

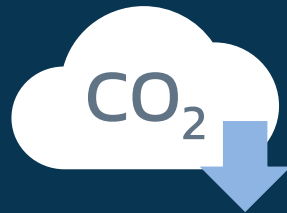
โครงการศึกษานโยบายการกำหนดราคาคาร์บอน เพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ในภาคไฟฟ้า

เสนอต่อ

**สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน**

โดย

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่



ตุลาคม 2567

โครงการศึกษานโยบายการกำหนดราคาคาร์บอน
เพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน
ในภาคไฟฟ้า

เสนอต่อ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ดำเนินการโดย
มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

ตุลาคม 2567

บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

โครงการศึกษานโยบายการกำหนดราคาคาร์บอนเพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในภาคไฟฟ้า

1. บทนำ

1.1 หลักการและเหตุผล

ในปัจจุบันกิจกรรมทางเศรษฐกิจทั้งการผลิตและการบริโภคต่าง ๆ มักมีการใช้พลังงานฟอสซิล อันมีสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่เมื่อถูกเผาไหม้แล้วจะปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นก๊าซเรือนกระจกหลักที่เป็นสาเหตุทำให้เกิดสภาวะโลกร้อน และทำให้ผู้อื่นที่ไม่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมดังกล่าวได้รับความเดือดร้อนเสียหาย โดยในทางเศรษฐศาสตร์เรียกความเสียหายดังกล่าวว่า ต้นทุนผลกระทบภายนอก (External Costs) ซึ่งปัญหาหลักเกิดจากการไม่มีกฎหมายบังคับให้ทั้งผู้ผลิตและผู้บริโภคต้องรับผิดชอบต่อผลกระทบของความเสียหายที่ผู้อื่นได้รับจากการดำเนินกิจกรรมที่เกิดจากการผลิตและบริโภคนั้น ส่งผลให้มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากเกินไปกว่าระดับที่เหมาะสมสำหรับสังคมโดยรวม ในขณะที่สินค้าที่ผลิตออกมา มีการตั้งราคาที่สะท้อนเพียงต้นทุนการผลิตและจูงใจให้เกิดการซื้อขายหรือการบริโภคนั้น แต่ไม่สะท้อนต้นทุนด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่สังคมโดยรวมต้องแบกรับไว้ ด้วยเหตุนี้ แนวคิดทางเศรษฐศาสตร์จึงเสนอให้มีการบังคับผู้ปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ต้องรับผิดชอบต่อต้นทุนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกด้วยแนวทางใดแนวทางหนึ่ง ได้แก่ (1) การกำหนดต้นทุนการจัดก๊าซเรือนกระจก หรือ (2) การกำหนดต้นทุนการรับผิดชอบต่อความเสียหาย (ผ่านการจ่ายภาษีมลพิษที่ปล่อยออกมา) หรือ (3) ทำให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกกลายเป็นสิ่งที่มีราคาที่จะต้องจ่ายโดยจะต้องกำหนดต้นทุนให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมที่จะทำให้ผู้ปล่อยก๊าซเรือนกระจกต้องปรับลดการปล่อยให้ลงมาอยู่ในระดับที่เหมาะสม ทั้งนี้ ราคาก๊าซเรือนกระจกหรือต้นทุนการจัดก๊าซเรือนกระจกดังกล่าว โดยทั่วไปจะเรียกว่า “ราคาคาร์บอน”

การกำหนดราคาคาร์บอน (Carbon Pricing) คือ การใช้มาตรการทางเศรษฐศาสตร์ใด ๆ ที่ส่งผลโดยตรงให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกมีต้นทุนหรือราคาที่ต้องจ่าย ซึ่งประกอบด้วยหลากหลายมาตรการ ได้แก่ (1) มาตรการทางตรง เช่น ระบบซื้อขายใบอนุญาตปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Trading Scheme : ETS) ภาษีคาร์บอน (Carbon Tax) กลไกชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offset Mechanism) การจ่ายเงินตามผลลัพธ์ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Results-Based Climate Finance : RBCF) การกำหนดราคาคาร์บอนภายในบริษัท/องค์กร (Internal Carbon Prices) เป็นต้น และ (2) มาตรการทางอ้อม เช่น การยกเลิกการอุดหนุนเชื้อเพลิงฟอสซิล ภาษีพลังงาน การสนับสนุนพลังงานหมุนเวียน และการซื้อขายใบรับรองการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน เป็นต้น ซึ่งจะไม่ถูกจัดรวมอยู่ในมาตรการการกำหนดราคาคาร์บอน

ทั้งนี้ ในการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ สมัยที่ 26 (COP26) ประเทศไทยได้ประกาศเจตนารมณ์ที่จะบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2050 และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero GHG Emission) ภายในปี ค.ศ. 2065 ทำให้ประเทศไทยต้องขับเคลื่อนนโยบายการใช้พลังงานที่มีคาร์บอนต่ำมากยิ่งขึ้น โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ซึ่งจะสอดคล้องกับทิศทางแนวโน้มจากทั่วโลกที่จะมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น เพื่อเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน โดยภาคพลังงานเป็นส่วนที่มีความสำคัญอย่างยิ่ง เนื่องจากเป็นภาคส่วนที่มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงที่สุด หรือคิดเป็นประมาณร้อยละ 70 ณ ปี ค.ศ. 2020 และภาคการผลิตไฟฟ้ามีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงถึงร้อยละ 42 ของภาคพลังงานทั้งหมด อย่างไรก็ตาม กลไกการกำหนดราคาระบบจะมีความสำคัญในการผลักดันให้ภาคการผลิตไฟฟ้าสามารถบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนได้อย่างเป็นรูปธรรม ซึ่งจะส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อเป้าหมายภาพรวมของประเทศไทยได้ และหากไม่มีการนำกลไกคาร์บอนมาปรับใช้ ภาครัฐในฐานะผู้จัดหาไฟฟ้าอาจจะต้องดำเนินการโดยการส่งผ่านต้นทุนคาร์บอนไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าทุกราย ซึ่งอาจจะทำให้เกิดความไม่เป็นธรรมกับผู้บริโภคได้

การปรับใช้นโยบายราคาระบบจะส่งผลต่อการดำเนินนโยบายราคาไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมกับผู้บริโภคโดยรวมได้ ดังนั้น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จึงจัดทำข้อเสนอโครงการศึกษานโยบายการกำหนดราคาระบบเพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะเป็นการพิจารณานำกลไกราคาระบบมาปรับใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้า

1.2 วัตถุประสงค์

- 1.2.1 เพื่อศึกษาแนวทางการใช้กลไกราคาระบบที่มีความเหมาะสมกับประเทศไทย
- 1.2.2 เพื่อจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายการกำหนดราคาระบบเพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้า

1.3 ขอบเขตและแผนการปฏิบัติงาน

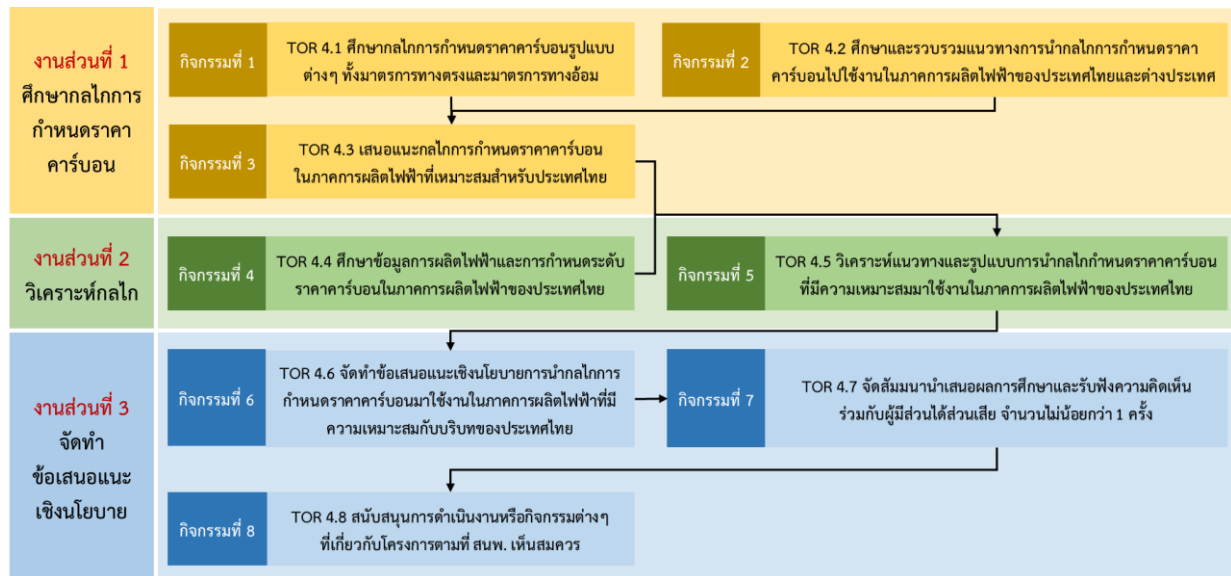
เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ของโครงการ ที่ปรึกษาได้วางแผนการดำเนินงานตามขอบเขตงานที่กำหนดให้เป็นไปตามกรอบระยะเวลาการดำเนินงาน 5 เดือน โดยมีรายละเอียด ดังนี้

ตารางที่ 1 รายละเอียดของระยะเวลาและแผนการดำเนินงานโดยละเอียด

ลำดับ	รายละเอียดการดำเนินงาน	วันที่ตามแผน	วันที่ดำเนินการจริง	พ.ค.-67			มิ.ย.-67				ก.ค.-67					ส.ค.-67				ก.ย.-67					ต.ค.-67		
				13	20	27	3	10	17	24	1	8	15	22	29	5	12	19	26	2	9	16	23	30	7	14	
ลงนามในสัญญาเลขที่ 9/2567 ลงวันที่ 17 พฤษภาคม 2567			17 พฤษภาคม 2567	●																							
(1) การดำเนินงาน																											
	จัดทำแนวทางการศึกษาและจัดทำรายงานด้านต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการศึกษานโยบายการกำหนดราคาคาร์บอนเพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในภาคไฟฟ้า โดยจะกำหนด	17 มิถุนายน 2567	14 มิถุนายน 2567																								
	1.1 ศึกษาหลักการกำหนดราคาคาร์บอนรูปแบบต่าง ๆ ทั้งมาตรการทางตรงและมาตรการทางอ้อม รวมทั้งวิเคราะห์และเปรียบเทียบข้อดี ข้อเสีย และข้อจำกัดของรูปแบบต่าง ๆ	17 กรกฎาคม 2567	15 กรกฎาคม 2567																								
	1.2 ศึกษาและรวบรวมแนวทางการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนไปใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยและต่างประเทศ	17 กรกฎาคม 2567	17 กรกฎาคม 2567																								
	1.3 เสนอแนะกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย	16 สิงหาคม 2567	13 สิงหาคม 2567																								
	1.4 ศึกษาข้อมูลการผลิตไฟฟ้าและการกำหนดระดับราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	16 สิงหาคม 2567	13 สิงหาคม 2567																								
	1.5 วิเคราะห์แนวทางและรูปแบบการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนที่มีความเหมาะสมมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย	17 ตุลาคม 2567	17 ตุลาคม 2567																								
	1.6 จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย	17 ตุลาคม 2567	17 ตุลาคม 2567																								
	1.7 จัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็นร่วมกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	17 ตุลาคม 2567	17 ตุลาคม 2567																								
	1.8 สนับสนุนการดำเนินงานหรือกิจกรรมต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับโครงการตามที่ สนพ. เห็นสมควร	17 ตุลาคม 2567	17 ตุลาคม 2567																								
(2) การส่งมอบงาน																											
	2.1 รายงานสรุปแนวทางการศึกษาเบื้องต้น พร้อมเบิกเงินงวดที่ 1 ร้อยละ 20	17 มิถุนายน 2567	14 มิถุนายน 2567						●																		
	2.2 รายงานผลการดำเนินงาน พร้อมเบิกเงินงวดที่ 2 ร้อยละ 50	16 สิงหาคม 2567	15 สิงหาคม 2567																								
	3.3 รายงานฉบับสมบูรณ์ พร้อมเบิกเงินงวดที่ 3 (งวดสุดท้าย) ร้อยละ 30	17 ตุลาคม 2567	17 ตุลาคม 2567																								
● หมายถึงแผนการดำเนินงาน																											
● หมายถึงการดำเนินงานจริง																											

