตุนเครดิตเพื่อค้ากำไร (กรณีศึกษาจากประเทศมาเลเซีย)
3. การไม่อนุญาตให้ขายเครดิตออกนอกประเทศ ช่วยให้สามารถรักษาเครดิตด้านสิ่งแวดล้อมให้อยู่ในประเทศเพื่อประโยชน์ในการรักษาเป้าหมายการปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์ (กรณีศึกษาจากประเทศมาเลเซีย) อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่มียุทธศาสตร์ด้านเครดิตสิ่งแวดล้อมเป็นจำนวนมาก ก็อาจพิจารณาให้ขายเครดิตออกนอกประเทศได้โดยต้องมีการติดตามอยู่เสมอมิให้มีการขายออกนอกประเทศมากเกินไป
4. การใช้ระบบเทียบเครดิตพิเศษเฉพาะอย่าง อย่างเช่น ระบบ Banding หรือ Grandfathering อาจพิจารณาว่าเป็นการบิดเบือนกลไกตลาด RECs แต่สามารถนำมาใช้เป็นประโยชน์ในการรักษาสถิติของสัดส่วนเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน เป็นการป้องกันมิให้ผู้พัฒนาโครงการหมุนเวียนเน้นแต่เทคโนโลยีที่มีต้นทุนต่ำที่สุด (กรณีศึกษาจากสหราชอาณาจักรและประเทศเกาหลีใต้)
5. การนำเข้าเครดิตจากต่างประเทศมากเกินไป อาจทำให้ราคาเครดิตในประเทศตกต่ำลงหากเครดิตในต่างประเทศมีราคาต่ำกว่า และอาจส่งผลให้ไม่เกิดการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศอย่างยั่งยืนในระยะยาว (กรณีศึกษาจากสหราชอาณาจักร)

6. การกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐอยู่แต่เดิม เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าแก่รัฐภายใต้รูปแบบ Feed-in-Tariff หรือ Reverse Auction ไม่สามารถเข้ารับการสนับสนุนภายใต้กลไก RECs เป็นสิ่งจำเป็น เพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้รับผลประโยชน์ซ้อนโดยไม่เกิดประโยชน์ในการลดภาระค่าใช้จ่ายในการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า (กรณีศึกษาจากประเทศเกาหลีใต้ ประเทศญี่ปุ่น และประเทศอินเดีย)

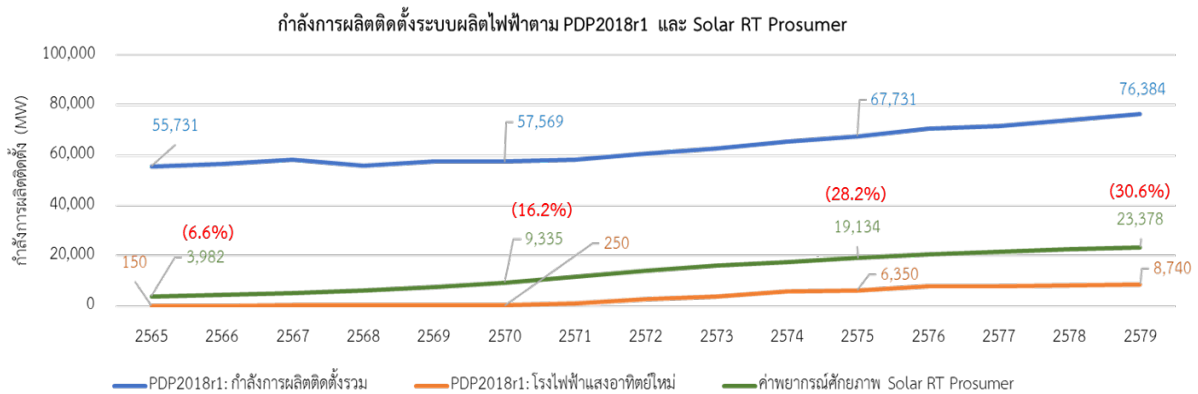
ปัจจัยที่เป็นแบบอย่างในการประยุกต์ใช้กลไก RECs สำหรับประเทศไทย

1. การใช้มาตรฐาน RECs ที่เป็นมาตรฐานสากล เป็นจุดเริ่มต้นที่ดีและลดอุปสรรครวมถึงระยะเวลาที่ต้องใช้ในการสร้างการยอมรับมาตรฐานใหม่ในระดับนานาชาติ
2. ในกรณีที่ต้องการพัฒนามาตรฐานเฉพาะสำหรับประเทศ จะต้องมีการกำหนดวัตถุประสงค์ของมาตรฐาน กลไกการใช้งาน ระบุข้อกำหนดและกฎเกณฑ์ขององค์ประกอบต่าง ๆ ให้ชัดเจน เพื่อให้ผู้ที่ต้องนำไปปฏิบัติมีความมั่นใจในการดำเนินการ
3. การมีเป้าหมายด้านการใช้พลังงานหมุนเวียนที่ชัดเจนจะช่วยกำหนดขอบเขตที่สามารถนำ RECs ไปใช้ในการส่งเสริมให้ตรงกลุ่มเป้าหมายได้ดียิ่งขึ้น
4. การใช้กฎระเบียบ/มาตรการ (ถ้ามี) เป็นการสร้างอุปสงค์ในมิติของตลาดภาคบังคับ (Compliance) ซึ่งเป็นตัวเร่งให้เกิดการซื้อขาย RECs ได้อย่างมีประสิทธิภาพ แต่ต้องพิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นอย่างรอบคอบ
5. การสร้าง/เผยแพร่การรับรู้ และ/หรือ ค่านิยมในการใช้พลังงานหมุนเวียนในภาคเอกชน นับเป็นส่วนสำคัญส่วนหนึ่งในการส่งเสริมให้เกิดการซื้อขาย RECs นอกเหนือไปจากการใช้ตลาดภาคบังคับ และมีความเป็นไปได้ที่จะมีศักยภาพในการซื้อขายสูงยิ่งขึ้นในอนาคต
6. การมีหน่วยงานกลางที่เป็นศูนย์กลางในการจัดการด้านข้อมูลของมาตรฐาน/กลไกการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่าง ๆ จะช่วยป้องกันการนับซ้ำ ทั้งในและระหว่างมาตรฐานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

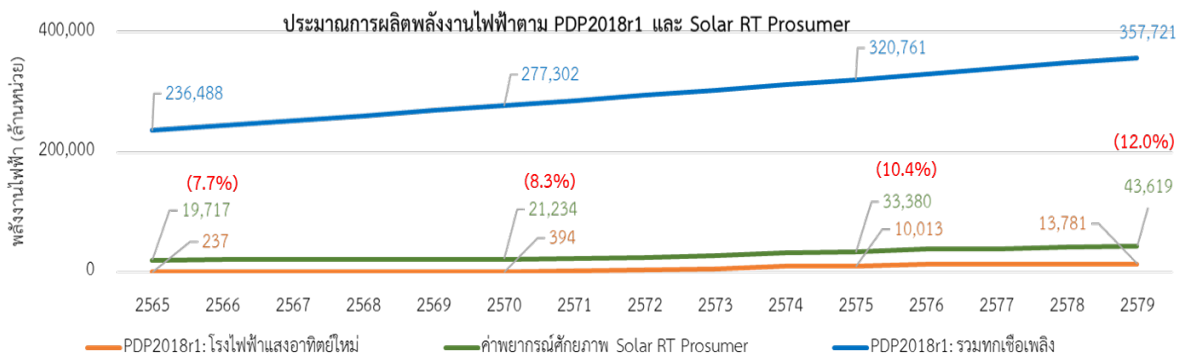
3. สรุปผลการศึกษาวิเคราะห์แนวโน้มและผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของ Prosumer (TOR 3.3)

แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของ Prosumers

ที่ปรึกษาได้ทำการประเมินความเป็นไปได้ของการเกิด Prosumers ตามเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ปรากฏใน AEDP ซึ่งทำให้คาดการณ์ได้ว่าการเกิด Prosumers ในช่วงระยะเวลาปัจจุบันไปจนถึงปี พ.ศ. 2579 อยู่บนพื้นฐานของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) เป็นสำคัญ ซึ่งผลการศึกษาศักยภาพการผลิตไฟฟ้าของ Prosumers ที่ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) จากแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) รายงาน Thailand Renewable Grid Integration Assessment และรายงานการเตรียมความพร้อมรองรับ Prosumer สำหรับการไฟฟ้า สรุปได้ดังแสดงในรูปที่ 3 และ 4



รูปที่ 3 ค่าพยากรณ์กำลังการผลิตติดตั้งของ Prosumer เทียบกับเป้าหมายตาม PDP2018 Rev.1



รูปที่ 4 ค่าพยากรณ์พลังงานที่ผลิตโดย Prosumer เทียบกับการประมาณการตาม PDP2018 Rev.1

หมายเหตุ

1. ค่าในวงเล็บแสดงสัดส่วนเปรียบเทียบระหว่าง Solar roof top Prosumer กับระบบไฟฟ้าทั้งหมดโดยรวมตาม PDP2018 rev.1
2. ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ประเมินจาก Plant Factor ร้อยละ 18 ตามที่ใช้ในโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ภายใต้ PDP2018 rev.1

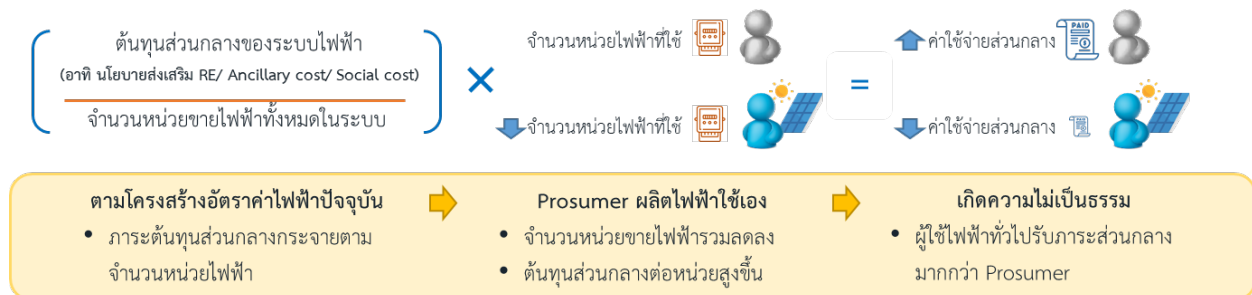
ผลกระทบของ Prosumer ต่อการส่งผ่านค่าใช้จ่ายด้านนโยบายพลังงานหมุนเวียนที่เกิดขึ้นในปัจจุบัน

ผลการวิเคราะห์สรุปได้ว่าแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของ Prosumer มีโอกาสสร้างผลกระทบต่อการส่งผ่านภาระค่าใช้จ่ายด้านนโยบายพลังงานหมุนเวียนใน 2 ลักษณะ ดังต่อไปนี้

1. เกิดความไม่เป็นธรรมในการแบ่งรับต้นทุนส่วนกลางของระบบไฟฟ้า

ความไม่เป็นธรรมในการกระจายภาระต้นทุนระบบไฟฟ้า อาทิเช่น ค่าใช้จ่ายด้านนโยบายในการรับซื้อไฟฟ้าเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน (PE) ต้นทุนด้านความพร้อมจ่ายและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ต้นทุนด้านสวัสดิการสังคมอื่น ๆ มีสาเหตุเนื่องจากโครงสร้างอัตราไฟฟ้าปัจจุบันมิได้มีการแยกการเรียกเก็บต้นทุนคงที่ของระบบไฟฟ้าและต้นทุนแปรผันอย่างชัดเจน แต่เรียกเก็บโดยการนำทั้งต้นทุนคงที่และต้นทุนแปรผันหารด้วยจำนวนหน่วยขายไฟฟ้าทั้งหมดในระบบไฟฟ้าเป็นต้นทุนส่วนกลางต่อหน่วย จากนั้นจึงกระจายการเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าตามจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าซื้อจากการไฟฟ้า

Prosumer เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถผลิตไฟฟ้าใช้เองได้จึงมีหน่วยซื้อไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าลดลง ทำให้หน่วยขายไฟฟ้าทั้งหมดลดลง ต้นทุนส่วนกลางของระบบไฟฟ้าต่อหน่วยจึงสูงขึ้น ซึ่งทำให้อัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยสูงขึ้นตามไปด้วย ส่งผลผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปมีค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าสูงขึ้นแม้จะมีหน่วยซื้อไฟฟ้าเท่าเดิม ลักษณะของความไม่เป็นธรรมดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5



รูปที่ 5 ความไม่เป็นธรรมการกระจายภาระต้นทุนของระบบไฟฟ้าระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้าและ Prosumer

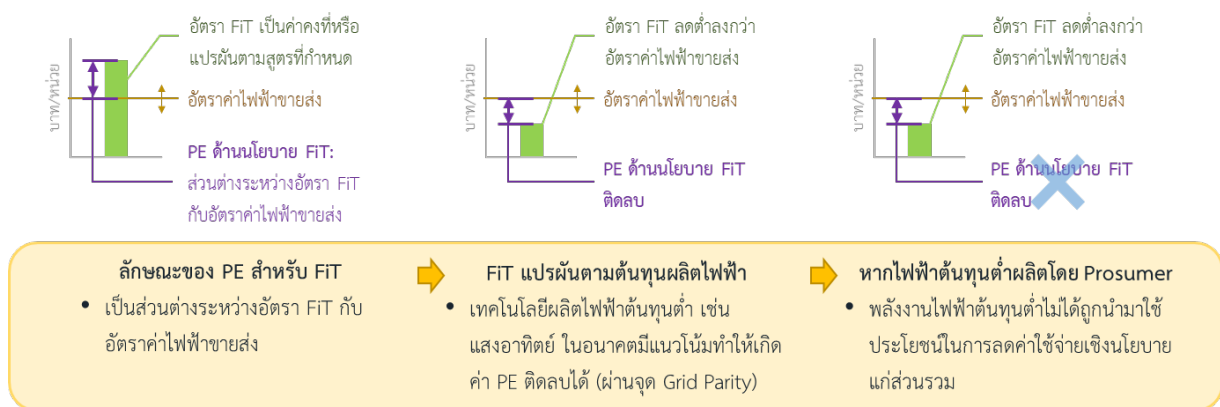
2. เพิ่มสัดส่วนของค่าใช้จ่ายด้านนโยบาย (PE) ในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในอัตราค่าไฟฟ้า

กรณีนี้เป็นกรณีที่น่าจะเกิดขึ้นหากยังมีการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนโดยใช้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT และมีการพิจารณา Prosumer เป็นหนึ่งในกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของประเทศ

คุณลักษณะของ FiT คืออัตราซื้อไฟฟ้า FiT จะเปลี่ยนแปลงตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสำหรับเทคโนโลยีแต่ละประเภท ซึ่งเมื่อพิจารณาแนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ อัตรา FiT สำหรับไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์มีแนวโน้มที่จะต่ำกว่าอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง (ผ่านจุด Grid parity) ซึ่งจะทำให้ค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย

ในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังแสงอาทิตย์ติดลบ ซึ่งหากภาครัฐรับซื้อไฟฟ้าในอัตราที่ค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายฯ ติดลบได้เป็นจำนวนมากขึ้น ก็จะทำให้ค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายฯ รวมต่ำลง

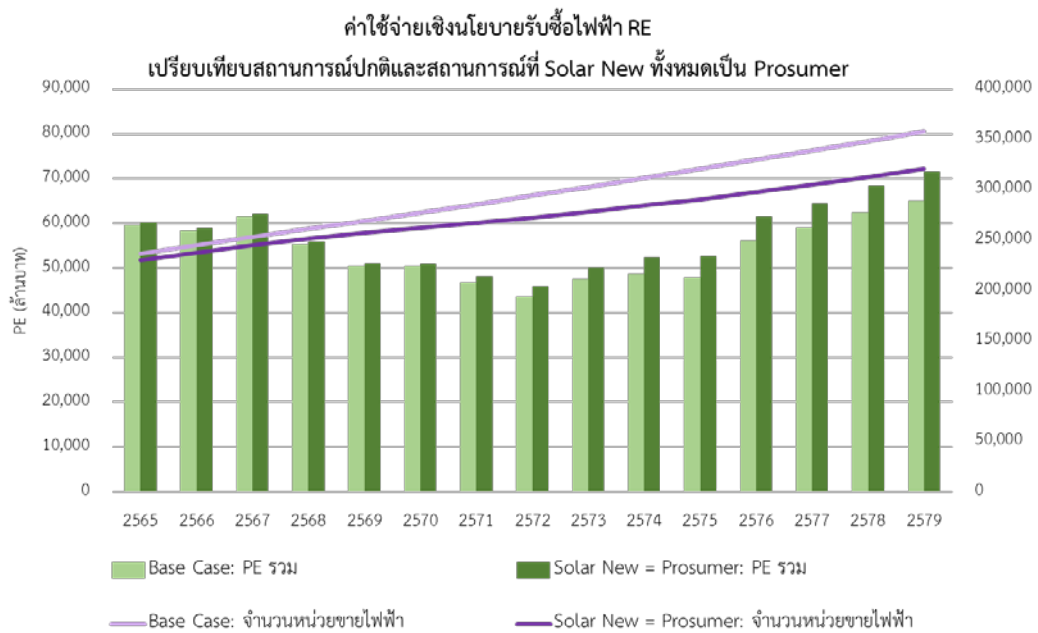
จากการทบทวนศักยภาพในรูปที่ 3 จะเห็นได้ว่า Prosumer ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในอนาคต (เส้นสีเขียว) มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงกว่าเป้าหมายโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ใหม่ (เส้นสีส้ม) อยู่มาก ซึ่งหมายความว่า หากมีการพิจารณา Prosumer ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังแสงอาทิตย์เป็นหนึ่งในกำลังการผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนของประเทศ จะทำให้ภาครัฐไม่จำเป็นต้องเปิดรับซื้อไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ในรูป FIT เพราะเป้าหมายได้ถูกเติมเต็มด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้าของ Prosumer ทั้งหมด ทำให้พลังงานไฟฟ้าต้นทุนต่ำของไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ไม่ได้ถูกนำมาใช้ประโยชน์ในการลดค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายฯ แก่ส่วนรวม ลักษณะของกรณีนี้สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6



