

โครงการศึกษาการส่งเสริมการแข่งขัน ในกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ

เล่มที่ 1/2
22 ธันวาคม 2563



สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน



มูลนิธิเพื่อสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย



บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

ปัจจุบันตลาดซื้อขายพลังงานในโลกกำลังเผชิญหน้ากับการเปลี่ยนแปลงครั้งใหญ่ ทั้งจากพันธกรณีด้านสิ่งแวดล้อมของประเทศ ราคาก๊าซธรรมชาติและราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่ลดลง และการปรับตัวลดลงของต้นทุนของการลงทุนในแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ส่งผลให้ระบบพลังงานของโลกหันไปเน้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นและลดการผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลลง และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถติดตั้งได้ในระบบจำหน่าย ซึ่งทำให้พฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป โดยผู้ใช้ไฟฟ้าเลือกที่จะติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์หรือผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากวัสดุเหลือใช้ เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองมีจำนวนเพิ่มมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง ก่อให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายส่วนกลางที่ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มที่ไม่ได้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเป็นของตนเองต้องแบกรับภาระมากขึ้น และกระทบต่อรายได้ของการไฟฟ้าที่ลดลงและมีความเสี่ยงที่ไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ในการจัดหาไฟฟ้ามากขึ้น เกิดเป็นปัญหาหนี้สินของรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าในปัจจุบันและในอนาคต การเปลี่ยนแปลงนี้เป็นการพลิกรูปแบบของการผลิตไฟฟ้าจากโครงสร้างแบบ Centralized ไปเป็นโครงสร้างแบบ Decentralized ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเป็นได้ทั้งผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้าได้ หรือที่เรียกว่า Prosumer ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยจะต้องมีการปรับตัวอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ บทบาทหน้าที่และความรับผิดชอบของหน่วยงานด้านสาธารณูปโภคไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติจะต้องมีการปรับตัวให้ทันกับการเปลี่ยนแปลงซึ่งอาจจะทำให้เกิดบริการด้านพลังงานรูปแบบใหม่ๆ เกิดขึ้นเพิ่มจำนวนและกระจายตัวมากขึ้น ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวถ้าไฟฟ้าส่วนเกินมีปริมาณและกระจายตัวมากก็จะมีผลกระทบต่อทั้งความมั่นคงและต้นทุนโดยรวมของระบบไฟฟ้าของประเทศ รวมถึงจะกระทบต่อวิธีการกำกับดูแลของหน่วยงานกำกับด้วย

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน จึงมีความจำเป็นต้องมีการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าให้สอดคล้องกับบริบทที่เปลี่ยนไป และสอดคล้องกับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่สำคัญในการผลิตไฟฟ้า โดยการศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศที่รองรับกับการแข่งขันทั้งระดับขายส่งและขายปลีก โดยจัดทำแผนที่นำทางที่รองรับการเปลี่ยนผ่านโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในปัจจุบันไปสู่โครงสร้างใหม่ พร้อมทั้งวิเคราะห์ประเด็นปัญหา แนวทางการแก้ไขในการดำเนินการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า รวมถึงยกระดับความมั่นคงด้านพลังงาน ส่งเสริมกิจการพลังงานไทยเป็นศูนย์กลางซื้อขายไฟฟ้าในระดับอาเซียน และส่งเสริมให้ราคาพลังงานมีเสถียรภาพ ที่สะท้อนต้นทุนที่เป็นธรรมต่อผู้บริโภค



รายงานฉบับสมบูรณ์นี้จึงประกอบด้วย

- การวิเคราะห์แนวโน้มธุรกิจการผลิตและการใช้ไฟฟ้าที่มีผลต่อการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า (บทที่ 2)
- โครงสร้างกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย (บทที่ 3)
- การศึกษารูปแบบตลาดไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติที่มีการเปิดเสรีในต่างประเทศ (บทที่ 4)
- ทางเลือกรูปแบบโครงสร้างส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า (บทที่ 5)
- รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีการแข่งขันที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยและแผนที่นำทาง (บทที่ 6)
- โครงสร้างการบริหารเพื่อรองรับการแข่งขันกิจการไฟฟ้า (บทที่ 7)
- รูปแบบ แนวทาง กระบวนการ และหลักเกณฑ์เงื่อนไขการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า และแผนปฏิบัติการจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้า (บทที่ 8)
- ประเด็นสำคัญที่ควรพิจารณาและข้อเสนอแนะ (บทที่ 9)

ภาพรวมของการศึกษา

เนื่องจากการพัฒนาอุตสาหกรรมไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยจะเน้นการผลักดันเชิงนโยบายภายในประเทศ แต่เมื่อผนวกกับการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นจากปัจจัยภายนอกประเทศที่มีอิทธิพลต่อการธุรกิจการผลิตและการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยให้เข้าไปสู่การแข่งขันที่มากขึ้น ด้วยปัจจัย 3-D¹ ทำให้เกิดธุรกิจและการดำเนินงานรูปแบบใหม่ๆ ในภาคอุตสาหกรรมซึ่งจะเน้นธุรกิจบนพื้นฐานของกลไกการแข่งขันเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตัดสินใจทางเลือกในการใช้หรือขายไฟฟ้าของตนอย่างมีประสิทธิภาพ ในราคาที่สะท้อนการแข่งขัน ส่งผลให้ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าในโครงสร้างปัจจุบันต้องปรับตัว ดังนั้นการปรับตัวของอุตสาหกรรมไฟฟ้าไปสู่ยุคใหม่ยังต้องอาศัยการปรับเปลี่ยนด้านกฎหมาย นโยบาย และกรอบการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าที่ต้องการให้ระบบมีประสิทธิภาพ ลดก๊าซเรือนกระจก และให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีสิทธิในการตัดสินใจเลือกใช้พลังงานมากขึ้น โดยการตีกรอบว่าธุรกิจใดสามารถเปิดให้มีการแข่งขันเสรีได้ และธุรกิจใดควรยังอยู่ภายใต้การกำกับ รวมทั้งการพิจารณาถึงข้อกำหนดในปัจจุบันที่อาจเป็นข้อกีดขวางหรือเป็นการสนับสนุนพิเศษ (ดูรายละเอียดในบทที่ 2)

โครงสร้างกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

ปัจจุบันแหล่งผลิตไฟฟ้ารูปแบบใหม่มีเพิ่มมากขึ้น และมีคุณสมบัติที่แตกต่างกัน ส่วนใหญ่ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรม มีการเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้น จึงอยู่ใกล้สถานที่ของผู้ใช้ไฟฟ้า สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียงได้ มีการไหลของไฟฟ้าแบบลักษณะสองทิศทาง และสามารถ

¹ คือ Decarbonization Decentralization และ Digitization



ใช้ลดความต้องการไฟฟ้าของระบบจำหน่ายได้ แต่หากไม่มีการบริหารจัดการที่ดี ก็จะทำให้เกิดการไหลย้อนของไฟฟ้าสู่ระบบจัดส่งของ กฟผ. ส่งผลกระทบต่อความเสถียรภาพ ความมั่นคง และความปลอดภัยของโครงข่ายไฟฟ้า ดังนั้น การบูรณาการแหล่งผลิตไฟฟ้ารูปแบบใหม่เข้ามาในระบบรวมไม่ว่าจะมีการแข่งขันหรือไม่ โครงสร้างพื้นฐานของระบบส่งจะต้องมีการปรับปรุงให้เป็นอัจฉริยะขึ้น (Grid Modernization) เพื่อให้สามารถติดตามและควบคุมได้ (Visibility and Control) และการนำ DERs หรือแหล่งผลิตไฟฟ้ารูปแบบใหม่มาเข้าสู่ระบบรวมต้องคำนึงถึงต้นทุนในการบูรณาการด้วย เนื่องจากเทคโนโลยี ขนาด และสถานที่ตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าเหล่านี้อาจก่อให้เกิดปัญหากับระบบรวมได้

อีกทั้ง โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันต้องมีการทบทวนให้สอดคล้องกับบริบทในปัจจุบัน เพราะหากมีผู้ใช้ไฟฟ้าติดตั้ง DERs มากขึ้น จะยิ่งส่งผลกระทบกับรายได้ที่สามารถเรียกเก็บได้ของผู้ผลิตไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบจำหน่ายที่ไม่เพียงพอกับเงินลงทุนที่ได้ลงทุนไว้ หากไม่มีการทบทวนอาจเกิดการโยกภาระให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้ง DERs ได้ ก่อให้เกิดความไม่เป็นธรรม ดังนั้น สิ่งสำคัญในการจัดทำอัตราบริการไฟฟ้า คือ ความเป็นธรรมทั้งแก่ผู้ใช้และผู้ให้บริการ อัตราบริการต้องมีความโปร่งใส เข้าใจง่าย มีประสิทธิภาพ และไม่มีการโอนภาระต้นทุนของกลุ่มผู้ใช้ประเภทใดประเภทหนึ่งให้กับอีกกลุ่มหนึ่ง ทั้งนี้ ต้องพิจารณาความเหมาะสมของโครงสร้างกิจการและราคาก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันประกอบด้วย เพื่อพัฒนาโครงสร้างการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติที่สอดคล้องกับรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย (ดูรายละเอียดในบทที่ 3)

รูปแบบตลาดไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติที่มีการเปิดเสรีในต่างประเทศ

จากการศึกษารูปแบบตลาดไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติที่มีการเปิดเสรีในต่างประเทศ² ที่มีการเปิดเสรีมานานกว่า 20 ปี พบว่า มีอุปสรรคมากมาย แต่ปัจจัยหลักที่ทำให้ผ่านอุปสรรคได้ คือ กฎข้อบังคับและข้อกำหนดในตลาด ทำให้ตลาดมีพื้นฐานที่ดี มีความโปร่งใส เป็นธรรมต่อทุกฝ่าย แม้ว่าแต่ละประเทศจะมีความแตกต่างกันในโครงสร้างตลาดไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ และระดับความเข้มข้นในการกำกับ แต่สิ่งที่เหมือนกัน คือ ผู้ออกนโยบายและผู้กำกับกิจการพลังงานมีความเข้าใจถึงขั้นตอนที่จำเป็นในการบรรลุถึงวิสัยทัศน์ของรูปแบบตลาดปลายทาง โดยปัจจัยพื้นฐานที่จะนำไปสู่ความสำเร็จของทั้ง 4 ตลาด (ดูรายละเอียดในบทที่ 4) ได้แก่

- (i) ต้องมีการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าให้ทันสมัยขึ้น (Grid modernization)
- (ii) มีการวางแผนและประสานงาน
- (iii) มีการปฏิรูปกฎระเบียบและข้อบังคับของการกำกับ
- (iv) การปฏิรูปการจัดทำอัตราค่าบริการไฟฟ้า

² ประเทศออสเตรเลีย ประเทศเนเธอร์แลนด์ ซึ่งอยู่ในสหภาพยุโรป (EU) และรัฐแคลิฟอร์เนีย รัฐนิวยอร์ก ของประเทศสหรัฐอเมริกา



ตารางที่ 1 ลักษณะโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของต่างประเทศ

หัวข้อ	ออสเตรเลีย	เนเธอร์แลนด์	รัฐแคลิฟอร์เนีย	รัฐนิวยอร์ก
ตลาดไฟฟ้าปัจจุบัน				
ตลาดล่วงหน้า	ทำการซื้อขายนอกตลาด NEM	Market Coupling (Euphemia) สามารถซื้อขายผ่าน Exchange, e.g., EPEX NordPool	CAISO ตลาดซื้อขายทั้งพลังงานไฟฟ้า และ AS	NYISO ตลาดซื้อขายทั้งพลังงานไฟฟ้า และ AS
ตลาดใกล้เคียง	ตลาด NEM ทุก 5 นาที มี AEMO เป็นผู้บริหารจัดการตลาด	Market Coupling (XBID) สามารถซื้อขายผ่าน Exchange, e.g., EPEX หรือ NordPool ตลาด Balancing ซื้อขาย FRR ทุก 15 นาที มี TenneT เป็นผู้บริหาร	CAISO ตลาดพลังงานไฟฟ้า และ AS ทุก 15 นาที และ 5 นาที และมี ตลาด EIM กับ BAA ใกล้เคียง	NYISO ตลาดพลังงานไฟฟ้า และ AS ทุก 10 นาที
ราคาตลาด	เป็นโซน	ราคาเดียวในประเทศ แต่จะแตกต่างในกลุ่มยุโรป เพราะมีการคำนวณค่าความแออัด	LMP	LBMP (Zone A-K)
ตลาด FTR/CRR ลดความเสี่ยงของความแออัด	ไม่มี	มีระหว่างประเทศ EU	มีภายใน CAISO	มีภายใน NYISO



หัวข้อ	ออสเตรเลีย	เนเธอร์แลนด์	รัฐแคลิฟอร์เนีย	รัฐนิวยอร์ก
ตลาดเตรียมกำลังการผลิต	ไม่มี (Energy-Only)	ไม่มี	มีแต่เป็นแบบประมูลจัดซื้อของแต่ละ LSE	มี เป็นตลาดกลางประจำฤดูกาล 1 เดือนล่วงหน้า และ ในเดือนนั้น
ตลาดดมลพิษ (Clean Energy Attributes)	REC	REC	CARB และ REC มี GHG Adder สำหรับโรงไฟฟ้าที่ขายให้กับตลาด CAISO	REC และ RGGI
ตลาดขายปลีก	เสรีทั้งหมด	เสรีทั้งหมด	จำกัดเฉพาะรายใหญ่ และ ชุมชน	เสรีทั้งหมด
การปรับเปลี่ยนโครงสร้าง				
วิสัยทัศน์	ตั้งเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร้อยละ 20 ภายในปี 2020 (พ.ศ. 2563)	เป้าหมายในการลด GHG ในอัตราร้อยละ 49 ของระดับมลพิษในปี 1990 (พ.ศ. 2533) ภายในปี 2030 (พ.ศ. 2573) และทำให้เกือบเป็นศูนย์ (ร้อยละ 95) ภายในปี 2050 (พ.ศ. 2593) แต่มุ่งใช้ Hydrogen	Zero Carbon Emission	Zero Carbon Emission – NY REV
การบูรณาการ	แรงจูงใจผ่านตลาด	แรงจูงใจผ่านตลาด	แรงจูงใจผ่านตลาด	แรงจูงใจผ่านตลาด
แผนสร้างตลาดใหม่	Open Platform ที่ปรับเข้ากับตลาด NEM	ตลาดเดิม แต่เปลี่ยนข้อกำหนดให้ DER เป็นกลุ่มเข้าร่วมได้	ตลาด CAISO แต่เปลี่ยนข้อกำหนดให้ DER เป็นกลุ่มเข้าร่วมได้	เพิ่ม Distribution System Platform มี DSO เป็นผู้ให้



หัวข้อ	ออสเตรเลีย	เนเธอร์แลนด์	รัฐแคลิฟอร์เนีย	รัฐนิวยอร์ก
	เน้น DR ในช่วงแรกปรับให้มีผู้ซื้อ ยื่นประมูลได้			บริการ (DSPP) แต่ยังพึ่งระบบ NYISO
ผู้บริหารตลาดใหม่	AEMO แต่จะประสานงานร่วมกับ DSO	NA	NA	DSPP เป็นบริษัทจำหน่าย
Aggregator รวบรวม DER	ได้	ได้	ได้ แต่ไม่จำเป็น	ได้ แต่ไม่จำเป็น
DRP	มี	มี ตามกฎ EU	มี	มี
Non-Wire Alternatives	มี	มี ตามกฎ EU	มี	มี
แยกธุรกิจ DSO จาก การขาย	แยก (Ringfencing with Code of Conduct)	แยก (Ownership Unbundling)	LSE	Provider of Last Resort
เจ้าของ ESS	ไม่ระบุ	EU ให้เฉพาะ Reliability	ได้ มีระบุจำนวน เป็นส่วนหนึ่ง ของ LTPP	ให้เฉพาะ Reliability และ ติดตั้ง ให้กับ Low/Medium Income
อัตราสำหรับ Prosumers	ผ่าน Retailers	ผ่าน Retailers	Value Stacking และ TOU ทุก Class	Value Stacking TOU แต่มี Demand Charge และ Customer Benefit Charge



สำหรับบทเรียนที่สำคัญของภาคอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติของต่างประเทศที่นำไปสู่การแข่งขัน
คือ