2. แนวทางการดำเนินงานโครงการ

จากวัตถุประสงค์ และขอบเขตของโครงการ ตามที่ระบุไว้ในบทที่ 1 ทางที่ปรึกษาได้นำมากำหนดเป็นแนวทางและวิธีการดำเนินงานในขั้นตอนต่างๆ เพื่อให้การดำเนินโครงการ เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ สามารถพัฒนานโยบายการกำหนดราคาคาร์บอนเพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในภาคไฟฟ้าได้ โดยที่ปรึกษามุ่งหวังให้โครงการประสบความสำเร็จตามวัตถุประสงค์ที่วางไว้ โดยมีรายละเอียดแนวทางการดำเนินงานและขั้นตอน แสดงดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 แนวทางการดำเนินงานของโครงการ ตาม TOR

จากรูปที่ 1 แสดงให้เห็นกรอบแนวทางการดำเนินงานและขั้นตอนการดำเนินงานของโครงการตาม TOR ซึ่งที่ปรึกษาได้แบ่งการทำงานออกเป็น 3 ส่วนหลัก ดังนี้

งานส่วนที่ 1: การศึกษาหลักการกำหนดราคาคาร์บอน งานส่วนนี้ครอบคลุมเนื้อหาของ TOR ข้อ 4.1 – 4.3 ได้แก่ ศึกษาหลักการกำหนดราคาคาร์บอนรูปแบบต่าง ๆ ทั้งมาตรการทางตรงและมาตรการทางอ้อม ศึกษาและรวบรวมแนวทางการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนไปใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และต่างประเทศ และเสนอแนะกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย

งานส่วนที่ 2: การวิเคราะห์แนวทางและรูปแบบการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย งานส่วนนี้ครอบคลุมเนื้อหาของ TOR ข้อ 4.4 – 4.5 ได้แก่ ศึกษาข้อมูลการผลิตไฟฟ้าและการกำหนดระดับราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และวิเคราะห์แนวทางและรูปแบบการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนที่มีความเหมาะสมมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

งานส่วนที่ 3: การจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย งานส่วนนี้ครอบคลุมเนื้อหาของ TOR ข้อ 4.6 – 4.8 ได้แก่ จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย จัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็นร่วมกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง และมีผู้เข้าร่วมรวมไม่น้อยกว่า 70 คน ณ สถานที่เอกชน และสนับสนุนการดำเนินงานหรือกิจกรรมต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับโครงการตามที่ สนพ. เห็นสมควร

โดยเนื้อหาบางส่วนจะมีขั้นตอนการดำเนินงานที่แตกต่างกันออกไป และมีการใช้ข้อมูลที่เกี่ยวข้องและสอดคล้องกัน ซึ่งรายละเอียดของการดำเนินงานดังกล่าวมีดังต่อไปนี้

2.1 กิจกรรมที่ 1 ศึกษากลไกการกำหนดราคาคาร์บอนรูปแบบต่าง ๆ ทั้งมาตรการทางตรงและมาตรการทางอ้อม

ที่ปรึกษาจะทำการศึกษากลไกการกำหนดราคาคาร์บอนในรูปแบบต่าง ๆ ทั้งมาตรการทางตรงและมาตรการทางอ้อม เช่น ระบบการซื้อขายใบอนุญาตปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Trading System : ETS) ภาษีคาร์บอน (Carbon Tax) กลไกชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offset Mechanism) การจ่ายเงินตามผลลัพธ์ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Results-Based Climate Finance : RBCF) การกำหนดราคาคาร์บอนภายในบริษัท/องค์กร (Internal Carbon Pricing : ICP) เป็นต้น เพื่อเป็นการกำหนดราคาคาร์บอนให้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ จึงจำเป็นต้องมีความเข้าใจในภาพรวมนโยบายการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของประเทศเสียก่อน หลังจากนั้นจึงจะสามารถทำการศึกษามีการกำหนดราคาคาร์บอนรูปแบบใดบ้าง มีรายละเอียดอย่างไร รวมทั้งวิเคราะห์และเปรียบเทียบข้อดี ข้อเสีย และข้อจำกัดของรูปแบบกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนดังกล่าวข้างต้น และแต่ละรูปแบบเหมาะสมนำมาใช้งานกับภาคส่วนใด

2.2 กิจกรรมที่ 2 ศึกษาและรวบรวมแนวทางการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนไปใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และต่างประเทศ

ที่ปรึกษาจะทำการทบทวนและรวบรวมแนวทางการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนไปใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยและต่างประเทศ โดยแบ่งการดำเนินงานออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ การกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าของต่างประเทศ

2.3 กิจกรรมที่ 3 เสนอแนะกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย

ที่ปรึกษาจะทำการเสนอแนะกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย โดยที่ปรึกษาจะนำข้อมูลที่ได้จากการศึกษาในกิจกรรมที่ 2 จากการศึกษาและรวบรวมแนวทางการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนไปใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยและต่างประเทศ เพื่อปรับใช้ในการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย โดยมีรายละเอียดการดำเนินงานดังนี้

- 1) วิเคราะห์ผลการศึกษาแนวทางการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนไปใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และต่างประเทศ (ที่ได้จากการศึกษาในกิจกรรมที่ 2) โดยดำเนินการวิเคราะห์ในมิติด้านสิ่งแวดล้อม ด้านเทคโนโลยี ด้านการเงิน ด้านเศรษฐกิจ ด้านสังคม และด้านนโยบาย เป็นต้น
- 2) คัดเลือกกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย
- 3) เสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน เพื่อพิจารณา

2.4 กิจกรรมที่ 4 ศึกษาข้อมูลการผลิตไฟฟ้าและการกำหนดระดับราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ที่ปรึกษาจะทำการศึกษาข้อมูลภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยเพื่อศึกษาความเหมาะสมของรูปแบบและระดับราคาคาร์บอนที่สอดคล้องกับร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

พ.ศ. 2567 – 2580 (PDP2024) ซึ่งแผนการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยจะพิจารณาให้ความสำคัญการจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าในภาพรวมของทั้งประเทศเป็นหลัก โดยคำนึงใน 3 ประเด็นดังนี้ 1) ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) 2) ด้านเศรษฐกิจ (Economy) และ 3) ด้านความยั่งยืน (Sustainable) สำหรับประเทศไทยที่ปรึกษาจะอาศัยข้อมูลจากร่าง PDP2024 ซึ่งเป็นแผนหลักในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยให้เพียงพอับความต้องการไฟฟ้า เพื่อรองรับการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ รวมถึงจำนวนประชากรที่เพิ่มขึ้น หรือข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นต้น

สำหรับการศึกษาการกำหนดระดับราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ปรึกษาจะนำข้อมูลการผลิตไฟฟ้าไปใช้ในการกำหนดระดับราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โดยทำการวิเคราะห์การดำเนินการภายใต้แบบจำลองเชิงลึกด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้า โดยศึกษาผลกระทบของราคาคาร์บอนที่มีต่อการเดินระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าของไทย และกำหนดให้ปีปลายแผนคือ พ.ศ. 2573 และ พ.ศ. 2580 (ตามร่างแผน PDP2024) โดยมีสถานการณ์การศึกษาต่าง ๆ ที่ประกอบไปด้วยสมมติฐานจากการกำหนดราคาคาร์บอนที่แตกต่างกัน ซึ่งราคาคาร์บอนนำมาจากการประเมินราคาคาร์บอนของประเทศไทยและการศึกษาราคาคาร์บอนในระดับนานาชาติ

2.5 กิจกรรมที่ 5 วิเคราะห์แนวทางและรูปแบบการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนที่มีความเหมาะสมมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

การวิเคราะห์แนวทางและรูปแบบการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนที่มีความเหมาะสมมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย กิจกรรมนี้ถือได้ว่าเป็นหัวใจสำคัญของโครงการ โดยที่ปรึกษาจะนำข้อมูลที่ได้จากการศึกษาในกิจกรรมที่ 1 - 4 มาใช้ในการสร้างแบบจำลองการสั่งการผลิตไฟฟ้า (Generation dispatch modelling) สำหรับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อประเมินผลกระทบของราคาคาร์บอนในระดับต่าง ๆ ที่มีต่อสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า ต้นทุน และปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยมีรายละเอียดการดำเนินงานดังนี้

- 1) สร้างแบบจำลองการสั่งการผลิตไฟฟ้า (Generation dispatch modelling) สำหรับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยใช้ PLEXOS® Integrated Energy Model ซึ่งเป็นเครื่องมือสร้างแบบจำลองต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยละเอียด โดยพัฒนาเป็นช่วงเวลาความถี่ทุก ๆ 30-60 นาที สำหรับความต้องการไฟฟ้าที่คาดการณ์ แบบจำลองจะใส่ลักษณะทางเทคนิคและราคาของโรงไฟฟ้า (รวมถึงการนำเข้าพลังงานไฟฟ้า) ข้อจำกัดด้านพลังงานน้ำ และด้านระบบสายส่งไฟฟ้า และแผนการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม
- 2) การวิเคราะห์และการสร้างแบบจำลองการสั่งการผลิตไฟฟ้าจะพิจารณาสองปีเป้าหมาย ได้แก่ ปี พ.ศ. 2573 และ พ.ศ. 2580 (ตามร่างแผน PDP2024) โดยที่รูปแบบจำลองและสมมติฐานหลักประกอบด้วยข้อมูลที่ถูกรวบรวมจากหลายแหล่ง โดยเฉพาะจาก กฟผ.
- 3) สถานการณ์การศึกษาที่กำหนดจะขึ้นอยู่กับร่างแผน PDP2024 ที่มีการเผยแพร่ หรือข้อมูลจาก สนพ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น กฟผ.
- 4) สถานการณ์การศึกษา (Scenario) กำหนดราคาคาร์บอนในระดับต่าง ๆ เช่น 0 บาท/tCO₂e 100 บาท/tCO₂e และ 200 บาท/tCO₂e ฯลฯ เพื่อสำรวจผลกระทบของราคาคาร์บอนต่อสัดส่วนการผลิตไฟฟ้า และการสั่งการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า (Generation dispatch)

- 5) การศึกษาจะวิเคราะห์ระดับของราคาคาร์บอนที่ส่งผลให้มีการเปลี่ยนเชื้อเพลิงตามลำดับที่เหมาะสม (Merit order) จากถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติในระยะกลาง และจากก๊าซธรรมชาติเป็นพลังงานหมุนเวียนในระยะยาว ซึ่งจะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต้นทุนโดยรวมของระบบการผลิตไฟฟ้าและปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
- 6) ในแต่ละสถานการณ์การศึกษาของราคาคาร์บอน การศึกษาจะแสดงปีที่พลังงานหมุนเวียนจะมีต้นทุนที่เทียบเท่ากับก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน โดยอิงจากต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า หรือ Levelized Cost of Electricity (LCOE)
 - การวิเคราะห์ LCOE จะแสดงถึงบทบาทของราคาคาร์บอน ซึ่งจะส่งผลในปีที่ราคาของโรงไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมจะมีราคาที่ต่ำเทียมกันกับโรงไฟฟ้าถ่านหินและก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย
- 7) การศึกษานี้จะวิเคราะห์ถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคอื่น ๆ รวมถึงภาคอุตสาหกรรมและการขนส่ง เนื่องจากการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในภาคอุตสาหกรรมเหล่านี้ จะส่งผลกระทบต่อภาคการผลิตไฟฟ้า
- 8) การวิเคราะห์จะเปรียบเทียบผลกระทบของระบบภาษีคาร์บอน (Carbon tax) และระบบซื้อขายใบอนุญาตการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Trading Scheme : ETS) ในปี พ.ศ. 2573 และ พ.ศ. 2580 รวมถึงกลไกชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offset mechanism) และการจ่ายเงินตามผลลัพธ์ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Results-based climate finance : RBCF) และทั้งนี้ หากมีมาตรการอื่น ๆ ที่มีความน่าสนใจนอกจากที่ได้กล่าวข้างต้น ที่ปรึกษาจะนำมาวิเคราะห์เปรียบเทียบเพิ่มเติม
- 9) การดำเนินการกำหนดราคาคาร์บอนจะมีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นต้นทุนที่อาจเพิ่มขึ้นเนื่องจากการกำหนดราคาคาร์บอนจะต้องได้รับการพิจารณาในโครงสร้างค่าไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องมีนโยบายจัดการกับผลกระทบทางเศรษฐกิจและสังคมที่เกี่ยวข้องผ่านมาตรการนโยบายบางรูปแบบโดยการกระจายรายได้ที่รวบรวมจากการกำหนดราคาคาร์บอนกลับไปยังผู้บริโภค