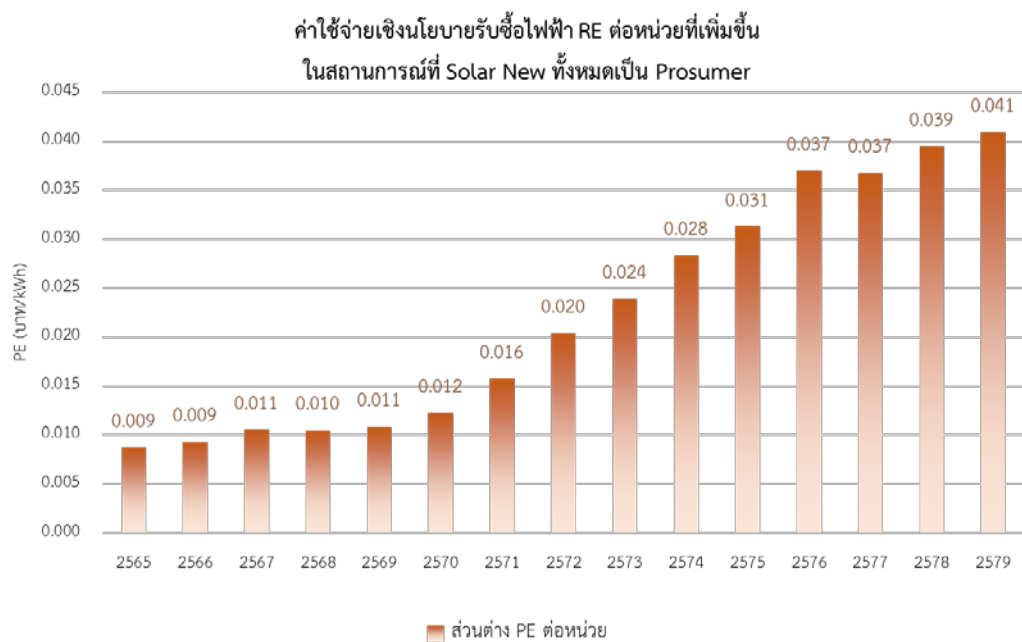
รูปที่ 6 ค่าใช้จ่ายด้านนโยบายในการรับซื้อไฟฟ้าที่อาจสูงขึ้นเนื่องจาก Prosumer

ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะเกิดผลกระทบจาก Prosumer ในลักษณะข้างต้นทั้ง 2 ลักษณะพร้อมกันโดยที่ปรึกษาได้จัดทำแบบจำลองเพื่อประมาณค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายฯ ในอนาคต ดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 7 อันจะเห็นว่าเมื่อมีการเติบโตของ Prosumers ตามแนวโน้มที่คาดการณ์ไว้จะส่งผลทำให้จำนวนหน่วยขายไฟฟ้าจากระบบส่วนกลางลดต่ำลงจากที่ประมาณการไว้ใน PDP พร้อมทั้งทำให้ค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจาก RE เพิ่มขึ้น

ในขณะที่รูปที่ 8 แสดงให้เห็นถึงประมาณการค่าใช้จ่ายเชิงนโยบายฯ ที่เพิ่มขึ้นต่อหน่วยไฟฟ้าที่ขายจากระบบไฟฟ้าส่วนกลางอันเป็นผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของ Prosumer โดยมีความเป็นไปได้ที่จะเพิ่มขึ้นจาก 0.009 บาทต่อหน่วยใน พ.ศ. 2565 เป็น 0.041 บาทต่อหน่วยใน พ.ศ. 2579



รูปที่ 7 ค่าใช้จ่ายเงินนโยบายรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเปรียบเทียบสถานการณ์ปกติและสถานการณ์ที่
โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ใหม่ทั้งหมดเป็น Prosumer



รูปที่ 8 ค่าใช้จ่ายเงินนโยบายรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อหน่วยที่สูงขึ้นในสถานการณ์ที่โรงไฟฟ้าพลัง
แสงอาทิตย์ใหม่ทั้งหมดเป็น Prosumer

4. สรุปผลการศึกษาข้อดีและข้อเสียของกลไก RECs และผลประโยชน์ทางตรงและทางอ้อม (TOR 3.4)

ข้อดีข้อเสียของกลไก REC โดยภาพรวม

หลักการของกลไก RECs ในภาพรวมเป็นการใช้คุณลักษณะด้านสิ่งแวดล้อมจากการผลิตไฟฟ้า RE ที่มีผลกระทบต่อการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ต่ำ มาประเมินเป็นมูลค่าทางการเงินเพื่อเพิ่มผลตอบแทนให้กับผู้ลงทุนผลิตไฟฟ้า RE แทนการสนับสนุนโดยตรงจากภาครัฐในระดับที่เหมาะสม และเป็นกระจายความรับผิดชอบของทุกภาคส่วนทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อเชื้อเพลิงฟอสซิลให้ต้องมีส่วนร่วมในการสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาด อย่างไรก็ตามการประยุกต์ใช้กลไก RECs ยังคงต้องคำนึงถึงข้อดีและข้อเสียบางประการ ซึ่ง สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 สรุปข้อดี-ข้อเสีย ของกลไก RECs โดยภาพรวม

ข้อดี	ข้อเสีย
สามารถใช้ไฟฟ้า RE ได้โดยไม่มีข้อจำกัดด้านภูมิศาสตร์ผ่านการสนับสนุนโดยไม่จำเป็นต้องใช้ไฟฟ้า RE โดยตรง	เกิดการนับซ้ำ (Double Counting) กับโครงการคาร์บอนเครดิต หากไม่มีระบบจัดการข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน
เพิ่มมูลค่าของไฟฟ้าผ่านการแสดงคุณสมบัติจากการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE (จากการขายใบรับรองสิทธิ์ REC)	ทำให้เทคโนโลยีไฟฟ้า RE ที่มีต้นทุนต่ำสุดเพิ่มขึ้นเพียงชนิดเดียวเนื่องจากใบรับรองสิทธิ์ REC ส่วนใหญ่มีราคาเดียว (ยกเว้นบางประเทศที่ใช้ระบบ Banding เพื่อเป็นแรงจูงใจให้ลงทุนในเทคโนโลยีอื่นที่มีราคาแพงกว่า)
ออกแบบให้ยืดหยุ่น โดยสามารถนำไปใช้ร่วมกับกลไกภาคบังคับ (สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนหรือ RPS) หรือภาคสมัครใจ รวมทั้งใช้ร่วมกับกลไกอื่นๆ ได้	มูลค่าใบรับรองสิทธิ์ REC คาดเคาได้ยาก ส่งผลต่อการจัดหาเงินทุนของผู้ลงทุน
นำไปใช้เพื่อการรายงาน CDP และ RE100 เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกใน Scope 2	เกิดการสนับสนุนซ้ำซ้อน ในผู้ที่เข้าร่วมกลไกการสนับสนุนอื่นๆ (ขึ้นอยู่กับข้อกำหนดของแต่ละประเทศ)
สามารถสนับสนุนโครงการ RE ได้โดยลดการพึ่งพิงการสนับสนุนจากภาครัฐ (การลดหรือไม่มี policy expense)	จำเป็นต้องมีเครื่องมือหรือระบบ ในการตรวจสอบติดตามที่ดี

ผลประโยชน์ทางตรงและทางอ้อมระดับประเทศใน 4 มิติ

สรุปผลการวิเคราะห์ข้อดีข้อเสียของกลไก RECs ภายใต้มุมมองประโยชน์ทั้งทางตรงและทางอ้อมในมิติ
ด้านเศรษฐกิจ สังคม สิ่งแวดล้อม และความยั่งยืน เป็นดังแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 สรุปข้อดี-ข้อเสีย ของกลไก RECs ในด้านเศรษฐกิจ สังคม สิ่งแวดล้อม และความยั่งยืน

ด้านเศรษฐกิจ	ด้านสังคม
ส่งเสริมการลงทุนในการผลิตไฟฟ้า RE ให้เป็นไปตามเป้าหมายประเทศ หรือมากกว่าเป้าหมายหากผู้เข้าร่วมกลไกมีการสนับสนุนเพิ่มมากขึ้น	เกิดการสร้างงานในโครงการไฟฟ้า RE ทุกประเภท และทุกขนาดที่เป็นลักษณะกระจายตัว เนื่องจากสามารถสร้างผลตอบแทนจากการร่วมกลไก RECs
ส่งเสริมการพัฒนาไปสู่เศรษฐกิจและสังคมดิจิทัล เนื่องจากระบบการรับรอง และตรวจสอบต้องมีความเชื่อมั่นสูง	เพิ่มการมีส่วนร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของรายย่อยและผู้ผลิตไฟฟ้า RE รายย่อยเพิ่มมากขึ้นจากการเข้าร่วมกลไก RECs	ผู้ใช้ไฟฟ้ามีสิทธิเข้าถึงและมีส่วนร่วมไฟฟ้า RE และกระจายความเป็นธรรมให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยการลดค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย

ด้านสิ่งแวดล้อม	ความยั่งยืน
กลไก RECs ใช้คุณสมบัติของไฟฟ้า RE ที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมาขับเคลื่อนด้านสิ่งแวดล้อม	กลไก RECs ช่วยสนับสนุนให้ไฟฟ้า RE ในประเทศ และเป็นที่ยอมรับในสากล
ส่งเสริมการใช้ทรัพยากรในพื้นที่อย่างมีประสิทธิภาพ และลดปัญหาสิ่งแวดล้อมด้านอื่นๆ จากผู้เข้าร่วมกลไก RECs ที่มีมากขึ้น	กลไก RECs ช่วยส่งเสริมให้มีการกำกับดูแลที่ดี โปร่งใสตรวจสอบได้
กระจายภาระด้านสิ่งแวดล้อมไปยังผู้ที่เกี่ยวข้องอย่างเป็นธรรม (ภาคบังคับ)	

5. สรุปผลการศึกษาเปรียบเทียบกลไก RECs และ FIT (TOR 3.5)

ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบข้อดีข้อเสียของกลไก RECs กับ FIT ได้แสดงให้เห็นว่ากลไก REC กับ FIT นั้น มีข้อดีข้อด้อยที่แตกต่างกันโดยกลไก RECs จะมีข้อดีกว่าในด้าน

- (1) ประสิทธิภาพในการส่งผ่านภาระค่าใช้จ่ายในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน RE ไปยังผู้ที่มีความต้องการส่งเสริมหรือต้องการใช้ไฟฟ้าจาก RE โดยตรง ซึ่งเป็นการลดภาระค่าใช้จ่ายของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม
- (2) ประสิทธิภาพในการส่งเสริมให้เกิดการเติบโตในการผลิตไฟฟ้าจาก RE โดยไม่ติดข้อจำกัดด้านงบประมาณหรือกรอบการอุดหนุนตามนโยบายของภาครัฐ แต่เป็นไปตามกลไกตลาด
- (3) ความสามารถในการตอบสนองต่อความต้องการของผู้ประกอบการที่มีความต้องการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืน โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อสังคมในด้านสิ่งแวดล้อม
- (4) ความยืดหยุ่นในการนำไปประยุกต์ใช้ร่วมกับมาตรการหรือกลไกอื่นๆ อาทิ มาตรการภาคบังคับ (Compliances) อย่างมาตรการ Renewable Energy Portfolio Standard (RPS) หรือ ประยุกต์ใช้ร่วมกับการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT
- (5) ความสามารถในการสร้างความตระหนักและกระจายการมีส่วนร่วมในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจาก RE ออกไปในวงกว้าง เนื่องจากกลไก REC เปิดโอกาสให้กลุ่มเป้าหมายเข้ามามีส่วนร่วมได้หลากหลาย

ในขณะที่กลไก FIT ก็มีข้อดีกว่าในด้าน

- (1) ความสามารถในการกำกับควบคุมการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าจาก RE ให้อยู่ในกรอบตามนโยบายและแผนงานที่วางไว้
- (2) ความสนใจของผู้ลงทุนและความสามารถในการเข้าถึงแหล่งเงินทุนของโครงการ เนื่องจากผลตอบแทนมีความแน่นอนชัดเจน ไม่มีความเสี่ยงอันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงราคาตามกลไกตลาด
- (3) ความสามารถในการรักษาเครดิตด้านสิ่งแวดล้อมเอาไว้ในระบบไฟฟ้าส่วนกลาง (Grid) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม

ดังแสดงในรูปที่ 9



รูปที่ 9 สรุปข้อดีของกลไก REC และ FiT

6. สรุปผลการวิเคราะห์ทางเลือกและเสนอแนะแนวทางการนำกลไก RECs มาปรับปรุงการส่งเสริมนโยบายการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (TOR 3.6)

วัตถุประสงค์ในการประยุกต์ใช้กลไก RECs สำหรับประเทศไทย

เพื่อความชัดเจนของเป้าหมายในการออกแบบแนวทางการประยุกต์ใช้กลไกที่เหมาะสม RECs สำหรับประเทศไทย ที่ปรึกษาจึงได้กำหนดวัตถุประสงค์ในการประยุกต์ใช้กลไก RECs สำหรับประเทศไทย โดยพิจารณาจากจุดเด่น (ข้อดี) และผลประโยชน์ที่พึงได้รับการจากการประยุกต์ใช้กลไก RECs ดังต่อไปนี้

1) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RE)

โดยมุ่งเป้าที่จะใช้กลไก RECs ในการที่จะทำให้การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RE) สามารถเติบโตได้อย่างเป็นอิสระ ด้วยการเพิ่มมูลค่าของไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE อันจะส่งผลทำให้ผู้พัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจาก RE สามารถหาแหล่งเงินทุนสนับสนุนจากตลาด REC มาทดแทนการสนับสนุนจากภาครัฐซึ่งมักถูกจำกัด อยู่ในกรอบเนื่องจากการเป็นภาระให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

2) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจาก RE

โดยมุ่งเป้าที่จะใช้กลไก RECs ในการแบ่งแยกค่าใช้จ่ายในการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจาก RE (ทั้งหมด หรือ บางส่วน) ออกจากโครงสร้างค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยทั่วไปและส่งผ่านค่าใช้จ่ายดังกล่าวไปสู่ผู้ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนโดยตรง (Matching) พร้อมทั้งกระจายภาระค่าใช้จ่ายไปยังกลุ่มเป้าหมายที่พิจารณามีความเหมาะสมที่จะแบ่งรับภาระในการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจาก RE

3) เสริมศักยภาพด้านเศรษฐกิจจากโอกาสในการเข้าถึงไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE

โดยมุ่งเป้าที่จะใช้กลไก RECs ในการตอบสนองความต้องการของผู้ประกอบการในประเทศไทย รวมถึงชักจูงนักลงทุนจากต่างประเทศที่มีความต้องการที่จะการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืน อันเป็นการเสริมสร้างศักยภาพด้านการค้าการลงทุนและการแข่งขันในตลาดนานาชาติของประเทศไทย

4) เพื่อยกระดับความสามารถในการบรรลุเป้าหมาย AEDP และ Carbon Neutrality

โดยมุ่งเป้าที่จะใช้กลไก RECs ในการเพิ่มโอกาสในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าด้วย RE พร้อมทั้งยกระดับความชัดเจน โปร่งใส ของข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจาก RE

ประเด็นประกอบการพิจารณาทางเลือกในการประยุกต์ใช้กลไก RECs สำหรับประเทศไทย

นอกจากการวิเคราะห์ข้อดีข้อเสียของกลไก RECs ในแง่มุมต่างๆ แล้ว ที่ปรึกษายังได้มีการศึกษารวบรวมข้อมูลในประเด็นที่สำคัญมาใช้ประกอบการพิจารณาทางเลือกในการประยุกต์ใช้กลไก RECs สำหรับประเทศไทยดังต่อไปนี้

1) บริบทของอุตสาหกรรมไฟฟ้าไทย

แม้ว่าโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าไทยในปัจจุบันจะอยู่ภายใต้นโยบายผู้รับซื้อไฟฟ้ารายเดียว (Enhanced Single Buyer Model: ESB) ซึ่งหากพิจารณาถึงข้อจำกัดในการดำเนินกิจกรรมตามกลไก RECs ในประเทศไทย ภายใต้โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าในปัจจุบันแล้วก็จะพบว่า สามารถประยุกต์ใช้กลไก RECs ได้ในระดับหนึ่ง เพียงแต่มีข้อจำกัดอยู่ในประเด็นที่ผู้จำหน่ายไฟฟ้า (กฟผ. และ กฟน.) รวมถึงผู้ใช้ไฟฟ้า ยังไม่สามารถที่ตัดสินใจเลือกซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าได้โดยตรง ทำให้ยังไม่สามารถทำการซื้อขายไฟฟ้า RE ในลักษณะ Competitive suppliers (Peer-to-peer) ได้ และยังไม่ประยุกต์ใช้มาตรการ RPS กับผู้จำหน่ายไฟฟ้าได้

แต่ก็มีแนวโน้มนโยบายที่แน่ชัดในการที่จะปฏิรูปอุตสาหกรรมไฟฟ้าไปสู่รูปแบบที่มีความเป็นอิสระมากขึ้น โดยเฉพาะการเปิดให้บุคคลที่ 3 เข้ามาใช้งานโครงข่ายไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้า หรือ Third Party Access (TPA) และออกข้อกำหนดดยกเว้นนโยบาย ESB ให้กับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างเอกชน (Private PPA) ซึ่งเป็นสัญญาอันดีว่าน่าจะนำมาสู่การขยายขอบเขตการประยุกต์ใช้กลไก REC ให้มีความกว้างขวางมากขึ้นได้อีกในอนาคต

2) กลไกที่มีความเกี่ยวข้องกับกลไก RECs

พบว่ากลไกหลักที่มีความเกี่ยวข้องกับกลไก RECs คือ การประเมินการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งตามมาตรฐานการจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจก (GHG Protocol) ได้แบ่งการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งทางตรงและทางอ้อมเป็น 3 scope ได้แก่

Scope 1: การปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยตรงของผู้รายงาน

Scope 2: การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมที่เกิดจากการใช้หรือการซื้อไฟฟ้า ความร้อน หรือไอน้ำ

Scope 3: การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมแบบอื่นนอกขอบเขตที่กำหนด

โดยพบประเด็นความเชื่อมโยงของการรายงานการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกกับกลไก RECs ที่สำคัญคือ

- การดำเนินกิจกรรมซื้อขายแลกเปลี่ยน RECs จะไม่ส่งผลต่อการรายงานการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศเนื่องจากไม่อยู่ในขอบข่ายที่ต้องรายงาน (รายงานเฉพาะ Scope 1)
- การดำเนินกิจกรรมซื้อขายแลกเปลี่ยน RECs จะส่งผลต่อการประเมินการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระดับองค์กร หรือ ผลิตรายการขององค์กร (Carbon footprint) ในส่วนของการประเมินปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกใน Scope 2 โดยหลักการใช้งานกลไก REC คือ เมื่อมีการอ้างสิทธิ์ (Offset) จะส่งผลทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงซื้อแหล่งไฟฟ้าขององค์กร ไปเป็นการซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนตามปริมาณสิทธิ์ REC ที่นำมา Offset
- ปริมาณผลกระทบที่เกิดขึ้นกับการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกขององค์กรจากการอ้างสิทธิ์ (Offset) REC แต่ละหน่วยนั้นไม่แน่นอน ขึ้นอยู่กับแหล่งไฟฟ้าที่นำไปใช้ทดแทน เช่น หากนำไปใช้ทดแทนการซื้อไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าส่วนกลาง (Grid) ก็จะส่งผลทำให้ลดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกขององค์กรลงได้เท่ากับปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยของไฟฟ้าจาก Grid ที่ใช้งานอยู่ ณ ช่วงเวลาที่ทำการ Offset เป็นต้น