1. การแบ่งแยกโครงสร้างอุตสาหกรรมก๊าซฯ ที่มีระบบบูรณาการในแนวดิ่ง และการแยกประเภทการให้บริการ (Vertical Separation and Unbundling) การจะทำให้ข้อกำหนดและเงื่อนไขในการเปิดให้ให้บริการระบบส่งก๊าซธรรมชาติแก่บุคคลที่สามเป็นไปอย่างไม่เลือกปฏิบัติได้นั้น บริษัทที่มีโครงสร้างระบบบูรณาการในแนวดิ่ง จะต้องมีการแบ่งแยกหน้าที่การบริการจัดส่งออกไปจากหน้าที่การผลิต และการขายก๊าซธรรมชาติอย่างชัดเจน ดังนั้น ในแต่ละประเทศที่เจ้าของบริษัทท่อมียุทธศาสตร์ในธุรกิจทั้งทางตรงหรือทางอ้อมในด้านการผลิต และการขายก๊าซธรรมชาติด้วย กฎหมาย และผู้กำกับจึงได้พยายามที่จะออกข้อบังคับให้บริษัทท่อมเปิดให้ให้บริการจัดส่งแก่บุคคลที่สาม ต้องมีข้อกำหนดและเงื่อนไขในการให้บริการแก่บุคคลที่สาม เหมือนกับที่ให้กับบริษัทในเครือเพื่อความเป็นธรรม
2. ประสิทธิภาพในการจัดการกับสัญญาดั้งเดิมที่มีอยู่ และการชดเชยจากการปฏิรูป การพัฒนาตลาดก๊าซฯ ที่คล่องตัวเป็นไปอย่างช้าๆ หากสัญญาส่วนใหญ่ยังไม่หมดอายุก่อนการออกข้อกำหนดการเปิดให้ให้บริการจัดส่งก๊าซธรรมชาติแก่บุคคลที่สาม สัญญาดังกล่าวอาจเป็นอุปสรรค หรือก่อให้เกิดความยุ่งยากในช่วงเวลาเริ่มต้นของการปฏิรูป แต่ถ้าปริมาณความสามารถในการจัดส่งได้มีการจับจองตามสัญญาไว้แล้ว การใช้วิธีการเสียสิทธิในการใช้ความสามารถการจัดส่ง หรือที่เรียกว่า Use-It-Or-Lose-It (UIOLI) ก็จะสามารถช่วยได้ แต่อาจจะไม่เพียงพอที่จะก่อให้เกิดผู้ใช้รายใหม่ๆ เข้ามาแข่งขันในระบบได้ กรณีประเทศสหรัฐอเมริกาที่บริษัทท่อมมีสัญญาระยะยาวก่อให้เกิดปัญหาในการเปิดการบริการแก่บุคคลที่สาม ในระยะแรกของนโยบายการเปิดบริการฯ (Order No. 436) บริษัทท่อมสามารถจะมีการค้าก๊าซฯ ได้ด้วย แต่ระบบผสมนี้ก่อให้เกิดปัญหาในสัญญา Take-or-Pay ที่มีอยู่ เพราะราคากำหนดในสัญญาซื้อก๊าซฯ สูงทำให้ไม่สามารถแข่งขันกับคู่แข่งใหม่ๆ ได้ แรงกดดันในการแข่งขันทำให้เกิดความขัดแย้งในผลประโยชน์ของบริษัทท่อมที่ถูกกระตุ้นให้เปิดบริการจัดส่งก๊าซฯ แก่คู่แข่งทางธุรกิจขายก๊าซฯ แรงกดดันนี้ทำให้เกิดการดำเนินคดีในช่วงระยะแรกของการเปลี่ยนแปลง ในที่สุดความขัดแย้งในผลประโยชน์ก็หมดไปเมื่อ FERC ประกาศ Order 636 บังคับให้บริษัทท่อมออกจากการทำธุรกิจการขายก๊าซฯ และที่สำคัญคืออนุญาตให้บริษัทท่อมได้รับการชดเชยจากการปฏิรูป ที่เป็นผลให้สัญญาที่มีอยู่ขาดทุน โดยให้บริษัทท่อมสามารถเรียกเก็บค่า “Buy-Out” หรือ “Buying Down” ออกจากสัญญาได้
3. ต้องมีอุปทานของก๊าซธรรมชาติและมีผู้ขายมากมาย ในสหรัฐอเมริกา ออสเตรเลีย และเนเธอร์แลนด์ การเปิดให้บุคคลที่สามใช้บริการจัดส่งของระบบท่อม มีแรงกระตุ้นมาจากการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีราคาถูกกว่าราคาในสัญญา ถ้าผู้ผลิตมีปริมาณก๊าซธรรมชาติมากขึ้น ผู้ผลิตต้องการขาย และราคาก๊าซฯ ก็จะต่ำลงกว่าราคาในสัญญาที่มีอยู่ ทำให้ผู้ผลิตต้องการมีช่องทางที่จะ



ส่งก๊าซธรรมชาติไปขายในที่ต่าง ๆ ได้ และถ้าผู้ใช้บริการเดิมมีก๊าซธรรมชาติเหลือจากปริมาณในสัญญา เพราะได้ทำสัญญาไว้มากกว่าความต้องการที่คาดไว้ ผู้ใช้บริการก็มีแรงจูงใจที่จะหาตลาดสำหรับปล่อยก๊าซที่ตนมีอยู่ ตัวอย่างของประเทศเนเธอร์แลนด์มีการให้ผู้ขายรายใหม่เข้ามารับสัมปทานผลิตก๊าซฯ ในแหล่งผลิตใหม่ (Small Field Policy) เพื่อเป็นการกระตุ้นให้มีผู้ขายก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น

4. **ประเภทของบริการ** นอกจากจะให้บริษัทท่อแยกขายบริการสิทธิการใช้ท่อ สิ่งสำคัญคือต้องมีกลไกการซื้อขายสิทธิในตลาดรองด้วย เพื่อให้ผู้มีก๊าซฯ เหลือใช้จากสัญญาสามารถจัดส่งได้ เกิดการแข่งขันในตลาดก๊าซฯ นอกจากนี้ ผู้ให้บริการจัดส่งมีการแบ่งแยกการบริการจัดส่ง ทั้งในลักษณะแน่นอน (Firm Service) และไม่แน่นอน (Interruptible Service) และมีการให้บริการประเภทที่แบ่งแยกเป็นช่วงเวลาด้วย เช่น บริการต่อปี ต่อไตรมาส ต่อเดือน ต่อวัน การให้บริการประเภทที่ไม่แน่นอนส่วนใหญ่จะมีไปถึงระดับวัน ในประเทศสหรัฐอเมริกาและกลุ่ม EU การบริการได้แบ่งย่อยไปถึงระดับช่วงเวลาที่ใช้บริการภายในวัน คือ On-Peak และ Off-Peak เพื่อจะได้แยกอัตราค่าบริการส่งก๊าซฯ ตามปริมาณความต้องการและอุปทานความสามารถของระบบ เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพในการใช้บริการ ผลดีที่ตามมาคือความเชื่อมั่นที่จะทำให้สัญญาซื้อขายก๊าซฯ ทั้งระยะสั้นและระยะยาวผูกกับดัชนีราคาก๊าซฯ แทนที่จะใช้สัญญาระยะยาวแบบเดิมที่มีราคากำหนดตายตัว หรือสัญญาลักษณะไม่ใช่ก็ต้องจ่าย
5. **ข้อมูลและเวทีซื้อขายสิทธิการใช้ความสามารถท่อส่งก๊าซฯ** เพื่อส่งเสริมความโปร่งใส และมีการซื้อขายอย่างเป็นธรรม บริษัทท่อควรมีเวทีการซื้อขายอิเล็กทรอนิกส์ที่มีการปรับข้อมูลได้อัตโนมัติ ประเทศสหรัฐอเมริกา เนเธอร์แลนด์ และ ออสเตรเลีย ต่างก็มีการสร้างเวทีซื้อขาย หรือให้ข้อมูลความสามารถในการใช้ท่อ
6. **แก้ปัญหาเรื่องการซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่คุณภาพไม่เท่ากันด้วยการซื้อขายโดยใช้หน่วยพลังงานไฟฟ้า** ประเทศเนเธอร์แลนด์ และประเทศอื่นใน EU สามารถแก้ปัญหการซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่คุณภาพไม่เท่ากันโดยการเปลี่ยนหน่วยเป็นพลังงานไฟฟ้า การซื้อขายด้วย €/kWh กลายเป็นที่ยอมรับ และทำให้สามารถเปรียบเทียบมูลค่าของพลังงานได้โดยสะดวก ไม่ว่าจะเป็นการซื้อขายพลังงานในรูปก๊าซธรรมชาติ หรือไฟฟ้า
7. **การมีคลังเก็บก๊าซธรรมชาติจะก่อให้เกิดความยืดหยุ่นในการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ** และหากบวกกับการมีสิทธิใช้บริการท่อ จะสามารถทำให้ตลาดซื้อขายก๊าซธรรมชาติเกิดขึ้นได้ในรูปแบบ Spot Trading หรือ Gas Hub
8. **การมีตลาดซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่มีสภาพคล่องจะทำให้การซื้อขายอิงกับอุปสงค์และอุปทานของก๊าซธรรมชาติ (Gas-on-Gas Competition)**



ทางเลือกรูปแบบโครงสร้างส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า

จากการวิเคราะห์นโยบายของภาครัฐและโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของไทยในปัจจุบัน พบว่า โครงสร้างฯ ในปัจจุบันไม่สามารถรองรับการนำแหล่งผลิตไฟฟ้ารูปแบบใหม่ๆ เข้ามาบูรณาการในระบบ รวมของไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ มีหลายประเด็นที่เป็นอุปสรรคในการแข่งขัน หากไม่มีการพิจารณา ปรับเปลี่ยนจะไม่สามารถนำแหล่งผลิตไฟฟ้ารูปแบบใหม่ๆ ที่มีต้นทุนต่ำและสะอาด ก่อให้เกิดประโยชน์ สูงสุดต่อระบบรวมได้ และอาจเป็นภาระให้แก่ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นให้กับระบบรวม (ดูรายละเอียดในบทที่ 5)

ตารางที่ 2 อุปสรรคของโครงสร้างปัจจุบัน

โครงสร้างปัจจุบัน	อุปสรรคในการบูรณาการให้เป็นประโยชน์ต่อระบบรวม
ESB	ไม่สามารถติดตามและควบคุม DERs ได้ ทำให้ไม่สามารถส่งจ่าย DERs ได้
แผน PDP	การพยากรณ์ความต้องการพลังงานที่หักปริมาณ DERs ออก ก่อนทำการวิเคราะห์ แผน PDP ไม่เพียงพอและขาดประสิทธิภาพในการบูรณาการ DERs ควรมีการบริหารจัดการให้เกิดขึ้นในพื้นที่ที่จะเป็นประโยชน์ต่อระบบรวม สามารถเป็น ทางเลือกของระบบที่จะหลีกเลี่ยงการลงทุนจากต้นทุนที่สูงกว่า (Non-wire Alternative)
นโยบายรับซื้อไฟฟ้าของ ภาครัฐ	โดยภาพรวม ภาครัฐมีการรับซื้อไฟฟ้าตามประเภทเทคโนโลยี ไม่ว่าจะผ่านการ จัดซื้อของแผน PDP หรือ แผน AEDP (การรับซื้อพลังงานหมุนเวียน) ซึ่งไม่คำนึงถึง ประเภทบริการต่าง ๆ ที่ระบบรวมต้องการ อาทิ บริการพลังงานไฟฟ้า บริการความ ต้องการกำลังการผลิต บริการลดมลพิษ หรือบริการตอบสนองความถี่ต่อระบบส่ง การเลือกซื้อตามเทคโนโลยี ปิดโอกาสแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มีความสามารถให้บริการ ต่าง ๆ แต่ไม่อยู่ในแผน PDP ที่จะเข้าไปแข่งขันได้ ก่อให้เกิดความเป็นไม่เป็นธรรม ในเวทีการแข่งขัน (Lack Technology Neutrality)
การรับซื้อพลังงานหมุนเวียน	การรับซื้อพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ First-Come-First Bought ของภาครัฐนั้น ประสบปัญหาหลัก 2 ประการ คือ (1) การกำหนดราคาที่ไม่สะท้อนมูลค่าที่พลังงาน หมุนเวียนควรได้รับจากการให้ประโยชน์ต่อระบบ อาจทำให้ระบบรวมต้องรับภาระ ต้นทุนกว่าประโยชน์ที่จะได้รับ หรือราคาอาจจะน้อยเกินไปไม่จูงใจให้เข้ามามีส่วน ร่วมในระบบรวม และ (2) เป็นการใช้นโยบายอุดหนุนที่ขาดประสิทธิภาพในการนำ พลังงานหมุนเวียนมาเป็นประโยชน์ต่อระบบรวม เพราะไม่มีการคำนึงถึงต้นทุนของ ระบบในการรองรับพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้ สถานที่ตั้งของพลังงานหมุนเวียนมี ผลกระทบต่อระบบจำหน่าย และระบบส่ง
อัตราค่าบริการไฟฟ้า	เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงจาก 3-D อัตราค่าบริการไฟฟ้าที่ให้บริการในรูปแบบรวม หรือ Bundled Services ไม่สามารถส่งสัญญาณต้นทุนทั้งหมดของการผลิตไฟฟ้า การส่งจ่ายและส่งไฟฟ้า และจำหน่ายไฟฟ้า ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่มีและมี DERs ได้



โครงสร้างปัจจุบัน	อุปสรรคในการบูรณาการให้เป็นประโยชน์ต่อระบบรวม
	ซึ่งจะก่อปัญหาให้กับผู้ประกอบการดูแลระบบไฟฟ้า เพราะอัตราบริการไฟฟ้าไม่โปร่งใสพอที่จะส่งสัญญาณให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มี DERs ตัดสินใจในการใช้ไฟฟ้าจากระบบ และจากแหล่งผลิตของตนเอง อาจส่งผลในการโอนภาระต้นทุนที่มีการลงทุนไปแล้วของระบบ
โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ	ข้อจำกัดของทางเลือกในการซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติทั้งภายในและภายนอกประเทศ การไม่มีคลังเก็บก๊าซธรรมชาติ และตลาดซื้อขายก๊าซธรรมชาติในประเทศ
โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ	โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติที่มีการเลือกปฏิบัติ ไม่ว่าจะเป็นระหว่างกลุ่มผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ หรือภายในกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเอง เป็นอุปสรรคต่อการแข่งขันของภาคไฟฟ้า

ดังนั้น ที่ปรึกษาเห็นถึงความจำเป็นในการปรับเปลี่ยนโครงสร้างปัจจุบันให้ไปสู่โครงสร้างที่สามารถรองรับแหล่งผลิตไฟฟ้ารูปแบบใหม่ๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ และประสิทธิผล ที่ปรึกษานำเสนอทางเลือก 3 รูปแบบ ที่เริ่มจากการเปลี่ยนแปลงที่น้อยที่สุดจากระบบ ESB ในปัจจุบัน (Scenario 1—S1) ไปถึงโครงสร้างที่มีการเปิดเสรีเต็มตัวทั้งในระดับค้าส่งและค้าปลีก (Scenario 3—S3) เนื่องจากคาดว่าภายในปี 2037 (2580) จะมี DERs เพิ่มขึ้นเป็นจำนวนมากกว่า 9,000 MW (และมีพลังงานหมุนเวียนรวม 29,411 MW) ทำให้ภาคอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทยต้องมีการลงทุนปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็นอัจฉริยะขึ้น เพื่อสามารถติดตาม ควบคุม และส่งจ่ายแหล่งผลิตไฟฟ้าทุกประเภทได้อย่างเป็นธรรม

รูปแบบที่ 1 (S1-Energy Service Utility Model) เป็นตลาดที่ยังคงระบบ ESB และมี Energy Service Utility (ESU) ซึ่งคือ กฟน. และ กฟภ. ไม่มีการแข่งขันในระดับขายปลีกภายนอกนิคมอุตสาหกรรม แต่ใช้อัตราบริการ Advanced Net Metering ในการชดเชยผู้ให้บริการต่อระบบ และมีการซื้อขายแบบทวิภาคี ดังนั้น ต้องมีข้อกำหนด OATT

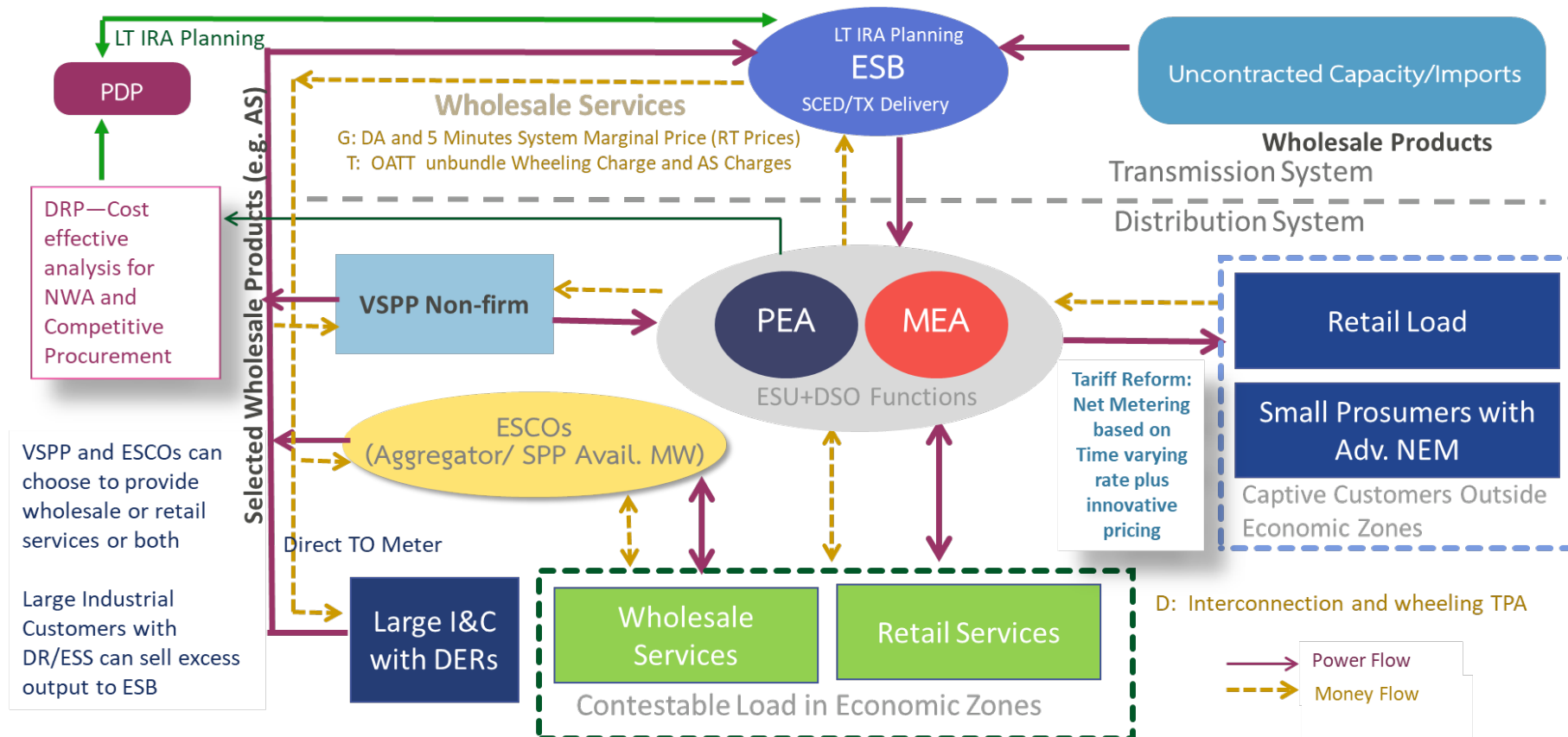
รูปแบบที่ 2 (S2-Wholesale Power Market Model) เป็นตลาดที่มี ISO บริหารในระดับค้าส่ง มีการแข่งขันที่จำกัดในระดับขายปลีกภายนอกนิคมอุตสาหกรรม ใช้อัตราบริการ Advanced Net Metering ในการชดเชยผู้ให้บริการต่อระบบ แต่เนื่องจากการซื้อขายกับ ISO และมีการเปิดเสรีในระดับขายปลีกมากขึ้น บทบาทนี้จะน้อยลงกว่ารูปแบบ S1 ยังคงข้อกำหนด OATT ไว้ แต่จะใช้บริการที่จุดนำเข้าและจุดส่งออก เพราะภายในตลาดจะมีการใช้ค่าความแออัดจาก LMP³