2.6 กิจกรรมที่ 6 จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย

ที่ปรึกษาจะนำข้อมูลที่ได้จากกิจกรรมที่ 1 - 5 มาใช้ในการจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย โดยที่ปรึกษาจะจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย ให้สอดคล้องกับการแก้ปัญหาช่องว่างและอุปสรรคที่พบ โดยจะดำเนินการวิเคราะห์และจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในมิติที่สำคัญทั้ง 4 ด้าน ดังต่อไปนี้

- 1) ด้านเทคโนโลยี (Technologies)
- 2) ด้านนโยบายและกฎหมาย (Policy and Regulations)
- 3) ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน (Economic and Finance)
- 4) ด้านการพัฒนาองค์ความรู้และทรัพยากรบุคคล (Capacity Building)

เพื่อผลักดันให้การนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมกับบริบทของประเทศไทยให้บรรลุผล ที่ปรึกษาจะนำข้อมูลที่ได้จากกิจกรรมที่ 1 - 5 มาสังเคราะห์และศึกษาเทียบกับกรอบการกำกับดูแลนโยบายที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและพลังงานของประเทศไทย

รวมถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการกำกับนโยบายทั้งสองด้านดังกล่าว เพื่อให้มีการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้ได้อย่างเป็นรูปธรรม โดยกรอบการกำกับดูแลนโยบายที่จะนำมาประกอบใช้ในการช่วยจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย

2.7 กิจกรรมที่ 7 จัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็นร่วมกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย

ที่ปรึกษาจะจัดสัมมนานำเสนอผลการศึกษาและรับฟังความคิดเห็นร่วมกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง และมีผู้เข้าร่วมรวมไม่น้อยกว่า 70 คน ณ สถานที่เอกชน โดยแสดงผลการดำเนินงานดังกล่าวที่ได้จากกิจกรรมที่ 1 - 6 มาสรุปผลและนำเสนอ โดยใช้แนวคิดเรื่องกระบวนการจัดการความรู้ (Knowledge Management Process) และกระบวนการบริหารจัดการการเปลี่ยนแปลง (Change Management Process) มาประกอบการดำเนินงานเพื่อนำเสนอผลการศึกษาที่ได้รับจากโครงการและรับฟังความคิดเห็นร่วมกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย

2.8 กิจกรรมที่ 8 สนับสนุนการดำเนินงานหรือกิจกรรมต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับโครงการตามที่ สนพ. เห็นสมควร

ที่ปรึกษาจะสนับสนุนการดำเนินงานหรือกิจกรรมต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับโครงการตามที่ สนพ. เห็นสมควร รวมถึงมีความพร้อมที่จะเข้าร่วมประชุมกับ สนพ. หรือผู้ที่ได้รับมอบหมายตลอดระยะเวลาของสัญญา และต้องทำรายงานการประชุมส่งให้ สนพ. (โดยคณะกรรมการตรวจรับพัสดุฯ) ทราบทุกครั้ง ดำเนินการตามข้อเสนออื่นเพิ่มเติมที่เป็นประโยชน์กับโครงการ (ถ้ามี) และที่ปรึกษาจะเสนอรายละเอียดการดำเนินงานทั้งหมดต่อ สนพ. เพื่อให้ความเห็นชอบก่อนการดำเนินงาน

3. การวิเคราะห์แนวทางและรูปแบบการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนที่มีความเหมาะสมมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

3.1 ผลการวิเคราะห์แนวทางการนำกลไกภาษีคาร์บอนมาใช้ภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

โดยผลการวิเคราะห์แนวทางและรูปแบบการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนที่มีความเหมาะสมมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อสนับสนุนการลดการปล่อย CO₂ ในภาคพลังงานไฟฟ้า โดยจะวิเคราะห์ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นของการกำหนดราคาคาร์บอนในสถานการณ์ต่าง ๆ ใน 4 ประเด็นหลัก ได้แก่ การผลิต การปล่อย CO₂ ต้นทุน และการลงทุนในอนาคต ซึ่งดำเนินการวิเคราะห์ทั้งกลไกภาษีคาร์บอนและกลไกการซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยมีรายละเอียดการวิเคราะห์แนวทาง ดังนี้

3.1.1 ผลการวิเคราะห์แนวทางการนำกลไกภาษีคาร์บอนมาใช้ภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

3.1.1.1 ผลการศึกษาผลกระทบของราคาคาร์บอน ในปี พ.ศ. 2573

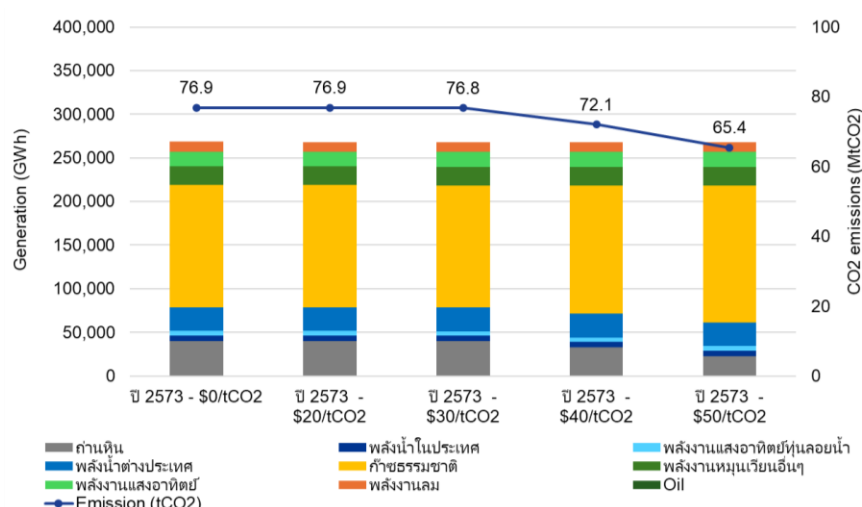
ราคาคาร์บอนสามารถมีผลทำให้เกิดการเปลี่ยนผ่านการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินมาเป็นโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ โดยทำให้ต้นทุนส่วนเพิ่มในการผลิตไฟฟ้า (Short run marginal cost - SRMC) ของโรงไฟฟ้าถ่านหินสูงกว่าโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอาจทำให้ลดการปล่อย CO₂ เนื่องจากความเข้มข้นของ CO₂ ของเชื้อเพลิงถ่านหินสูงกว่าก๊าซธรรมชาติ นอกเหนือจากปัจจัยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิงแล้ว โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (CCGT) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติยังมีประสิทธิภาพสูงกว่า โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal) ที่ใช้ถ่านหิน เมื่อรวมปัจจัยทั้งสองเข้าด้วยกัน พบว่า การปล่อย CO₂ จากโรงไฟฟ้าถ่านหินต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้น คาดว่าจะมากกว่าโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติถึงสองเท่า

ความแตกต่างของประเภทเชื้อเพลิงและแหล่งเชื้อเพลิงถือเป็นปัจจัยสำคัญต่อราคาเชื้อเพลิง เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินต้องเผชิญกับต้นทุนคาร์บอนที่สูงขึ้นต่อหน่วยการผลิตเนื่องจากความเข้มข้นของการปล่อย CO₂ ที่สูงขึ้น การกำหนดราคาคาร์บอนจึงมีผลต่อการสั่งการผลิตไฟฟ้าตามลำดับความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ (Merit order dispatch)

ในปี พ.ศ. 2573 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตโดยรวมเพื่อตอบสนองการใช้ไฟฟ้าโดยรวมอยู่ที่ประมาณ 269 TWh โดยปริมาณการปล่อย CO₂ จากแบบจำลองไฟฟ้าอยู่ที่ 76.9 MtCO₂ แสดงดังรูปที่ 2 ซึ่งแสดงบทบาทและผลกระทบของราคาคาร์บอนที่ส่งผลต่อเปลี่ยนแปลงการผลิตและการปล่อย CO₂ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

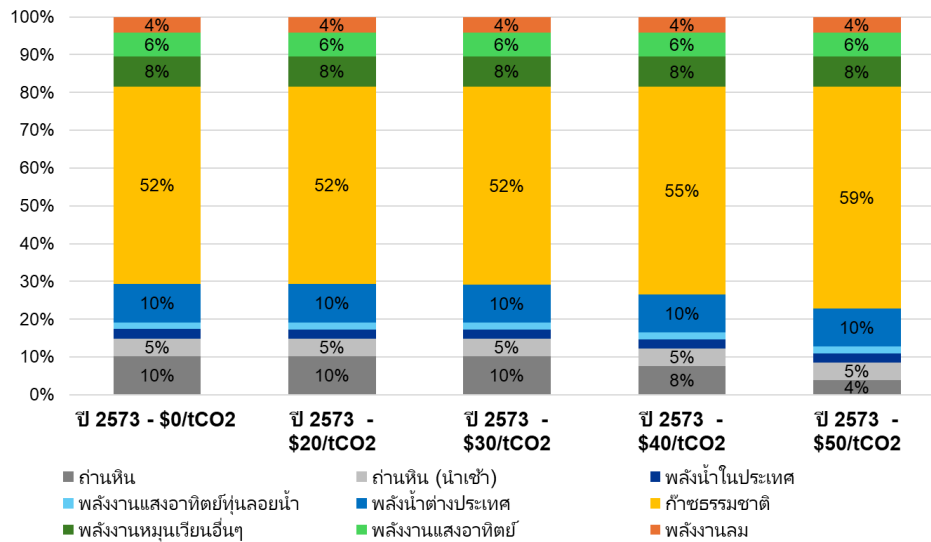
- ราคาคาร์บอนต่ำกว่า 30 USD/tCO₂ (~977 บาท/tCO₂) ไม่ส่งผลการเปลี่ยนแปลง Merit order dispatch เนื่องจาก Short run marginal cost ของโรงไฟฟ้าถ่านหินยังต่ำกว่าโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ
- ราคาคาร์บอนที่ 30 USD/tCO₂ (~977 บาท/tCO₂) เป็นจุดเริ่มต้นที่ทำให้เริ่มเกิดการเปลี่ยนการผลิตจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเป็นโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเป็นปริมาณ 0.5 TWh และลดการปล่อย CO₂ จากการผลิตไฟฟ้าลง 0.1 MtCO₂
- ราคาคาร์บอนที่ 40 USD/tCO₂ (~1,302 บาท/tCO₂) เปลี่ยนการผลิตจากถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติ ในปริมาณ 7.2 TWh ซึ่งคิดเป็น 3% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้า และลดการปล่อย CO₂ ในการผลิตไฟฟ้าเหลือ 72.1 MtCO₂ หรือประมาณ 6% เมื่อเทียบกับกรณีที่ไม่มีราคาคาร์บอน
- ราคาคาร์บอนที่ 50 USD/tCO₂ (~1,628 บาท/tCO₂) ทำให้เกิดการเปลี่ยนเชื้อเพลิงการผลิตจากถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติ 17 TWh ซึ่งคิดเป็นประมาณ 6% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้า และลดการปล่อย CO₂ ในการผลิตไฟฟ้าลง 65.4 MtCO₂ หรือประมาณ 15% เมื่อเทียบกับกรณีที่ไม่มีราคาคาร์บอน

ผลจากแบบจำลองระบบไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2573 แสดงให้เห็นว่าร่างแผน PDP2024 สามารถบรรลุ NDC 30% ในปี พ.ศ. 2573 (84 MtCO₂) โดยที่ไม่มีราคาคาร์บอน แต่หากต้องการบรรลุเป้าหมาย LT-LEDs (revised) ในปี พ.ศ. 2573 ที่มีเป้าหมายการปล่อย CO₂ ที่ 67.7 MtCO₂ การกำหนดราคาคาร์บอนอาจจะเป็นหนึ่งในนโยบายที่จะช่วยให้บรรลุเป้าหมาย

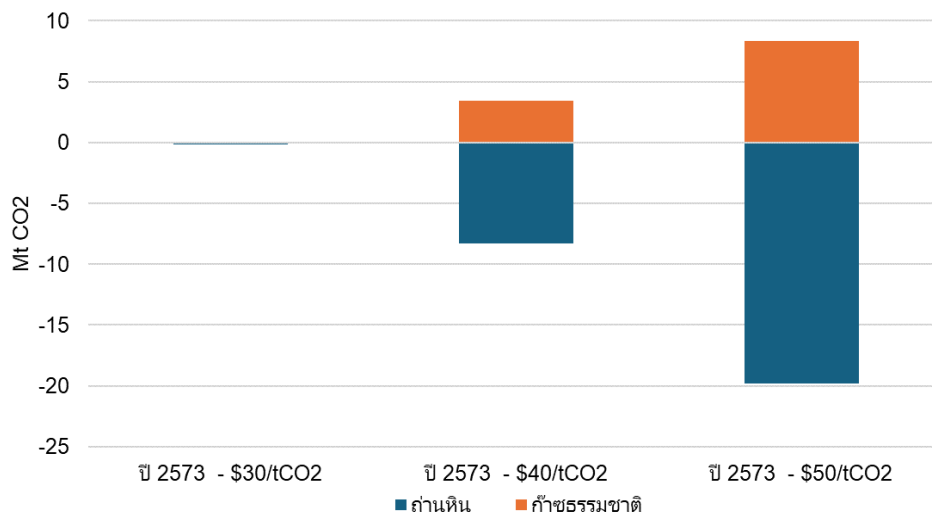


รูปที่ 2 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงและการปล่อย CO₂ ในปี พ.ศ. 2573 ในแต่ละกรณีของราคาคาร์บอน

ราคาคาร์บอนสามารถเปลี่ยนสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเป็นโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ คิดเป็น 3 - 6% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าโดยรวม ซึ่งผลกระทบของราคาคาร์บอนต่อการเปลี่ยนผ่านจะเริ่มจากโรงไฟฟ้าถ่านหินภายในประเทศก่อน โดยรายละเอียดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าตามระดับราคาคาร์บอน แสดงดังรูปที่ 3



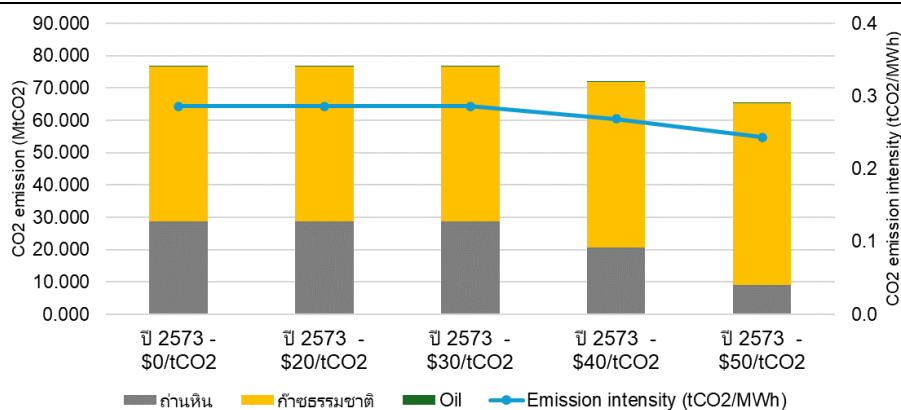
รูปที่ 3 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2573 ในแต่ละกรณีของราคาคาร์บอน



รูปที่ 4 ปริมาณการเปลี่ยนแปลงการปล่อย CO₂ ตามชนิดเชื้อเพลิงของแต่ละสถานการณ์ราคาคาร์บอน ในปี พ.ศ. 2573

ราคาคาร์บอนและการเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินไปสู่โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ส่งผลให้ความเข้มข้นของการปล่อย CO₂ (emission intensity) จากการผลิตไฟฟ้าโดยรวมลดลง เนื่องจากความเข้มข้นของการปล่อย CO₂ ของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่สูงกว่าโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ

ในปี พ.ศ. 2573 กลไกการกำหนดราคาคาร์บอนจะทำให้ความเข้มข้นของการปล่อย CO₂ จากการผลิตไฟฟ้าลดลงจาก 0.29 tCO₂/MWh ในกรณีไม่มีราคาคาร์บอน เหลือ 0.27 tCO₂/MWh ในกรณีที่ราคาคาร์บอนที่ 40 USD/tCO₂ และ 0.24 tCO₂/MWh ในกรณีที่ราคาคาร์บอนที่ 50 USD/tCO₂ แสดงในรูปที่ 5



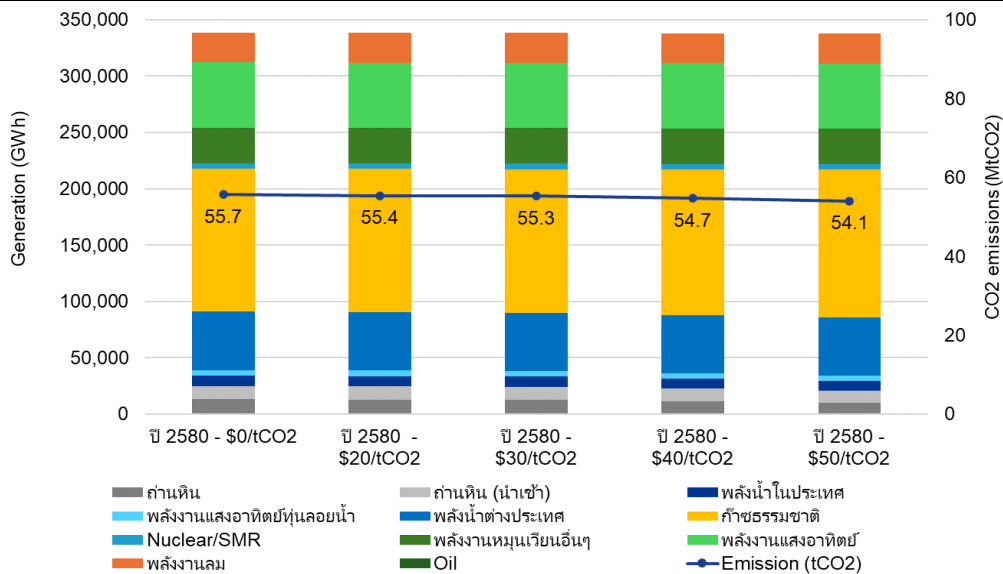
รูปที่ 5 การปล่อย CO₂ และความเข้มข้นของการปล่อย CO₂ จากการผลิตไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2573

3.1.1.2 ผลการศึกษาผลกระทบของราคาคาร์บอน ในปี พ.ศ. 2580

ในปี พ.ศ. 2580 ผลกระทบของราคาคาร์บอนต่อการเปลี่ยนแปลงการสั่งการโรงไฟฟ้าตามลำดับต้นทุน (Merit order Dispatch) และการปล่อย CO₂ มีจำกัด เนื่องจากกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าถ่านหินมีปริมาณน้อยอยู่ที่ประมาณ 2.7 GW ซึ่งคิดเป็นสัดส่วน 2.5% ของกำลังผลิตรวม ทำให้โอกาสในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากโรงไฟฟ้าถ่านหินไปสู่โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติมีจำกัด ซึ่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตโดยรวมเพื่อตอบสนองการใช้ไฟฟ้าโดยรวมอยู่ที่ประมาณ 339 TWh โดยปริมาณการปล่อย CO₂ จากแบบจำลองไฟฟ้าอยู่ที่ 55.7 MtCO₂ แสดงดังรูปที่ 6 โดยบทบาทและผลกระทบของราคาคาร์บอนที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงการผลิตและการปล่อย CO₂ ในปี พ.ศ. 2580 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

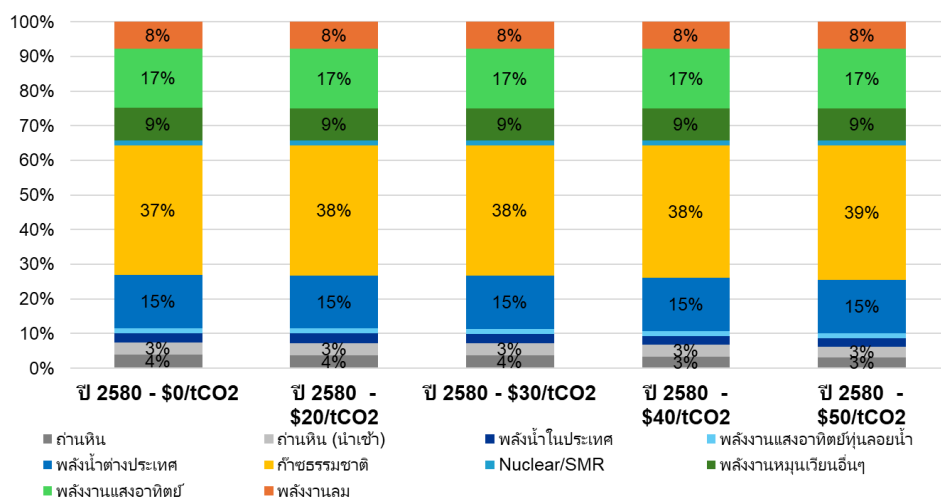
- **ราคาคาร์บอนที่ทำให้เริ่มเกิดการเปลี่ยน Merit order dispatch จากโรงไฟฟ้าถ่านหินเป็นโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ เริ่มต้นที่ 20 USD/tCO₂**
- **ราคาคาร์บอนที่ 30 USD/tCO₂ (~977 บาท/tCO₂)** ส่งผลให้เปลี่ยนการผลิตจากถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติ 0.6 TWh ซึ่งคิดเป็น 0.2% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าและลดการปล่อย CO₂ ลง 0.4 MtCO₂ หรือประมาณ 1% เมื่อเทียบกับกรณีที่ไม่มีราคาคาร์บอน
- **ราคาคาร์บอนที่ 40 USD/tCO₂ (~1,302 บาท/tCO₂)** ส่งผลให้เปลี่ยนการผลิตจากถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติ 2 TWh ซึ่งคิดเป็น 1% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าและลดการปล่อย CO₂ ลง 1 MtCO₂ หรือประมาณ 2%
- **ราคาคาร์บอนที่ 50 USD/tCO₂ (~1,628 บาท/tCO₂)** ส่งผลให้เปลี่ยนการผลิตจากถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติ 4 TWh ซึ่งคิดเป็น 1% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าและลดการปล่อย CO₂ ลง 1.5 MtCO₂ หรือประมาณ 3%

ผลจากแบบจำลองระบบไฟฟ้าแสดงให้เห็นว่าเป้าหมายการปล่อย ในปี พ.ศ. 2580 ซึ่งอยู่ที่ 61.77 MtCO₂ สามารถบรรลุได้โดยไม่ต้องมีการกำหนดราคาคาร์บอน



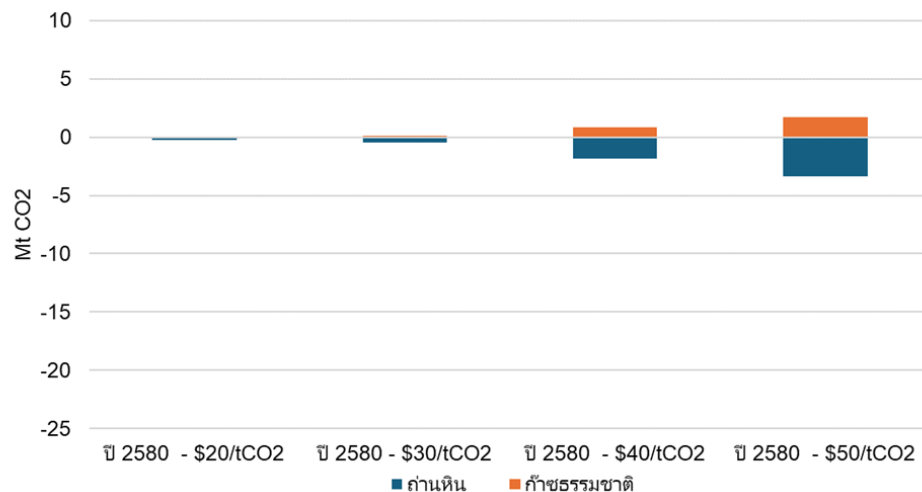
รูปที่ 6 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงและการปล่อย CO₂ ในปี พ.ศ. 2580 ในแต่ละกรณีของราคาคาร์บอน