ในขณะที่อีกหนึ่งกลไกที่มีความเกี่ยวข้องกับกลไก REC โดยตรงคือนโยบาย RE100 ซึ่งมุ่งเป้าไปที่สัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนให้ได้ 100% โดยกลไกดังกล่าวได้มีการอ้างอิงถึง REC เป็นแนวทางหนึ่งที่สามารถนำมาใช้ตอบสนองต่อเป้าหมายดังกล่าวได้อย่างชัดเจน ภายใต้ข้อจำกัดด้านความสมเหตุสมผลที่ว่าแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่ได้รับการรับรอง REC จะต้องอยู่ภายใต้ตลาดไฟฟ้าเดียวกันกับผู้อ้างอิงสิทธิ REC ในขณะที่การอ้างอิงสิทธิ (Offset) Carbon credit ไม่สามารถนำมาใช้ตอบสนองเป้าหมาย RE100 ได้ จึงสรุปได้ว่ากลไก REC เป็นเครื่องมือสำคัญในการที่จะทำให้ผู้ประกอบการชั้นนำสามารถบรรลุเป้าหมายตามข้อตกลง RE100

นอกจากนี้การที่องค์กรชั้นนำจำนวนมากมีการกำหนดเป้าหมาย Net Zero Carbon เป็นส่วนหนึ่งของ Corporate policy จะสร้างแรงกดดันให้กับผู้ผลิตที่อยู่ห่วงโซ่อุปทาน (Supply Chain) ในระดับชั้นต่อ ๆ มาให้จำเป็นต้องมีการแสวงหาแหล่งพลังงานหมุนเวียนเพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามไปอีกด้วย

ส่วนอีกหนึ่งกลไกมาตรการกีดกันทางการค้าที่ไม่ใช่การตั้งกำแพงภาษีโดยตรง (Non-Tariff Barriers; NTBs) อันได้แก่การออกข้อกำหนด “ห้ามนำเข้า” หรือ “ต้องชำระค่าธรรมเนียม (ค่าปรับ)” หากผลิตภัณฑ์ หรือตัวผู้ผลิต มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเกินกว่ามาตรฐานที่กำหนดไว้ โดยมีตัวอย่างที่สำคัญคือมาตรการมาตรการปรับคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน (Carbon Border Adjustment Mechanism: CBAM) ของสหภาพยุโรป (EU) ซึ่งที่ผลการศึกษาวิเคราะห์ความเชื่อมโยงของมาตรการดังกล่าวกับกลไก RECs สรุปได้ว่ามาตรการ CBAM ยังมุ่งเน้นไปที่การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในขอบเขตที่ 1 (Scope 1) โดยยังไม่ได้พิจารณาครอบคลุมถึงขอบเขตที่ 2 (Scope 2) และ ขอบเขตที่ 3 (Scope 3) จึงทำให้การประยุกต์ใช้กลไก REC ยังไม่ส่งผลต่อมาตรการดังกล่าว

แต่หากในอนาคต ทาง EU ได้ขยายผลการลดก๊าซเรือนกระจกไปยังขอบเขตที่ 2 การใช้กลไก RECs ก็จะสามารถเข้ามามีส่วนส่งเสริมและสนับสนุนผลิตภัณฑ์ภายใต้ข้อบังคับให้ผ่านกำแพง NTB ดังกล่าวได้ ดังนั้น ยังคงคาดการณ์ได้ว่ากลไก RECs Ot เป็นทางเลือกหนึ่งในการยกระดับมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อมของผู้ประกอบการในประเทศไทย เพื่อเตรียมความพร้อมรองรับมาตรการด้านการค้าระหว่างประเทศที่จะเกิดขึ้นในอนาคต

3) เครดิตในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Carbon credit)

ผลการศึกษา ทบทวน และวิเคราะห์โดยที่ปรึกษาสรุปได้ว่ากลไก REC มีความใกล้เคียงกับกลไกการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Carbon credit) โดยกลไก Carbon credit มุ่งเน้นไปที่การตรวจนับ Credit ในเชิงของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงเปรียบเทียบระหว่างก่อนดำเนินโครงการ (Baseline) และหลังดำเนินโครงการ (Post) ในขณะที่กลไก REC มุ่งเน้นไปที่การตรวจนับ Credit ในเชิงปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เกิดการแหล่งพลังงานหมุนเวียนอันเป็นที่มาของ Carbon credit ดังกล่าว ซึ่งแม้ว่าจะมีหลักการ มุมมอง และแนวทางการตรวจนับที่แตกต่างกัน แต่สังเกตได้ว่าทั้ง 2 กลไกนี้มีความเชื่อมโยงและส่งผลต่อกันและกัน โดยเฉพาะเมื่อมีการนำมาใช้

กับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งอยู่ในขอบข่ายที่สามารถขอการรับรองได้ทั้ง Carbon credit และ REC

ดังนั้น เพื่อไม่ให้เกิดการนับซ้ำ (Double Counting) ในการอ้างสิทธิ์การลดก๊าซเรือนกระจกจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเดียวกัน จึงจำเป็นต้องมีการตั้งเงื่อนไขไม่ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขอรับการรับรอง Carbon credit และ REC บนผลผลิตเดียวกันและจำเป็นต้องมีตรวจสอบข้อมูลระหว่างผู้ให้การรับรอง Carbon credit ในลักษณะ Project base อย่าง CDM T-VER และ JCM กับผู้ให้การรับรอง REC (ซึ่งปัจจุบันทาง อบก. และ กฟผ. ในฐานะผู้ให้การรับรอง REC ตามมาตรฐาน I-REC ได้สร้างความร่วมมือระหว่างกันไว้แล้วในระดับหนึ่ง) อันจะส่งผลทำให้ผู้พัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจาก RE จำเป็นต้องเลือกว่าจะอาศัยประโยชน์จากกลไกใดระหว่าง Carbon credit และ REC โดยมีปัจจัยที่ใช้ประกอบการพิจารณาตัดสินใจคือ (1) ราคาตลาดของ REC เทียบกับ Carbon credit (เนื่องจากสามารถใช้ทดแทนกันได้ในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก) (2) ต้นทุนในการออกใบรับรอง และ (3) เงื่อนไข ความยุ่งยากซับซ้อน รวมถึงระยะเวลาที่ใช้ในการออกใบรับรอง โดยเมื่อเปรียบเทียบกับกลไก Carbon credit แล้วมีแนวโน้มที่กลไก REC จะเป็นทางเลือกที่มีต้นทุนและความซับซ้อนน้อยกว่า

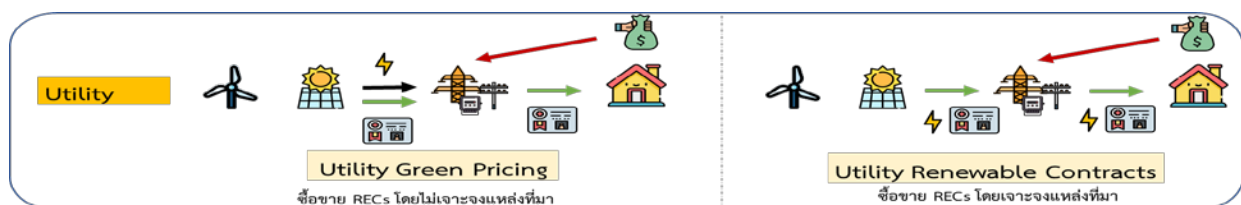
อย่างไรก็ดีพบว่าอาจยังมีช่องว่างสำหรับผู้ให้การรับรองตามมาตรฐาน REC อื่นๆ อาทิ มาตรฐาน TIGR ที่ยังไม่ชัดเจนว่าจะมีกระบวนการตรวจสอบความซ้ำซ้อนในการออกใบรับรองกับ Carbon credit หรือ I-REC หรือไม่

4) รูปแบบการถ่ายโอน REC ที่มีความเป็นไปได้

ผลการศึกษาและรวบรวมข้อมูลสามารถสรุปจำแนกรูปแบบการถ่ายโอน REC ออกได้เป็น 2 กลุ่มคือ

- การถ่ายโอน REC โดยมีผู้ให้บริการไฟฟ้า(Utility) เป็นตัวกลาง

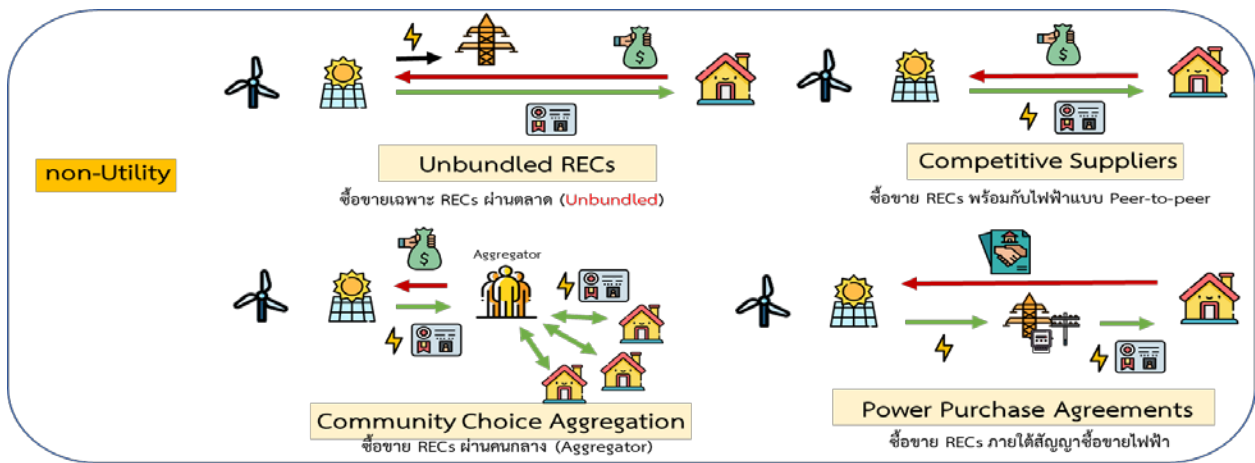
เป็นรูปแบบที่ค่อนข้างสอดคล้องกับโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าไทยในปัจจุบัน โดยให้ผู้ให้บริการไฟฟ้า (กฟผ. กฟน. และ กฟภ.) เป็นตัวกลางในการจัดหาและส่งมอบสิทธิ์ REC ให้กับผู้มีความต้องการสิทธิ์ REC โดยอาจกำหนดเป็นอีกประเภทอัตราค่าไฟฟ้า ในลักษณะ Utility Green tariff และสามารถพัฒนาไปสู่การจัดหาผู้ผลิตไฟฟ้าให้โดยทำสัญญาซื้อขายผ่าน Utility เมื่อมีการยกเลิกหรือยกเว้นข้อจำกัดตามนโยบาย ESB แล้ว (Utility Renewable Contracts) ดังแสดงในรูปที่ 10



รูปที่ 10 แนวทางการถ่ายโอน REC ผ่าน Utility

- การถ่ายโอน RECs โดยไม่ต้องอาศัย Utility เป็นตัวกลาง

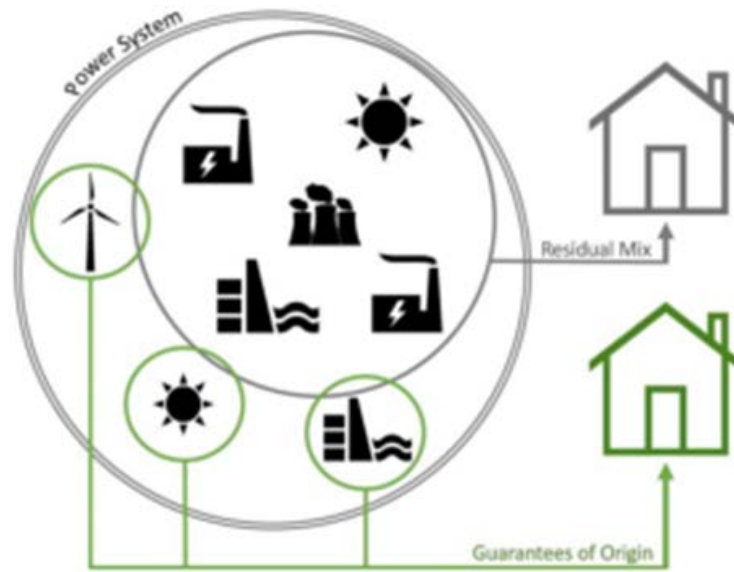
มีรูปแบบการถ่ายโอน RECs โดยไม่ต้องอาศัย Utility อยู่อย่างน้อย 4 รูปแบบดังแสดงในรูปที่ 11 ซึ่งมีบางรูปแบบที่สามารถดำเนินการได้เลยภายใต้โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าไทยในปัจจุบัน (และได้เริ่มดำเนินการไปบ้างแล้ว) คือ การซื้อขายใบรับรอง REC แยกจากพลังงานไฟฟ้า (Unbundled RECs) และการซื้อขายผ่านสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement) ในขณะที่การถ่ายโอนในรูปแบบ Competitive suppliers หรือ Aggregation อาจต้องรอให้มีการแก้ไขข้อจำกัดบางประการก่อน



รูปที่ 11 แนวทางการถ่ายโอน REC ผ่าน Utility

5) ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนที่เหลือ (Residual mix)

จากการศึกษาประสบการณ์ในการประยุกต์ใช้ใบรับรองคุณสมบัติทางไฟฟ้า (Electricity Attribute Certificates; EACs) ในตลาดต่างประเทศ พบว่าการประยุกต์ใช้กลไก RECs มีโอกาสส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Grid ทุกรายไม่ว่าจะเข้ามามีส่วนร่วมในการดำเนินกิจกรรม RECs หรือไม่ เนื่องจากการอ้างสิทธิ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าผ่านกลไก RECs ของผู้ใช้ไฟฟ้าบางกลุ่มมีผลทำให้ “สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าส่วนกลาง” (Fuel Mixed for Grid Electricity Generation) หรือ ที่มักเรียกโดยย่อว่า Fuel mixed ของไฟฟ้าที่ได้รับจาก Grid เปลี่ยนแปลงไป หรือที่เรียกว่า “Residual mixed” ดังแสดงในรูปที่ 12



รูปที่ 12 ความหมายของ Residual mix

ปรากฏการณ์ดังกล่าวส่งผลกระทบต่อการประเมินปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าที่มักแสดงในรูปของค่าปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วย (Emission Factor; EF) โดยค่าปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของพลังงานไฟฟ้าในส่วนที่ไม่มีการรับรองแหล่งที่มา ส่วนเหลือจากการอ้างสิทธิ์ EACs หรือ RECs เรียกว่าค่า “Residual mix EF” ซึ่งคำนวณได้จากสมการ

$$\text{Residual Mix EF} = \frac{\text{Total amount of CO}_2 \text{ emission}}{(\text{Total amount of electricity generation} - \text{RECs})}$$

สรุปได้ว่าการประยุกต์ใช้กลไก REC ถือได้ว่าเป็นนวัตกรรมที่สร้างความพลิกผัน (Disruptive) ในอุตสาหกรรมไฟฟ้า เนื่องจากส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทุกกลุ่มโดยไม่จำกัดว่ามีความเกี่ยวข้องกับกิจกรรมของกลไก RECs หรือไม่ จึงควรมีการสร้างข้อตกลง เจรียง และกลไกการกำกับดูแลเพื่อป้องกันความไม่เป็นธรรมจากผลกระทบดังกล่าว

การวิเคราะห์ทางเลือกในการประยุกต์ใช้กลไก RECs สำหรับประเทศไทย

ในการนำกลไก RECs มาประยุกต์ใช้กับประเทศไทยพบว่ามีทางเลือกที่สำคัญซึ่งต้องทำการวิเคราะห์และตัดสินใจ ประกอบด้วย

1) ทางเลือกในการประยุกต์ใช้มาตรฐานสากล หรือ มาตรฐานสำหรับใช้ภายในประเทศ

ผลจากการวิเคราะห์เปรียบเทียบข้อดีข้อด้อยของการประยุกต์ใช้มาตรฐานสากลกับมาตรฐานที่พัฒนาขึ้นเองเพื่อใช้ภายในประเทศสรุปได้ว่ามาตรฐานสากลจะมีข้อจำกัดอันเนื่องมาจาก

- ไม่สามารถปรับเปลี่ยนเงื่อนไขและกระบวนการให้สอดคล้องกับรูปแบบการประยุกต์ใช้ที่ต้องการ
- ไม่สามารถบังคับใช้เงื่อนไขในการกำกับติดตามได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- มีการเก็บค่าใช้จ่ายในการใช้บริการโดยตลอดทั้งกระบวนการ

ดังนั้น จึงมีความเป็นไปได้ที่จะบูรณาการเพื่ออาศัยข้อดีของทั้งมาตรฐานในระดับสากลที่ได้รับการยอมรับในระดับนานาชาติอย่าง I-REC ควบคู่ไปกับการพัฒนามาตรฐาน RECs สำหรับใช้ภายในประเทศ (Thai-REC) เพื่อขยายขอบเขตการประยุกต์ใช้พร้อมกับลดภาระค่าใช้จ่ายและเพิ่มประสิทธิภาพในการกำกับดูแลการดำเนินกิจกรรม RECs สำหรับผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในระยะยาว

โดยเริ่มจากการประยุกต์กลไก REC บนพื้นฐานของมาตรฐาน I-REC ในช่วงเริ่มต้น จากนั้นจึงพิจารณาความเหมาะสมในการพัฒนามาตรฐาน RECs สำหรับใช้ภายในประเทศตามสถานการณ์โดยพิจารณาจาก

- ความต้องการขยายประยุกต์ใช้กลไก RECs ในรูปแบบที่มาตรฐานสากลไม่สามารถตอบสนองได้
- ความจำเป็นในการเพิ่มประสิทธิภาพในการกำกับดูแลการดำเนินกิจกรรม RECs
- ความเหมาะสมและคุ้มค่าในการบริหารต้นทุนในการดำเนินกิจกรรม RECs ของประเทศ