รูปแบบที่ 3 (S3-Smart Integrator Market Model) เป็นตลาดที่มี ISO Markets และ Smart Integrator Platform

³ แต่ยังมีเรียกเก็บค่าบริการ Access Charge

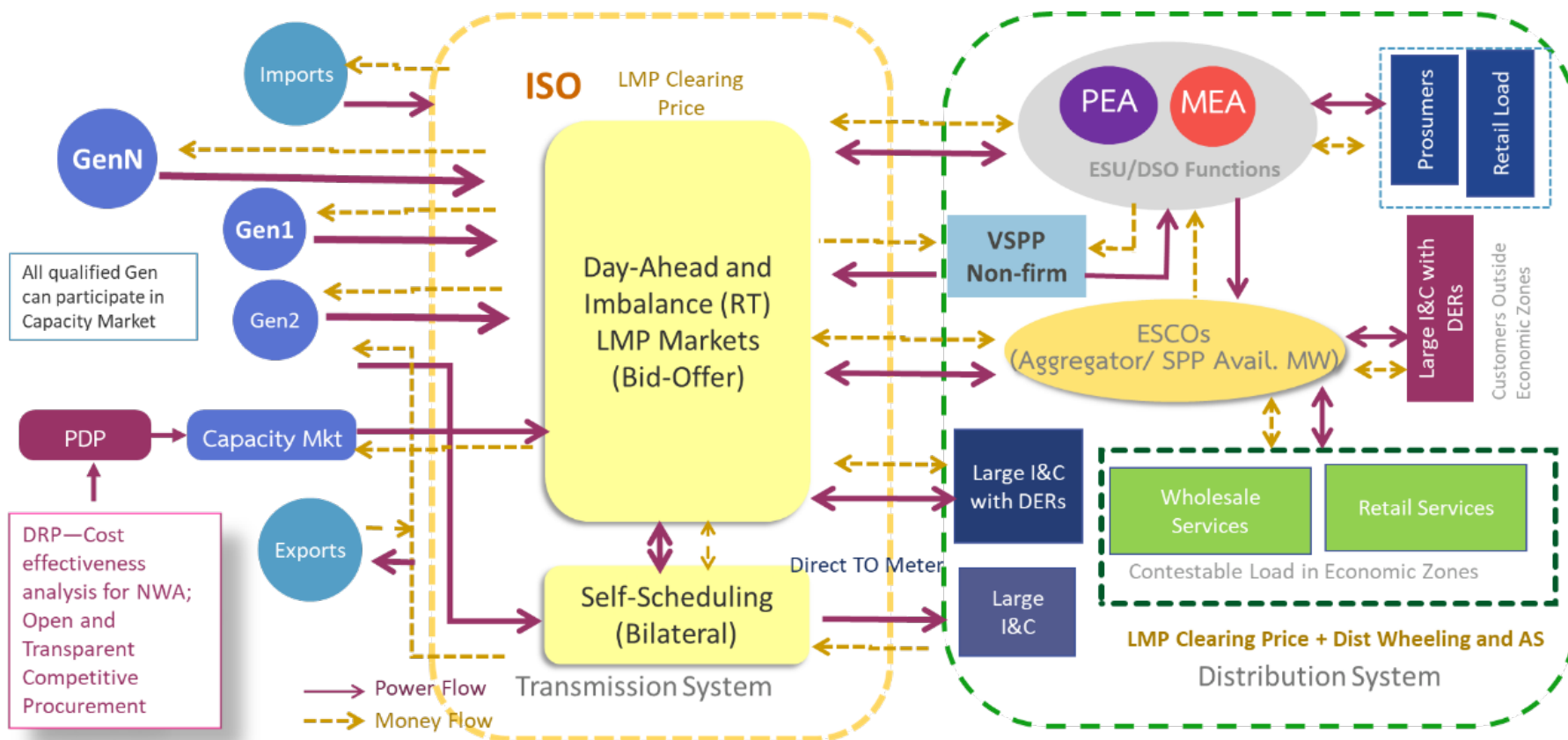


รูปที่ 1 ทางเลือกรูปแบบที่ 1 (S1-Energy Service Utility Model)



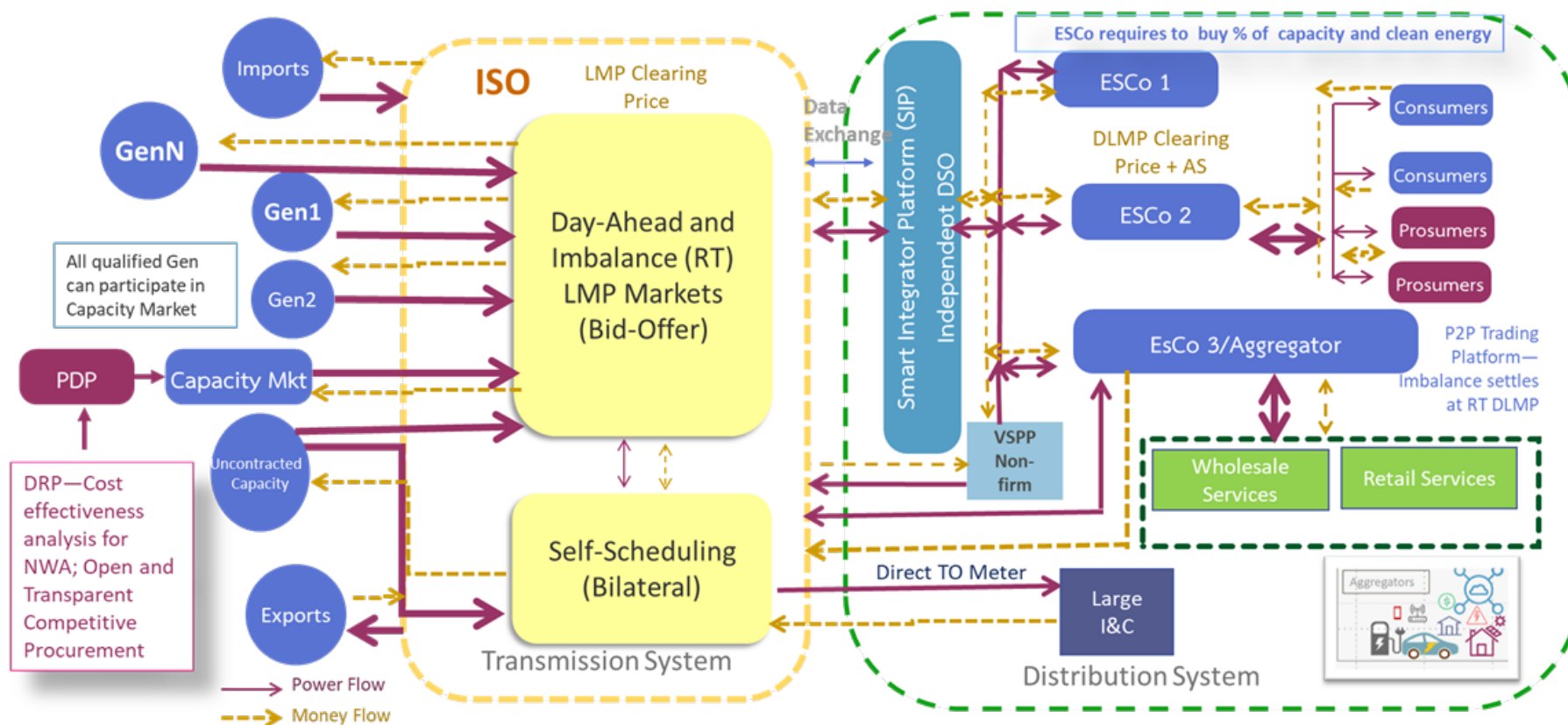


รูปที่ 2 ทางเลือกรูปแบบที่ 2 (S2-Wholesale Power Market Model)





รูปที่ 3 ทางเลือกรูปแบบที่ 3 (S3-Smart Integrator Market Model)



ตารางที่ 3 เปรียบเทียบรูปแบบโครงสร้างส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าขั้นสุดท้ายของประเทศไทย

[illegible]

เป้าหมาย	S1—ESB With Net Metering and OATT	S2—ISO	S3—ISO & Smart Integrator
มีกลไกการแข่งขันที่แข็งแกร่ง มีการใช้ราคาจากตลาดในการส่งสัญญาณ ต่อการตัดสินใจของผู้ผลิต นักลงทุน และผู้ใช้งาน เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับระบบไฟฟ้า	จำกัดการแข่งขัน เพราะมีเพียง ESB ที่รับซื้อเท่านั้น หากมี DERs มากขึ้น ระบบนี้จะไม่มีประสิทธิภาพ เพราะการซื้อขายผ่านทวิภาคีจะมีการเสียค่าธรรมเนียมสูง เพราะต่างฝ่ายต่างจัดซื้อ มากกว่าที่จะให้ระบบกลางเป็นผู้บริหาร ค่าใช้จ่ายในการส่ง และจำหน่ายข้ามเขตจะสูงได้	มีผู้ซื้อ ผู้ขายมากมาย ตลาดมีสภาพคล่องมาก มีความเข้มข้นในการแข่งขันในระดับขายส่งส่งสัญญาณได้ถึงระดับสถานที่ และเวลา เพราะใช้ LMP ต้องมีการปฏิรูปอัตราบริการขายปลีก แต่ยังใช้ราคากลางของ Generation ในการจัดทำอัตราบริการขายปลีกได้	มีความเข้มข้นในการแข่งขันในระดับขายส่งส่งสัญญาณได้ถึงระดับสถานที่ และเวลา เพราะใช้ LMP สัญญาณราคาสามารถสื่อได้ถึงระดับขายปลีก ไม่ต้องใช้อัตราบริการขายปลีกเป็นราคากลาง เพราะสามารถเห็นราคากลางของ Generation ตามสถานที่และเวลา
ไม่มีอุปสรรคในการเข้าร่วมการแข่งขัน ไม่กีดกัน หรือ สนับสนุนผู้ประกอบการผลิตประเภทใดประเภทหนึ่ง แหล่งผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ มีความเท่าเทียมกันในการเข้าร่วมตลาด ไม่ว่าจะเป็น Emerging Resources หรือ โรงไฟฟ้าประเภทเดิม	จำกัดในการแข่งขัน เพราะ DERs ขนาดเล็กจะต้องพึ่ง Aggregator หรือ Net Metering การรับซื้อจาก ผ่านแผน PDP อาจมีอุปสรรค และสัญญาเก่าถ้ามีระยะเวลานานสามารถเป็นอุปสรรคต่อแหล่งผลิตใหม่ที่มีประสิทธิภาพมากกว่า	DERs สามารถเข้าร่วมในตลาดได้ อย่างเต็มที่ เพราะสามารถขายได้ตรงกับ ISO แต่อาจทำผ่าน Aggregator/ESCO การรับซื้อผ่าน Capacity Market ให้ความเป็นธรรม ไม่เลือกเทคโนโลยี และสามารถออกแบบให้มีการซื้อขายบ่อยครั้ง ไม่จำเป็นต้องมีสัญญาระยะยาว	DERs มีทางเลือกมากขึ้นในการแข่งขัน การรับซื้อผ่าน Capacity Market ให้ความเป็นธรรม ไม่เลือกเทคโนโลยี ทำได้เช่นเดียวกับ S2



เป้าหมาย	S1—ESB With Net Metering and OATT	S2—ISO	S3—ISO & Smart Integrator
การมีกำลังการผลิตที่เพียงพอต่อความต้องการระยะยาว โดยคำนึงถึงสัดส่วนของประเภทเทคโนโลยี เชื้อเพลิงที่เหมาะสมกับรูปแบบการใช้ไฟฟ้า และต้นทุนการผลิตไฟฟ้า	สามารถกำหนดได้ตามแผนที่ กฟผ. กำหนด ร่วมกับสนพ. และ แผน DRP	ให้โอกาสทุกเทคโนโลยีเท่ากัน หากต้องการบริการความยืดหยุ่น สามารถออกแบบบริการและตลาดรองรับได้ การบริการจาก ISO สามารถให้ Economy of Scale ประหยัดต้นทุนได้	SI จะพึงระบบ ISO มากกว่า เพราะจะได้ Economy of Scales ของระบบรวม
การมีกำลังการผลิตที่เพียงพอต่อการดำเนินงานของระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อเสถียรภาพ	ไม่ต้องมีการปรับปรุงในเรื่องนี้ เพราะสามารถใช้ระบบเดิมได้	มีประสิทธิภาพมากขึ้น ลดค่าธุรกรรม และมีความโปร่งใส มีการใช้กลไกตลาดในการเลือก AS	ต้องมีการปรับปรุงเทคโนโลยีให้เป็นอัจฉริยะมากขึ้น เพราะแหล่งผลิตกระจาย และเล็ก ทำให้ต้องสามารถติดตาม และ ควบคุมได้
ความปลอดภัยในการดำเนินงานของระบบเมื่อมีการใช้ระบบเปิด	ความปลอดภัยสามารถควบคุมได้เพราะใช้ระบบเดิม หรือระบบไม่จำเป็นต้องติดต่อกันมาก (Decentralized System)	ความปลอดภัยมีมากกว่าเพราะเป็นระบบปิด	เทคโนโลยีต้องมีมาตรฐานเพื่อป้องกัน Cyber Security เพราะเป็นระบบเปิด
สนับสนุนสภาพแวดล้อมที่จะก่อให้เกิดนวัตกรรมใหม่ๆ ที่สามารถยกระดับเศรษฐกิจของประเทศให้สูงขึ้น	มีบ้าง	มีเพิ่มมากขึ้น แต่จะอยู่ในระดับ Utility Network มากกว่า Home Network	มีมากเพราะเทคโนโลยีในระดับ Home Network จะเพิ่มขึ้น ด้วย SI จะเป็นองค์กรกลางเอื้อการสื่อสารระหว่าง Home Network และ Utility Network Demand Response สามารถเกิดได้เร็วขึ้น



เป้าหมาย	S1—ESB With Net Metering and OATT	S2—ISO	S3—ISO & Smart Integrator
สนับสนุนการพัฒนาพลังงานทดแทนการ อนุรักษ์พลังงานจาก ร่างแผน AEDP 2018 เพื่อได้เข้าเป้าสู่พลังงานสะอาด และความยั่งยืน	สามารถทำได้ แต่ต้องใช้การวางแผน PDP + DRP + AEDP	เหมือน S1 แต่สามารถออกแบบให้มีประสิทธิภาพ มากขึ้นโดยใช้กลไกตลาด พลังงานสะอาดอาจมี เพิ่มขึ้นในระดับ Utility-Scale	เหมือน S2 รูปแบบตลาดที่มี SI สามารถจูงใจให้มี Prosumers หรือ DERs เพิ่มมากขึ้น เป็นสิ่งดีต่อ การอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม
วางอัตราบริการให้สะท้อนต้นทุนในการ ให้บริการ เพื่อเกิดความโปร่งใส เป็น ธรรม และก่อให้เกิดการปรับพฤติกรรม การใช้ไฟฟ้า มีการประหยัดไฟ และราคา ที่ไม่แปรปรวนเกินไป	ไม่จำเป็น แต่ระบบนี้จะสามารถเห็นราคา ประมูลที่ กฟผ. จะประกาศทุกวัน	สามารถทำได้เพราะต้นทุนของค่า G มีการรายงาน จากตลาด มีความน่าเชื่อถือมากขึ้น แต่ราคาจะ แปรปรวนขึ้นเพราะสามารถส่งสัญญาณได้ตาม สภาพอุปทานและอุปสงค์ จะมีการสร้างบริการลด ความเสี่ยงในตลาดนี้	เช่นเดียวกับ S2
ความเสียเปรียบ	มีการกำกับมาก การซื้อขายผ่านทวิภาคี อาจไม่มีสภาพคล่อง ถ้ามีผู้ซื้อผู้ขายน้อย ราย ค่าทำธุรกรรมสูง	ตลาดในเวลาจริงมีความเสี่ยง และอาจไม่เหมือน ตลาดล่วงหน้าหนึ่งวัน IT System ต้องใช้เวลาในการปรับเปลี่ยนมีการ ลงทุนทั้งการเงินและเวลา	ต้องมีการลงทุนในระบบมาก และใช้เวลานานในการ เตรียมความพร้อม (การลงทุนสูงกว่า S2)
ความได้เปรียบ	ง่ายต่อการนำไปปฏิบัติ ไม่ต้องมีการลงทุน มาก	เป็นตลาดที่มีประสิทธิภาพ ลดต้นทุนในการทำ ธุรกรรม มีราคาเป็นแรงจูงใจให้กับผู้ผลิตในการเข้า ร่วมตลาด และผู้ร่วมตลาดสามารถบริหารความ เสี่ยงของตนได้	เช่นเดียวกับ S2 แต่จะส่งเสริมการเติบโตของ DERs ของ IPS
การบรรลุเป้าหมาย			



รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีการแข่งขันที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยและแผนที่นำทาง

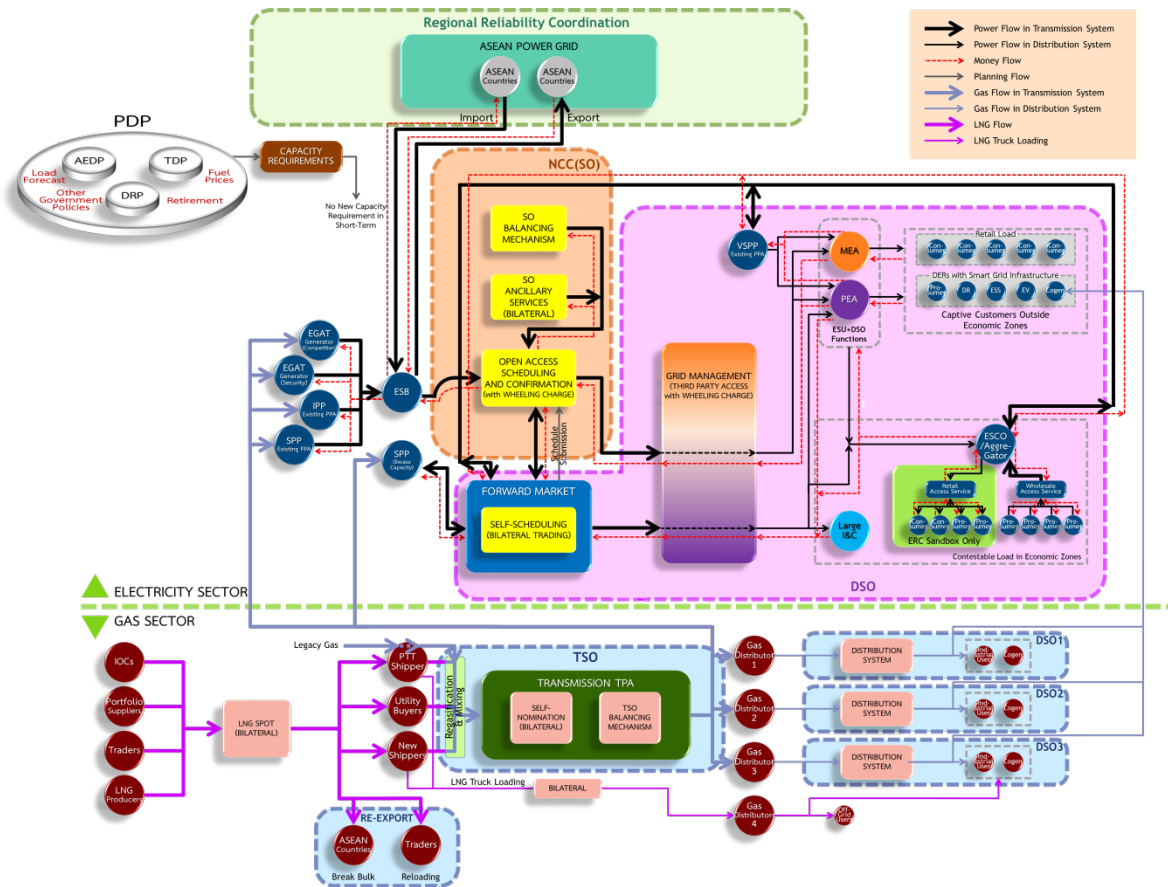
จากผลการวิเคราะห์แนวโน้มธุรกิจการผลิตและการใช้ไฟฟ้าที่มีผลต่อการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยในบทที่ 2 ผลการศึกษบทเรียนสำหรับประเทศไทย (Lesson Learned) จากประเทศต่าง ๆ ในบทที่ 4 และผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบทางเลือกรูปแบบโครงสร้างการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า S1 S2 และ S3 และข้อคิดเห็นจากผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียทั้งหมด ที่ปรึกษาจึงได้จัดทำข้อเสนอแนะรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยอ้างอิงจากรูปแบบที่ 3 (S3) ทั้งนี้ การพัฒนารูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยดังกล่าวจะแบ่งออกเป็น 4 ระยะ คือ ระยะทดลอง ระยะที่ 1 ระยะที่ 2 และระยะที่ 3 รายละเอียดดังนี้

1) ระยะทดลอง-โครงการนำร่อง (Pilot Project)

การพัฒนารูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะทดลอง เบื้องต้นควรจะเริ่มจากการแข่งขันที่ไม่ซับซ้อนมากนัก มีการจำกัดขอบเขตและกรอบระยะเวลาในการทดลองให้ชัดเจน และง่ายในทางปฏิบัติและธุรกรรมที่เกิดขึ้นอยู่แล้วในระบบ จะมีโอกาสประสบความสำเร็จมากกว่า คือ การเปิดให้ตลาดซื้อขายข้อตกลงล่วงหน้า (Forward Market) สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในลักษณะทวิภาคีระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย โดยผู้ขายไฟฟ้าในระยะทดลอง (เฉพาะที่มีที่ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่ EEC 3 จังหวัด – ระยอง ชลบุรี และฉะเชิงเทรา) จะเป็นโรงไฟฟ้าเอกชน (SPP หรือ VSPP) ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเกิน (Excess Capacity) และกลุ่ม Prosumer ที่ขายผ่าน ESCO เอกชนที่เป็นผู้รวบรวมแล้วนำไปเสนอขายใน Forward market อีกทอดหนึ่ง ส่วนผู้ซื้อไฟฟ้าในระยะทดลอง (เฉพาะที่มีที่ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมในเขตพื้นที่ EEC 3 จังหวัด – ระยอง ชลบุรี และฉะเชิงเทรา) จะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ กฟผ. ESCO VSPP และ SPP ที่มีความต้องการซื้อไฟฟ้าจากตลาดในลักษณะ Forward Economy Energy ซึ่งมีต้นทุนต่ำกว่าการที่จะผลิตหรือจัดหาไฟฟ้าเอง ซึ่งจะเป็นการซื้อขายล่วงหน้าแบบทวิภาคีที่มีการส่งมอบไฟฟ้าทางกายภาพ (Forward Bilateral Physical Contract) ผ่านการให้บริการระบบส่งของ กฟผ. และระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือ SPP (แล้วแต่กรณี) ซึ่งจะทำให้เกิดการแข่งขันระหว่างผู้ขายซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าเอกชนด้วยกันเองและเปิดโอกาสให้ผู้ซื้อไฟฟ้ามีทางเลือกในการซื้อไฟฟ้ามากขึ้น ทั้งนี้ ผู้ขายไฟฟ้าจะต้องชำระค่าบริการระบบส่งไฟฟ้า (ค่าบริการ Balancing Charge, Ancillary Services Charge, Transmission Access Charge, Transmission Loss และ Congestion Charge (ถ้ามี)) ให้กับ กฟผ. และชำระค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ค่าบริการ Distribution Usage Charge และ Distribution Loss) ให้กับ กฟผ. หรือ SPP (แล้วแต่กรณี) ตามอัตราค่าบริการที่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. ดังรูปที่ 4



รูปที่ 4 รูปแบบตัวอย่างโครงการนำร่องเพื่อทดลองการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าใน (ระยะทดลอง)



นอกจากนั้น ในระยะทดลองยังเปิดโอกาสให้มี ESCO เอกชนรายใหม่เข้ามาแข่งขันในการให้บริการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า โดย ESCO เอกชนเหล่านี้จะต้องทำการขอใช้และเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Third Party Access; TPA) ของ กฟภ. หรือ SPP (แล้วแต่กรณี) เพื่อให้บริการกับลูกค้าของตนเอง โดย ESCO แต่ละรายสามารถทำการทดลองซื้อขายไฟฟ้ากันเองได้เฉพาะในกลุ่มลูกค้าของตนเองเท่านั้น และจะต้องชำระค่าบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ค่าบริการ Distribution Usage Charge และ Distribution Loss) ให้กับ กฟภ. หรือ SPP (แล้วแต่กรณี)

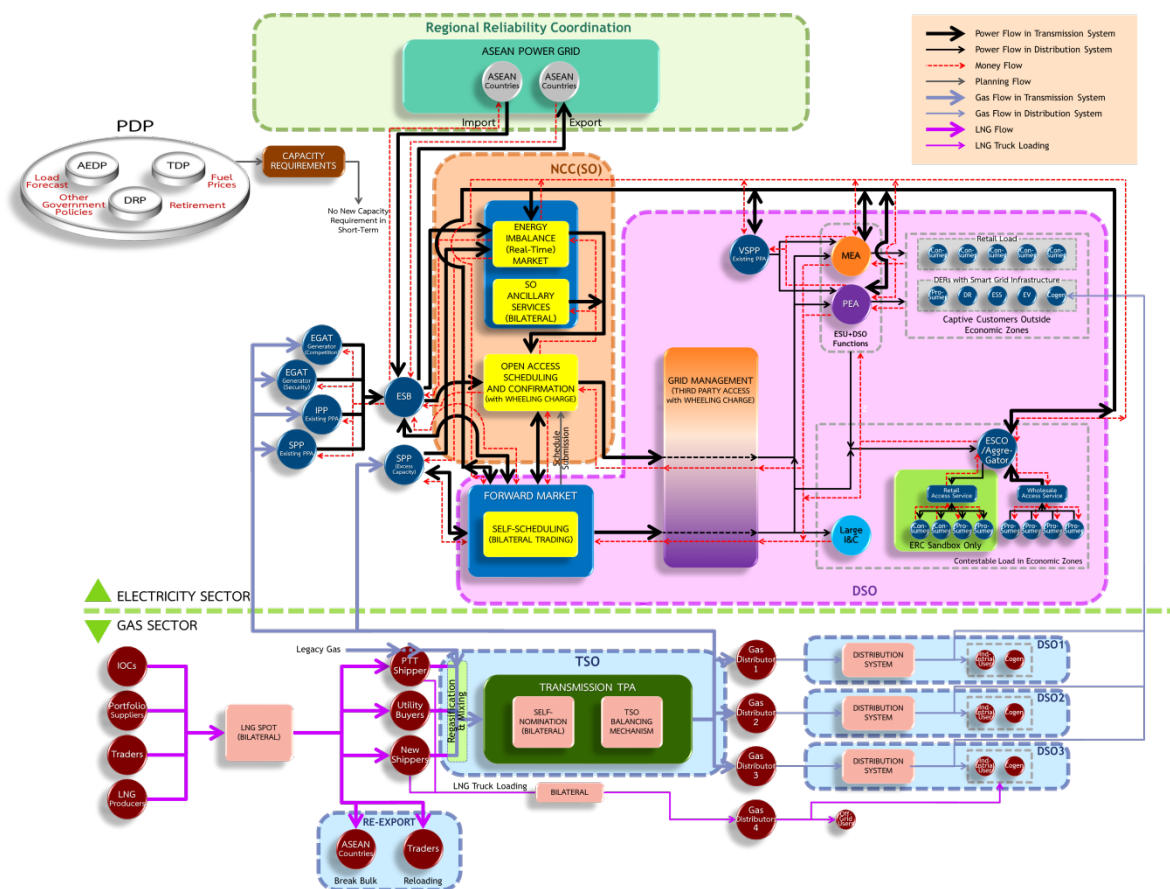
สำหรับรูปแบบของกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะทดลองจะมีการส่งเสริมการแข่งขันโดยการเปิดโอกาสให้ Shipper แต่ละรายสามารถนำเข้า LNG ใช้บริการสถานีจัดเก็บและแปรสภาพ LNG และใช้บริการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติได้ ซึ่งจะส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันกันระหว่าง Shipper ด้วยกันเองและเปิดโอกาสให้ลูกค้าที่เป็นโรงไฟฟ้าและผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติมีทางเลือกในการซื้อก๊าซธรรมชาติมากขึ้น



2) รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าในระยะที่ 1

รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าในระยะที่ 1 จะมีลักษณะคล้ายกับรูปแบบในระยะทดลองแต่จะมีการขยายขอบเขตของตลาดให้ครอบคลุมพื้นที่ทั่วประเทศ และมีผู้เข้าร่วมในตลาดเพิ่มมากขึ้น ได้แก่ กฟน. ที่สามารถเข้าร่วมในตลาด Forward Market ได้ในฐานะทั้งผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้า และผู้เข้าร่วมในตลาดรายเดิมจะมีบทบาทมากขึ้น ได้แก่ กฟผ. ที่สามารถเข้าร่วมในตลาดได้ในฐานะผู้ขายไฟฟ้า (หาก กฟผ. สามารถจัดหา Economy Energy ได้) และ กฟผ. ในส่วนของ ESB (Enhanced Single Buyer) ที่สามารถเข้าร่วมในตลาดได้ในฐานะทั้งผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้า ดังรูปที่ 5

รูปที่ 5 รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีการแข่งขันที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในระยะที่ 1





กฟผ. จะจัดตั้งตลาดปรับสมดุล (Energy Imbalance (Real-Time) Market) เพื่อจัดหาพลังงานไฟฟ้าที่จำเป็นในการบริหารสมดุลของระบบไฟฟ้า โดยเปิดโอกาสให้โรงไฟฟ้าเอกชน (SPP หรือ VSPP) ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเกิน (Excess Capacity) กลุ่ม Prosumer (ที่มี ESCO เอกชนเป็นผู้รวบรวม) กฟผ. กฟน. และ กฟผ. (ในส่วนของ ESB) สามารถเสนอขายไฟฟ้าเข้ามาในตลาด Energy Imbalance (Real-Time) Market ได้ โดยมีศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (NCC (SO)) เป็นผู้รับซื้อเพียงผู้เดียว (One-Sided Market) ซึ่งจะทำให้การจัดหาไฟฟ้าเพื่อบริหารสมดุลของระบบไฟฟ้ามีประสิทธิภาพ โปร่งใส และเป็นธรรมมากขึ้น

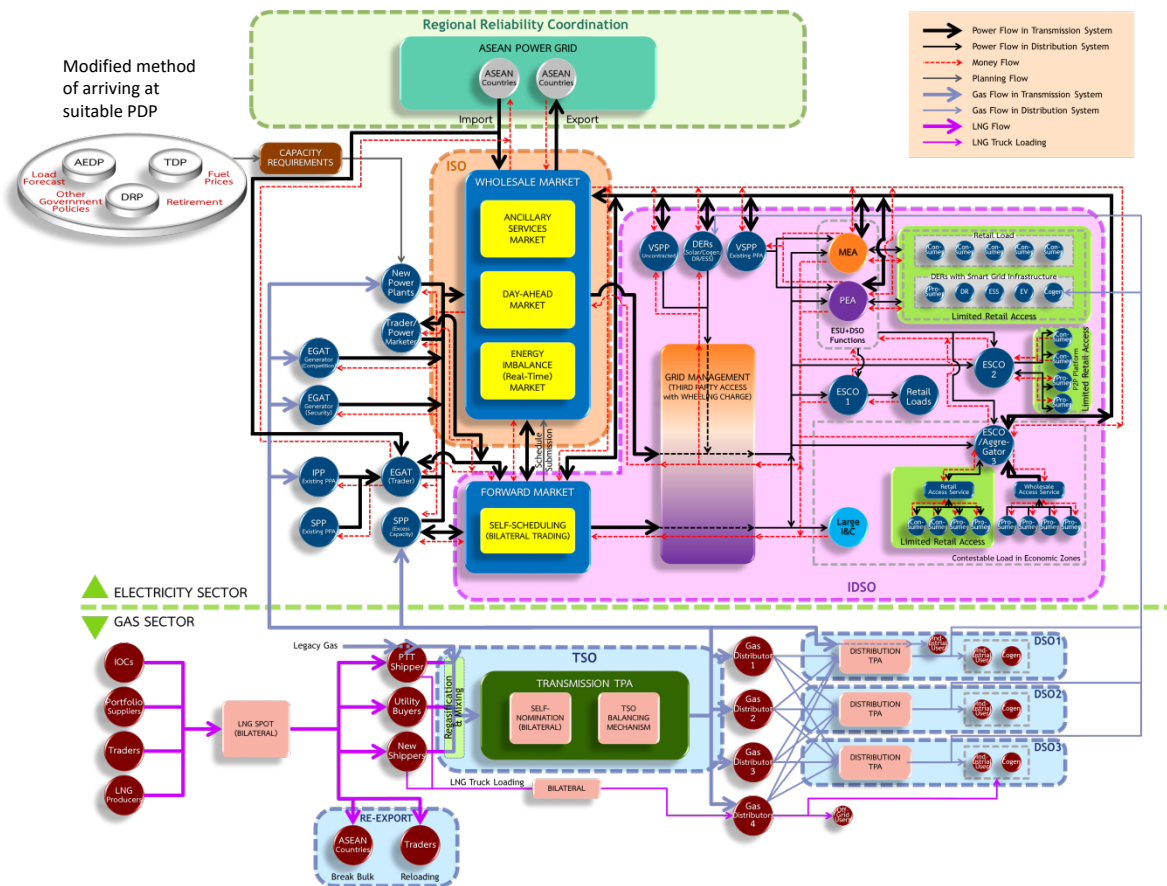
สำหรับรูปแบบของกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะที่ 1 จะเหมือนกับรูปแบบของกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะทดลองโดยไม่มีการเปลี่ยนแปลง

3) รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าในระยะที่ 2

รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าในระยะที่ 2 จะมีการจัดตั้งตลาดขายส่งไฟฟ้า (Wholesale Market) โดยเป็นการประมูลซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้าล่วงหน้าหนึ่งวัน (Day-Ahead Market) ในรูปแบบของ Two-Sided Market โดยผู้ขายไฟฟ้าในตลาด Wholesale Market จะประกอบด้วย ผู้ค้าส่งไฟฟ้าของ กฟผ. (EGAT Trader หรือ ESB เดิม) โรงไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อการแข่งขัน โรงไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อความมั่นคง ผู้ค้าส่งไฟฟ้าเอกชน (Trader) โรงไฟฟ้าใหม่ของเอกชนเพื่อการแข่งขัน (ถ้ามี) SPP หรือ VSPP ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเกินจาก PPA VSPP ที่ PPA หมดอายุลง DERs ESCOs หรือ Aggregators กฟน. และ กฟผ. ส่วนผู้ซื้อไฟฟ้าในตลาด Wholesale Market จะประกอบด้วย กฟน. และ กฟผ. ESCOs หรือ Aggregators Traders ของ กฟผ. และเอกชน SPP VSPP DERs และผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ในภาคอุตสาหกรรมและธุรกิจ ซึ่งการซื้อขายไฟฟ้าใน Wholesale Market จะเป็นการซื้อขายพลังงานไฟฟ้า (Energy Market) ในลักษณะของ Day-Ahead Market และบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary Services Market) และจะถูกควบคุมดูแลโดยผู้บริหารตลาด (Market Operator) ที่เป็นหน่วยงานภายใต้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าที่เป็นอิสระ (Independent System Operator; ISO ที่แยกออกมาจาก กฟผ. ให้เป็นหน่วยงานอิสระ) และรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าในระยะที่ 2 นี้ยังเปิดโอกาสให้กลุ่มประเทศเพื่อนบ้านสามารถเข้ามาซื้อหรือขายไฟฟ้าใน Wholesale Market ของประเทศไทยได้โดยจะเป็นการซื้อขายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ (Interconnection) ดังรูปที่ 6



รูปที่ 6 รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีการแข่งขันที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในระยะที่ 2



รูปแบบการขายปลีกไฟฟ้าในระยะที่ 2 จะส่งเสริมการแข่งขันโดยการแยกศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เป็นอิสระ (Independent Distribution System Operator; IDSO) ที่แยกออกมาจาก กฟน. และ กฟภ. ให้เป็นหน่วยงานอิสระ) และเปิดโอกาสให้ ESCO แต่ละรายเข้าไปซื้อไฟฟ้าจาก Wholesale Market ได้ โดยสามารถบริหารความเสี่ยงโดยการทำสัญญาทวิภาคีกับโรงไฟฟ้าเอกชน เช่น SPP (ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเกิน) VSPP (ที่ PPA หมดอายุลงแล้ว) และ DERs เป็นต้น ซึ่งจะเห็นได้ว่า ESCO แต่ละรายสามารถบริหารต้นทุนการซื้อไฟฟ้าได้ดีขึ้น และทำให้ศักยภาพในการแข่งขันของการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามไปด้วย

รูปแบบของกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะที่ 2 จะมีการเพิ่มการแข่งขันระหว่าง Shipper มากขึ้น เนื่องจากในตลาดซื้อขายไฟฟ้าซึ่งเป็นผู้ใช้ก๊าซรายใหญ่มีจำนวนผู้เข้าร่วมในตลาดมากขึ้น และในส่วนของการค้าปลีกก๊าซธรรมชาติจะมีการเพิ่มการแข่งขันโดยการเปิด TPA ในระบบจำหน่ายลักษณะเดียวกันกับระบบส่งก๊าซธรรมชาติ โดยจะมีการแข่งขันการให้บริการกับผู้ใช้งานก๊าซธรรมชาติประเภท Cogeneration เพิ่มขึ้น เนื่องจากผู้ใช้งานก๊าซธรรมชาติประเภทนี้จัดว่าเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าแบบอิสระ (Independent Power Supply; IPS) ด้วย และมีแนวโน้มที่ IPS เหล่านี้จะเพิ่มจำนวนมากขึ้น หากราคาก๊าซธรรมชาติมี

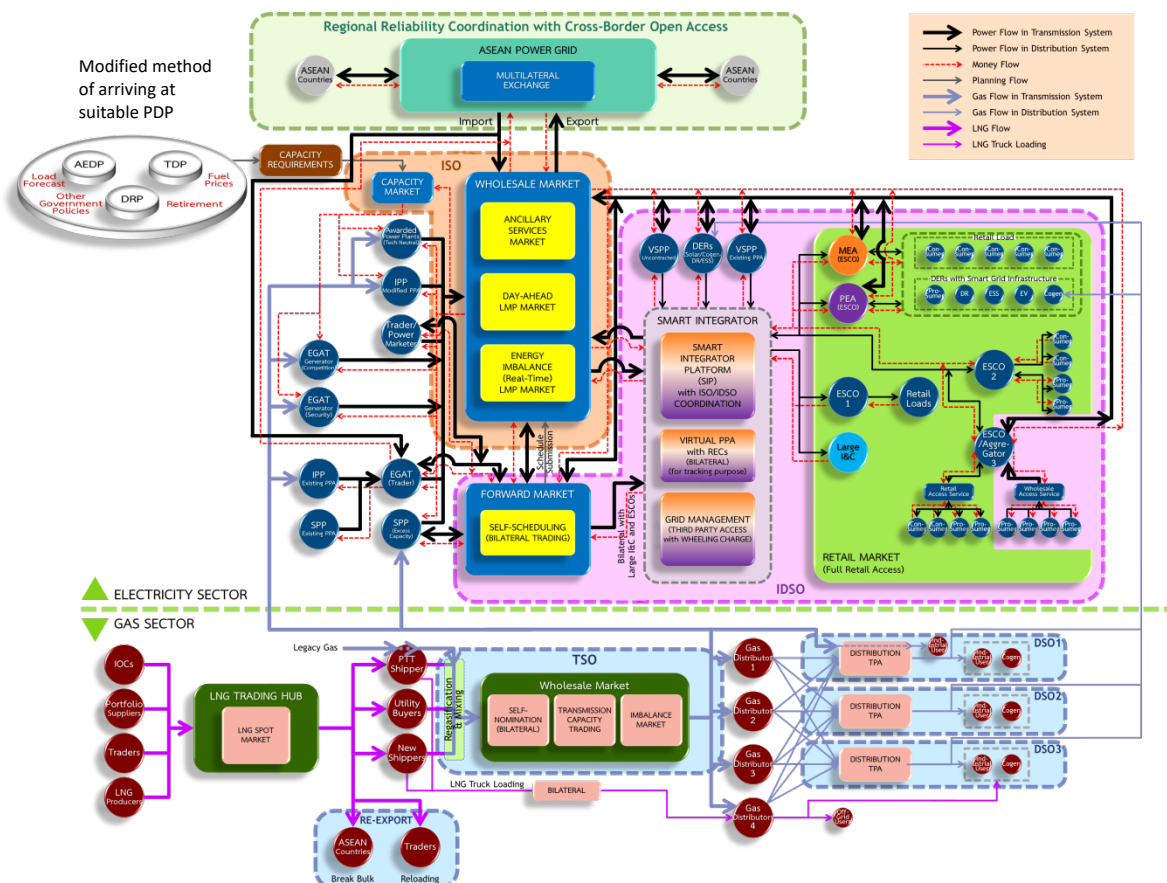


การแข่งขันมากขึ้น และในกรณีที่ IPS เหล่านี้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเกินในบางช่วงเวลาสามารถนำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ไปขายใน Wholesale Market หรือขายแบบทวิภาคีให้กับ ESCOs ได้

4) รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าในระยะที่ 3

รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าในระยะที่ 3 จะมุ่งหวังให้เกิดตลาดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ สำหรับการซื้อขายแบบพหุภาคี (Multilateral) โดยมี Wholesale Market ของประเทศไทยทำหน้าที่บริหารสมดุลสำหรับธุรกรรมการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศที่ใช้บริการระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย ในแต่ละจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ (Interconnection) ส่วน Wholesale Market ของประเทศไทยจะมีทั้ง Day-Ahead Market และ Energy Imbalance (Real-Time) Market ที่มีราคาซื้อขายไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าและจุดที่ซื้อไฟฟ้าในระบบ หรือ Locational Marginal Pricing (LMP) นอกจากนี้ จะมีการจัดตั้งตลาดกำลังการผลิตไฟฟ้า (Capacity Market) ขึ้นเพื่อประมุลจัดทำกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ โดยมีข้อบังคับ (Obligation) ให้โรงไฟฟ้าที่ชนะการประมูลจะต้องเสนอขายพลังงานไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้าด้วย ทั้งนี้ ยังเปิดโอกาสให้โรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) สามารถยื่นขอเปลี่ยนแปลงสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Modified PPA) เพื่อเข้าร่วมใน Capacity Market ได้เช่นเดียวกัน ดังรูปที่ 7

รูปที่ 7 รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีการแข่งขันที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในระยะที่ 3





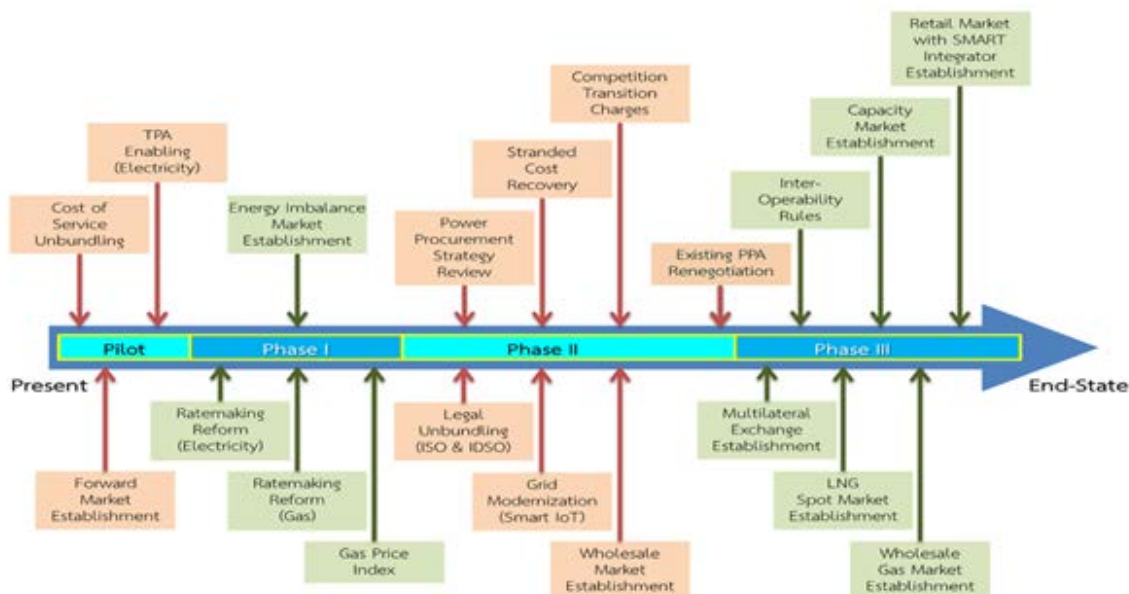
สำหรับการขายปลีกไฟฟ้าในระยะที่ 3 จะมีการจัดตั้ง Retail Market ขึ้น โดยมีระบบ Smart Integrator Platform (SIP) ซึ่งเป็น Platform กลางที่ทำหน้าที่สรุปยอดปริมาณธุรกรรมของการซื้อขายแบบ Bilateral การซื้อขายของ VSPP ภายใต้ PPA เดิมที่ยังมีอายุสัญญาเหลืออยู่ การซื้อไฟฟ้าจาก Wholesale Market การซื้อขายไฟฟ้าแบบเสมือนจริง (Virtual PPA) เพื่อตรวจสอบและยืนยันปริมาณ Renewable Energy Certificates (RECs) ทั้งหมดที่มีการซื้อขายในระบบ และการซื้อขายไฟฟ้าของ Peer-to-Peer Platform ทั้งหมดที่ดำเนินการอยู่ภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศ รวมถึงทำการซื้อขายไฟฟ้าเพื่อปรับสมดุลในเวลาจริงให้กับธุรกรรมการซื้อขายทั้งหมดด้วย โดย SIP จะประสานงานอย่างใกล้ชิดกับ ISO เพื่อให้การบริหารระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีความสมดุลมั่นคงและมีเสถียรภาพ

รูปแบบของกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะที่ 3 จะมีการจัดตั้งศูนย์กลางการซื้อขาย LNG ของภูมิภาค (LNG Trading Hub) ในลักษณะของ Spot Market เพื่อทดแทนการซื้อขาย LNG แบบทวิภาคีของ Shipper แต่ละราย โดยมุ่งหวังให้ราคาซื้อขาย LNG ที่เกิดขึ้นในตลาดจะเป็นราคาอ้างอิงของภูมิภาคนี้ และจะมีการจัดตั้ง Wholesale Market ของก๊าซธรรมชาติขึ้นในประเทศ ซึ่งจะประกอบด้วยตลาดปรับสมดุลก๊าซธรรมชาติ (Imbalance Market) และการซื้อขายความสามารถของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Transmission Capacity Trading) โดยจะทำให้ Shipper มีเครื่องมือบริหารสมดุลและสิทธิความสามารถของท่อส่งก๊าซธรรมชาติด้วยตนเองผ่านการซื้อขายในตลาด Wholesale Market ได้อย่างโปร่งใสและเป็นธรรม

จากข้อเสนอแนะรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีการแข่งขันที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยที่แบ่งออกเป็น 4 ระยะ คือ ระยะทดลอง-โครงการนำร่อง ระยะที่ 1 ระยะที่ 2 และระยะที่ 3 ที่ปรึกษาได้นำมาทำการวิเคราะห์ Key Milestones หลักที่จะต้องมีการดำเนินการให้แล้วเสร็จในแต่ละระยะของพัฒนาการตลาดได้ ดังรูปที่ 8



รูปที่ 8 Key Milestones หลักที่สำคัญในการพัฒนาตลาดซื้อขายไฟฟ้าของประเทศไทย



ในส่วนของแผนที่นำทาง ที่ปรึกษาได้พิจารณารายละเอียดของการดำเนินการพัฒนารูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีการแข่งขันที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยทั้ง 4 ระยะและจัดทำเป็นแผนที่นำทางที่สามารถใช้ดำเนินงานได้จริง โดยมีรายละเอียดของแผนที่นำทาง ดังตารางที่ 4



ตารางที่ 4 แผนที่นำทางการเปลี่ยนผ่านโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในปัจจุบันไปสู่โครงสร้างที่เสนอแบบใหม่

ลำดับที่	ขั้นตอนการดำเนินงาน	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ระยะเวลาดำเนินการ																
			2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
การดำเนินการระยะทดลอง - โครงการนำร่อง (2564-2566)																			
1	จัดทำรายละเอียดและเตรียมความพร้อมโครงการนำร่องการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า	สนพ. กภพ.																	
2	แบ่งแยกต้นทุนค่าบริการไฟฟ้าแต่ละประเภท	กภพ. กฟผ. กฟภ. กฟน.																	
3	จัดทำข้อกำหนด TPA Code สำหรับระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า	กภพ. กฟผ. กฟภ. กฟน. SPP																	
4	ปรับปรุงข้อกำหนด TPA Code สำหรับระบบส่งและระบบจำหน่ายก๊าซธรรมชาติให้สามารถรองรับการแข่งขัน	กภพ. ปตท. PTTLNG																	
5	จัดทำอัตราค่าบริการไฟฟ้าทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการ TPA เช่น Wheeling Charges และ Ancillary Services เป็นต้น	กภพ. กฟผ. กฟภ. กฟน. SPP																	
6	เตรียมการจัดตั้งตลาดซื้อขายล่วงหน้า (Forward Market) โดยให้ กฟภ. ดำเนินการเป็น Market Operator (แบ่งแยกหน้าที่ออกจากกิจกรรมซื้อขายไฟฟ้า)	กภพ. กฟภ.																	
7	อบรมให้ความรู้กับผู้ที่จะเข้าร่วมโครงการนำร่อง	กภพ. กฟผ. กฟภ.																	
8	เริ่มดำเนินการทดลองซื้อขายไฟฟ้าในโครงการนำร่อง (เฉพาะในนิคมอุตสาหกรรมในเขตพื้นที่ EEC)	สนพ. กภพ. กฟผ. กฟภ. SPP VSPPO ESCO																	
9	ประเมินผลการทดลองโครงการนำร่อง	สนพ. กภพ. กฟผ. กฟภ.																	
การดำเนินการพัฒนารูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าระยะที่ 1 (2567-2569)																			
10	ปรับปรุงโครงสร้างและอัตราค่าบริการไฟฟ้าให้สามารถรองรับการแข่งขัน	สนพ. กภพ. กฟผ. กฟภ. กฟน.																	
11	เตรียมการขยายขอบเขตของตลาด Forward Market ให้ครอบคลุมทั่วประเทศ โดยให้ กฟภ. และ กฟน. ดำเนินการเป็น Market Operator ร่วมกัน	กภพ. กฟภ. กฟน.																	
12	ปรับปรุงโครงสร้างและอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติให้สามารถรองรับการแข่งขัน	สนพ. กภพ. ปตท.																	
13	จัดทำดัชนีราคาก๊าซธรรมชาติ	กภพ. ปตท.																	
14	เตรียมการจัดตั้งตลาดปรับสมดุล (Energy Imbalance Market)	กภพ. กฟผ.																	
15	เริ่มดำเนินการตามรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าระยะที่ 1 (ทั่วประเทศ)	ทุกหน่วยงาน																	
16	สรุปผลการดำเนินงานในระยะที่ 1	สนพ. กภพ.																	
การดำเนินการพัฒนารูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าระยะที่ 2 (2570-2574)																			
17	ทบทวนแนวโน้มและวิธีการรับซื้อไฟฟ้าใหม่ในทุกประเภทเชื้อเพลิง	สนพ.																	
18	เจรจาต่อรองกับโรงไฟฟ้าเอกชนเพื่อเป็นการลดภาระที่ภาครัฐได้ผูกพันไว้	กภพ. กฟผ. โรงไฟฟ้าเอกชน																	
19	พิจารณาค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกิดขึ้นจากการผูกพันเดิมที่เกิดจากการดำเนินการตามนโยบายรัฐในอดีตและแนวทางการเรียกเก็บ	กภพ.																	
20	พิจารณาค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในช่วงการเปลี่ยนผ่านโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในปัจจุบันไปสู่โครงสร้างใหม่ที่มีการแข่งขันและแนวทางการเรียกเก็บ	กภพ.																	
21	แบ่งแยกศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้าทางกฎหมาย (Legal Unbundling) ออกมาเป็นหน่วยงานอิสระจากการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง	กภพ. กฟผ. กฟภ. กฟน.																	
22	ปรับปรุงระบบซื้อขายไฟฟ้าให้มีความทันสมัย เพื่อพื่อ และทันเวลาที่จะรองรับการแข่งขันภายใต้โครงสร้างกิจการไฟฟ้าใหม่	กฟผ. กฟภ. กฟน.																	
23	จัดทำมาตรฐาน Reliability สำหรับโครงข่ายไฟฟ้าในระดับภูมิภาค	กฟผ.																	
24	จัดตั้ง Wholesale Market จัดทำข้อบังคับ Market Rules และทดสอบระบบ	กภพ. กฟผ.																	
25	เริ่มดำเนินการตามรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าระยะที่ 2	ทุกหน่วยงาน																	
26	สรุปผลการดำเนินงานในระยะที่ 2	สนพ. กภพ.																	
การดำเนินการพัฒนารูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าระยะที่ 3 (2575 เป็นต้นไป)																			
27	กำหนดข้อบังคับสำหรับการเข้ากันได้ของระบบ (Interoperability Rules) สำหรับอุปกรณ์เชื่อมต่อและ Platform การซื้อขายไฟฟ้าต่างๆ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้า	กภพ. กฟผ. กฟภ. กฟน.																	
28	จัดตั้ง Capacity Market เพื่อรองรับกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ตามแผน PDP	กภพ. ISO																	
29	จัดตั้ง Retail Market โดยมี Smart Integrator Platform และจัดทำ Market Rules	กภพ. กฟภ. กฟน.																	
30	จัดตั้ง Multilateral Exchange สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศในลักษณะพหุภาคี	สนพ. กภพ. กฟผ.																	
31	จัดตั้ง LNG Spot Market สำหรับการซื้อขาย LNG ระหว่างประเทศ	สนพ. กภพ.																	
32	จัดตั้ง Wholesale Gas Market สำหรับ Imbalance Market และ Transmission Capacity Trading	กภพ. TSO																	
33	เริ่มดำเนินการตามรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าระยะที่ 3	ทุกหน่วยงาน																	