โดยการกำหนดราคาคาร์บอน ในปี พ.ศ. 2580 ไม่ค่อยส่งผลกระทบต่อการเปลี่ยนสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเป็นโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติและปริมาณการปล่อย CO₂ จากการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากการกำหนดราคาคาร์บอนที่ 50 USD/tCO₂ จะช่วยบรรลุเป้าหมาย NDC 40% (67.7 MtCO₂) ภายในปี พ.ศ. 2573 แล้ว



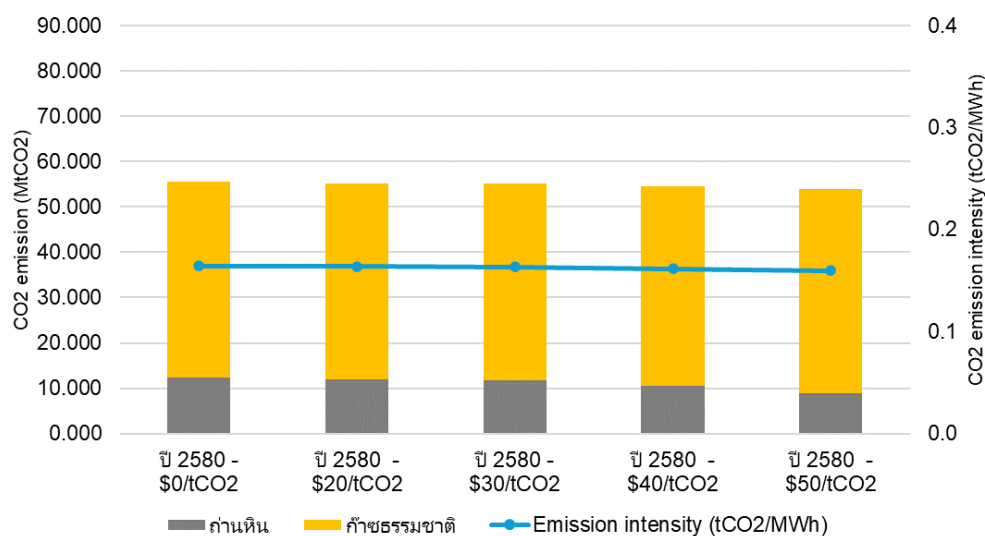
รูปที่ 7 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2580 ในแต่ละกรณีของราคาคาร์บอน

จากรูปที่ 7 แสดงปริมาณการเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้าและการปล่อย CO₂ แยกตามชนิดเชื้อเพลิงของแต่ละสถานการณ์ระดับราคาคาร์บอน ในปี พ.ศ. 2580 ซึ่งแสดงให้เห็นถึงบทบาทที่จำกัดของราคาคาร์บอนต่อการเปลี่ยนการผลิตจากโรงไฟฟ้าถ่านหินไปสู่โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ แต่อย่างไรก็ตามในระยะยาวนโยบายราคาคาร์บอนพร้อมด้วยนโยบายด้านอื่น ๆ เช่น การกำหนดราคา (Pricing Instruments) แรงจูงใจทางภาษี (Tax Incentives) และเงินอุดหนุน (Subsidy) การวิจัยและพัฒนา เป็นต้น จะช่วยผลักดันการเปลี่ยนผ่านจากเชื้อเพลิงฟอสซิลรวมถึงก๊าซธรรมชาติไปสู่พลังงานสะอาดได้เร็วยิ่งขึ้น



รูปที่ 8 ปริมาณการเปลี่ยนแปลงการปล่อย CO₂ ตามชนิดเชื้อเพลิงของแต่ละ
สถานการณ์ราคาคาร์บอน ในปี พ.ศ. 2580

โดยในปี พ.ศ. 2580 กลไกภาษีคาร์บอนมีผลกระทบค่อนข้างน้อยต่อการปล่อย CO₂ และความเข้มข้นของการปล่อย CO₂ จากการผลิตไฟฟ้า ซึ่งความเข้มข้นของการปล่อย CO₂ คงที่อยู่ที่ 0.16 tCO₂ /MWh ของทุกระดับราคาคาร์บอนตามที่แสดงดังรูปที่ 9



รูปที่ 9 การปล่อย CO₂ และความเข้มข้นของการปล่อย CO₂ จากการผลิตไฟฟ้าตามแต่ละ
สถานการณ์ราคาคาร์บอน ในปี พ.ศ. 2580

3.1.1.3 บทบาทและผลกระทบของการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคไฟฟ้า

กลไกภาษีคาร์บอน (Carbon Tax) เป็นการกำหนดราคาคาร์บอนโดยตรง (Direct Carbon Pricing) จากภาครัฐ โดยเรียกเก็บค่าธรรมเนียมหรือภาษีจากการปล่อย CO₂ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ก่อให้เกิดภาวะโลกร้อน ภาษีคาร์บอนจะวัดตามปริมาณ CO₂eq ที่ปล่อยออกมา 1 ตัน และต้องชำระโดยหน่วยงานที่เผาไหม้ โดยมีรายละเอียดของข้อได้เปรียบและผลกระทบของภาษีคาร์บอน ดังนี้

■ ข้อได้เปรียบที่สำคัญของระบบภาษีคาร์บอน

- ราคาคาร์บอนทำให้เกิดแหล่งรายได้ใหม่แก่ภาครัฐ ซึ่งสามารถนำไปใช้สนับสนุนต่อครัวเรือนที่มีรายได้น้อยและการลงทุน ตัวอย่าง เช่น โปรแกรมคืนรายได้จากการราคาคาร์บอนในรูปแบบของเงินปันผลหรือเพื่อเป็นทุนในการลงทุนในเทคโนโลยีพลังงานสะอาด
- ความชัดเจนในเรื่องราคา ทำให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบค่าใช้จ่ายต่อการปล่อยคาร์บอน 1 ตัน
- การกำหนดราคาคาร์บอนที่คาดเดาได้สามารถช่วยสร้างแรงจูงใจและสนับสนุนการลงทุนด้านประสิทธิภาพการใช้พลังงานในโรงไฟฟ้าในระยะสั้นและระยะกลาง และเปลี่ยนแปลงการลงทุนไปสู่เทคโนโลยีพลังงานสะอาดในการผลิตไฟฟ้าในระยะยาว
- สร้างแรงจูงใจให้โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลลดความเข้มข้นของคาร์บอน (Carbon Intensity) โดยการลงทุนเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ เช่น การปรับปรุงอัตราความร้อน (Heat rate) หรือการจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage : CCS)
- ราคาคาร์บอนที่คาดเดาได้อาจสร้างแรงจูงใจให้เร่งการปลดระวางโรงไฟฟ้า (Plant Retirement) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้คาร์บอนเข้มข้นมากที่สุด เช่น โรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ เป็นต้น

■ ผลกระทบของภาษีคาร์บอน

- ในระยะสั้นอาจทำให้ราคาไฟฟ้าสูงขึ้นจากต้นทุนการผลิตที่เพิ่มขึ้นจากราคาคาร์บอน
- ราคาไฟฟ้าที่สูงขึ้นอาจส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าลดลงเนื่องจากการตอบสนองต่อราคาจากผู้บริโภค โดยลดการใช้ไฟฟ้าผ่านความพยายามในการอนุรักษ์พลังงาน (energy conservation) และประหยัดพลังงาน
- อาจเพิ่มการนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้านที่มีส่วนผสมพลังงานที่สะอาดกว่าเพิ่มขึ้น (Cross-border power trade)

3.1.1.4 บทสรุปการนำกลไกภาษีคาร์บอนมาใช้ภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

จากผลการศึกษาบทบาทและผลกระทบของราคาคาร์บอนในภาคไฟฟ้า โดยใช้การจำลองระบบไฟฟ้าสามารถสรุปได้ ดังนี้

- ร่างแผน PDP2024 สามารถบรรลุ NDC 30% ในปี พ.ศ. 2573 (84 MtCO₂) โดยไม่มีราคาคาร์บอน แต่ราคาคาร์บอน 50 USD/tCO₂ จะช่วยให้บรรลุเป้าหมาย NDC 40% ซึ่งมีเป้าหมายปล่อย CO₂ อยู่ที่ 67.7 MtCO₂ ในปี พ.ศ. 2573
- ในปี พ.ศ. 2580 กลไกราคาคาร์บอนเป็นหนึ่งในนโยบายที่ช่วยผลักดันพลังงานสะอาด ซึ่งรวมถึงพลังงานทดแทน CCS และ Green hydrogen เพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน
- หากมีเป้าหมายให้ราคาคาร์บอนส่งผลต่อการลงทุนและการตัดสินใจ ราคาคาร์บอนจะต้องสูงเพียงพอที่จะเพิ่มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีความเข้มข้นของคาร์บอน เช่น โรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ เพื่อให้สามารถแข่งขันได้เมื่อเทียบกับทางเลือกอื่นที่ใช้คาร์บอนต่ำกว่า ในกรณีที่กำหนดราคาคาร์บอนต่ำซึ่งไม่มีผลต่อการเปลี่ยนผ่าน ราคาคาร์บอนจะเพิ่มต้นทุนให้กับระบบโดยไม่ได้ส่งผลให้เกิดการลดปริมาณการปล่อย CO₂ จากการผลิตไฟฟ้า
- ผู้กำหนดนโยบาย ควรมีแผนระยะยาวสำหรับการลดการปล่อยคาร์บอนโดยอาศัยการสื่อสารที่ชัดเจนเกี่ยวกับการกำหนดราคาคาร์บอน รวมถึงขั้นตอนและระยะเวลา