2) ทางเลือกในการประยุกต์ใช้มาตรการภาคบังคับหรือภาคสมัครใจ

ผลจากการศึกษาและวิเคราะห์ของที่ปรึกษาพบว่าราคาของ RECs ในตลาดภาคสมัครใจกับตลาดภาคบังคับนั้นมีความแตกต่างกันค่อนข้างมาก ซึ่งหากพิจารณาจากต้นทุนที่ใช้ในการส่งเสริมไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยโดยเฉลี่ยแล้วจะเห็นได้ว่าราคา RECs ในตลาดภาคบังคับค่อนข้างจะมีความสมเหตุสมผลกว่า ประกอบกับหากพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับผู้ไฟฟ้าส่วนที่เหลือ (Residual mixed) ด้วยแล้วก็ทำให้เล็งเห็นถึงความจำเป็นที่ควรมีกำหนดราคาเป้าหมายสำหรับ RECs ในประเทศไทย

ดังนั้น ประเทศไทยจึงควรที่จะมีการประยุกต์ใช้มาตรการภาคบังคับเข้ามาช่วยบริหารจัดการอุปสงค์และอุปทานของใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC) โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงเริ่มต้นของการประยุกต์ใช้กลไก RECs เพื่อผลักดันราคา REC ให้สามารถพัฒนาเข้าสู่จุดที่เหมาะสมได้อย่างรวดเร็วมากยิ่งขึ้น พร้อมทั้งรักษาเสถียรภาพ

ของราคา REC ในตลาด โดยอาศัยการบริหารจัดการสิทธิ์ REC ในส่วนที่รัฐเป็นเจ้าของ เพื่อป้องกันไม่ให้ราคาของใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC) มีราคาต่ำจนผู้ผลิตไฟฟ้าขาดแรงจูงใจ หรือ มีราคาสูงจนไม่เป็นที่จูงใจของผู้บริโภคและเป็นอุปสรรคต่อการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืน

3) ทางเลือกในการประยุกต์ใช้กลไก REC's หรือ กลไกการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT

ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่ากลไก REC กับ FIT นั้นมีข้อดีข้อด้อยที่แตกต่างกัน จึงเป็นการยากที่จะนำกลไก REC's มาใช้ทดแทนกลไก FIT ที่มีอยู่เดิม

ดังนั้น แนวทางการประยุกต์ใช้กลไก REC's สำหรับประเทศไทยจึงยังควรมีลักษณะเป็นการประยุกต์ใช้กลไก REC's คู่ขนานกับการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT โดยใช้กลไกการส่งเสริมจากตลาด REC เป็นกลไกพื้นฐานสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท ทุกเทคโนโลยี ทุกกลุ่มเป้าหมาย และทุกพื้นที่ และอาศัยกลไกการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FIT เป็นกลไกเสริมในกรณีที่ภาครัฐให้เกิดการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจาก RE ตามประเภทของแหล่งพลังงาน เทคโนโลยี กลุ่มเป้าหมาย หรือ พื้นที่ ที่ต้องการอย่างเฉพาะเจาะจง (Focus)

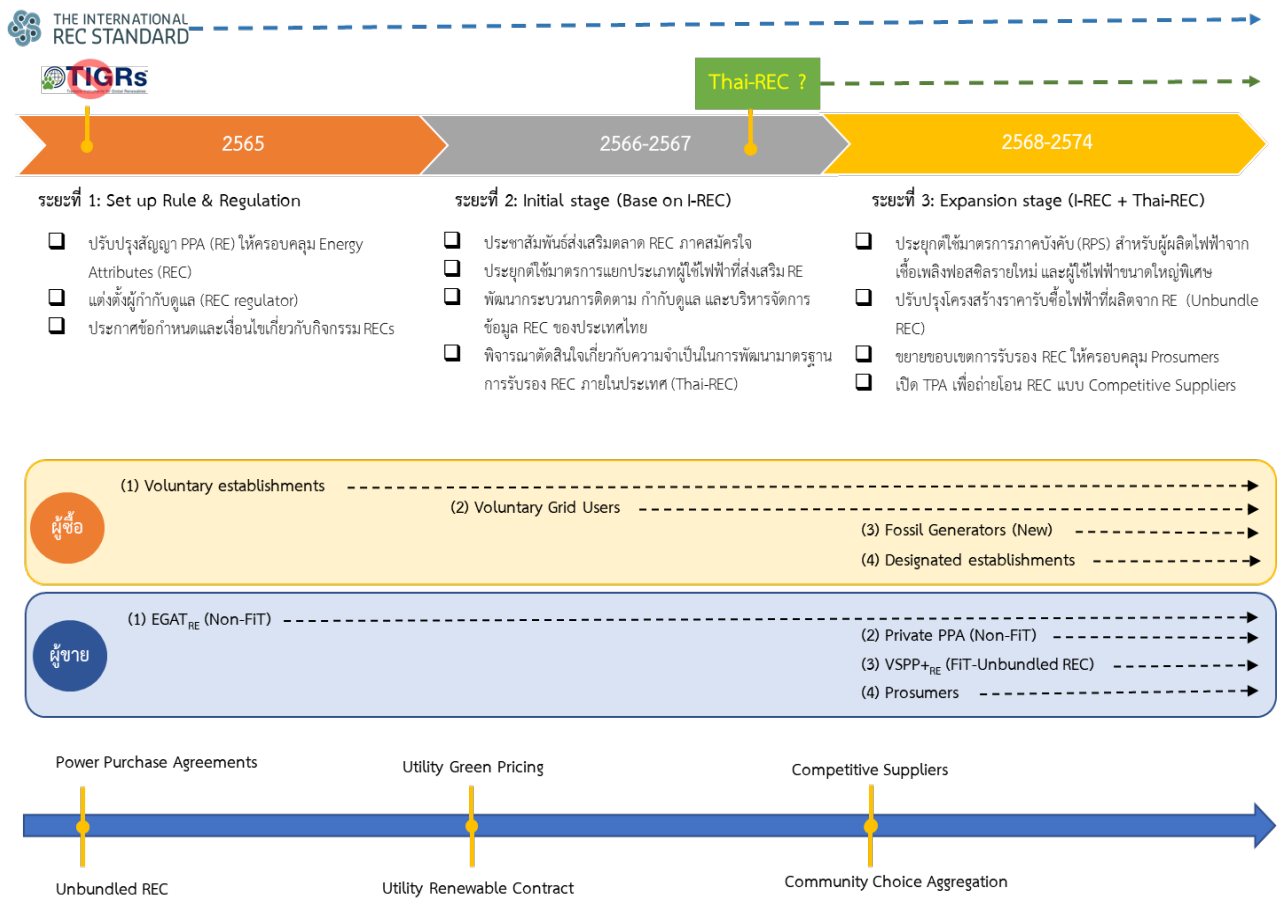
4) ทางเลือกในการซื้อขายถ่ายโอนสิทธิ์ในรูปแบบ Bundle และ Unbundled

ภายใต้บริบทของประเทศไทยในปัจจุบันซึ่งมีการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ. หรือ EGAT) เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้ารายเดียว รวมถึงมีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ. หรือ MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ. หรือ PEA) เป็นผู้เชื่อมต่อโครงข่ายเพื่อรับซื้อไฟฟ้า RE จาก VSPP ผ่านระบบจำหน่าย ทำให้มีความเหมาะสมที่จะดำเนินการถ่ายโอนสิทธิ์ REC ในรูปแบบเหมารวมกับพลังงานไฟฟ้า (Bundle) ในขณะเดียวกันก็มีความเป็นไปได้ที่จะมีการถ่ายโอนสิทธิ์ REC ด้วยกระบวนการแยกขายเฉพาะใบรับรองสิทธิ์ REC (Unbundle) ผ่านการเจรจาโดยตรงหรือตลาด REC อีกทั้งยังมีความเป็นไปได้ที่จะมีการเพิ่มเติมรูปแบบการซื้อขาย REC ทั้งแบบ Bundled และ Unbundled ผ่านสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างเอกชน (Private PPA) ในอนาคตอันใกล้

ดังนั้น การออกแบบแนวทางการประยุกต์ใช้กลไก REC's สำหรับประเทศไทยจึงควรมีความยืดหยุ่นเพื่อรองรับความต้องการถ่ายโอนสิทธิ์ REC ในรูปแบบที่หลากหลายทั้ง Bundled และ Unbundled

แนวทางการนำกลไก REC's มาปรับปรุงการส่งเสริมนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของไทย

ที่ปรึกษาเสนอแนวทางการนำกลไก REC's มาปรับปรุงการส่งเสริมนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย โดยแบ่งออกเป็น 3 ระยะ ดังแสดงในรูปที่ 13



รูปที่ 13 ข้อเสนอแนะทางการประยุกต์ใช้กลไก REC สำหรับประเทศไทย

ประกอบด้วย

1) ระยะที่ 1 (ช่วงปี พ.ศ.2565)

เป็นช่วงเวลาในการสร้างข้อตกลงด้านกฎระเบียบและกลไกการกำกับดูแลกิจกรรม RECs ในประเทศไทย ด้วยการเร่งจัดให้มีผู้มีอำนาจหน้าที่ในการกำกับดูแลการดำเนินกิจกรรม RECs ภายในประเทศ (REC regulator) และทำการสร้างข้อตกลงและเงื่อนไขในการดำเนินกิจกรรม RECs ไม่ให้เกิดความไม่เป็นธรรมต่อผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง ควบคู่ไปกับการรูปแบบปรับปรุงสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้มีความชัดเจนในประเด็นเกี่ยวกับ REC

2) ระยะที่ 2 (ช่วงปี พ.ศ.2566 – 2567)

เป็นช่วงเริ่มต้นของการประยุกต์ใช้กลไก RECs บนพื้นฐานของตลาดภาคสมัครใจและมาตรฐาน I-REC ซึ่งคาดว่าจะยังคงมีผู้เข้ามามีส่วนร่วมในการดำเนินกิจกรรม RECs ในปริมาณไม่มากนัก

โดยจำเป็นต้องมีการพัฒนาระบบบริหารจัดการและติดตามข้อมูล REC ของไทย (Thai-REC) ขึ้นมา คู่ขนานไปกับการดำเนินกิจกรรมภายใต้ Platform I-REC และเสนอให้มีการพัฒนาผลิตภัณฑ์เพื่อส่งเสริมตลาด RECs ภาคสมัครใจในรูปแบบของ Utility Green Pricing (Green Tariff) ซึ่งเป็นรูปแบบที่สามารถดำเนินการได้

ภายใต้โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าแบบ ESB ในปัจจุบัน เป็นทางเลือกให้แก่ผู้ที่บรรลุเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อมขององค์กรโดยอาศัยสิทธิ์ REC ที่รัฐถือครองอยู่

3) ระยะที่ 3 (พ.ศ. 2568-2574)

เป็นช่วงของการขยายผลการประยุกต์ใช้กลไก REC ให้บรรลุเป้าหมายเพื่อให้การประยุกต์ใช้กลไก RECs สามารถบรรลุเป้าหมายในเชิงของการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจาก RE และลดภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างเป็นรูปธรรม ซึ่งจำเป็นต้องมีการนำพิจารณาประยุกต์ใช้มาตรการภาคบังคับ (Compliance) อาทิ Renewable Portfolio Standards (RPS) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า (ต้นทาง) ผู้จำหน่ายไฟฟ้า (กลางทาง) และผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ (ปลายทาง)

นอกจากนี้ด้วยการเปิดให้บุคคลที่สามารถใช้งานโครงข่ายไฟฟ้า (Third Party Access; TPA) ของทั้ง 3 การไฟฟ้าที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต ทำให้มีความเป็นไปได้ที่จะขยายการดำเนินกิจกรรม RECs ในรูปแบบ Competitive Suppliers ประกอบกับด้วยอัตราการเติบโตของ Prosumer ที่สูงขึ้นเป็นทวีคูณในแต่ละปีทำให้มีความน่าสนใจในการที่จะขยายการประยุกต์ใช้กลไก RECs ด้วยการนำไปใช้ใช้จูงใจ Prosumer ในการขายไฟฟ้าเข้าระบบด้วยการส่งเสริมให้มีผู้รวบรวม (Aggregator) ทำการรวบรวมสิทธิ์ REC ของ Prosumer ไปขายในตลาด RECs อีกต่อหนึ่ง

และเมื่อราคาตลาดของ RECs เข้าสู่จุดที่เหมาะสมและมีเสถียรภาพแล้ว ก็มีความเป็นไปได้ที่จะดำเนินการปรับปรุงโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE ด้วยการแยกมูลค่าของ RECs ออกจากส่วนต่างราคาที่ให้การอุดหนุน (Unbundled REC) เพื่อไม่ให้เป็นการสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า แต่ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจาก RE ได้รับผลตอบแทนจากตลาด RECs แทน

สรุปสิ่งที่ต้องดำเนินการในการประยุกต์ใช้ RECs สำหรับประเทศไทย

โดยสรุปแล้วที่ปรึกษามีข้อเสนอแนะเชิงนโยบายเกี่ยวกับสิ่งที่ต้องดำเนินการเพื่อนำไปสู่การประยุกต์ใช้กลไก RECs สำหรับประเทศไทย ดังต่อไปนี้

ระยะที่ 1 (ปี พ.ศ. 2565) สร้างข้อตกลงและกลไกการกำกับดูแล

- 1) ปรับปรุงสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ให้มีความชัดเจนเกี่ยวกับสิทธิ์ RECs
- 2) แต่งตั้งผู้กำกับดูแลการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับ RECs ในประเทศไทย
- 3) ประกาศข้อกำหนด เงื่อนไข กฎระเบียบ ในการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทย

ระยะที่ 2 (ปี พ.ศ. 2566-2567) ช่วงเริ่มต้นประยุกต์ใช้กลไก RECs

- 4) พัฒนาระบบติดตาม ตรวจสอบ และกำกับดูแลกิจกรรม RECs ในประเทศไทย

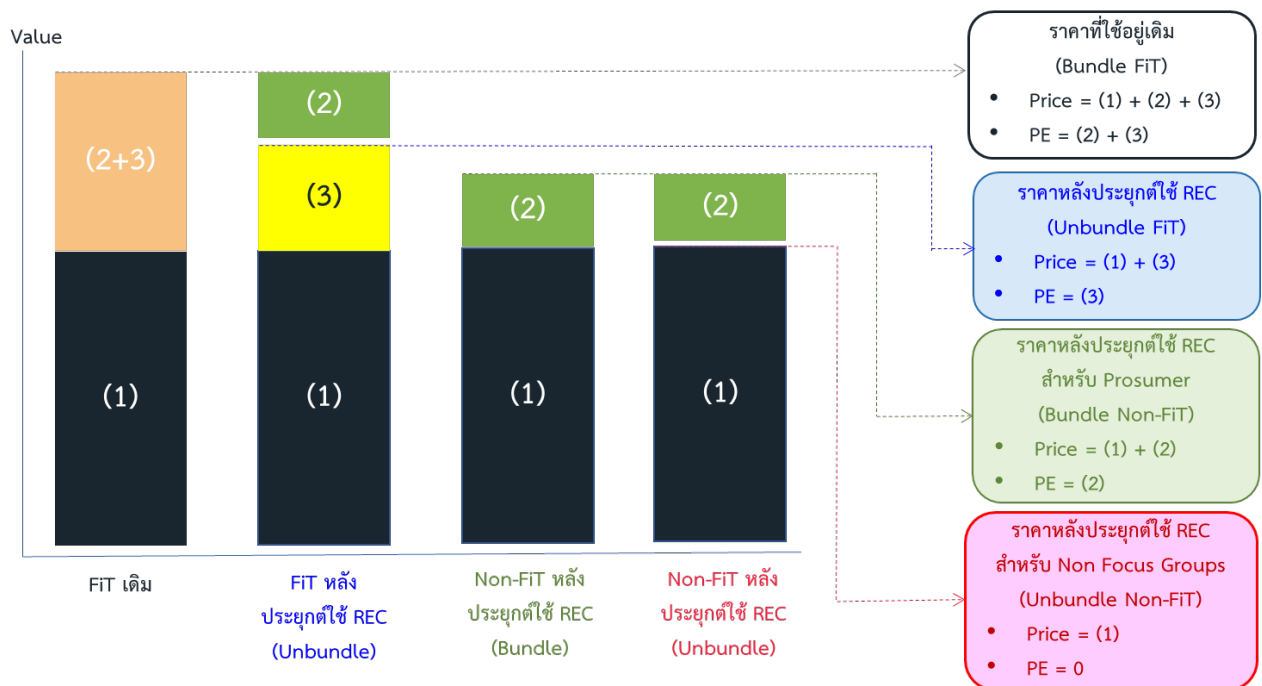
- 5) ประยุกต์ใช้กลไกถ่วงโอน RECs ในรูปแบบ Utility Green Pricing
ระยะที่ 3 (ปี พ.ศ. 2568 เป็นต้นไป) ช่วงขยายผลการประยุกต์ใช้กลไก RECs ให้บรรลุเป้าหมาย
- 6) ประยุกต์ใช้มาตรการภาคบังคับ (RPS) เพื่อส่งเสริมตลาด RECs
- 7) ขยายการประยุกต์ใช้กลไก REC ในรูปแบบ Competitive Suppliers และผ่าน Aggregator
- 8) ปรับปรุงโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าโดยแยกส่วนมูลค่าของ RECs (Unbundled REC)

แนวทางการอาศัยกลไก RECs ในการปรับปรุงราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE

ที่ปรึกษาเสนอแนวคิดในการปันส่วนมูลค่าไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE โดยแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ประกอบด้วย

- 1) **มูลค่าของไฟฟ้าบนพื้นฐานหลักการต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoidable costs)** ซึ่งเป็นการประเมินคุณค่าบนพื้นฐานของการนำไฟฟ้าแต่ละหน่วยมาใช้ประโยชน์ โดยไม่คำนึงถึงว่าไฟฟ้านั้นได้มาอย่างไร
- 2) **มูลค่าเพิ่มของไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน** ซึ่งเป็นการประเมินคุณค่าที่เพิ่มขึ้นของไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม
- 3) **มูลค่าเพิ่มของไฟฟ้าด้วยวัตถุประสงค์เชิงนโยบายอื่นๆ** ซึ่งเป็นการประเมินคุณค่าที่เพิ่มขึ้นของไฟฟ้าที่รับซื้ออันเนื่องด้วยเหตุผลในเชิงนโยบายอื่นๆ เช่น การกระตุ้นเศรษฐกิจ ความเท่าเทียมทางสังคม การพัฒนาเทคโนโลยี หรือ การเสริมเสถียรภาพของโครงข่าย เป็นต้น

ซึ่งภายใต้หลักการดังกล่าวทำให้สามารถที่จะออกแบบราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE ใหม่โดยอาศัยการประกอบมูลค่าทั้ง 3 เข้าด้วยกันตามวัตถุประสงค์ในการรับซื้อไฟฟ้างดปรากฏในรูปที่ 14