สำหรับประเด็นปัญหาอุปสรรคที่สำคัญ และแนวทางแก้ไขในการเปลี่ยนผ่านโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในปัจจุบันไปสู่โครงสร้างที่เสนอแบบใหม่ทั้ง 4 ระยะ สามารถสรุปได้ ประกอบด้วย

- 1) การแบ่งแยกต้นทุนและการกำหนดอัตราค่าบริการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติแต่ละประเภทให้สามารถรองรับการแข่งขัน เนื่องจากในปัจจุบันยังไม่มี การแยกต้นทุนเพื่อกำหนดอัตราค่าบริการไฟฟ้าตามประเภทการให้บริการ เช่น อัตราค่าบริการ Ancillary Services และ Wheeling Charge เป็นต้น และ สนพ. อยู่ระหว่างการจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2564-2568 ประกอบกับ กกพ. อยู่ระหว่างการกำหนดอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติใหม่ (ปัจจุบันยังใช้อัตราเดิมที่บังคับใช้อยู่) ดังนั้น แนวทางแก้ไข คือ กกพ. สามารถกำหนดอัตราค่าบริการชั่วคราวเพื่อใช้ในการทดลองไปก่อน และเมื่อเสร็จสิ้นการทดลองแล้วจึงนำส่วนต่างของรายได้ที่เกิดขึ้นจากอัตราชั่วคราวที่เรียกเก็บไปแล้วและรายได้ที่พึงได้รับ (Allowed Revenues) ของการให้บริการดังกล่าว ไปปรับปรุง (Reconcile) เพื่อกำหนดเป็นอัตราค่าบริการใหม่ที่จะเรียกเก็บต่อไป
- 2) การจัดทำ TPA Code สำหรับระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ถือว่าพื้นฐานที่สำคัญลำดับแรกของการส่งเสริมการแข่งขัน ซึ่งในปัจจุบันยังไม่มีข้อกำหนด TPA Code สำหรับระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่บังคับใช้ แนวทางแก้ไข คือ กกพ. สามารถกำหนดให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เร่งจัดทำ TPA Code ให้แล้วเสร็จทันตามกรอบเวลาของโครงการนำร่อง
- 3) การปรับปรุง TPA Code สำหรับระบบส่งและระบบจำหน่ายก๊าซธรรมชาติให้สามารถรองรับการแข่งขัน แนวทางแก้ไข คือ ปัจจุบัน กกพ. อยู่ระหว่างศึกษาเพื่อปรับปรุง TPA Regime เพื่อให้ ปตท. และ PTTLNG ทำการปรับปรุง TPA Code ดังนั้น กกพ. อาจจะเร่งรัดให้ทั้ง 2 หน่วยงานทำการปรับปรุง TPA Code ให้แล้วเสร็จทันตามกรอบเวลาของโครงการสาธิต
- 4) ความชัดเจนของนโยบายส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากนโยบายส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติระยะที่ 2 อยู่ระหว่างการนำเสนอ กบง. และ กพข. เพื่อพิจารณา ดังนั้น แนวทางแก้ไข คือ คงจะต้องรอความชัดเจนของมติ กพข. ในเรื่องนี้ก่อนที่จะมีการดำเนินงานตามแผนที่นำทาง หรืออาจจะนำเสนอแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าเบื้องต้นให้กับทางภาคนโยบายได้รับทราบก่อนที่จะกำหนดนโยบายส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติระยะที่ 2 เพื่อนำมากำหนดแนวนโยบายที่สอดคล้องกัน
- 5) แนวนโยบายและวิธีการรับซื้อไฟฟ้าจากทุกประเภทเชื้อเพลิง ซึ่งปัจจุบันการรับซื้อไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นการรับซื้อไฟฟ้าที่มีอายุสัญญายาวและมีลักษณะที่รัฐจะต้องรับซื้อไฟฟ้าตามปริมาณในสัญญาเกือบทั้งหมด ยกเว้น สัญญาของ IPP ที่ กพผ. มีสิทธิในการส่งจ่ายไฟฟ้าส่วนราคารับซื้อไฟฟ้าจะเป็นการกำหนดโดยภาครัฐเป็นส่วนใหญ่ ยกเว้นการประมูลราคารับ



ซื้อไฟฟ้าจาก IPP และในโครงการ FIT Bidding เท่านั้น และปัจจุบันระบบไฟฟ้าของประเทศไทยกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองในสัดส่วนที่สูงมากเมื่อเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ แนวทางแก้ไข คือ พิจารณาถึงความจำเป็นในการรับซื้อไฟฟ้าที่มีปริมาณมากและอายุสัญญาผูกพันระยะยาว เนื่องจากในปัจจุบันยังมีปริมาณไฟฟ้าสำรองในระบบสูง และในระยะยาวควรใช้กลไกตลาด Capacity Market เพื่อทำการจัดซื้อเมื่อมีความต้องการกำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น มากกว่าการกำหนดราคารับซื้อเหมือนในอดีต

- 6) การจัดทำดัชนีราคาก๊าซธรรมชาติ ปัจจุบันยังไม่มีประกาศราคาหรือดัชนีราคาก๊าซที่จะใช้อ้างอิงสำหรับการซื้อขายไฟฟ้า แนวทางแก้ไข คือ กกพ. สามารถกำหนดให้ ปตท. มีหน้าที่รายงานข้อมูลราคาก๊าซเพื่อจัดทำเป็นดัชนีราคาได้
- 7) ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากภาระผูกพันเดิม (Stranded Costs) ถ้าเกิดการเปลี่ยนโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าจากปัจจุบันไปสู่โครงสร้างที่มีการแข่งขัน ผู้ที่เข้าสู่โครงสร้างการแข่งขันใหม่ อาจจะไม่ถูกเรียกเก็บค่าใช้จ่ายดังกล่าวถ้าไม่มีการแยกออกมาให้ชัดเจน แนวทางแก้ไข คือ กกพ. สามารถกำหนดให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งชี้แจงรายละเอียดของค่าใช้จ่ายดังกล่าว และนำมากำหนดแนวทางการเรียกเก็บต่อไป
- 8) การแยกบางหน่วยงานออกจาก 3 การไฟฟ้าและ ปตท. เพื่อจัดตั้งเป็นหน่วยงานอิสระ (Legal Unbundling) เนื่องจากปัจจุบันทั้ง 3 การไฟฟ้าและ ปตท. เป็นองค์กรที่ทำหน้าที่ให้บริการลักษณะครบวงจรที่มีทั้งต้นน้ำ (การจัดหาไฟฟ้าหรือก๊าซธรรมชาติ) กลางน้ำ (การบริหารระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือก๊าซธรรมชาติ) และปลายน้ำ (การขายปลีกไฟฟ้าหรือก๊าซธรรมชาติ) จึงมีประเด็นเรื่องผลประโยชน์ทับซ้อนโดยเฉพาะในสภาพตลาดที่มีการแข่งขัน แนวทางแก้ไข คือ กกพ. อาจกำหนดโครงสร้างการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติให้มีความชัดเจนทั้งในด้านโครงสร้างและกรอบเวลาที่ต้องดำเนินการ ซึ่งอาจจะต้องมีการพิจารณาในประเด็นของกฎหมายที่เกี่ยวข้องด้วยว่าสามารถดำเนินการได้หรือไม่ แต่ถ้าไม่สามารถแยกออกมาเป็นหน่วยงานอิสระได้ก็สามารถให้แยกหน่วยงานออกมาทางบัญชี ทางกายภาพ (แยกอาคารหรือสถานที่ตั้ง) และทางการบริหาร (เช่น ไม่มีการใช้พนักงานและผู้บริหารร่วมกัน) ทั้งนี้ จะต้องมีการ Code of Conduct กำกับในการปฏิบัติระหว่างหน่วยงานดังกล่าวด้วย
- 9) ความร่วมมือระหว่างประเทศในการจัดทำตลาดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ ภายใต้โครงการ ASEAN Power Grid ยังคงต้องอาศัยระยะเวลาดำเนินการที่มากพอสมควร ซึ่งอาจจะไม่สอดคล้องกับกรอบระยะเวลาของการพัฒนาโครงสร้างการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าของประเทศไทย แนวทางแก้ไข คือ อาจจะต้องมีการเร่งดำเนินการในส่วนของการด้านกายภาพก่อน เช่น ความสามารถของระบบส่งไฟฟ้าที่เป็น Interconnection กับประเทศไทย



และมาตรฐานด้าน Reliability ในระดับภูมิภาค เป็นต้น เพื่อให้ประเทศที่มีความพร้อมสามารถเข้าร่วมซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศได้ก่อน

โครงสร้างการบริหารเพื่อรองรับการแข่งขันกิจการไฟฟ้า

จากการวิเคราะห์โครงสร้างการบริหารเพื่อรองรับการแข่งขันกิจการไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องในด้านนโยบาย กฎหมาย ระเบียบ ขั้นตอนและอำนาจหน้าที่ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงจากรูปแบบปัจจุบันไปสู่รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละระยะซึ่งจะนำไปสู่การแข่งขันในกิจการไฟฟ้าตามที่เสนอนั้น (ดังรายละเอียดในบทที่ 7) สามารถสรุปได้ตามแผนที่น่าทางการปรับปรุงการใช้อำนาจหน้าที่ตามกฎหมายของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

จากรูปแบบของกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติที่เริ่มมีการเปลี่ยนแปลงจากระยะทดลองจนถึงระยะที่ 3 ซึ่งเป็นการเปลี่ยนแปลงสู่รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าอย่างสมบูรณ์ซึ่งจะมีผลกระทบกับผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติทั้งภาครัฐและเอกชน และประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น กกพ. ซึ่งเป็นหน่วยงานกำกับดูแล จะต้องมีบทบาทหน้าที่ในการกำกับดูแลให้เป็นไปตามวัตถุประสงค์ของการจัดตั้งองค์การตามมาตรา 7 แห่ง พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงานฯ โดย กกพ. มีอำนาจที่จะออกกฎระเบียบ หลักเกณฑ์ในเรื่องต่าง ๆ เพื่อเตรียมการรองรับการจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้าและการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า ในขั้นนี้ กกพ. ควรพิจารณาออกกฎ ระเบียบ หรือหลักเกณฑ์ในเรื่องต่าง ๆ เพื่อเป็นการส่งสัญญาณให้ผู้เกี่ยวข้องรับรู้ถึงกฎ กติกา ต่าง ๆ ดังนี้

- หลักเกณฑ์การแบ่งแยกอำนาจหน้าที่ (Functional Unbundle) เนื่องจากในแต่ละระยะของการเปลี่ยนแปลง จะมีการตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ เกิดขึ้น การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งจะมีบทบาทหน้าที่ในการจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละระยะและในขณะเดียวกันก็มีสถานะเป็นผู้ซื้อหรือผู้ขายในตลาดนั้นๆ ด้วย ซึ่งอาจทำให้เกิดการขัดกันแห่งผลประโยชน์ (Conflict of Interest) จากการทำหลายหน้าที่ดังกล่าว และส่งผลต่อความน่าเชื่อถือของตลาดซื้อขายไฟฟ้าได้ หลักเกณฑ์การแบ่งแยกอำนาจหน้าที่จะทำให้ผู้เกี่ยวข้องรับรู้ถึงตนเองมีหน้าที่อย่างไร การดำเนินการใดสามารถทำได้หรือไม่สามารถทำได้ ผู้ที่เข้ามาทำการซื้อขายก็จะเห็นว่า การทำการซื้อขายจะมีการดำเนินการอย่างเป็นธรรมและไม่ถูกแทรกแซง
- หลักเกณฑ์การซื้อขายในตลาดซื้อขายไฟฟ้า กกพ. มีอำนาจตามมาตรา 11(4) แห่ง พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงานฯ ที่จะออกระเบียบและหลักเกณฑ์ในการจัดหาไฟฟ้าจากตลาดซื้อขายไฟฟ้าซึ่งระเบียบดังกล่าวจะกำหนดกรอบให้ผู้รับผิดชอบตลาดซื้อขายไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ไปออกกฎตลาด (Market Rule) เพื่อกำหนดรายละเอียดเกี่ยวกับการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า หน้าที่ของผู้รับผิดชอบตลาดซื้อขายไฟฟ้ากับผู้เข้ามาทำการซื้อขายไฟฟ้า