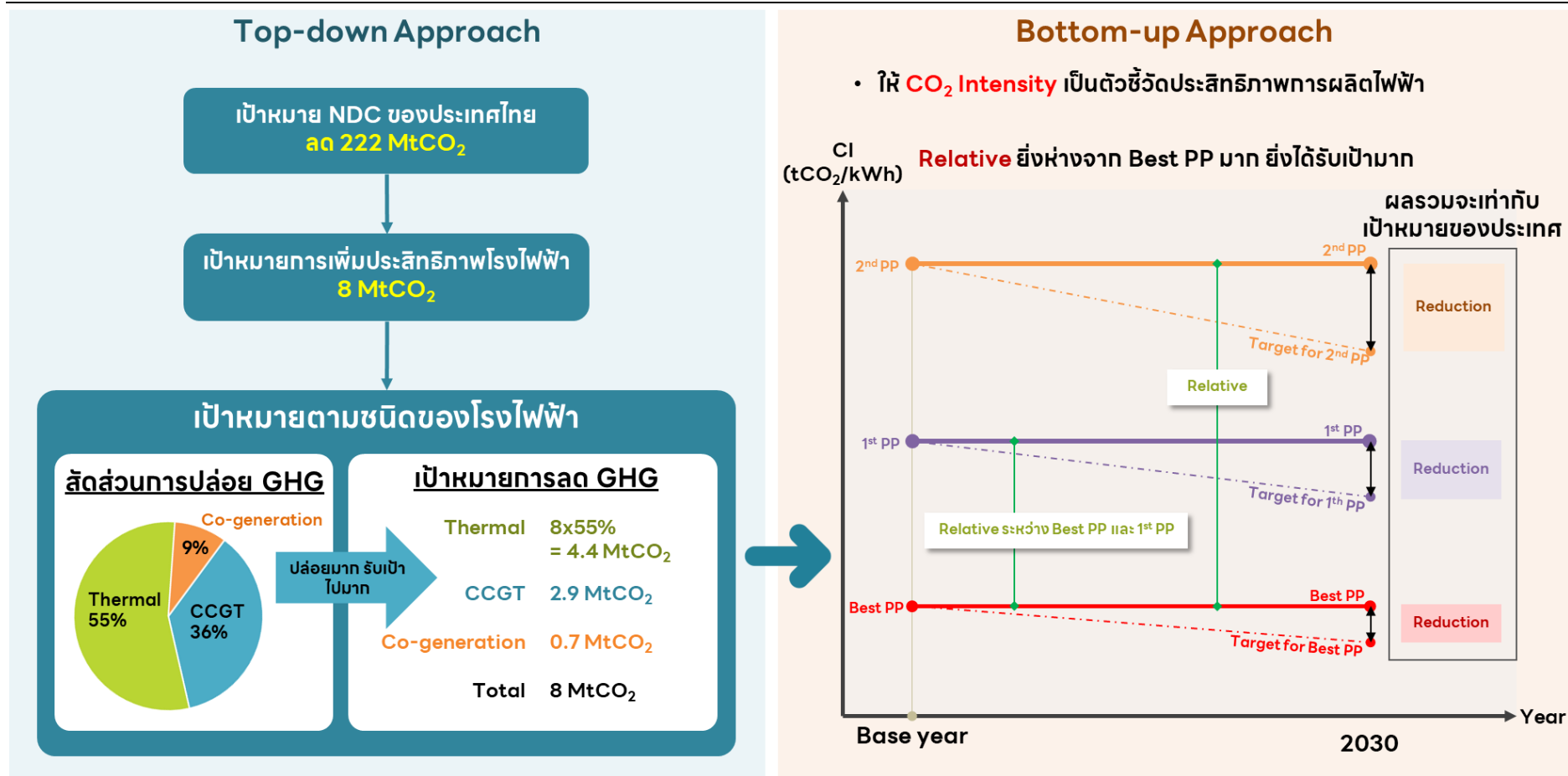
- มีนโยบายมากมายที่พร้อมใช้เพื่อส่งเสริมการลดการปล่อย CO₂ ในภาคไฟฟ้า ในปัจจุบันและอนาคต ดังนั้นบทบาทของการกำหนดราคาคาร์บอนจำเป็นต้องได้รับการกำหนดไว้ในนโยบายพลังงานภาพรวม
- ในระยะสั้นถึงระยะกลาง อาจจัดเก็บภาษีคาร์บอน เริ่มจากระดับต่ำแล้วค่อย ๆ เพิ่มขึ้น
- ในระยะยาวกลไกภาษีคาร์บอนรวมถึงมาตรการอื่น ๆ เช่น ETS, การกำหนดราคา (Pricing Instruments) แรงจูงใจทางภาษี (Tax Incentives) และเงินอุดหนุน (Subsidy) เงินอุดหนุนการวิจัยและพัฒนา จะช่วยส่งเสริมการเปลี่ยนผ่านจากโรงไฟฟ้าประเภทฟอสซิล (รวมถึงโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ) ไปสู่โรงไฟฟ้าพลังงานสะอาด
- หากใช้กลไก Direct Carbon Pricing ความสำเร็จขึ้นอยู่กับความชัดเจนของวิธีการกระจายรายได้จากภาษีคาร์บอน
 - ในหลาย ๆ ประเทศ รายได้หลักจากราคาคาร์บอนจะมุ่งตรงไปที่ผู้บริโภค ภาคครัวเรือน และภาคธุรกิจ ทำให้ภาษีคาร์บอนได้รับการสนับสนุน
 - กลยุทธ์สำหรับการกระจายรายได้จากการกำหนดราคาคาร์บอน แบ่งออกเป็นการชดเชยให้กับผู้บริโภค และการจัดสรรงบประมาณเพื่อพัฒนาและสนับสนุนพลังงานสะอาด

3.1.2 ผลการวิเคราะห์แนวทางการนำกลไกการซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมาใช้ภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

จากกรอบแนวคิดการศึกษาระบบ ETS ในภาคไฟฟ้าของประเทศไทยทั้ง 2 แนวทาง มีผลการวิเคราะห์ และผลการศึกษาดังต่อไปนี้

3.5.2.1 ผลการศึกษาแนวทางที่ 1: การกำหนดเป้าหมายจากเป้าหมาย NDC ของประเทศไทย

การตั้งเป้าหมายในแนวทางที่ 1 จะเป็นการแจกแจงเป้าหมายให้กับโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งตามประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าซึ่งวัดด้วยค่าความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง ซึ่งเป็นรูปแบบของการตั้งเป้าหมายแบบ Hybrid approach ซึ่งเป็นวิธีที่ผสมผสานระหว่างเป้าหมายจากทางภาครัฐ และความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 10



รูปที่ 10 แนวทางการตั้งเป้าหมายสำหรับการศึกษาแนวทางที่ 1

การตั้งเป้าหมาย เป็นรูปแบบของการศึกษาการตั้งเป้าหมายภายใต้โครงการ The Perform, Achieve & Trade (PAT) scheme¹ ของประเทศอินเดีย ซึ่งถูกนำมาปรับใช้เพื่อการตั้งเป้าหมายให้กับระบบ ETS โดยเริ่มจากเป้าหมาย Top-down Approach จากความต้องการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศภายในปี ค.ศ. 2030 ในปริมาณ 222 MtCO₂ เมื่อพิจารณาเฉพาะส่วนของโรงไฟฟ้าที่ต้องรับผิดชอบ คือ เป้าหมายการเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า อยู่ที่ 8 MtCO₂ จากนั้นจึงทำการตรวจสอบสัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าแต่ละชนิด เนื่องจากโรงไฟฟ้าแต่ละชนิดมีความแตกต่างกันทั้งเทคโนโลยี และคุณลักษณะของโรงไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องแบ่งเป้าหมายกันรับผิดชอบในแต่ละชนิดของโรงไฟฟ้า และร่วมกันรับผิดชอบในส่วนต่างๆ ร่วมกัน นั่นคือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงสุด ในสัดส่วนร้อยละ 55 จึงรับเป้าหมายไป 4.4 MtCO₂ ขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ร้อยละ 36 จึงรับเป้าหมายไป 2.9 MtCO₂ ส่วนที่เหลืออีก 0.7 MtCO₂ เป็นเป้าหมายสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานร่วม

จากนั้นจึงทำการแจกเป้าหมายให้กับโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งในรูปแบบ Bottom-up Approach ซึ่งโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งจะได้รับเป้าหมายที่แตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า โดยมีวิธีการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้

การแจกเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกให้กับโรงไฟฟ้ารายแห่ง² เริ่มจากการคำนวณดัชนีความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งดังสมการที่ 1 จากนั้นทำการ Benchmarking ค่า CI ของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง เพื่อคัดเลือกโรงไฟฟ้าที่มีค่า CI ต่ำที่สุด ถือเป็นโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพดีที่สุดในนั้นจะทำการระบุสัดส่วนปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ต้องลดของโรงไฟฟ้าแห่งนั้น โดยอาศัยข้อมูลดังต่อไปนี้

$$ER_{best,k} = \frac{TS_k}{\sum \left(\frac{CI_i}{CI_{best}} \times TC_i \right)} \quad \text{สมการที่ 1}$$

เมื่อ

$ER_{best,k}$	คือ สัดส่วนการลดก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าที่ดีที่สุด ของโรงไฟฟ้าประเภท k (%)
TS_k	คือ เป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าประเภท k (tCO ₂)
CI_i	คือ ค่าความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้า i (tCO ₂ /kWh)
CI_{best}	คือ ค่าความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าที่ดีที่สุด (tCO ₂ /kWh)
TC_i	คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้า i (tCO ₂)

สำหรับโรงไฟฟ้าอื่น ๆ ที่รองลงมา นั่นคือ โรงไฟฟ้าตั้งแต่อันดับ 2 ขึ้นไป จะได้รับสัดส่วนการลดก๊าซเรือนกระจกโดยวิธีการคำนวณจากการหาค่า Relative เพื่อหาสัดส่วนของโรงไฟฟ้าแห่งนั้นมีความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่สูงกว่าโรงไฟฟ้าที่ดีที่สุดดังสมการที่ 2

¹ Soumya P Garnail (2014) “Perform, Achieve & Trade (PAT) : An Innovative Mechanism for Enhancing Energy Efficiency on Industrial Sector in India”, IETC 2014

² Divita Bhandari and Gireesh Shrimali (2018) “The perform, achieve and trade scheme in India: An effectiveness analysis”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 (2018) 1286 – 1295.

$$Relative_i = \frac{CI_i}{CI_{best}} \quad \text{สมการที่ 2}$$

เมื่อ

$Relative_i$ คือ ความสัมพันธ์ของค่าความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกระหว่างโรงไฟฟ้า i กับโรงไฟฟ้าที่ดีที่สุด

CI_i คือ ค่าความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้า i (tCO₂/kWh)

CI_{best} คือ ค่าความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าที่ดีที่สุด (tCO₂/kWh)

จากนั้นจึงนำไปคำนวณสัดส่วนก๊าซเรือนกระจกที่ต้องลดของโรงไฟฟ้าอื่นๆ ดังสมการที่ 3

$$ER_{i,k} = Relative_i \times ER_{best,k} \quad \text{สมการที่ 3}$$

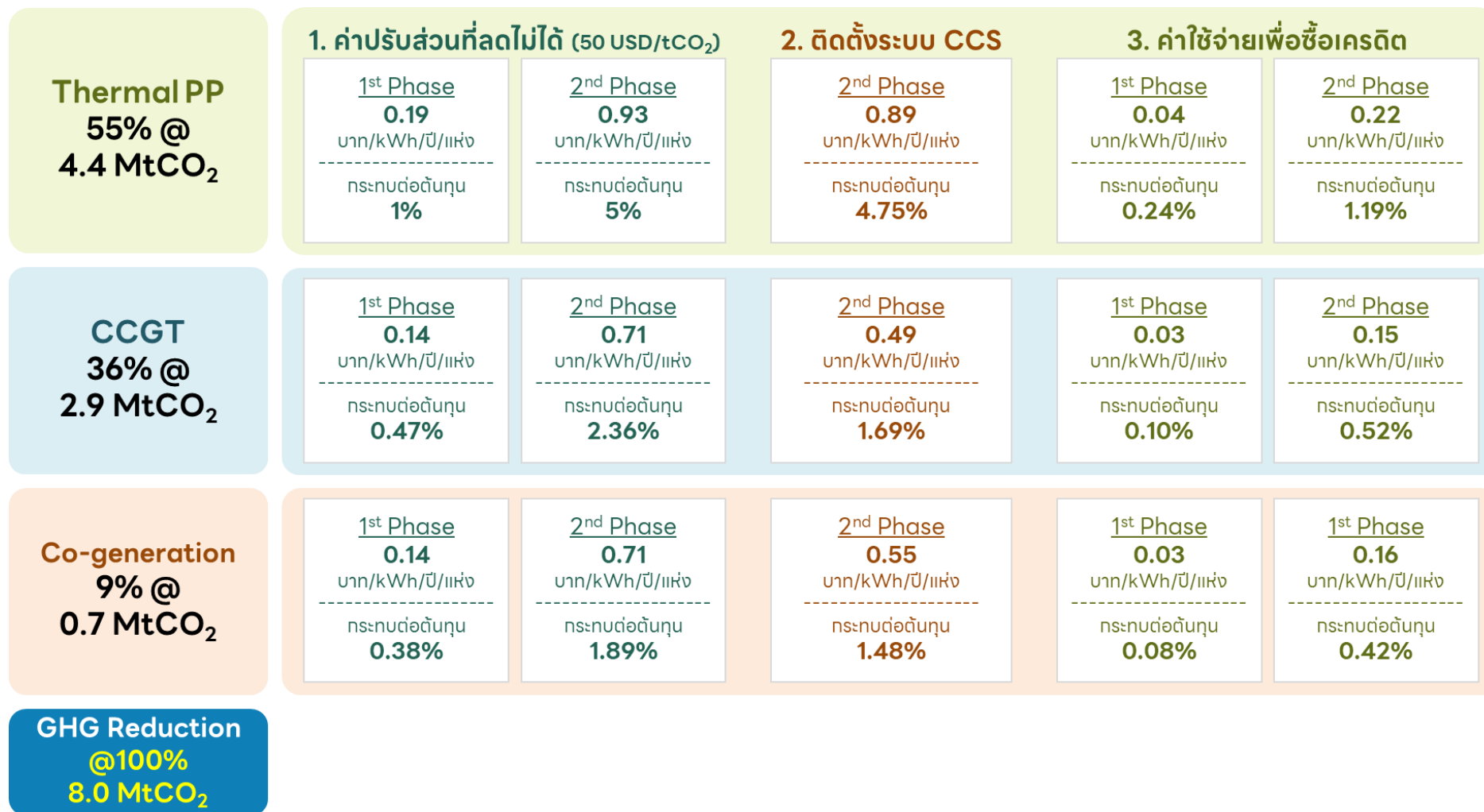
เมื่อ

$ER_{i,k}$ คือ สัดส่วนการลดก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้า i ของโรงไฟฟ้าประเภท k (%)