รูปที่ 14 แนวทางการอาศัยกลไก RECs ในการปรับปรุงราคาซื้อขายไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE

ซึ่งประกอบด้วยแนวทางการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าจาก RE 4 แนวทางดังนี้

- 1) การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ FIT เดิม มีลักษณะเป็นการกำหนดราคาซื้อขายโดยเหมารวมมูลค่าทั้ง 3 ส่วน (1)+(2)+(3) ทำให้ส่วนต่างราคาอันเนื่องมาจากมูลค่าเพิ่มในส่วนที่ (2) และ (3) ตกเป็นภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าในลักษณะของค่าใช้จ่ายด้านนโยบาย (PE)
- 2) การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้า FIT หลังจากการประยุกต์ใช้กลไก REC (FIT; Unbundled REC) ราคาส่งลดลงเหลือเท่ากับมูลค่าเพียง 2 ส่วน (1)+(3) และมีเพียงทำให้ส่วนต่างราคาอันเนื่องมาจากมูลค่าเพิ่มในส่วนที่ (3) ที่จะถูกผ่องถ่ายไปเป็นภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าในลักษณะของค่าใช้จ่ายด้านนโยบาย (PE)
- 3) การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับ Prosumer (Non-FIT; Bundled REC) ใช้ในกรณีของการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเหลือของ Prosumer เนื่องจาก Prosumer แต่ละรายไม่น่าจะมีศักยภาพเพียงพอในการที่จะดำเนินกิจกรรมรับรองสิทธิ REC เพื่อใช้ประโยชน์จากกลไก REC จึงให้ผู้แทนภาครัฐ (การไฟฟ้า) เป็นผู้รวบรวมสิทธิ REC (Aggregator) และกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าของ Prosumer จากมูลค่า (1) + (2) ซึ่งจะมีผลทำให้สิทธิ REC และมูลค่าเพิ่มในส่วนที่ (2) ตกเป็นของผู้ใช้ไฟฟ้า
- 4) การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า RE โดยทั่วไปที่ต้องการขายไฟฟ้าเข้าระบบ เพื่อพิจารณากำหนดราคาจากมูลค่าในส่วนที่ (1) เท่านั้น เนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจาก RE นั้นได้ลด

ต่ำลงมากประกอบกับมีแหล่งผลิตไฟฟ้า RE บางส่วนที่ใกล้จะหมดสัญญาภายใต้การรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT/Adder ซึ่งไฟฟ้า RE เหล่านี้ยังคงมีประโยชน์ต่อระบบไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ หากสามารถ จัดหาได้โดยไม่เป็นภาระกับผู้ซื้อไฟฟ้า ($PE = 0$)

ทั้งนี้ ข้อสังเกตที่สำคัญคือ การนำกลไก REC มาปรับปรุงราคาซื้อขายไฟฟ้าจาก RE นั้นจะส่งผลมากน้อย เพียงใดขึ้นอยู่กับราคาของ REC ในตลาดนั่นเอง โดยหากราคา REC อยู่ในระดับสูงก็จะทำให้สามารถปรับลดราคา รับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE ลงได้อย่างมีนัยสำคัญ พร้อมทั้งจูงใจให้เกิดการขายไฟฟ้า RE เข้าระบบโดยไม่ต้องรับ การอุดหนุน (Non-FiT Unbundled) ได้มากขึ้น แต่ก็จะเป็นอุปสรรคต่อเป้าหมายผู้ประกอบการที่ต้องการดำเนิน ธุรกิจอย่างยั่งยืน

การวิเคราะห์ผลจากการประยุกต์ใช้กลไก RECs สำหรับประเทศไทย

ที่ปรึกษาได้ทำการวิเคราะห์ผลที่คาดว่าจะเกิดขึ้นจากการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในประเทศไทยโดย อาศัยแบบจำลองในการประเมินสมดุลของอุปสงค์/อุปทาน (Demand/Supply) รวมถึงผลกระทบต่อค่าใช้จ่าย จากนโยบายภาครัฐ (PE) และ Residual mixed EF โดยจำแนกออกเป็น 4 สถานการณ์ประกอบด้วย

- 1) สถานการณ์ที่ 1: ไม่มีการจำกัดศักยภาพของ Supply และใช้มาตรการภาคบังคับในการผลักดัน Demand อย่างเต็มที่ (Extreme case) โดยกำหนดมาตรการให้ RPS ของผู้ผลิตไฟฟ้าในระดับ 5% คงที่
- 2) สถานการณ์ที่ 2: มีการกำหนดเงื่อนไขซึ่งส่งผลทำให้เกิดข้อจำกัดด้านศักยภาพของ Supply และ ประยุกต์ใช้มาตรการภาคบังคับในการผลักดัน Demand โดยคำนึงถึงความเป็นไปได้ (Subject to conditions) โดยกำหนดมาตรการให้ RPS ของผู้ผลิตไฟฟ้าในระดับ 5% คงที่
- 3) สถานการณ์ที่ 3: ไม่มีการจำกัดศักยภาพของ Supply และใช้มาตรการภาคบังคับในการผลักดัน Demand อย่างเต็มที่ (Extreme case) โดยกำหนดมาตรการให้ RPS ของผู้ผลิตไฟฟ้าให้เริ่มต้นที่ 5% และเพิ่มอีก 1% ทุกปี
- 4) สถานการณ์ที่ 4: มีการกำหนดเงื่อนไขซึ่งส่งผลทำให้เกิดข้อจำกัดด้านศักยภาพของ Supply และ ประยุกต์ใช้มาตรการภาคบังคับในการผลักดัน Demand โดยคำนึงถึงความเป็นไปได้ (Subject to conditions) โดยกำหนดมาตรการให้ RPS ของผู้ผลิตไฟฟ้าให้เริ่มต้นที่ 5% และเพิ่มอีก 1% ทุกปี ผลที่ได้สรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 สรุปเปรียบเทียบผลจากแบบจำลองการประยุกต์ใช้กลไก REC ในประเทศไทยทั้ง 4 สถานการณ์

ปริมาณใบรับรอง RECs	หน่วย	มาตรการ RPS สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า	Extreme case		Subject to condition	
			ปี 2567 (ระยะ 1)	ปี 2574 (ระยะ 2)	ปี 2567 (ระยะ 1)	ปี 2574 (ระยะ 2)
ปริมาณใบรับรองที่สามารถออกได้ (REC Potential)	MWh	ไม่มีผลกระทบ	47,079,342	62,246,081	6,324,000	32,106,979
ปริมาณความต้องการใบรับรอง (REC Demand)	MWh	RPS = 5% คงที่	11,109,119	15,688,039	3,475,309	8,778,967
		RPS = 5% & เพิ่มปีละ 1%	14,864,319	36,525,559	4,176,985	17,180,157
เงินสนับสนุนจากการซื้อขายใบรับรอง (REC Funding)*	ล้านบาท	RPS = 5% คงที่	11,109	15,688	1,721	8,779
		RPS = 5% & เพิ่มปีละ 1%	14,864	36,526	1,721	17,180
ผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายนโยบาย (Policy Expense)* ในการส่งเสริม RE	บาท/kWh	RPS = 5% คงที่	-0.044	-0.050	-0.007	-0.028
		RPS = 5% & เพิ่มปีละ 1%	-0.059	-0.117	-0.004	-0.055
ผลกระทบต่อ Residual mix EF (Non-Participate Users)	ร้อยละของ kgCO ₂ /kWh	RPS = 5% คงที่	+17.50%	+15.49%	+0.68%	+1.34%
		RPS = 5% & เพิ่มปีละ 1%	+19.39%	+10.57%	+0.68%	+1.34%

หมายเหตุ *คำนวณโดยใช้สมมติฐานราคา REC = 1,000 บาท/MWh

โดยมีข้อสังเกต สรุปได้ดังต่อไปนี้

- 1) ศักยภาพในการออกใบรับรอง REC ของประเทศไทยมีเพียงพอต่อความต้องการ REC ในแทบทุกกรณี และแม้ว่าการกำหนดเงื่อนไขจำกัดสิทธิ์ของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการอุดหนุนราคาซื้อขายไฟฟ้าอยู่เดิมมีผลทำให้ศักยภาพในการออกใบรับรอง REC ในช่วงระยะที่ 1 ลดลงอย่างมาก แต่ก็ยังคงมีศักยภาพเพียงพอที่จะตอบสนองความต้องการของกลุ่มเป้าหมายภาคสมัครใจ
- 2) ที่มาความต้องการ (Demand) ของ REC ที่สำคัญนอกจากตลาดภาคสมัครใจ คือมาตรการ RPS สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนมากกว่าครึ่งหนึ่งของ Demand ในระยะยาว ดังนั้น หากต้องการรักษาเสถียรภาพของตลาด REC และผลักดันให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน หรือ Net Zero carbon ควรมีการพิจารณาความเป็นไปได้ในการดำเนินมาตรการ RPS สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า
- 3) มาตรการ RPS ในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อกำหนดเป้าหมายให้เป็นไปตามแผน AEDP แทบไม่ส่งผลอันใดต่อ Demand REC เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่มีแนวโน้มที่จะพัฒนาตนเองไปเป็น Prosumer โดยอาศัยเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจาก RE ที่มีต้นทุนต่ำกว่าการซื้อไฟฟ้าจาก Grid อย่าง Solar rooftop อยู่แล้ว
- 4) แม้ว่าการขยายปริมาณการซื้อขาย REC จะส่งผลทำให้สามารถนำไปสู่การลดภาระค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย (PE) ของผู้ใช้ไฟฟ้าได้มากขึ้น แต่ก็มีแนวโน้มที่จะสร้างผลกระทบต่อ Residual mix EF ของผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนที่เหลือในระดับที่สูงขึ้นด้วย
- 5) การเพิ่มระดับความเข้มข้นของมาตรการ RPS สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า โดยเปิดโอกาสให้สามารถนำเครดิต REC มา Offset ได้นั้นจะเป็นการช่วยลดผลกระทบต่อ Residual mix EF ด้วยการดึงเอาสิทธิ์ REC กลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้าส่วนกลาง (REC ไม่ถูกนำไปอ้างสิทธิ์โดยผู้ใช้ไฟฟ้ารายใด) แต่ก็มีแนวโน้มไปได้ที่ต้นทุนส่วนเพิ่มนี้จะถูกผลักภาระกลับไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ในขั้นตอนการเสนอราคาประมูลสร้างโรงไฟฟ้า

สรุปแล้วการอาศัยกลไก RECs มาทดแทนการอุดหนุนต้นทุนในการพัฒนาไฟฟ้า RE ของผู้ใช้ไฟฟ้านั้นมีทั้งข้อดีและข้อด้อย เนื่องจากการซื้อขายสิทธิ์ REC จะส่งผลต่อ Residual mix EF ของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น การกำหนดราคา REC ที่ต่ำเกินไปก็จะไม่สอดคล้องกับต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงในการพัฒนาไฟฟ้า RE ในขณะที่การกำหนดราคา REC ที่สูงเกินไปจะเป็นอุปสรรคต่อผู้ประกอบการที่มีความประสงค์จะดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืน

ในขณะที่การประยุกต์ใช้กลไกภาคบังคับอย่าง RPS ย่อมส่งผลต่อต้นทุนของกลุ่มเป้าหมายที่ถูกบังคับให้ปฏิบัติตามอย่างมีนัยสำคัญและจะยิ่งส่งผลมากขึ้นตามราคาของ REC ในตลาด ดังนั้น จึงควรต้องมีกระบวนการรับฟังความเห็นก่อนที่จะพิจารณาตัดสินใจอย่างรอบคอบเกี่ยวกับการกำหนดราคาเป้าหมาย REC ของประเทศไทยว่าจะดำเนินนโยบายไปในทิศทางใด

7. สรุปผลการวิเคราะห์และจัดทำรายละเอียดที่จำเป็นต่อการพัฒนากลไก RECs ในด้านต่างๆ (TOR 3.7)

การปรับปรุงกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้องกับกิจการพลังงาน และการซื้อขายไฟฟ้าในปัจจุบัน

จากการวิเคราะห์ของที่ปรึกษาพบว่า มีนโยบาย กฎหมาย และระเบียบเกี่ยวกับกิจการพลังงานและการซื้อขายไฟฟ้าบางประการ ที่สมควรมีการปรับปรุงเพื่อรองรับการดำเนินกิจกรรม REC ในประเทศไทยทั้งในปัจจุบัน และในอนาคต สรุปได้ดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5 สรุปข้อกำหนด/กฎหมาย/ระเบียบเกี่ยวกับกิจการพลังงานและการซื้อขายไฟฟ้าที่ควรปรับปรุง

ข้อกำหนด/ กฎหมาย/ ระเบียบ	วัตถุประสงค์ในการปรับปรุง
มติ ครม. ปี พ.ศ. 2546 เกี่ยวกับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบ Enhanced Single Buyer (ESB)	- เพื่อให้สามารถประยุกต์ใช้มาตรการ RPS สำหรับผู้จำหน่ายไฟฟ้า กับ กฟน. และ กฟผ. ได้ - เพื่อให้สามารถประยุกต์ใช้กลไกการถ่วงโอน REC ในลักษณะ Competitive suppliers ได้
พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550	เพื่อให้เกิดความชัดเจนในการกำกับดูแลการดำเนินกิจกรรม REC ในประเทศไทย
พระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 (ฉบับแก้ไขเพิ่มเติม พ.ศ.2550)	เพื่อรองรับมาตรการกำหนดเป้าหมายสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าจาก RE (RPS) ในกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า
ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยการจัดหาไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ พ.ศ. 2555	เพื่อรองรับมาตรการกำหนดเป้าหมายสัดส่วนการใช้ผลิตไฟฟ้าจาก RE (RPS) ในกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้า
ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเกี่ยวกับการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน และสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	- เพื่อป้องกันข้อโต้แย้งเกี่ยวกับสิทธิ์ REC - เพื่อรองรับการบูรณาการกลไกการอุดหนุนราคา รับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT เข้ากับกลไก RECs
ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง กระบวนการ ขั้นตอนการใช้สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ พ.ศ. 2562	เพื่อความชัดเจนเกี่ยวกับการนำผลประโยชน์ที่ได้จากสิทธิ์ RECs ที่รัฐถือครองอยู่คืนกลับไปให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า

โครงสร้างและบทบาทหน้าที่ของหน่วยงานหรือผู้ที่เกี่ยวข้องที่จำเป็นต่อการพัฒนากลไก RECs

โครงสร้างการประยุกต์ใช้กลไก REC สำหรับประเทศไทย ตามข้อเสนอของที่ปรึกษาแบ่งออกเป็น 2 ระยะ ประกอบด้วย

1) ระยะเริ่มต้น (Initial stage)

เป็นโครงสร้างการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทยตามข้อเสนอของที่ปรึกษาในช่วงปี พ.ศ. 2566-2567 โดยมีประเด็นสำคัญที่นำเสนอต่อไปนี้

- **การกำกับดูแล:** มีการกำกับดูแลโดย REC regulator (แต่งตั้งภายในปี พ.ศ. 2565)
- **มาตรฐาน:** อยู่บนพื้นฐานของมาตรฐาน I-REC
- **การให้การรับรอง:** I-REC (Issuer) ในประเทศไทย คือ กฟผ. (EGAT) โดยมีการทวนสอบความถูกต้องและป้องกันความซ้ำซ้อนกับ Carbon credit กับ อบก. (TGO)
- **อุปทาน:** แหล่งผลิตไฟฟ้าที่มีศักยภาพในการผลิตเครดิต REC ประกอบด้วย (1) กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการอุดหนุน (กลุ่ม FIT) ซึ่งถือว่าผู้ซื้อไฟฟ้า (EGAT) เป็นเจ้าของกรรมสิทธิ์ REC ผ่านการซื้อขายสิทธิ์ REC แบบเหมารวมกับพลังงานไฟฟ้า (Bundled) โดย EGAT รวมถึง MEA และ PEA มีหน้าที่เป็นตัวแทนดำเนินการ (REC Operator) ในการบริหารจัดการสิทธิ์ REC ในส่วนนี้ภายใต้การกำกับของ REC regulator เพื่อคืนประโยชน์ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นผู้อุดหนุนผ่านค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย (PE) ในค่าไฟฟ้า (2) ให้กับผู้รับซื้อไฟฟ้าคือ กฟผ. ในฐานะผู้ดำเนินการ (REC Operator) และถือได้ว่าสิทธิ์ REC ของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตไฟฟ้าเหล่านี้เป็นของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ให้การอุดหนุนผ่านค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย (PE) ที่แฝงอยู่ในโครงสร้างค่าไฟฟ้า (2) กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าที่ไม่ได้อยู่ภายใต้การอุดหนุน (กลุ่ม Non-FIT) อาทิ ระบบผลิตไฟฟ้า RE ของ กฟผ. กฟภ. กฟน. และ พพ. ที่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าส่วนกลาง (Grid) สามารถนำมาใช้ตอบสนองความต้องการ REC ในตลาด Unbundled (ซื้อขายใบรับรอง REC แยกจากไฟฟ้า) ได้
- **อุปสงค์:** ความต้องการเครดิต REC แบ่งเป็น 2 กลุ่ม คือ (1) กลุ่มผู้ประกอบการที่ต้องการบรรลุเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อม หรือ RE100 (2) กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่ส่งเสริม RE ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะเข้ามามีส่วนร่วมกับการกิจกรรม REC เมื่อมีการประยุกต์ใช้มาตรการ Utility Green Tariff
- **การซื้อขาย REC ข้ามพรมแดน (Cross-Border):** นำมาใช้เป็นตลาดรองเพื่อประกอบการรักษาเสถียรภาพของตลาด REC ภายในประเทศ โดยมีข้อกำหนดที่จะเปิดกั้นการซื้อขาย REC ข้ามพรมแดนจนกว่าจะได้รับการพิจารณาเห็นชอบจาก REC regulator

- **ตลาดซื้อขาย REC:** ต้องมีการพัฒนาระบบการบริหารจัดการข้อมูลการดำเนินกิจกรรม REC (Thai-REC) พร้อมทั้งเชื่อมโยงข้อมูลกับผู้ให้บริการตลาดแลกเปลี่ยน REC ซึ่งเปิดกว้างให้กับผู้ที่มีความสนใจ เพียงแต่ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของ REC regulator

2) ระยะขยายผล (Expansion stage)

เป็นโครงสร้างการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทยตามข้อเสนอของที่ปรึกษาในช่วงหลังจากปี พ.ศ. 2568 โดยมีประเด็นสำคัญที่นำเสนอต่อไปนี้