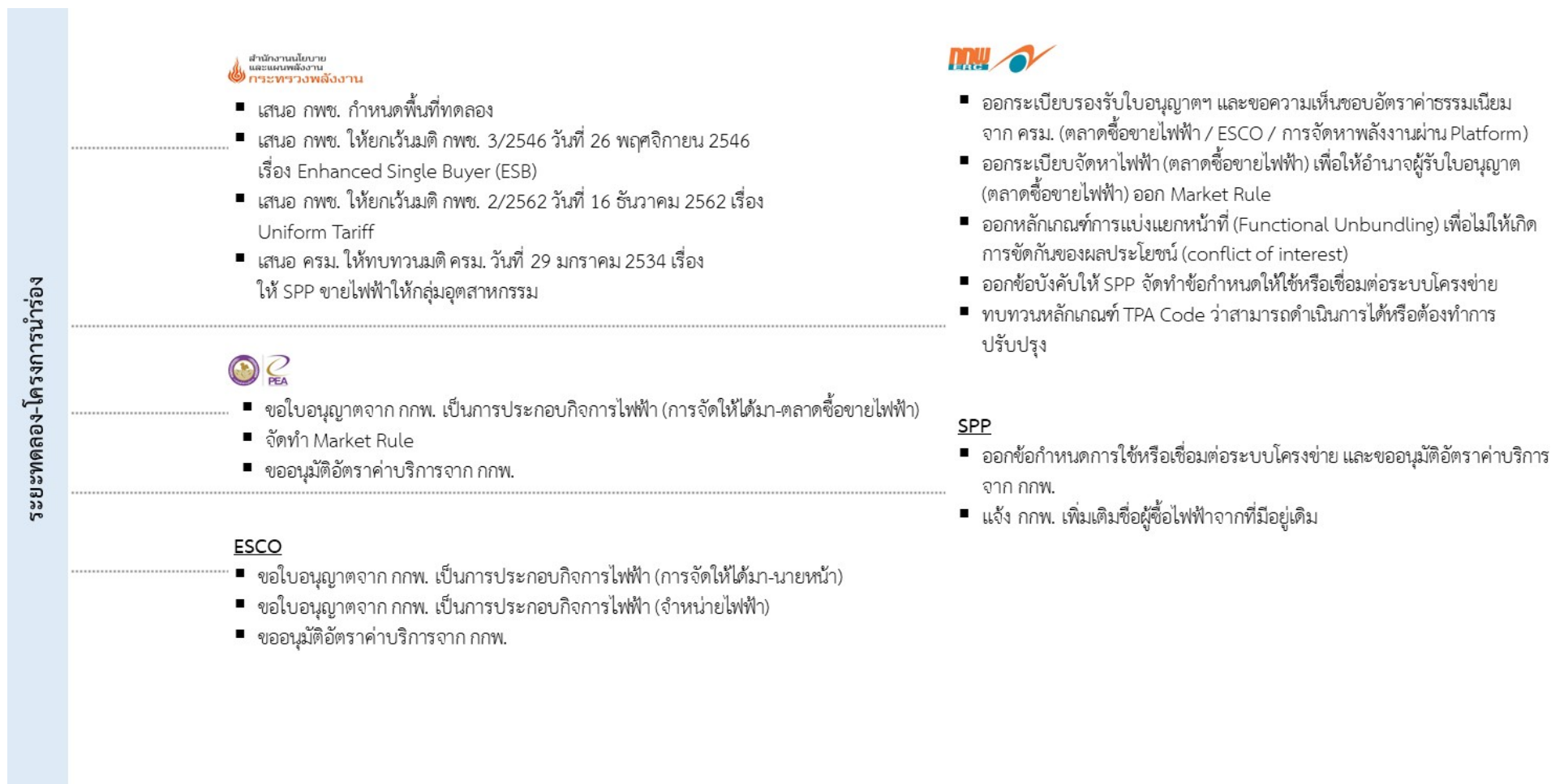


พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงานฯ มาตรา 26 กำหนดให้การออกหลักเกณฑ์ต่าง ๆ กกพ. ต้องมีการเปิดเผยสาระสำคัญและเปิดโอกาสให้ผู้ที่จะได้รับผลกระทบแสดงความคิดเห็นและให้ข้อมูลกับ กกพ. การดำเนินการดังกล่าวจะทำให้การออกหลักเกณฑ์มีความครบถ้วนและเป็นธรรมแก่ทุกฝ่าย นอกจากนี้หลักเกณฑ์ข้างต้นแล้ว กกพ. ยังมีเครื่องมือต่าง ๆ ที่จะกำกับดูแลการดำเนินการของตลาดซื้อขายไฟฟ้าและผู้เข้ามาซื้อขายไฟฟ้าภายหลังการทำการซื้อขาย เช่น มาตรา 63 ที่กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตรายงานข้อมูลเกี่ยวกับการดำเนินการต่าง ๆ ตามระยะเวลาที่กำหนด และจากการรายงานข้อมูลดังกล่าว กกพ. ก็สามารถนำข้อมูลไปใช้ในการตรวจสอบการดำเนินการของตลาดซื้อขายไฟฟ้าได้ นอกจากการตรวจสอบตามรอบระยะเวลาปกติแล้ว ในกรณีที่มีการร้องเรียนหรือมีข้อพิพาทเกิดขึ้นจากการทำหน้าที่ของตลาดซื้อขายไฟฟ้าหรือระหว่างผู้ซื้อผู้ขาย กกพ. ก็มีอำนาจในการตรวจสอบและพิจารณาวินิจฉัยข้อพิพาทนั้นด้วย จากโครงสร้างกฎหมายปัจจุบัน กกพ. สามารถกำกับดูแลการดำเนินการของตลาดซื้อขายไฟฟ้าได้อยู่แล้ว จึงยังไม่มีคามจำเป็นที่จะต้องแก้ไข พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงานฯ ในขณะนี้ แต่อย่างไรก็ดีเนื่องจากในระยะที่ 2 ของการเปลี่ยนแปลงจะต้องมีการแก้ไข พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงานฯ เพื่อให้มีการแยก SO ออกจาก กฟผ. และแยก DSO ออกจากการ กฟน. และ กฟภ. เพื่อมีฐานะเป็น ISO และ IDSO ตามลำดับ ซึ่งในช่วงระยะเวลาดังกล่าวอาจจะมีพิจารณาแก้ไข พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงานฯ เพื่อให้การกำกับดูแลให้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้นก็สามารถทำได้

ในส่วนของการประเมินผล พ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติฯ มาตรา 6 (3) กำหนดให้ กพข. มีอำนาจในการติดตาม ดูแล ประสาน สนับสนุน และเร่งรัดการดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน และมาตรา 6(4) กำหนดให้มีอำนาจในการประเมินผลการปฏิบัติตามนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ กพข. จึงมีอำนาจในการประเมินผลการดำเนินการได้ตามบทบัญญัติของกฎหมายปัจจุบันอยู่แล้ว และในกรณีที่เห็นว่าจะต้องแก้ไขปรับปรุงแผนดำเนินการก็สามารถทำได้ตามบทบัญญัติของกฎหมายอยู่แล้วจึงยังไม่มีคามจำเป็นที่จะต้องแก้ไข พ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติฯ แต่อย่างใด

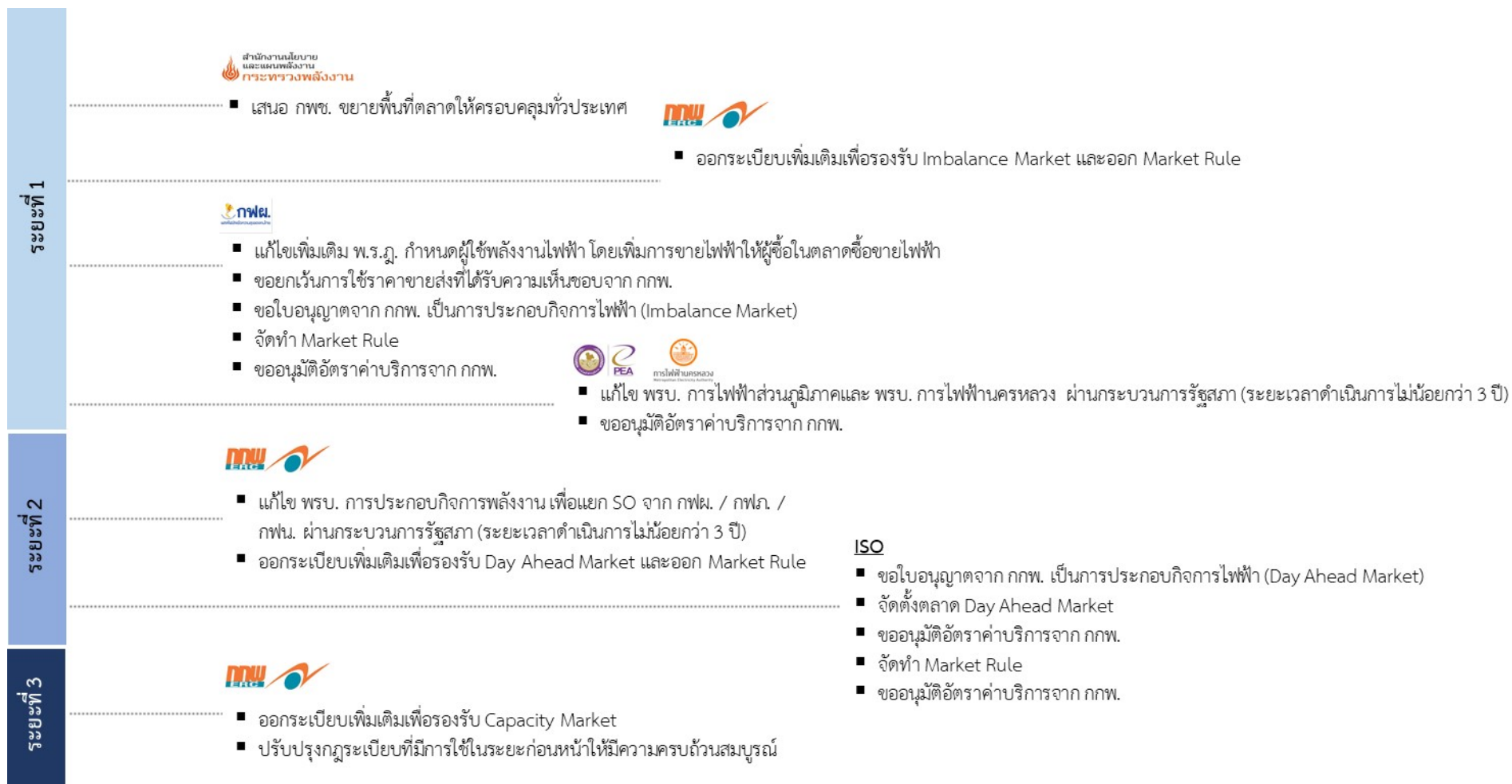


รูปที่ 9 แผนที้นำทางการปรับปรุงการใช้อำนาจหน้าที่ตามกฎหมายของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง





รูปที่ 9 แผนที่น่าทางการปรับปรุงการใช้อำนาจหน้าที่ตามกฎหมายของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)





รูปแบบ แนวทาง กระบวนการ และหลักเกณฑ์เงื่อนไขการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า และแผนปฏิบัติการ จัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้า

ทีมที่ปรึกษาได้นำเสนอให้เริ่มมีการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าปัจจุบันให้ไปสู่ระบบการแข่งขันทั้งระดับขายส่ง และขายปลีกในภาพสุดท้าย (End-State Scenario) แต่การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าปัจจุบันให้บรรลุ End-State ตามเป้าหมายของการศึกษาที่ต้องการ คือ การที่จะมีทั้งเวทีการแข่งขันระดับขายส่งและขายปลีกนั้น จำเป็นที่ต้องดำเนินการอย่างค่อยเป็นค่อยไป เนื่องจากการปรับเปลี่ยนโครงสร้างการดำเนินงานไม่ว่าจะเป็นทางด้านเทคนิค Software IT System ด้านกฎระเบียบ กฎหมาย (ถ้ามี) บทบาทขององค์กรปัจจุบัน และที่สำคัญคือ ความพร้อมของบุคลากรในองค์กรเดิมที่จะรองรับการเปลี่ยนแปลงวิธีการดำเนินงานเข้าสู่ระบบการแข่งขัน ซึ่งต้องทำแบบค่อยเป็นค่อยไป ที่ปรึกษาจึงมุ่งเน้นที่กระบวนการปรับเปลี่ยนระยะเริ่มต้น (ระยะทดลองและระยะที่ 1) โดยมุ่งหมายที่จะใช้เป็นจุดเริ่มต้นในการนำโครงสร้างการปรับเปลี่ยนไปดำเนินงานให้มีประสิทธิภาพ เพื่อบรรลุผลที่ End-State ตามที่ได้ตั้งเป้าหมายไว้ โดยสามารถนำมาจัดทำเป็นรายละเอียดของแผนปฏิบัติการจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่สอดคล้องกับแผนที่นำทาง โดยมีกรอบระยะเวลาดำเนินงานเบื้องต้นตั้งแต่ช่วงปี 2564 จนถึงปี 2569 ดังนี้



ตารางที่ 5 แผนปฏิบัติการจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้า (ระยะทดลองและระยะที่ 1)

แผนปฏิบัติการจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้าของประเทศไทยในระยะทดลองและระยะที่ 1

ลำดับที่	ขั้นตอนการดำเนินงาน	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ระยะเวลาดำเนินการ								
			2564	2565	2566	2567	2568	2569			
การดำเนินการระยะทดลอง -โครงการนำร่อง (2564-2566)											
1	นำเสนอการปรับโครงสร้างการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าต่อ กพข .	สนพ. กพข .									
2	ขอแก้ไขมติ กพข . เรื่อง ESB และ Uniform Tariff สำหรับการซื้อขายในตลาด	สนพ. กพข .									
3	ทบทวนมติ ครม . เพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) สามารถขายไฟฟ้าให้บุคคลอื่นที่ไม่ใช่กลุ่มโรงงานอุตสาหกรรม	สนพ.									
4	จัดทำรายละเอียดและเตรียมความพร้อมโครงการนำร่องการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า	สนพ. กพข .									
5	แบ่งแยกต้นทุนค่าบริการไฟฟ้าแต่ละประเภท	กพข . กฟผ. กฟภ . กฟน .									
6	จัดทำหลักเกณฑ์ในการกำหนดอัตรา Ancillary Services	กพข .									
7	ผู้รับใบอนุญาตศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ายื่นขออนุมัติอัตรา Ancillary Services	กพข. กฟผ.									
8	จัดทำหลักเกณฑ์ในการกำหนดอัตรา Wheeling Charges	กพข .									
9	ผู้รับใบอนุญาตระบบส่งและระบบจำหน่ายยื่นขออนุมัติอัตรา Wheeling Charges	กพข. กฟผ. กฟภ . กฟน . SPP									
10	จัดทำข้อบังคับ TPA Regime สำหรับระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า	กพข .									
11	จัดทำข้อกำหนด TPA Code สำหรับระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า	กพข. กฟผ. กฟภ . กฟน . SPP									
12	ปรับปรุงข้อกำหนด TPA Regime สำหรับระบบส่งและระบบจำหน่ายก๊าซธรรมชาติให้สามารถรองรับการแข่งขัน	กพข .									
13	ปรับปรุงข้อกำหนด TPA Code สำหรับระบบส่งและระบบจำหน่ายก๊าซธรรมชาติให้สามารถรองรับการแข่งขัน	กพข . ปตท. PTTLNG									
14	แบ่งแยกหน้าที่ของศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า (Functional Unbundling)	กพข. กฟผ.									
15	จัดทำ Code of Conduct สำหรับศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า	กพข. กฟผ.									
16	แบ่งแยกหน้าที่ของศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Functional Unbundling)	กพข. กฟภ .									
17	จัดทำ Code of Conduct สำหรับศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า	กพข. กฟภ .									
18	เตรียมการจัดตั้งตลาดข้อตกลงล่วงหน้า (Forward Market) โดยให้ กฟภ . ดำเนินการเป็น Market Operator (แบ่งแยกหน้าที่ออกจากกิจกรรมซื้อขายไฟฟ้า)	กพข. กฟภ .									
19	กำหนดประเภทใบอนุญาตจัดให้ได้มา สำหรับ Market Operator	กพข .									
20	Market Operator ยื่นขอใบอนุญาตจัดให้ได้มา ต่อ กพข .	กฟภ .									
21	จัดทำ Code of Conduct สำหรับ Market Operator	กพข. กฟภ .									
22	จัดทำ Market Rules สำหรับตลาด Forward Market	กพข. กฟภ .									
23	จัดทำหลักเกณฑ์ในการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้าและอัตราค่าบริการที่เกี่ยวข้อง	กพข .									
24	ผู้ขายในตลาดยื่นขออนุมัติอัตราค่าบริการกับ กพข .	กพข . SPP VSPP ESCO									
25	อบรมให้ความรู้กับผู้ที่จะเข้าร่วมโครงการนำร่อง	กพข. กฟผ. กฟภ .									
26	เริ่มดำเนินการทดลองซื้อขายไฟฟ้าในโครงการนำร่อง (เฉพาะในนิคมอุตสาหกรรมในเขตพื้นที่ EEC)	สนพ. กพข . กฟผ. กฟภ . SPP VSPP ESCO									
27	ประเมินผลการทดลองโครงการนำร่อง	สนพ. กพข. กฟผ. กฟภ .									
การดำเนินการพัฒนารูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าระยะที่ 1 (2567-2569)											
28	ปรับปรุงโครงสร้างและอัตราค่าบริการไฟฟ้าให้สามารถรองรับการแข่งขัน	สนพ. กพข. กฟผ. กฟภ .									
29	เตรียมการขยายขอบเขตของตลาด Forward Market ให้ครอบคลุมทั่วประเทศ โดยให้ กฟภ . และ กฟน . ดำเนินการเป็น Market Operator ร่วมกัน	กพข. กฟภ . กฟน .									
30	จัดทำ Code of Conduct สำหรับ Market Operator	กพข. กฟน .									
31	ปรับปรุงโครงสร้างและอัตราค่าบริการก๊าซธรรมชาติให้สามารถรองรับการแข่งขัน	สนพ. กพข. ปตท.									
32	จัดทำดัชนีราคาก๊าซธรรมชาติ	กพข. ปตท.									
33	จัดทำ SO Regulatory Framework	กพข.									
34	จัดทำ SO Code	กพข. กฟผ.									
35	เตรียมการจัดตั้งตลาดปรับสมดุล (Energy Imbalance Market) โดยให้ SO ของ กฟผ . ดำเนินการเป็น Market Operator (แบ่งแยกหน้าที่ออกจากกิจกรรมซื้อขายไฟฟ้า)	กพข. กฟผ .									
36	จัดทำ Code of Conduct สำหรับ Market Operator	กพข. กฟผ.									
37	เริ่มดำเนินงานตามรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าระยะที่ 1 (ทั่วประเทศ)	ทุกหน่วยงาน									
38	สรุปผลการดำเนินงานในระยะที่ 1	สนพ. กพข .									