$Relative_i$ คือ ความสัมพันธ์ของค่าความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกระหว่างโรงไฟฟ้า i กับโรงไฟฟ้าที่ดีที่สุด

$ER_{best,k}$ คือ สัดส่วนการลดก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าที่ดีที่สุด ของโรงไฟฟ้าประเภท k (%)

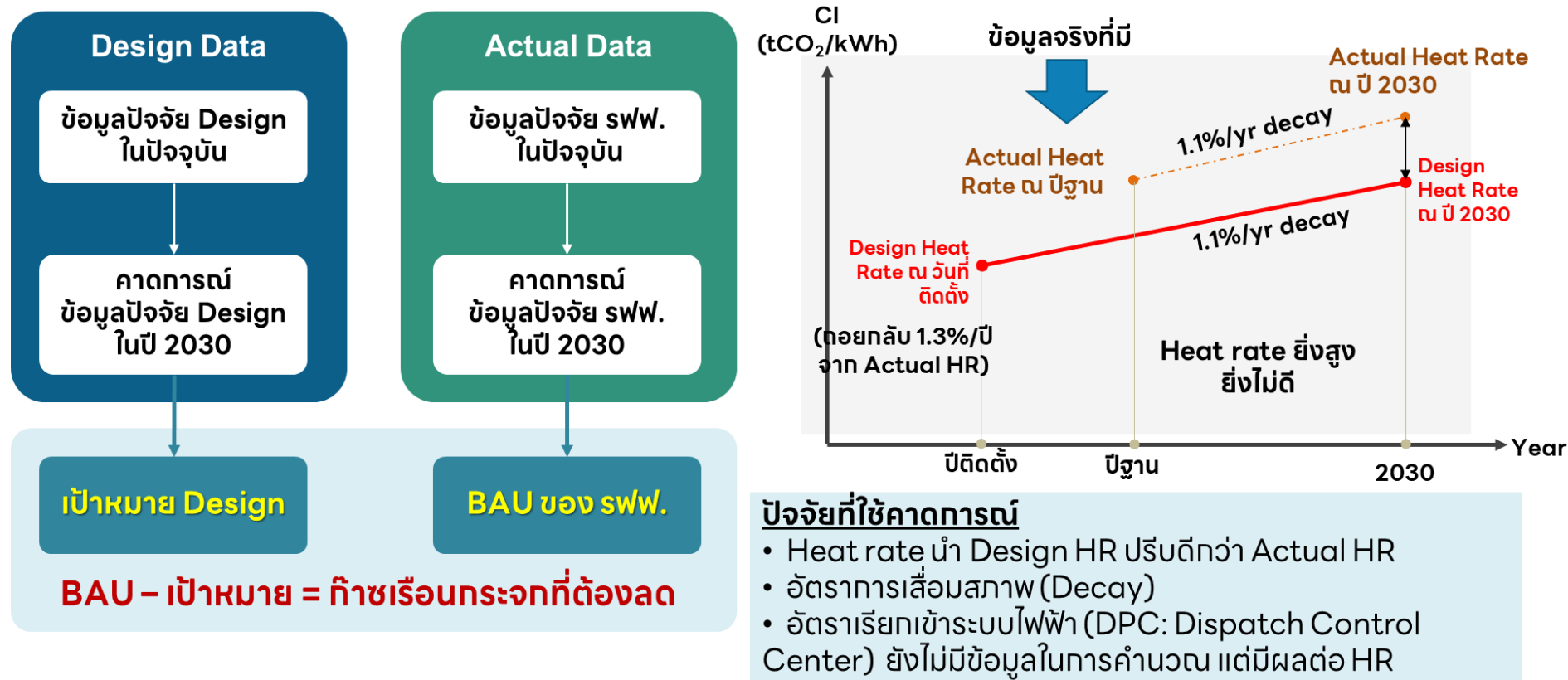
โดยผลการตั้งเป้าหมายของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท มีรายละเอียดดังต่อไปนี้จากผลการศึกษาตามแนวทางที่ 1 ทั้งหมด สามารถสรุปต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากการบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 วิธี ซึ่งพบว่าในระยะที่ 1 สามารถดำเนินการปรับเมื่อโรงไฟฟ้าไม่สามารถลดก๊าซเรือนกระจกได้ และสามารถซื้อเครดิตเพื่อนำมาชดเชยส่วนที่ไม่สามารถลดได้ดังกล่าว โดยต้นทุนจากการซื้อคาร์บอนเครดิตจะต่ำกว่าการปรับค่อนข้างมาก หากโรงไฟฟ้าเลือกดำเนินการซื้อคาร์บอนเครดิตหรือยอมเสียค่าปรับ จะไม่ก่อให้เกิดผลการลดก๊าซเรือนกระจกที่จะสามารถบรรลุเป้าหมายของประเทศได้ จะเกิดกลไกตลาดคาร์บอนที่อาจจะทำให้ราคาคาร์บอนเครดิตสูงขึ้นเทียบเท่าค่าปรับได้ ขณะที่ในระยะที่ 2 จะสามารถติดตั้งระบบ CCS เข้ามาเพื่อลดก๊าซเรือนกระจก ซึ่งต้นทุนการติดตั้งนี้จะต่ำกว่าการเสียค่าปรับ ดังนั้น เทคโนโลยี CCS จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งสำหรับการติดตั้งในโรงไฟฟ้า สำหรับภาครัฐอาจจะทำการสนับสนุนการติดตั้งเพื่อช่วยเหลือในการลดต้นทุนดังกล่าวให้ต่ำลงมากกว่านี้ได้เพิ่มเติม ผลการเปรียบเทียบแสดงดังรูปที่ 11



รูปที่ 11 สรุปต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากแนวทางการบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 วิธี ตามแนวทางที่ 1

3.5.2.2 ผลการศึกษาแนวทางที่ 2: การกำหนดเป้าหมายจากคุณลักษณะของโรงไฟฟ้า

การตั้งเป้าหมายในแนวทางที่ 2 เป็นการตั้งเป้าหมายผ่านการพิจารณาประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้านั้นๆ เมื่อเทียบกับคุณลักษณะที่ถูกออกแบบไว้ การตั้งเป้าหมายวิธีนี้จะมี ความทำหายน้อยกว่าแนวทางที่ 1 ผลการลดก๊าซเรือนกระจกรวมที่เกิดขึ้นจะเกิดขึ้นมากกว่า หรือน้อยกว่าเป้าหมายของประเทศขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าเอง แต่ทั้งนี้โรงไฟฟ้าของประเทศไทยถือว่ามี การควบคุมการผลิตได้เป็นอย่างดี มีมาตรฐานในการบริหารจัดการ และมีหน่วยงานภาครัฐในการกำกับ และดูแล ผลการลดก๊าซ เรือนกระจกที่เกิดขึ้น อาจจะน้อยกว่าแนวทางที่ 1 โดยมีแนวคิดดังรูปที่ 12



รูปที่ 12 แนวทางการตั้งเป้าหมายสำหรับการศึกษาแนวทางที่ 2

การตั้งเป้าหมายในแนวทางที่ 2 มีกรอบแนวคิดที่นำไปจจัยเข้ามาร่วมพิจารณา ประกอบด้วย

1. อัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ถูกออกแบบไว้ตั้งแต่เริ่มติดตั้งโรงไฟฟ้า (Design Heat rate; Design HR)
2. อัตราการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าในปัจจุบัน (Actual Heat Rate; Actual HR)
3. อัตราการเสื่อมสภาพของโรงไฟฟ้า (Decay Rate) อยู่ในช่วง 1.1 – 1.3%
4. อัตราการเรียกเข้าระบบไฟฟ้า (Dispatch Control Center; DPC) โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) – ในการศึกษาี้ยังไม่มีมีการนำข้อมูลดังกล่าวมาคำนวณ เนื่องจากยังไม่มีแหล่งข้อมูล

จากปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้า เพื่อนำมาตั้งเป้าหมาย สามารถแบ่งการพิจารณาออกเป็น 2 กลุ่มแนวคิด คือ

กลุ่มที่ 1: Design Heat rate จะเป็นการนำข้อมูลตั้งแต่การเริ่มติดตั้งโรงไฟฟ้า นำมาคาดการณ์ถึงความเป็นไปได้ของค่า HR ในปี ค.ศ. 2030 ด้วยการวิเคราะห์ด้วยปัจจัยอัตราการเสื่อมสภาพของโรงไฟฟ้า และอัตราการเรียกเข้าระบบไฟฟ้า ดังสมการที่ 4

$$CI \cdot DHR_{i,h\%,target} = \frac{DHR_{i,h\%,y} \times ((1 + DR_i)^{target-y})}{DS_i} \quad \text{สมการที่ 4}$$

เมื่อ

$CI \cdot DHR_{i,h\%,target}$ คือ อัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตั้งแต่การออกแบบในปีเป้าหมาย ของโรงไฟฟ้า i ด้วยอัตราที่ถูกเรียกเข้าโดย DPC ในอัตราร้อยละ h (kgCO₂/kWh)

$DHR_{i,h\%,y}$ คือ อัตราการใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่การออกแบบโรงไฟฟ้าในปีที่ y ของโรงไฟฟ้า i ด้วยอัตราการถูกเรียกเข้า DPC ในอัตราร้อยละ h (kJ/kWh)

DR_i คือ อัตราการเสื่อมสภาพของโรงไฟฟ้า i (%)

DS_i คือ อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้า i (kJ/kCO₂)

กลุ่มที่ 2: Actual Heat Rate จะเป็นการนำข้อมูลตั้งแต่การเริ่มติดตั้งโรงไฟฟ้า นำมาคาดการณ์ถึงความเป็นไปได้ของค่า HR ในปี ค.ศ. 2030 ด้วยการวิเคราะห์ด้วยปัจจัยอัตราการเสื่อมสภาพของโรงไฟฟ้า และอัตราการเรียกเข้าระบบไฟฟ้า ดังสมการที่ 5

$$CI \cdot AHR_{i,h\%,target} = \frac{AHR_{i,h\%,y} \times ((1 + DR_i)^{target-y})}{DS_i} \quad \text{สมการที่ 5}$$

เมื่อ

$CI \cdot AHR_{i,h\%,target}$ คือ อัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในปีเป้าหมาย ของโรงไฟฟ้า i ด้วยอัตราที่ถูกเรียกเข้าโดย DPC ในอัตราร้อยละ h (kgCO₂/kWh)

$AHR_{i,h\%,y}$ คือ อัตราการใช้เชื้อเพลิงที่แท้จริงโรงไฟฟ้าในปีที่ y ของโรงไฟฟ้า i ด้วยอัตราการถูกเรียกเข้า DPC ในอัตราร้อยละ h (kJ/kWh)

DR_i	คือ อัตราการเสื่อมสภาพของโรงไฟฟ้า i (%)
DS_i	คือ อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้า i (kJ/kCO ₂)

จากนั้นนำข้อมูลจากสมการที่ 4 และสมการที่ 5 เข้ามากำหนดเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้า ดังสมการที่ 6