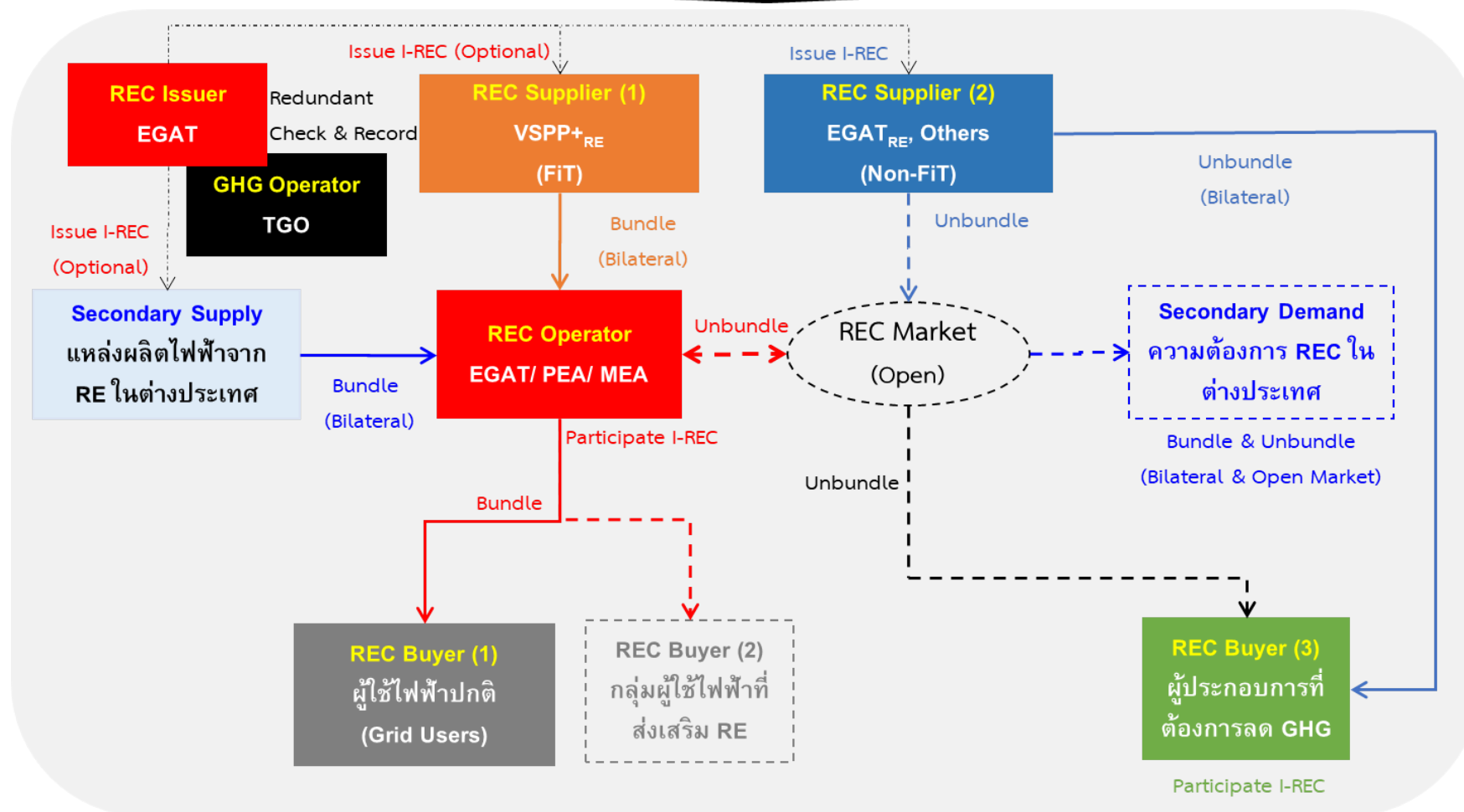
- **การกำกับดูแล:** ยังคงอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของผู้กำกับดูแล (REC regulator) โดยมีการพัฒนาระบบฐานข้อมูล หรือ Platform Thai-REC ขึ้นมารองรับ
- **มาตรฐาน:** ยังมีอาศัยมาตรฐาน I-REC เป็นพื้นฐาน แต่อาจมีการประกาศมาตรฐานการรับรอง REC ของประเทศไทยเพิ่มเติม (Thai-REC) เพื่อขยายขอบเขตและเพิ่มประสิทธิภาพในการกำกับดูแล
- **การให้การรับรอง:** ยังคงอาศัย EGAT และเครือข่ายผู้ให้การรับรองทั้ง I-REC และ Thai-REC พร้อมทั้งทวนสอบข้อมูลกับ TGO
- **อุปทาน:** แหล่งผลิตไฟฟ้าที่ศักยภาพในการผลิตเครดิต REC แบ่งเป็น 3 กลุ่ม คือ (1) กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการอุดหนุนแบบ Undundle REC (กลุ่ม FIT-Unbundled) ซึ่งในกรณีนี้ถือว่าเจ้าของโครงการยังคงเป็นเจ้าของสิทธิ์ REC จึงสามารถทำการรับรองและนำใบรับรองสิทธิ์ REC ออกขายในตลาดได้ (2) กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าที่ไม่ได้อยู่ภายใต้การอุดหนุน (กลุ่ม Non-FIT) ซึ่งในระยะจะมีผู้ผลิตไฟฟ้า RE ที่มีการส่งไฟฟ้าผ่านระบบไฟฟ้าส่วนกลาง (เมื่อมีการเปิด TPA) เพื่อซื้อขายไฟฟ้าภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างเอกชน (Private PPA) รวมถึงผู้ผลิตไฟฟ้า RE ที่ขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าโดยไม่รับการอุดหนุนใดๆ (ราคาตาม Avoided cost) ซึ่งไม่ได้เป็นการขายแบบเหมารวม REC (Unbundled) (3) Prosumer ซึ่งมีไฟฟ้าส่วนเหลือในบางช่วงเวลาซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาศักยภาพของผู้ผลิตไฟฟ้ากลุ่มนี้ให้เพียงพอต่อการดำเนินกิจกรรมด้าน REC โดยอาศัยผู้รวบรวม (Aggregators) ซึ่งอาจเป็น กฟผ. กฟภ. และ กฟน. หรือ ผู้ประกอบการภาคเอกชน
- **อุปสงค์:** ประเด็นสำคัญที่คือการยกระดับความต้องการ REC ด้วยมาตรการภาคบังคับ (Compliances) เพื่อผลักดันและสร้างเสถียรภาพให้ราคา REC ในตลาดประเทศไทย (ขึ้นกับการตัดสินใจว่าจะดำเนินนโยบายควบคุมราคา REC ให้สูงหรือต่ำเพียงใด) ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะเพิ่มความต้องการเครดิต REC เป็น 4 แหล่ง นอกเหนือจากผู้ใช้ไฟฟ้าตามปกติ คือ (1) กลุ่มผู้ประกอบการที่ต้องการบรรลุเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อม หรือ RE100 (2) กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่ส่งเสริม RE (3) กลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล หากมีการประยุกต์ใช้มาตรการ Renewable Portfolio Standards (RPS) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า (4) กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่พิเศษ (หรือ ผู้จำหน่ายไฟฟ้า ใน

กรณีที่มีการเปิดเสรีในการจัดหาไฟฟ้า) หากมีการกำหนด Renewable Portfolio Standards (RPS) ในฝั่งของการจัดหาไฟฟ้าหรือการใช้ไฟฟ้า

- การซื้อขาย REC ข้ามพรมแดน (Cross-Border): ยังคงนำมาใช้เป็นตลาดรอง ภายใต้การกำกับดูแลของ REC regulator เช่นเดิม

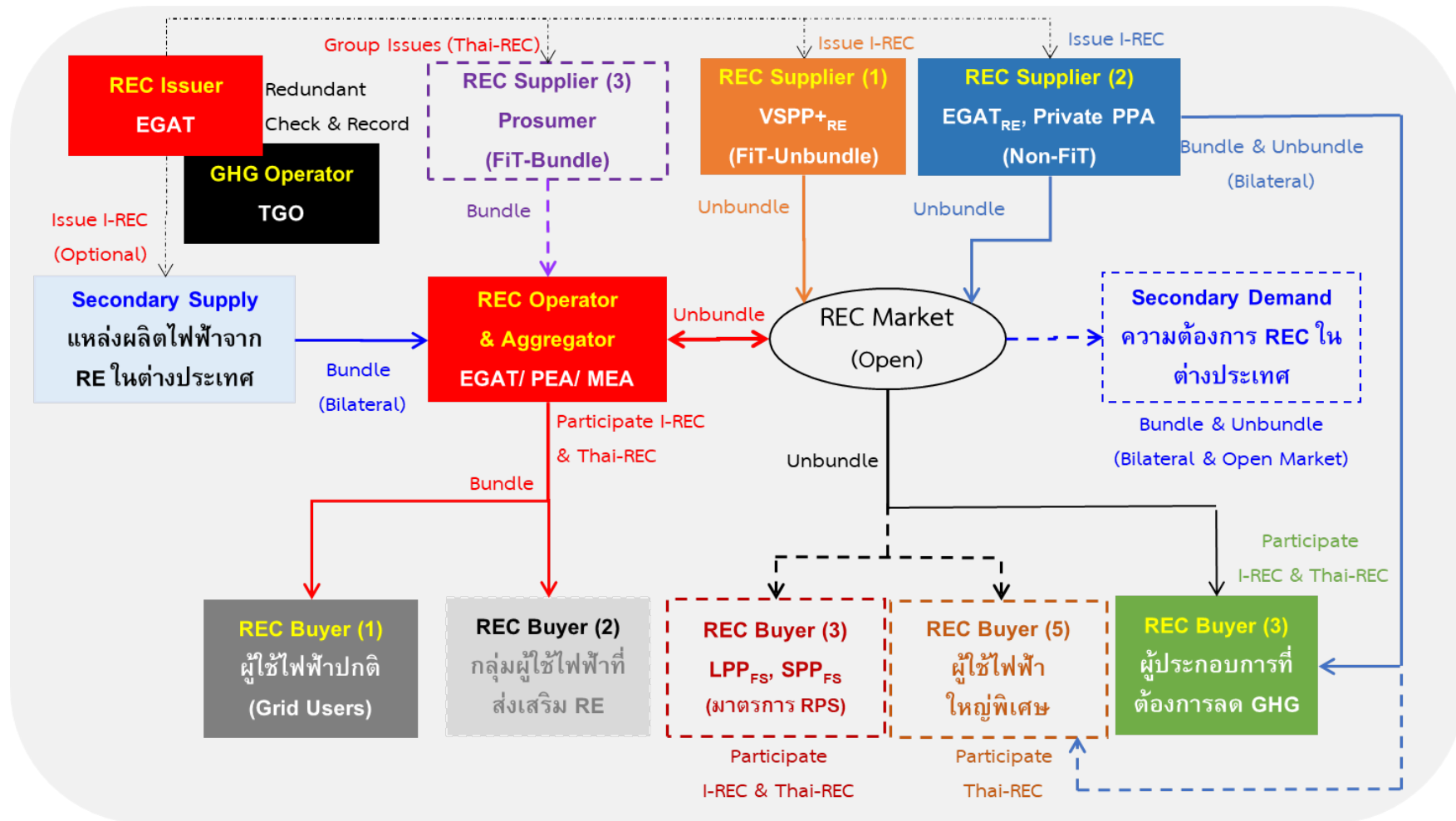
ดังแสดงในรูปที่ 15 และ 16 ในหน้าถัดไป

REC Regulators (Committees)



รูปที่ 15 โครงสร้างการประยุกต์ใช้กลไก RECs ของประเทศไทย ในระยะเริ่มต้น

REC Regulators (Committees)



รูปที่ 16 โครงสร้างการประยุกต์ใช้กลไก RECs ของประเทศไทย ในระยะขยายผล

บทบาทหน้าที่ของผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในการขับเคลื่อนกิจกรรมด้าน RECs ในประเทศไทย ภายใต้โครงสร้างที่ปรึกษานำเสนอสรุปได้ดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6 สรุปบทบาทหน้าที่ของผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในการขับเคลื่อนกิจกรรม RECs ในประเทศไทย

บทบาท	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	หน้าที่
REC Regulator	คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) หรือ แต่งตั้งคณะกรรมการใหม่	- ออกข้อกำหนดและเงื่อนไขเกี่ยวกับการดำเนินกิจกรรม REC ในประเทศไทย - ติดตามตรวจสอบการดำเนินกิจกรรม REC ในประเทศไทย - ตัดสินใจเชิงนโยบายในการบริหารจัดการสิทธิ์ REC ที่หน่วยงานภาครัฐถือครองอยู่ - ปรับปรุงนโยบายเกี่ยวกับ REC ให้สอดคล้องกับสถานการณ์ - ให้ความเห็นต่อการประยุกต์ใช้ข้อกำหนดภาคบังคับ (Compliance) เกี่ยวกับ REC
REC Operator (& Aggregator)	กฟผ./ กฟภ./ กฟน.	- รวบรวมสิทธิ์ REC ผ่านสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) จากผู้ผลิตไฟฟ้า RE ที่ขายไฟฟ้าเข้า Grid (รวมถึง Prosumer) - บริหารจัดการ REC ที่ได้รับตามนโยบายของ REC Regulator (อาทิ การคงไว้สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม การไถ่ถอนสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าบางกลุ่ม หรือ การนำออกขายเพื่อรักษาเสถียรภาพของตลาด REC) - พัฒนาระบบติดตามข้อมูลการซื้อขายถ่วงโอนและอ้างสิทธิ์ REC และวิเคราะห์คาดการณ์ Demand/ Supply
REC Issuer	กฟผ.	- ดูแลกระบวนการขึ้นทะเบียนผู้ต้องการจะขอการรับรอง REC - ตรวจสอบข้อกำหนด/เงื่อนไขและออกใบรับรอง REC - ดูแลกระบวนการขึ้นทะเบียนเป็น 3rd Party Verifiers - ตรวจสอบและทวนสอบโรงไฟฟ้าที่ยื่นขอให้คำรับรอง REC ให้เป็นไปตามมาตรฐานและคุณภาพที่ REC Regulator เป็นผู้กำหนด - ติดตามและรายงานข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจาก RE ภายใต้กลไก RECs

บทบาท	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	หน้าที่
		พัฒนามาตรฐานการรับรอง REC สำหรับใช้ภายในประเทศ (Thai-REC)
GHG Operator	อบก.	แลกเปลี่ยนข้อมูลกับ REC Issuer/REC Regulator
REC Market Operator	เปิดกว้างสำหรับหน่วยงานที่มีความพร้อม (อาทิ ปตท./ สอท./ กฟผ./ กฟภ./ กฟน.)	- อำนวยความสะดวกในการซื้อขายแลกเปลี่ยนสิทธิ REC ในรูปแบบต่างๆ - ปฏิบัติตามข้อกำหนดในการซื้อขายแลกเปลี่ยน และการใช้ใบรับรอง RECs - ตรวจสอบความถูกต้องของปริมาณใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC) และซื้อและขาย - รับเรื่องร้องเรียน/ให้คำปรึกษา ในเรื่องซื้อขายแลกเปลี่ยนสิทธิใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC) - รายงานข้อมูลการซื้อขายแลกเปลี่ยนสิทธิ REC กับ REC Regulator

แนวทาง/ขั้นตอน/ระเบียบ/กฎหมาย ที่จำเป็นต่อการจัดตั้งหน่วยงานหรือการดำเนินงานของหน่วยงานที่ เกี่ยวข้องในการดำเนินงานตามกลไก RECs

พบว่ามีความจำเป็นในการจัดตั้งหน่วยงานและเพิ่มเติมการดำเนินการเพื่อรองรับการประยุกต์ใช้กลไก REC ในประเทศไทยดังต่อไปนี้

1) การแต่งตั้งผู้กำกับดูแลกลไก RECs

สามารถดำเนินการได้สองแนวทาง คือ

- **ทางเลือกที่ 1** ให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เป็นผู้กำกับดูแลการดำเนินกิจกรรม REC ในประเทศไทย โดยอาศัยอำนาจหน้าที่ตามที่มีอยู่เดิมในมาตรา 11 แห่ง พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ข้อ (7)

“อกระเบียบหรือประกาศและกํากับดูแลมาตรฐานและคุณภาพในการให้บริการ รวมทั้งมาตรการในการคุ้มครองผู้ใช้พลังงานจากการประกอบกิจการพลังงาน”

รวมถึงข้อความที่ว่า

“บรรดาระเบียบ ข้อบังคับ ประกาศ หรือข้อกำหนดใด ๆ ที่ใช้บังคับเป็นการทั่วไป เมื่อได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษาแล้วให้ใช้บังคับได้

บรรดาคําสั่งที่ใช้บังคับเป็นการเฉพาะราย ให้มีผลเมื่อได้แจ้งตามหลักเกณฑ์และวิธีการแจ้งคำสั่งทางปกครองตามกฎหมายว่าด้วยวิธีปฏิบัติราชการทางปกครอง”

ซึ่งการกำกับดูแลการซื้อขายถ่ายโอนคุณลักษณะทางไฟฟ้า (REC) น่าจะเข้าข่ายการคุ้มครองผู้ใช้พลังงานจากการประกอบกิจการไฟฟ้า อีกทั้ง กกพ. ยังมีอำนาจเพียงพอที่จะสามารถออกประกาศหลักเกณฑ์เงื่อนไขเกี่ยวกับการดำเนินกิจกรรม REC ได้ด้วย

แต่หากยังพิจารณาว่าข้อกฎหมายดังกล่าวไม่ครอบคลุม หรือ ไม่ชัดเจนเพียงพอก็อาจต้องหรือออกประกาศคำสั่งจากคณะกรรมการพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ให้ กกพ. มีอำนาจหน้าที่ที่ชัดเจนในการกำกับดูแลการซื้อขายถ่ายโอนคุณลักษณะทางไฟฟ้า (REC) และใช้อำนาจหน้าที่ตามข้อ (18)

“ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กำหนดไว้ในพระราชบัญญัตินี้หรือที่กฎหมายอื่นกำหนดให้เป็นอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการ”

หรือ ดำเนินการปรับปรุงพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ให้ กกพ. มีอำนาจหน้าที่ในการกำกับดูแลรวมถึง “คุณลักษณะทางไฟฟ้า” ด้วย