สำหรับการจัดหาไฟฟ้าระยะยาวที่ในปัจจุบันมักจะอ้างอิงจากแผน PDP (Power Development Plan) และแผน AEDP (Alternative Energy Development Plan) โดยจะมีการออกประกาศรับซื้อเป็นระยะ ๆ ตามกรอบของนโยบายที่กำหนด การจัดหาไฟฟ้าที่ผ่านมาจะอยู่ในรูปแบบของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว 20-25 ปี แยกตามประเภทเชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานหมุนเวียน ส่วนราคารับซื้อไฟฟ้ามีทั้งรูปแบบของการแข่งขันราคา (Bidding) และรูปแบบที่รัฐเป็นผู้กำหนดราคารับซื้อ (รับซื้อที่ราคาเดียวกันทุกราย) รูปแบบการรับซื้อดังกล่าวอาจมีความเหมาะสมในอดีตเนื่องจากแต่ละโครงการมีขนาดใหญ่และต้องใช้เงินลงทุนเป็นจำนวนมาก จำเป็นต้องมีหลักประกันเงินลงทุนว่าผลิตแล้วมีการรับซื้อไฟฟ้า ประกอบกับพัฒนาทางเทคโนโลยียังไม่รวดเร็วเท่ากับในปัจจุบัน แต่โครงการใหม่ๆ ไม่จำเป็นต้องมีขนาดใหญ่และทิศทางการลงทุนในการผลิตที่ต่ำลงเรื่อยๆ อีกทั้งยังสามารถนำไปติดตั้งในที่ต่าง ๆ แบบกระจายตัวได้ (DERs) ทำให้ช่วยลดการลงทุนด้านสายส่งและสายจำหน่ายไฟฟ้ารวมทั้งค่าความสูญเสีย (Loss) ในระบบที่เกิดจากการขนส่งกระแสไฟฟ้าเป็นระยะทางไกลๆ ดังนั้น รูปแบบการจัดหาไฟฟ้าโดยอาศัยกลไกตลาดเป็นตัวกำหนดความต้องการกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ที่จะเข้าสู่ระบบในช่วงเวลาใดและด้วยปริมาณเท่าไร โดยในอนาคตอาจจะไม่มีความจำเป็นต้องจัดทำแผน PDP และ AEDP อีกต่อไปก็เป็นได้ นอกจากนี้หากกลไกตลาดทำงานได้อย่างเต็มที่และมีประสิทธิภาพก็จะสามารถช่วยลดการอุดหนุนจากภาครัฐในบางประเภทเชื้อเพลิงลงได้ และกลไกตลาดยังสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงทางด้านเทคโนโลยีได้อย่างรวดเร็วกว่าการรับซื้อไฟฟ้าแบบสัญญาระยะยาวซึ่งในปัจจุบันก็มีภาระค่าใช้จ่ายจำนวนมากที่เกิดจากข้อผูกพันสัญญาระยะยาวในอดีตที่ยังคงมีผลผูกพันอยู่

ในส่วนของการพัฒนาตลาดกลางที่รองรับการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศผ่าน ASEAN Grid ที่ปรึกษาได้กำหนดแนวทางเป็น 3 ระยะ ดังนี้

ระยะที่ 1 ของการพัฒนาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศผ่าน ASEAN Grid จะยังคงเป็นรูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคีระหว่างประเทศที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน แต่จะเป็นระยะที่เตรียมการเพื่อรองรับปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคีระหว่างประเทศที่จะมีปริมาณเพิ่มขึ้น ซึ่งการเตรียมการดังกล่าวจะประกอบด้วย

- 1) การประสานความร่วมมือระหว่างประเทศทางด้านความมั่นคงเชื่อถือของระบบไฟฟ้าในภูมิภาค (Regional Reliability Coordination)
- 2) การขยายหรือปรับปรุงความสามารถของการเชื่อมโยงไฟฟ้าระหว่างประเทศเพื่อรองรับปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคีระหว่างประเทศที่จะเพิ่มมากขึ้น
- 3) การจัดทำแนวทางประสานความร่วมมือในการกำกับดูแลการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ (Regional Regulatory Coordination)
- 4) การจัดทำหลักเกณฑ์การกำหนดอัตรา Wheeling Charges สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคีระหว่างประเทศ



- 5) การจัดทำข้อบังคับการบริหารสมดุลของการจัดส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศและหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการสำหรับการบริหารสมดุลโดยอ้างอิงราคาในตลาด Energy Imbalance (Real-Time) Market ของประเทศไทย

ระยะที่ 2 ของการพัฒนาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศผ่าน ASEAN Grid จะเปิดโอกาสให้ประเทศในอาเซียนสามารถเข้ามาซื้อขายในตลาด Wholesale Market ในลักษณะของ Day-Ahead ได้ โดยทำการเสนอซื้อเสนอขาย ณ จุดที่เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย (Interconnection) ในขณะที่การซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคีระหว่างประเทศยังคงดำเนินการในลักษณะเดิมอยู่

ระยะที่ 3 ของการพัฒนาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศผ่าน ASEAN Grid จะจัดให้มีเวทีสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าแบบพหุภาคีระหว่างประเทศ (Multilateral Exchange) ในรูปแบบของข้อตกลงล่วงหน้า (Forward Contract) ทั้งนี้ จะต้องมีการเตรียมการในการจัดตั้งตลาด Multilateral Exchange กฎข้อบังคับของตลาด และแนวทางการกำกับดูแลตลาด นอกจากนั้น ประเทศในอาเซียนยังสามารถเข้ามาซื้อขายในตลาด Wholesale Market ในลักษณะของ Day-Ahead แบบ LMP ได้

จากแนวทางการพัฒนาตลาดกลางที่รองรับการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศผ่าน ASEAN Grid ทั้ง 3 ระยะดังกล่าว สามารถนำมาจัดทำเป็นแผนที่นำทางได้



ตารางที่ 6 แผนที่นำทางของการพัฒนาตลาดกลางที่รองรับการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศผ่าน ASEAN Grid

ลำดับที่	ขั้นตอนการดำเนินงาน	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ระยะเวลาดำเนินการ																	
			2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	
การพัฒนาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศผ่าน ASEAN Grid ระยะที่ 1																				
1	การประสานความร่วมมือระหว่างประเทศทางด้านความมั่นคงเชื่อถือของระบบไฟฟ้าในภูมิภาค (Regional Reliability Coordination)	สนพ. กฟผ.																		
2	การจัดทำแนวทางประสานความร่วมมือในการกำกับดูแลการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ (Regional Regulatory Coordination)	กกพ.																		
3	การจัดทำหลักเกณฑ์การกำหนดอัตรา Wheeling Charges สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคีระหว่างประเทศ	กกพ. กฟผ.																		
4	การจัดทำข้อบังคับการบริหารสมดุลของการจัดส่งไฟฟ้าระหว่างประเทศและหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการสำหรับการบริหารสมดุล	กกพ. กฟผ.																		
5	การขยายหรือปรับปรุงความสามารถของการเชื่อมโยงไฟฟ้าระหว่างประเทศเพื่อรองรับปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคีระหว่างประเทศที่จะเพิ่มมากขึ้น	กฟผ.																		
การพัฒนาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศผ่าน ASEAN Grid ระยะที่ 1 (ต่อ)																				
5	การขยายหรือปรับปรุงความสามารถของการเชื่อมโยงไฟฟ้าระหว่างประเทศเพื่อรองรับปริมาณการซื้อขายไฟฟ้าแบบทวิภาคีระหว่างประเทศที่จะเพิ่มมากขึ้น (ต่อ)	กฟผ.																		
การพัฒนาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศผ่าน ASEAN Grid ระยะที่ 2																				
6	เริ่มต้นเข้ามาซื้อขายในตลาด Wholesale Market ของประเทศไทย	ประเทศในอาเซียน																		
การพัฒนาการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศผ่าน ASEAN Grid ระยะที่ 3																				
7	จัดตั้ง Multilateral Exchange สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศในลักษณะพหุภาคี	สนพ. กกพ. กฟผ.																		
8	เริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าแบบพหุภาคีใน Multilateral Exchange	ประเทศในอาเซียน																		



ประเด็นสำคัญที่ควรพิจารณาและข้อเสนอแนะ

อุปสรรคใหญ่ของการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบ Enhanced Single Buyer ในปัจจุบันไปสู่โครงสร้างที่มีการแข่งขันตามรูปแบบตลาดไฟฟ้าเสรีไม่ว่าจะเป็นในระยะแรก ระยะที่สอง หรือในขั้นสุดท้าย (End-State) ที่มีทั้งการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีระดับค้าส่ง (Wholesale Market) และระดับค้าปลีก (Retail Market) สามารถแบ่งประเด็นสำคัญที่ควรพิจารณาดังนี้ (ดังรายละเอียดในบทที่ 9)

- 1) ภาคอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติจำเป็นต้องเปิดให้มีการแข่งขัน โดยภาครัฐควรมีการผลักดันให้เกิดตลาดก๊าซธรรมชาติ (Spot Market) ภายในประเทศ มีการตั้งตลาด Balancing Gas Market โดยมี TSO เป็นผู้บริหารผ่านกลไกการแข่งขัน ต้องมีการปฏิรูประบบราคาซื้อขายก๊าซจากระดับรายเดือน (Pool Price) เป็นราคาต้นทุนหน่วยสุดท้ายประจำวัน และกำหนดประเภทของการให้บริการที่เปิดให้ผู้ให้บริการระบบส่งก๊าซธรรมชาติสามารถซื้อขายสิทธิในตลาดรอง รวมถึงแก้ปัญหาคุณภาพก๊าซธรรมชาติไม่เท่ากันด้วยการซื้อขายก๊าซธรรมชาติโดยใช้หน่วยพลังงานไฟฟ้า และการมีคลังเก็บก๊าซธรรมชาติเพื่อสร้างความยืดหยุ่นในการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ
- 2) อัตราค่าบริการไฟฟ้าจำเป็นต้องมีการปฏิรูปเพื่อสอดคล้องกับการแข่งขัน โดยจัดทำอัตราค่าบริการไฟฟ้าที่แยกระหว่างค่าบริการผลิตไฟฟ้า (Generation) ค่าบริการส่งไฟฟ้า (Transmission) ค่าบริการจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution) และช่วงแรกของการปรับเปลี่ยนคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ควรมีการจัดทำการคำนวณ Avoided Costs ของการให้บริการไฟฟ้าที่แยกบริการได้ ซึ่งสามารถใช้ค่า Avoided Costs เป็นค่าอ้างอิงสำหรับมูลค่าของไฟฟ้าที่ Prosumers อาจต้องการขายให้กับระบบในช่วงปรับเปลี่ยน นอกจากนั้น ต้องมีการพิจารณาปรับเปลี่ยนหลักเกณฑ์การใช้ Uniform Tariff เพื่อให้เหมาะสมกับรูปแบบตลาดไฟฟ้าที่จะมีขึ้นในอนาคต
- 3) สัญญาระยะยาวตามนโยบายการจัดซื้อเพื่อความมั่นคง (Purchase Power Agreements Based on Power Development Plan) ต้องมีการปฏิรูปให้สอดคล้องกับโครงสร้างใหม่ ซึ่งในอนาคตภาครัฐอาจต้องพิจารณากระจายหน้าที่การให้บริการความมั่นคงแก่ผู้ให้บริการไฟฟ้า ซึ่งไม่ใช่ Enhanced Single Buyer อีกต่อไป แต่ภาครัฐควรมีการกำกับให้แน่ใจว่าผู้ให้บริการไฟฟ้ามีการจัดซื้อกำลังการผลิตที่เพียงพอ ตามกฎข้อบังคับที่รัฐวางไว้ อาทิ ต้องมีกำลังการผลิตในอัตราร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละฤดูกาล เป็นต้น และการบังคับให้ผู้ให้บริการไฟฟ้ามีกำลังการผลิตที่เพียงพอ (Capacity Obligation) ไม่เพียงเป็นการกระตุ้นให้ผู้ให้บริการบริหารความเสี่ยงของตนเอง แต่ยังเป็นการผลักดันให้เกิดตลาดบริการกำลังการผลิต (Capacity Market) ที่มีราคาสะท้อนมูลค่าของการให้บริการประเภทนี้
- 4) ประสิทธิภาพในการจัดการกับสัญญาดั้งเดิมและการชดเชยจากการเปิดตลาดเสรี สัญญาดั้งเดิม (Legacy PPAs) อาจเป็นอุปสรรคหรือก่อให้เกิดความยุ่งยากในช่วงเวลาเริ่มต้นในการเปลี่ยนแปลง



ของการปฏิรูปตลาดเสรี ถ้าเป็นไปได้คู่สัญญาควรพิจารณาปรับสัญญาเพื่อให้เข้ากับรูปแบบตลาดใหม่ หากทำไม่ได้ควรมีการเสนอให้แยกบัญชีต้นทุนคงที่ หรือ Available Payment ออกให้ชัดเจน นอกจากนี้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานควรเข้ามาประเมินรายได้ที่แต่ละสัญญาจะได้รับจากตลาดหรือขาดไปเมื่อเปิดตลาด เพื่อพิจารณาจัดทำค่าชดเชยที่เหมาะสม (Competitive Transition Charge) ในต่างประเทศค่าชดเชยนี้มีการตกลงวิธีการล่วงหน้า จัดตั้งเป็นบัญชีต้นทุนคงที่เหลือนำรายได้จากตลาดมาคิดเป็นค่าชดเชยสุทธิ และมีการกระจายเรียกเก็บค่าชดเชยสุทธิต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทุกราย

- 5) ความเป็นอิสระในการดำเนินงานของผู้บริหารตลาดและโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งระยะแรกจำเป็นต้องมีการแบ่งแยกหน้าที่ออกจากฝ่ายที่ให้บริการที่ไม่สามารถแข่งขันได้อย่างชัดเจน พร้อมทั้งมี Code of Conduct ที่เข้มงวด โดยต้องมีทั้ง Chief of Compliance ของการไฟฟ้าเป็นผู้ดูแล และมีการตรวจสอบ (Audit) ได้จากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และเมื่อเข้าสู่ระยะที่สองของการมี Independent System Operator และ Independent Distribution System Operator การเปลี่ยนกฎหมายเพื่อรองรับบทบาทและหน้าที่ใหม่จำเป็นต้องเกิดขึ้น
- 6) สนับสนุนให้เกิดสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามาตรฐาน เพื่อลดอุปสรรคในการซื้อขายในตลาดทวิภาคี คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานควรบังคับให้การซื้อขายผ่านสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามาตรฐานที่ได้รับการอนุมัติล่วงหน้าจากกกพ.
- 7) รูปแบบตลาดในช่วงปรับเปลี่ยนควรสอดคล้องกับรูปแบบตลาดในภาพปลายทางที่มี ISO-IDSO เป็นผู้บริหารตลาดและระบบพร้อมกัน เพื่อความมีประสิทธิภาพและไม่เกิดความซับซ้อนในการลงทุน โดยเฉพาะในเรื่อง Software และระบบ IT ที่ใช้ในการประมวลผลการจัดทำ Unit Commitment และการส่งจ่าย (Dispatch)
- 8) การแบ่งแยกการบริการและจัดตั้งตลาดสำหรับบริการนั้น และการระบุกฎของตลาดถึงคุณสมบัติของการให้บริการ โดยกฎของตลาดต้องมีความเป็นธรรม ต้องไม่มีการจำกัดประเภทของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่จะเข้ามาในตลาด เพราะจะเป็นการเลือกปฏิบัติ แต่ต้องมีการระบุคุณสมบัติของบริการที่ต้องการให้ชัดเจน
- 9) การประกาศดัชนีราคาไฟฟ้า ในช่วงที่ยังไม่มีการเปิดตลาดเสรี กกพ. ควรมีการประกาศดัชนีราคาไฟฟ้าที่จัดทำล่วงหน้าหนึ่งวัน และดัชนีราคาบริหารความสมดุล พร้อมทั้งราคาก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการคำนวณ เพื่อให้ผู้ซื้อผู้ขายในตลาดทวิภาคี (Forward Market) ใช้เป็นข้อสังเกตในการเปรียบเทียบการซื้อขายของตน ถึงแม้ว่าราคาดัชนีที่ประกาศของ กกพ. จะไม่ได้เป็นราคาที่ใช้ซื้อขายในตลาดก็ตาม นอกจากนี้ควรสนับสนุนให้มองครรวรรวมราคาดัชนีที่มีการซื้อขายทางทวิภาคี เพื่อเป็นข้อมูลที่สาธารณะชนและคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานสามารถตรวจสอบได้



- 10) ตลาดพลังงานไฟฟ้าในระยะแรกควรเป็นตลาดที่จัดส่งจริง (Physical Delivery) โดยกฎของตลาดในระยะแรก ควรอนุญาตให้ผู้เข้าร่วมตลาดทำการจัดส่งจริงได้เท่านั้น เนื่องจากเป็นระยะที่ยังไม่มีการพัฒนาสู่ Centralized Dispatch มิฉะนั้นจะเป็นการเพิ่มภาระในตลาดบริหารความสมดุล (Balancing Market) นอกจากนี้ กฎของตลาดควรระบุบทบาทและหน้าที่ของผู้เข้าร่วมในตลาดอย่างชัดเจน และเมื่อมีตลาดในระยะที่ 2 และระยะที่ 3 การซื้อขายสามารถทำได้โดยไม่ต้องจัดส่งจริง เพราะมี Financial Binding ในตลาด (รวมทั้งมี Virtual Bidding ซึ่งเป็นการสนับสนุนให้เกิด Liquidity ในตลาดมากขึ้น โดยเฉพาะเมื่อมีทั้งตลาด Day-Ahead และตลาด Real-Time)
- 11) อนุญาตให้มี Aggregator เข้าร่วมในตลาด คำนึงถึงการรักษาความมั่นคงและเชื่อถือได้ (Reliability) ของระบบไฟฟ้า รวมถึงต้นทุนและค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องด้วย โดยการจัดทำกระบวนการ pre-qualify สำหรับผู้ที่เข้ามาให้บริการต่าง ๆ ในตลาดตามคุณสมบัติของบริการนั้น ๆ เพื่อให้สามารถส่งมอบบริการได้จริง และกฎของตลาดควรมีบทลงโทษทางการเงินที่ชัดเจนสำหรับผู้ที่ไม่สามารถส่งมอบบริการได้จริงตามที่มีสัญญากับตลาด ISO ได้
- 12) การกำกับดูแลและตรวจสอบการแข่งขันในตลาด (Market Monitoring and Market Power Mitigation) โดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานต้องมีการวางกฎระเบียบให้ชัดเจนในการตรวจสอบ เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดปัญหาการผูกขาด และการได้เปรียบเสียเปรียบในตลาดจากผู้แข่งขันบางราย และมีหลักเกณฑ์ในการกำกับดูแลตลาด เพื่อใช้พิจารณาแนวโน้มการผูกขาดหรือเอาเปรียบผู้ซื้อไฟฟ้า และใช้ในการวางกฎระเบียบเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดตลาดเกิดการผูกขาดหรือการแข่งขันที่ไม่เป็นธรรม ทำให้กำกับดูแลตลาดได้อย่างมีประสิทธิภาพและเป็นธรรม และช่วยส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันอย่างแท้จริง ถึงแม้ว่า การจัดตั้งตลาดในระยะทดลองจะใช้เป็นการชั่วคราวก่อนเปลี่ยนผ่านเป็นตลาดที่สมบูรณ์ในระยะที่ 1-3 จะต้องมีการพิจารณาอย่างรอบคอบและมีความระมัดระวังอย่างมาก เพราะรูปแบบของตลาดที่ใช้เป็นการชั่วคราวอาจจะถูกใช้อย่างถาวรหรือเป็นระยะเวลาที่ยาวนานได้
- 13) เพื่อให้รูปแบบตลาดไฟฟ้าสำเร็จได้ตามเป้าหมาย ที่ปรึกษาเสนอให้สนพ. มีการประเมินผลตลาดในระยะต่าง ๆ เพื่อนำข้อมูลมาปรับแก้ไขในระยะต่อไป