- ทางเลือกที่ 2 ดำเนินการแต่งตั้ง “คณะกรรมการกำกับดูแลและบริหารการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับคุณลักษณะของพลังงานไฟฟ้า” ปฏิบัติ โดยอาศัยอำนาจของคณะกรรมการพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ซึ่งคณะกรรมการดังกล่าวจะมีองค์ประกอบที่ค่อนข้างคล้ายคลึงกับ “คณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน” เนื่องจากมีลักษณะประเด็นพิจารณาที่ใกล้เคียงกันแต่อาจปรับให้สำนักงาน กพพ. เป็นเลขานุการ และเพิ่มเติมองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกเข้ามาร่วมให้ข้อมูลเกี่ยวกับผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อการประเมินการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกกับคณะกรรมการ โดยมีบทบาทสำคัญคือการพิจารณาตัดสินใจในเชิงนโยบายเกี่ยวกับการกำกับดูแล พร้อมทั้งขับเคลื่อนการดำเนินกิจกรรม RECs ในประเทศไทย ด้วยการมอบหมายหน้าที่ให้แต่ละส่วนงานที่เกี่ยวข้องไปปฏิบัติและติดตามให้มีการรายงานผลเพื่อพิจารณาตัดสินใจในเชิงนโยบายต่อไป

2) การประยุกต์กลไกการถ่ายโอน REC ผ่านผู้ให้บริการไฟฟ้า (Utility Green Tariff)

มีลักษณะเป็นการให้ผู้ให้บริการไฟฟ้าเป็นตัวกลางในการรวบรวมสิทธิ REC จากแหล่งผลิตไฟฟ้า REC เพื่อส่งมอบให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยกำหนดเป็นประเภทอัตราค่าไฟฟ้าอีกประเภทหนึ่ง เพื่อเป็นการส่งเสริมตลาด REC ภาคสมัครใจในระยะเริ่มต้นภายใต้ข้อจำกัดของโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าแบบ ESB ประกอบด้วยการทำงาน ดังนี้

- การกำหนดสัดส่วนไฟฟ้า RE ที่ตอบสนองต่อความต้องการของตลาดโดยเฉพาะกลุ่มผู้ประกอบการที่มีนโยบายหรือข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อม
- การกำหนดราคา REC ที่เหมาะสมสำหรับถ่ายโอนระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้า
- การกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Green tariff
- การนำกลไก REC มาใช้สร้าง Green tariff ซึ่งประกอบด้วย 2 ขั้นตอนย่อย คือ
 - (1) ให้การรับรองปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งไฟฟ้า RE ตามมาตรฐาน I-REC โดยให้ กพพ. ในฐานะผู้รับซื้อ (เจ้าของสิทธิ) เป็นผู้ดำเนินการสำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้า RE ที่ได้รับการอุดหนุน ส่วนแหล่งผลิตไฟฟ้า RE ที่ไม่ได้รับการอุดหนุน ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ดำเนินการ
 - (2) ซื้อขาย หรือ ส่งมอบ สิทธิ REC ให้กับผู้จำหน่ายไฟฟ้านำไปอ้างสิทธิ (Redeem) ให้กับไฟฟ้าในส่วนที่จัดหาไว้ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าแบบ Green tariff

โดยในช่วงเริ่มต้นควรดำเนินการในลักษณะโครงการนำร่องหรือ Sand box เพื่อลดความเสี่ยงและผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นตามมา ก่อนนำมาประสพการณ์ที่ได้รับมาใช้ประกอบการปรับปรุงสัดส่วนของไฟฟ้า RE การประเมินราคา REC และอัตราค่าไฟฟ้าของ Green tariff ให้เหมาะสมยิ่งขึ้น ก่อนที่ขยายการให้บริการ Green tariff ตามศักยภาพของ Demand และ Supply

3) การประยุกต์ใช้มาตรการภาคบังคับ

เพื่อเป็นการส่งเสริมตลาด REC ที่ปรึกษาจึงเสนอให้มีการพิจารณาดำเนินมาตรการภาคบังคับ (Compliances) โดยมีแนวทางดังต่อไปนี้

(1) การกำหนดราคา REC เป้าหมาย สำหรับประเทศไทย

ราคา REC ที่ต่ำเกินไปจะทำให้ประสิทธิภาพในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจาก RE และการลดภาระค่าใช้จ่ายของผู้ใช้ไฟฟ้าในการส่งเสริม RE อยู่ในระดับต่ำ ในขณะที่ราคา REC ที่สูงเกินไปก็จะเป็นอุปสรรคต่อการดำเนินธุรกิจของผู้ประกอบการ ดังนั้น การกำหนดราคาเป้าหมาย REC ของประเทศไทยจึงมีความสำคัญและควรมีการศึกษาวิเคราะห์และตัดสินใจอย่างรอบคอบ โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ควรเป็นเจ้าภาพในการศึกษาวิเคราะห์และกำหนดราคาเป้าหมาย REC ตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

- ศึกษารวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์ถดถอยจากตลาด REC ในต่างประเทศ
- วิเคราะห์โดยอาศัยแบบจำลองวิเคราะห์ผลกระทบทางเศรษฐกิจแบบมหภาค (CGE Model)
- กระบวนการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในการให้ความเห็นกับราคาเป้าหมาย RECs
- นำเสนอต่อ REC regulator เพื่อพิจารณาข้อเสนอเชิงนโยบาย
- นำเสนอต่อคณะกรรมการพลังงานแห่งชาติเพื่อให้ความเห็นชอบ/ประกาศเป็นนโยบาย

ซึ่งผลที่ได้รับจะเป็นตัวบ่งชี้ถึงความจำเป็นและระดับความเข้มข้นในการประยุกต์ใช้มาตรการภาคบังคับที่จะมีตามมา

(2) การประยุกต์ใช้มาตรการ RPS สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า

มาตรการ Renewable Portfolio Standards (RPS) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าส่งผลอย่างมากต่อตลาด RECs ทั้งในระยะสั้นและในระยะยาว เนื่องจากมีข้อดีในด้านการเสริมศักยภาพตลาด REC อย่างมีนัยสำคัญ อีกทั้งยังไม่ส่งผลต่อค่า Residual mix EF ของผู้ใช้ไฟฟ้า แต่ก็มีข้อด้อยจากการผลกระทบต้นทุนที่เพิ่มขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้ามายังผู้ใช้ไฟฟ้าในท้ายที่สุด ซึ่งก็เป็นไปตามหลักการ Cost & Credit สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จึงควรเจ้าภาพในการศึกษาวิเคราะห์และนำเสนอมาตรการ RPS สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า ตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

- ทบทวนรายละเอียดแนวทางการดำเนินงานที่เคยมีการนำมาตรการ RPS มาใช้งานในอดีต
- วิเคราะห์ ปรับปรุงรายละเอียดในการประยุกต์ใช้มาตรการ RPS ให้สอดคล้องกับสถานการณ์
- นำเข้าสู่กระบวนการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
- นำเสนอแนวทางการประยุกต์ใช้มาตรการ RPS สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าต่อ REC regulator
- นำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อประกาศเป็นนโยบาย

(3) การประยุกต์ใช้มาตรการ RPS สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า

แม้ว่าผลการวิเคราะห์จะแสดงให้เห็นว่าการประยุกต์ใช้มาตรการ RPS กับผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่พิเศษ (โรงงานควบคุมและอาคารควบคุม) ในระดับที่เท่ากับเป้าหมายตามแผน AEDP ล่าสุด จะส่งผลต่อตลาด RECs ไม่มากนักโดยเฉพาะในระยะยาว แต่การประยุกต์ใช้กลไกดังกล่าวก็เป็นการสร้างความตระหนักและมีส่วนร่วมในการรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมให้กับผู้ประกอบการ อันเป็นการกระตุ้นเตือนให้ภาคธุรกิจปรับตัวเพื่อรองรับการบริบทการดำเนินธุรกิจในอนาคต และเตรียมความพร้อมเพื่อนำไปสู่การยกระดับความเข้มข้นของข้อกำหนดด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมเพื่อบรรลุเป้าหมาย Carbon Neutrality และ Net Zero Carbon ของประเทศไทยในอนาคต

ซึ่งการประยุกต์ใช้มาตรการ RPS สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า มีข้อดีในการลดภาระของผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนกลาง โดยเฉพาะกลุ่มที่ไม่ได้มีความต้องการอ้างสิทธิ์ไฟฟ้าจาก RE ด้วยการแยกและส่งผ่านต้นทุน REC ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในกลุ่มที่มีความต้องการอ้างสิทธิ์ REC โดยตรง แต่ก็มีข้อด้อยตรงที่จะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลง Residual mix EF ของผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มดังกล่าว ซึ่งก็เป็นไปตามหลักการ Cost & Credit เช่นกัน จึงเสนอให้กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) เจ้าภาพในการดำเนินงานตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

- ทบทวนความเป็นไปได้ในการปรับปรุง พรบ. การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 (และฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2550) ให้ครอบคลุมการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนในสถานประกอบการ
- ดำเนินยกร่างข้อกฎหมายเพื่อปรับปรุง พรบ. การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535
- ศึกษาวิเคราะห์เพื่อกำหนดเป้าหมายการใช้ไฟฟ้าจาก RE หรือ สัดส่วนการใช้ RE โดยรวมที่เหมาะสมสำหรับโรงงานควบคุมและอาคารควบคุม
- นำเข้าสู่กระบวนการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
- นำเสนอแนวทางการประยุกต์ใช้มาตรการ RPS สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าต่อ REC regulator
- ออกประกาศกระทรวงพลังงานเกี่ยวกับการกำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียนของโรงงานควบคุมและอาคารควบคุม

(4) การประยุกต์ใช้มาตรการ RPS สำหรับผู้จำหน่ายไฟฟ้า

การประยุกต์ใช้มาตรการ RPS กับผู้จำหน่ายไฟฟ้าเป็นแนวทางที่หลายประเทศมักนำมาใช้ แต่มีเงื่อนไขที่โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศเหล่านั้นต้องมีลักษณะเปิดเสรีให้ผู้จำหน่ายไฟฟ้าสามารถเลือกซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งสำหรับประเทศไทยในปัจจุบันยังไม่ได้เปิดเสรีในลักษณะดังกล่าว แต่ก็มีความเป็นไปได้ที่จะมีการเปิดเสรีมากขึ้นในอนาคต

ดังนั้น จึงเสนอให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เป็นเจ้าภาพในการดำเนินงานขับเคลื่อนไปสู่การประยุกต์ใช้ RPS สำหรับผู้จำหน่ายไฟฟ้า ตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

- ศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบจากการเปิดเสรีให้ผู้จำหน่ายไฟฟ้า (กฟน. และ กฟผ.) สามารถเลือกรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าได้
- นำผลการศึกษาเข้าสู่กระบวนการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
- นำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อประกาศเป็นนโยบาย
- ศึกษาวิเคราะห์เพื่อกำหนดสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจาก RE ขั้นต่ำที่เหมาะสมสำหรับผู้จำหน่าย
- นำผลการศึกษาเข้าสู่กระบวนการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
- นำเสนอแนวทางการประยุกต์ใช้มาตรการ RPS สำหรับผู้จำหน่ายไฟฟ้าต่อ REC regulator
- นำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อประกาศเป็นนโยบาย

4) การพัฒนาระบบบริหารจัดการและมาตรฐาน REC ภายในประเทศ (Thai-REC)

ประกอบด้วยการดำเนินการใน 2 ส่วน 2 ช่วงเวลาดังต่อไปนี้

(1) ช่วงของการพัฒนาระบบบริหารจัดการข้อมูล REC (ปี พ.ศ. 2565-2567)

เพื่อกำกับดูแลการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับกลไก REC บนพื้นฐานของมาตรฐาน I-REC โดยมีลักษณะเป็น Platform และระบบฐานข้อมูล (Data base) คู่ขนานกับ Platform และ Data base ของ I-REC ซึ่งต้องมีการมอบหมายให้หน่วยงานที่รับผิดชอบในการติดตามข้อมูลและกำกับดูแลการดำเนินกิจกรรม REC ในประเทศไทยเป็นผู้ดำเนินการ อาทิ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) หรือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) โดยมีขั้นตอนการดำเนินงานเบื้องต้นดังต่อไปนี้

- การประกาศข้อกำหนดเกี่ยวกับการดำเนินกิจกรรม REC และการรายงานผลการดำเนินกิจกรรม REC โดย REC regulator
- การออกแบบและพัฒนาระบบฐานข้อมูลและ Platform ในการบริหารจัดการข้อมูล REC
- การกำหนดรูปแบบวิธีการในการรายงานข้อมูลการดำเนินกิจกรรม REC พร้อมทั้งถ่ายทอดความรู้
- การตรวจสอบและติดตามการรายงานผลการดำเนินกิจกรรม
- การทวนสอบความถูกต้อง และทบทวนข้อบกพร่องเพื่อพัฒนาปรับปรุง

(2) ช่วงของการขยายผลและพัฒนาไปสู่การประยุกต์ใช้มาตรฐานการรับรอง REC ของประเทศไทย (หลังจากปี พ.ศ. 2568 เป็นต้นไป)

เพื่อแก้ไขข้อจำกัดอันเกิดจากการพึ่งพิงกลไก I-REC ก็โดยมอบหมายให้ผู้รับผิดชอบในการพัฒนาระบบบริหารจัดการข้อมูล REC มาตั้งแต่ระยะเริ่มแรก อันได้แก่ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) หรือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) เป็นผู้ดำเนินงานตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

- การศึกษาถอดบทเรียนจากการประยุกต์ใช้กลไก I-REC ในช่วงเริ่มต้น (ช่วงปี พ.ศ. 2565-2567)
- การนำผลการศึกษาและออกแบบ Thai-REC) เข้าสู่กระบวนการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
- นำเสนอต่อ REC regulator ประกาศใช้มาตรฐาน Thai-REC

รูปแบบ/แนวทาง/ขั้นตอน/มาตรฐานที่เหมาะสมในการจัดระดับและรับรอง REC ที่เหมาะสมกับประเทศไทย

ที่ปรึกษาเสนอแนวคิดให้มีการแบ่งแยกรูปแบบวิธีการในการให้การรับรอง REC ออกเป็น 2 มาตรฐาน ประกอบด้วย

1) มาตรฐานสากล I-REC

นำมาประยุกต์ใช้ตั้งแต่ช่วงเริ่มต้นและต่อเนื่องไปจนกว่าจะพิจารณาว่าไม่มีความจำเป็นอีกต่อไป เนื่องจากมาตรฐาน I-REC นั้นได้รับการยอมรับในระดับสากลและมีความพร้อมที่จะนำมาประยุกต์ใช้ได้เลย เนื่องจากมีหน่วยงานที่ได้รับการรับรองให้เป็นผู้ให้การรับรอง (Issuer) ในประเทศไทยเป็นที่เรียบร้อยแล้วคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) ในขณะที่มาตรฐานสากลอีกมาตรฐานหนึ่งคือ TIGR นั้น แม้ว่าจะมีผู้ประกอบการขึ้นจะเปรียบกับระบบฐานข้อมูลของมาตรฐานดังกล่าวเอาไว้บ้าง แต่พบว่ายังไม่มีการออกใบรับรองแต่อย่างใด อีกทั้งยังไม่มีผู้ให้การรับรองตามมาตรฐานดังกล่าวในประเทศไทย จึงไม่สะดวกนักที่จะนำมาประยุกต์ใช้ และกลับจะสร้างความยากลำบากให้กับผู้กำกับดูแลหากมีการประยุกต์ใช้หลายมาตรฐาน หลายผู้ให้การรับรอง หลายฐานข้อมูล

โดยแนวทางการดำเนินงานและกาสรให้การรับรองตามมาตรฐาน I-REC นั้นเป็นไปตามเอกสาร Evident Code for I-REC

2) มาตรฐานสำหรับใช้ภายในประเทศ (Thai-REC)

ประยุกต์ใช้ต่อเมื่อพบว่าข้อจำกัดอันเนื่องมาจากกาประยุกต์ใช้มาตรฐาน I-REC เริ่มส่งผลกระทบต่อขยายการดำเนินกิจกรรม REC อย่างมีนัยสำคัญ อาทิ (1) มีปัญหาในการกำกับดูแลเมื่อมีการดำเนินกิจกรรมในปริมาณมากขึ้น (2) ไม่สามารถตอบสนองการขยายรูปแบบการประยุกต์ใช้ได้ตามต้องการ (3) ค่าใช้จ่าย (ค่าธรรมเนียม) เป็นภาระต่อผู้มีส่วนร่วมมากเกินไป

โดยแนวทางการดำเนินงานตามมาตรฐาน Thai-REC นั้นจะมีลักษณะที่ถอดแบบมาจาก I-REC เพียงแต่มุ่งเน้นให้ดำเนินกิจกรรม REC บน Platform บริหารจัดการข้อมูล RECs ของประเทศไทย พร้อมกับลดข้อจำกัดบางประการเกี่ยวกับเงื่อนไขตัวผู้ให้การรับรอง (กฟผ.) ซึ่งมีหลายหน้าที่บทบาทในกลไกการขับเคลื่อน REC ของประเทศไทย รวมถึงผ่อนปรนข้อจำกัดเพื่อเอื้ออำนวยต่อการเข้ามามีส่วนร่วมของผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อย อย่าง Prosumers และโรงงานอาคารควบคุม ด้วยการเปิดให้สามารถให้การรับรองแบบกลุ่มผ่านผู้รวบรวม (Agregator) และลดอุปสรรคเกี่ยวกับค่าธรรมเนียม เป็นต้น

3) การประยุกต์ใช้มาตรฐาน I-REC ร่วมกับ Thai-REC

ที่ปรึกษาประเมินว่ามีความเป็นไปได้ที่จะมีการพัฒนามาตรฐาน Thai-REC เพื่อประกาศใช้ในช่วงหลังจากปี พ.ศ. 2568 เป็นต้นไป ซึ่งจะทำให้ประเทศไทยมีการดำเนินกิจกรรม REC บน 2 มาตรฐาน จนกว่ามาตรฐาน REC ของประเทศไทย (Thai-REC) จะได้รับการยอมรับในระดับสากล ซึ่งที่ปรึกษาได้เสนอแนวทางการดำเนินกิจกรรม REC แบบบูรณาการโดยกำหนดขอบเขตการทำงานของทั้ง 2 มาตรฐาน รวมถึงหน้าที่บทบาทของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องดังแสดงในตารางที่ 7 และ 8

ตารางที่ 7 ขอบเขตการประยุกต์ใช้กลไก RECs ระหว่างมาตรฐานสากลและมาตรฐานภายในประเทศ

ขอบเขต	I-REC	Thai-REC
รูปแบบตลาด	ตลาดภาคสมัครใจ	ตลาดภาคบังคับ และภาคสมัครใจ
ประเภทพลังงานหมุนเวียน	ทุกชนิด	ที่มีการใช้ในประเทศไทย
รูปแบบใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC)	Unbundled	Bundled & Unbundled
อายุใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC)	ไม่มีการจำกัด	มีการจำกัด เพื่อกำหนด Residual Mix
กลไกสนับสนุนเชิงนโยบาย	ไม่มี	สามารถพิจารณาใช้ Banding system ตามเทคโนโลยีที่ควรส่งเสริม หรือให้ Incentive สำหรับผู้ที่สามารถบรรลุเป้าหมาย RPS เพิ่มเติมได้
กลไกราคาใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC)	เป็นไปตามอุปสงค์และอุปทาน	เป็นไปตามอุปสงค์และอุปทาน โดยมี การแทรกแซง
การขายต่อ REC	ไม่กำหนด	ไม่อนุญาต
การซื้อขาย REC ระหว่างประเทศ	ขึ้นอยู่กับสถานการณ์	ไม่อนุญาต

ตารางที่ 8 หน้าเทียบเท่าของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินกิจกรรม RECs ในแต่ละระดับมาตรฐาน

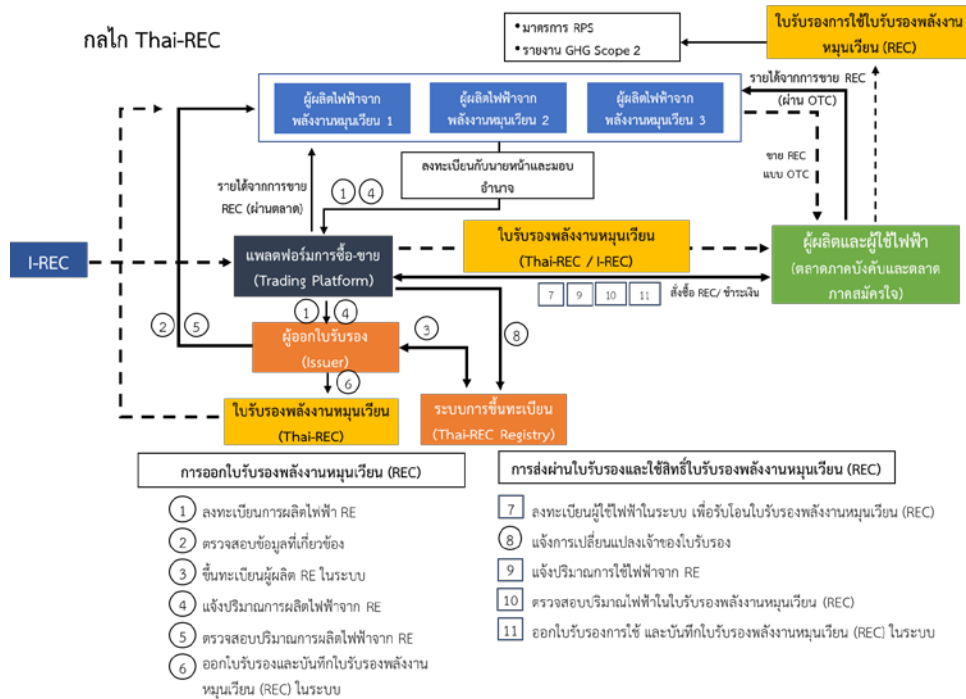
ผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง	I-REC	Thai-REC
ผู้ลงทะเบียนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	แหล่งกำเนิดไฟฟ้า RE ที่มีอยู่ เดิมและเกิดใหม่	แหล่งดำเนินไฟฟ้า RE ที่เกิดใหม่ (หลังปี พ.ศ. 2568)
ผู้ออกใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC)	กฟผ.	กฟผ.
ผู้กำหนดมาตรฐานใบรับรองพลังงาน หมุนเวียน (REC)	I-REC	กฟผ.
ตลาด REC (Trading Platform)	กฟผ./อบก./เอกชน	กฟผ./อบก./เอกชน
ผู้ขายใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC)	กฟผ./กฟน./กฟภ.	กฟผ./กฟน./กฟภ.
ผู้ซื้อใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC)	ภาคสมัครใจ	ภาคบังคับ (RPS) และภาคสมัครใจ

ข้อกำหนด/รูปแบบในการติดตามข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายใต้กลไก RECs

ประเทศไทยสามารถมอบหมายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) เป็นศูนย์กลางข้อมูลในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับการรับรองภายใต้กลไก RECs เนื่องจากในฐานะผู้ให้การรับรอง (Issuer) ตามมาตรฐาน I-REC รวมถึงเป็นผู้ให้การรับรองหากมีการประยุกต์ใช้มาตรฐาน Thai-REC ทำให้ กฟผ. มีข้อมูลโดยละเอียดเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าที่ขอรับการรับรอง RECs ในทุกโครงการ

ประเด็นปัญหาจึงอยู่ที่การติดตามข้อมูลการถือครองและไถ่ถอนสิทธิ (อ้างสิทธิ) ซึ่งเป็นข้อมูลที่อยู่ในฝั่งผู้ซื้อขาย (Participants) ซึ่งไม่เปิดให้ใครเข้าถึงได้นอกจากผู้ดูแลระบบ ทำให้ไม่สามารถทราบได้ว่าสิทธิ REC ที่ได้รับการรับรองมาแล้วนั้นได้ถูกซื้อขายถ่ายโอนไปยังผู้ใดและได้มีการอ้างสิทธิเพื่อนำคุณสมบัติทางไฟฟ้านั้นกลับเข้าสู่ระบบแล้วมากน้อยเพียงใด ดังนั้น ในการติดตามข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายใต้กลไก REC โดยเฉพาะในช่วงเริ่มต้น จึงจำเป็นต้องมีการออกข้อกำหนดให้ ผู้ประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้าและผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง อาทิ Participants และ Market Operator ต้องมีการรายงานการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับการออกใบรับรอง ซื้อขาย ถ่ายโอน หรือ ไถ่ถอน RECs ต่อผู้ที่ REC regulator มอบหมาย เพื่อให้สามารถกำกับติดตามและประเมินสถานการณ์ตลาด REC รวมถึงสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยได้

พร้อมทั้งต้องมีการออกแบบระบบบริหารจัดการข้อมูล RECs ของประเทศไทย (Platform และ Data base) ขึ้นมาทำงานคู่ขนานไปกับการดำเนินกิจกรรม RECs พบบ Platform ของ I-REC ก่อนที่จะพัฒนาไปสู่การประกาศใช้มาตรฐานการรับรอง RECs ของประเทศไทย (Thai-REC) และย้ายการทำงานในส่วนของการให้การรับรอง การซื้อขายถ่ายโอน และการไถ่ถอน RECs ตามมาตรฐาน Thai-REC มาทำงานบน Platform ของ Thai-REC ดังตัวอย่างในรูปที่ 17



รูปที่ 17 ตัวอย่างการออกแบบ Platform เพื่อบริหารจัดการและติดตามข้อมูลการดำเนินกิจกรรม REC

รูปแบบการพัฒนาตลาด RECs

การพัฒนาตลาด RECs ในประเทศไทยประกอบด้วย 2 ช่วงเวลา คือ ช่วงเริ่มต้น (ปี พ.ศ. 2565-2567) และช่วงขยายผล (ปี พ.ศ. 2568 เป็นต้นไป) ดังปรากฏในโครงสร้างการประยุกต์ใช้กลไก REC ดังรูปที่ 15 และ 16 ซึ่งมีข้อสรุปโดยสังเขปดังต่อไปนี้

1) การพัฒนาตลาด REC ในช่วงเริ่มต้น (ปี พ.ศ. 2565-2567)

- **ตลาดภาคสมัครใจ** ประกอบด้วย (1) การพัฒนาผลิตภัณฑ์ RECs นอกเหนือจากการซื้อขายใบรับรอง REC (Unbundled REC) โดยเสนอให้มีการสร้างอัตราค่าไฟฟ้าประเภท Green tariff (2) สนับสนุนให้มีการพัฒนา Trading Platform และตลาดซื้อขายแลกเปลี่ยน RECs แบบ Multilateral (3) ประชาสัมพันธ์ให้ความรู้เกี่ยวกับ RECs (4) การประชาสัมพันธ์เพื่อสร้าง Demand โดยอาศัยหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการอนุรักษ์พลังงานและการส่งเสริมพลังงาน

หมุนเวียน (พพ. และ สนพ.) และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการใช้พลังงาน (สผ. อบก. และกรมโรงงานอุตสาหกรรม) โดยมุ่งเน้นข้อกำหนดและมาตรฐาน (Standard) รวมถึงฉลาก (Label) ในด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมที่มีความเกี่ยวข้องกับ RECs

- **ตลาดภาคบังคับ** ยังไม่มีการดำเนินการในช่วงเวลานี้

2) การพัฒนาตลาด REC ในช่วงขยายผล (ปี พ.ศ. 2568 เป็นต้นไป)

- **ตลาดภาคสมัครใจ** ประกอบด้วย (1) การพิจารณาประยุกต์ใช้รูปแบบการถ่ายโอน REC แบบ Utility Renewable Contract เมื่อมีการเปิดเสรี (ยกเว้นนโยบาย ESB) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเอกชน (2) การประชาสัมพันธ์เพื่อสร้าง Demand ของ RECs อย่างต่อเนื่อง พร้อมกับ Update ความรู้เกี่ยวกับมาตรการและมาตรฐานการประยุกต์ใช้ RECs ซึ่งอาจมีเพิ่มเติมเข้ามาในช่วงขยายผล
- **ตลาดภาคบังคับ** ประกอบด้วย (1) การบังคับใช้มาตรการ RPS สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งเป็นมาตรการที่ควรพิจารณาดำเนินการเป็นลำดับต้น (2) การบังคับใช้มาตรการ RPS ในฝั่งของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาทางเลือกเปรียบเทียบกับ การบังคับใช้ RPS สำหรับผู้จำหน่ายไฟฟ้า (3) การบังคับใช้มาตรการ RPS สำหรับผู้จำหน่ายไฟฟ้า เมื่อมีเปิดเสรีให้ผู้จำหน่ายไฟฟ้าสามารถเลือกซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE) เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้า RE ของผู้ใช้ไฟฟ้า (ยกเว้นนโยบาย ESB) ซึ่งอาจนำมาใช้ทดแทนมาตรการ RPS ในฝั่งของผู้ใช้ไฟฟ้า

การกำกับดูแลตลาด RECs ที่เกิดขึ้น

การสร้างข้อตกลงและกำกับดูแลการประยุกต์ใช้กลไก RECs ในประเทศไทยเพื่อเป็นไปตามแนวทางที่ถูกต้อง ชัดเจน โปร่งใส และเป็นธรรมต่อผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในทุกภาคส่วน มีดังต่อไปนี้

1) เงื่อนไขและการกำกับดูแลเกี่ยวกับการให้การรับรอง REC ประกอบด้วย

- การไม่อนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าออกใบรับรอง REC สำหรับการผลิตไฟฟ้าในส่วนที่ได้รับการอุดหนุนภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (FiT/ Adder) นอกจากจะเป็นสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบไม่รวม RECs (Unbundle REC) ทั้งนี้ เพื่อรักษาประโยชน์ของผู้ใช้ไฟฟ้า
- การไม่อนุญาตให้ออกใบรับรอง RECs สำหรับการผลิตไฟฟ้าในส่วนที่ได้รับการรับรองปริมาณการลด GHG ตามกลไกการลด GHG หรือ ได้รับการรับรอง RECs ตามมาตรฐานอื่นใดไปแล้ว ทั้งนี้ เพื่อหลีกเลี่ยงการให้การสนับสนุนและอ้างสิทธิ์ซ้ำซ้อนบนผลิตผลเดียวกัน

- การให้มีการรับรอง RECs โดยจำแนกออก 2 ประเภท คือ (1) ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในส่วนที่จ่ายเข้าโครงข่ายไฟฟ้าส่วนกลาง (2) ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในส่วนที่ใช้เองภายในสถานประกอบการ (Self-consumption) ทั้งนี้ เพื่อแบ่งแยกระดับความสมเหตุสมผลในการอ้างสิทธิ์ REC
- การให้มีการรับรอง RECs ก็ต่อเมื่อมีการเชื่อมต่ออย่างถูกต้องและเป็นไปตามข้อกำหนดของโครงข่าย ทั้งนี้ เพื่อป้องกันผู้ลักลอบทำผิดกฎหมายหรือผลกระทบที่ไม่พึงประสงค์

2) เงื่อนไขเกี่ยวกับการแลกเปลี่ยนและไถ่ถอน (ใช้งาน) ใบรับรอง REC

- การให้ผู้ประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้าและผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง (Participant/ Market Operator) ต้องรายงานเมื่อมีการออกใบรับรอง ซื้อขาย ถ่ายโอน หรือ ไถ่ถอน RECs ทั้งนี้ เพื่อให้สามารถกำกับติดตามและประเมินสถานการณ์ตลาด REC รวมถึงปริมาณการผลิตและการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยได้
- การไม่อนุญาตให้นำใบรับรอง RECs ไปไถ่ถอนภายนอกประเทศ หรือนำใบรับรอง RECs จากนอกประเทศมาไถ่ถอนภายในประเทศ โดยไม่ได้รับอนุญาตจาก REC regulator ทั้งนี้ เพื่อป้องกันผลกระทบต่อตลาดภายในประเทศ
- การให้มีการจำกัดอายุของใบรับรอง RECs โดยหากไม่ไถ่ถอนภายในระยะเวลาที่กำหนดจะถูกยกเลิกและนำไปคำนวณ Residual Mixed ของประเทศ ทั้งนี้ เพื่อลดผลกระทบต่อค่าประเมิน Residual Mixed และลดการกักตุน REC เพื่อการเก็งกำไร
- การให้มีการกำหนดแนวทางการนำรายได้จากการขายสิทธิ์ REC ที่หน่วยงานภาครัฐถือครองมาชดเชยคืนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า (อาทิ หักลดค่าใช้จ่ายในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน (PE_{RE}) ทั้งนี้ เพื่อรักษาประโยชน์ของผู้ใช้ไฟฟ้า

8. สรุปผลการจัดประชุมหารือร่วมกับหน่วยงานหรือผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่เกี่ยวข้อง (TOR ข้อ 3.8)

ที่ปรึกษาได้จัดให้มีการประชุมกลุ่มย่อย (Focus group) ผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์ เพื่อรับฟังความคิดเห็นและข้อเสนอแนะประกอบการจัดทำแนวทางการนำกลไก RECs มาปรับปรุงการส่งเสริมนโยบายการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โดยมีผลการจัดประชุมโดยสรุปดังแสดงในตารางที่ 9

ตารางที่ 9 ผลการจัดประชุมกลุ่มย่อย (ผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์)

ครั้งที่	กลุ่มเป้าหมาย	วันที่	เวลา	จำนวน ผู้เข้าร่วม*
1	ผู้กำหนดนโยบายและกำกับดูแล	11 ต.ค. 64	9.30 - 12.00 น.	29
2	ผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานไฟฟ้า	12 ต.ค. 64	9.30 - 12.00 น.	99
3	ผู้ใช้ไฟฟ้า	18 ต.ค. 64	9.30 - 12.00 น.	26
4	นักวิชาการและองค์กรอิสระ	19 ต.ค. 64	9.30 - 12.00 น.	20
รวมการประชุม 4 ครั้ง				174

หมายเหตุ: *ไม่นับรวมที่ปรึกษาโครงการ

9. สรุปผลการจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษา (TOR ข้อ 3.9)

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการจัดให้มีการสัมมนานำเสนอผลการศึกษาแนวทางในการนำกลไก RECs มาปรับปรุงนโยบายและกลไกการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของไทย ในลักษณะของการสัมมนาผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์ (โปรแกรม Zoom) ในวันพุธที่ 9 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2565 เวลา 09.00 – 12.00 น. โดยได้นำเสนอผลการศึกษาของโครงการ ในประเด็นดังต่อไปนี้

- กลไกส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย
- Renewable Energy Certificates (RECs)
- ประเด็นพิจารณาในการนำกลไก RECs มาประยุกต์ใช้กับประเทศไทย
- แนวทางการนำกลไก RECs มาปรับปรุงนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย
- พยากรณ์ผลของการนำกลไก RECs มาประยุกต์ใช้สำหรับประเทศไทย

ซึ่งผลการจัดประชุมพบว่าผู้แทนจากทั้งภาครัฐ รัฐวิสาหกิจ ภาคเอกชน องค์กรอิสระ และนักวิชาการ ในสาขาพลังงานและสิ่งแวดล้อม อาทิ ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ผู้แทนจากคณะกรรมการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน ผู้แทนจากคณะกรรมการพลังงานวุฒิสภา ผู้แทนจากสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ผู้แทนจากสำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน ผู้แทนจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ผู้แทนจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ผู้แทนจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ผู้แทนจากสำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ผู้แทนจากองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) ผู้แทนจากสำนักงานอัยการสูงสุด ผู้แทนจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผู้แทนจากการไฟฟ้านครหลวง ผู้แทนจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้แทนจากสภาอุตสาหกรรม ผู้แทนจากหอการค้าและสภาหอการค้าไทย รวมถึงผู้ประกอบการภาคเอกชนในสาขาพลังงาน ผู้แทนองค์กรอิสระด้านพลังงาน นักวิชาการจากสถาบันการศึกษา และนักวิชาการอิสระด้านพลังงาน เข้าร่วมการประชุมเป็นจำนวนรวมทั้งสิ้น 136 ท่าน (นับเฉพาะผู้ที่สามารถระบุตัวตนได้ชัดเจนและไม่นับรวมที่ปรึกษา)

10. สรุปผลการประสานงาน จัดทำเอกสาร หรืองานอื่นๆ ตามที่ สนพ. มอบหมาย (TOR ข้อ 3.10)

ที่ปรึกษาได้จัดเจ้าหน้าที่เพื่อช่วยประสานงาน จัดทำเอกสาร หรืองานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการฯ ตามที่ สนพ. มอบหมาย ตลอดระยะเวลาโครงการฯ 12 เดือน นับถัดจากวันที่ลงนามในสัญญา ตั้งแต่วันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2564 ถึง 22 กุมภาพันธ์ 2565 โดยได้รับมอบหมายให้ดำเนิน ดังต่อไปนี้

- 1) สนับสนุนการประชุมเพื่อรายงานความก้าวหน้าและส่งมอบงานกับคณะกรรมการโครงการ
- 2) สนับสนุนการจัดประชุมกลุ่มย่อย (Focus group) และประชุมหารือกับหน่วยงานต่างๆ เพื่อรับฟังความเห็นเกี่ยวกับแนวทางการนำกลไก REC มาประยุกต์ใช้ในประเทศไทย
- 3) สนับสนุนการจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษาของโครงการ
- 4) สนับสนุนการจัดทำเอกสารรายความก้าวหน้าโครงการเพื่อนำส่งสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ซึ่งเป็นแหล่งเงินทุน