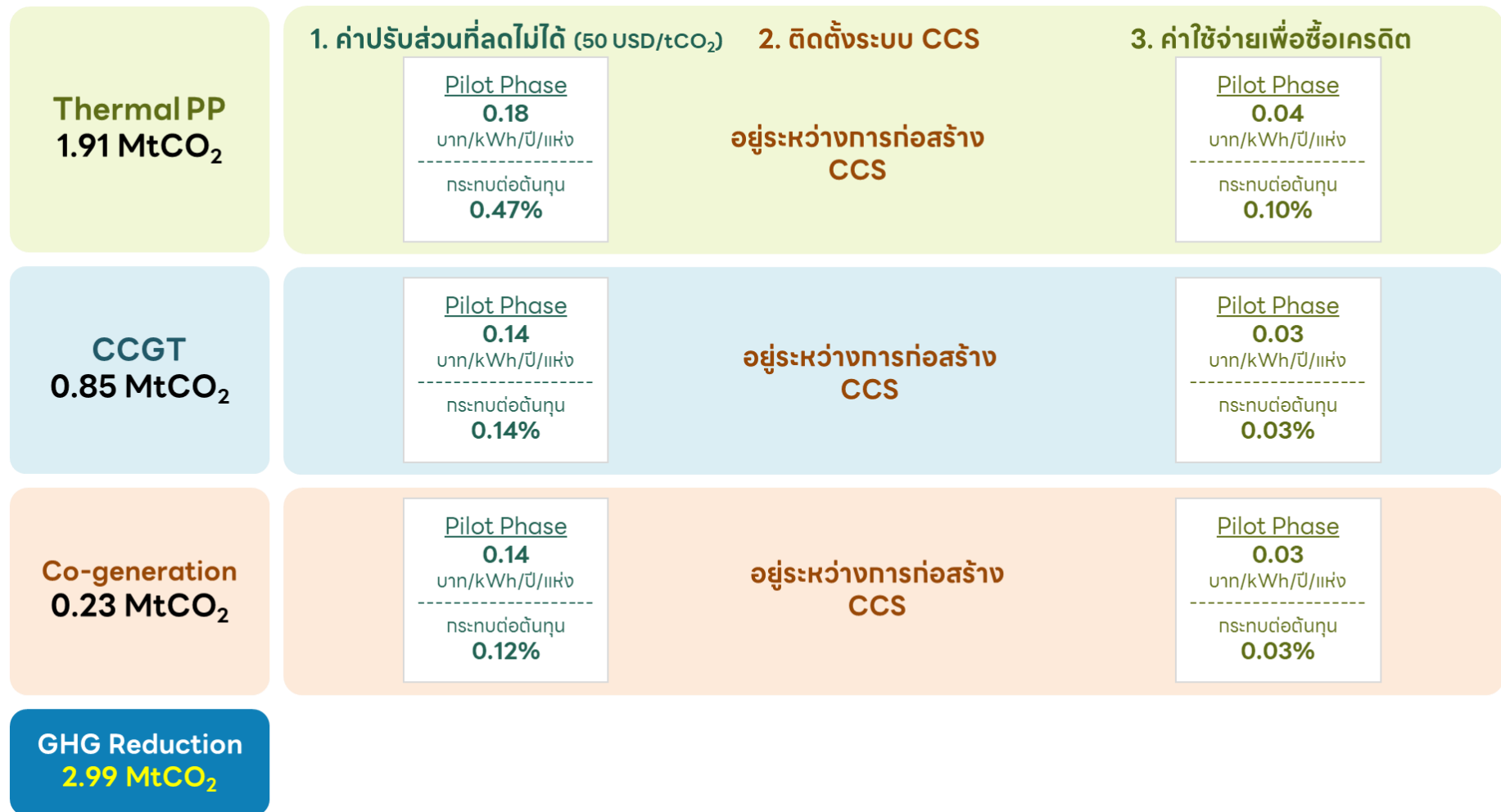
$$TS_{i,target} = (CI \cdot AHR_{i,h\%,target} - CI \cdot DHR_{i,h\%,target}) \times EP_i \quad \text{สมการที่ 6}$$

เมื่อ

TS_i	คือ เป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้า i ในปีเป้าหมาย (kgCO ₂)
$CI \cdot AHR_{i,h\%,target}$	คือ อัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงในปีเป้าหมาย ของโรงไฟฟ้า i ด้วยอัตราที่ถูกเรียกเข้าโดย DPC ในอัตราร้อยละ h (kgCO ₂ /kWh)
$CI \cdot DHR_{i,h\%,target}$	คือ อัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตั้งแต่การออกแบบในปีเป้าหมาย ของโรงไฟฟ้า i ด้วยอัตราที่ถูกเรียกเข้าโดย DPC ในอัตราร้อยละ h (kgCO ₂ /kWh)
EP_i	คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า i (kWh)

ในการศึกษานี้มีข้อจำกัดของการได้มาซึ่งข้อมูลต่างๆ มีเพียงข้อมูลอัตราการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ยระหว่างปี พ.ศ. 2561 – 2563 เป็นระยะเวลา 3 ปีเท่านั้น ดังนั้น เพื่อให้ผลการศึกษาเห็นภาพที่ชัดเจน จำเป็นต้องตั้งสมมติฐานเพื่อวิเคราะห์ Design HR โดยการนำค่า Actual HR ถอยกลับไปยังปีติดตั้งของโรงไฟฟ้า ในอัตราการเสื่อมสภาพที่ร้อยละ 1.3 ดังนั้น ผลการศึกษการตั้งเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจก และผลการศึกษาแนวทางการบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกตามแนวทางที่ 2 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

จากผลการศึกษาแนวทางที่ 2 พบว่า แนวทางนี้มีการตั้งเป้าหมายที่ไม่รุนแรงเมื่อเทียบกับแนวทางที่ 1 แต่อาจจะไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศได้ แต่หากต้องการให้เกิดความเข้มข้นขึ้น ควรมีการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่อนุญาตให้ปล่อย โดยทำเพิ่มอัตราความรุนแรงสูงขึ้นในปีถัดๆ ไป สำหรับผลการศึกษาผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้า พบว่า ในทางเลือกที่ 2 เกิดผลกระทบต่อต้นทุนค่อนข้างน้อย ทำให้วิธีกรนี้เหมาะสมสำหรับการเป็นระยะทดลอง เพื่อให้ภาคไฟฟ้าไม่ได้รับเป้าหมายที่รุนแรงและถือเป็นการเตรียมความพร้อมเมื่อระบบ ETS เกิดขึ้นจริง ผลการเปรียบเทียบแสดงดังรูปที่ 13



รูปที่ 13 สรุปต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากแนวทางการบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกทั้ง 3 วิธี

4. การจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย

จากการศึกษาข้อมูลการผลิตไฟฟ้าและการวิเคราะห์แนวทางและรูปแบบการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนที่มีความเหมาะสมในภาคการผลิตไฟฟ้า พบว่าการดำเนินการในปัจจุบันของประเทศไทยที่ผลักดันให้เกิดการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้ายังมีความท้าทายในการดำเนินงาน จึงจำเป็นต้องจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย เพื่อช่วยผลักดันและสนับสนุนการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้า โดยประเด็นในการจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย ประกอบด้วย 5 ประเด็นหลัก ดังนี้

ตารางที่ 2 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนมาใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้า

ประเด็น	ความท้าทายในปัจจุบัน	ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย	หน่วยงานหลัก	หน่วยงานสนับสนุน
1. นโยบายกฎหมายและมาตรฐาน	น.1 ประเทศไทยมีการกำหนดนโยบายและแผนเพื่อบรรลุเป้าหมาย Carbon Neutrality และ Net Zero Emission ในระดับหลายหน่วยงาน และมีการบูรณาการร่วมกันในหลาย ๆ หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง อย่างไรก็ตามประเทศไทยยังไม่มี การนำกลไกราคาคาร์บอนภาคบังคับมาใช้ในภาคไฟฟ้า รวมถึงขาดการศึกษาในลักษณะบูรณาการ เช่น กรณีภาษีคาร์บอนของกรมสรรพสามิต ที่มีผลกระทบต่อภาระจ่ายพลังงานและต่อเศรษฐกิจ เป็นต้น	น.1.1 การกำหนดราคาคาร์บอนถือเป็นหนึ่งในนโยบายที่สำคัญที่สุดในเชิงกลยุทธ์เพื่อบรรลุเป้าหมาย Carbon Neutrality และ Net Zero Emission ผู้กำหนดนโยบายควรกำหนดเป้าหมายนำกลไกราคาคาร์บอนมาใช้ในภาคพลังงานที่ชัดเจน โดยคำนึงถึงการปฏิบัติงานของหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องเชิงบูรณาการ น.1.2 เพิ่มความเข้มข้น/ท้าทาย และรายละเอียดของนโยบายและแผนให้สอดคล้องกับเป้าหมายประเทศ โดยเริ่มจากใน NDC โดยใช้กลไกราคาคาร์บอนผ่านการบูรณาการหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง น.1.3 ศึกษาผลกระทบทางตรงและทางอ้อมจากกลไกราคาคาร์บอน โดยผ่านคณะกรรมการร่วมกันระหว่างกระทรวง	- กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อม (สส.)	- กรมสรรพสามิต - สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) - สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) - องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (อบก.)

ประเด็น	ความท้าทายในปัจจุบัน	ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย	หน่วยงานหลัก	หน่วยงานสนับสนุน
	น.2 ประเทศไทยยังไม่มี กฎหมายกำหนด มาตรการภาคบังคับในการลดก๊าซเรือน กระจกภาคไฟฟ้า เพื่อผลักดันให้เกิด มาตรการลดก๊าซเรือนกระจกนำไปสู่การ เปลี่ยนผ่านเทคโนโลยีของภาคไฟฟ้าจาก ถ่านหินไปสู่พลังงานสะอาด	น.2.1 เร่งรัด ผลักดันกฎหมายในระดับพระราชบัญญัติ ด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและ สิ่งแวดล้อม ที่ครอบคลุมภาคพลังงานรวมถึงไฟฟ้า โดยเร็วที่สุด น.2.2 จัดเตรียมแนวทางกฎหมายภายใต้ พระราชบัญญัติที่เกี่ยวข้อง โดยพิจารณาให้ สอดคล้องกับนโยบาย กฎหมาย มาตรฐาน ระเบียบ วิธีที่เกี่ยวข้องที่มีอยู่ของประเทศในด้านไฟฟ้า น.2.3 กำหนดรูปแบบการรายงานการปล่อยก๊าซเรือน กระจกและการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิต ไฟฟ้า น.2.4 กำหนดเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกในภาค การผลิตไฟฟ้าให้ชัดเจน และสะท้อนความเป็นจริง น.2.5 ควรสนับสนุนการนำร่องการนำราคาคาร์บอนใช้ ในภาคการผลิตไฟฟ้า ทั้งในมิติภาษีคาร์บอน และ กลไก ETS เพื่อเตรียมความพร้อม	- กรมการเปลี่ยนแปลง สภาพภูมิอากาศและ สิ่งแวดล้อม (สส.)	- สำนักงานนโยบาย และแผนพลังงาน (สนพ.) - กรมพัฒนาพลังงาน ทดแทนและอนุรักษ์ พลังงาน (พพ.) - สำนักงานคณะกรรมการ การกำกับกิจการ พลังงาน (สกพ.) - องค์การบริหาร จัดการก๊าซเรือน กระจก (องค์การ มหาชน) (อบก.)
	น.3 แนวทางการนำกลไกราคาคาร์บอน คือ ภาษีคาร์บอน และ ระบบการซื้อขายสิทธิ การปล่อยก๊าซเรือนกระจก (ETS) ให้มีผล บังคับใช้ในประเทศไทย ยังต้องการ การศึกษาในรายละเอียด	น.3.1 การศึกษาของ สนพ. พบว่า กลไกภาษีคาร์บอน ในภาคไฟฟ้าจะเป็นหนึ่งในนโยบายที่มีประสิทธิผล ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระยะสั้นถึง ระยะกลาง โดยเปลี่ยนผ่านการผลิตไฟฟ้าจากถ่าน หินไปสู่ก๊าซธรรมชาติ กรณีเป้าหมาย NDC 30% ภายในปี พ.ศ. 2573 นั้น สามารถเป็นไปได้ตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิต	- กรมการเปลี่ยนแปลง สภาพภูมิอากาศและ สิ่งแวดล้อม (สส.)	- กรมสรรพสามิต - สำนักงานนโยบาย และแผนพลังงาน (สนพ.) - กรมพัฒนาพลังงาน ทดแทนและอนุรักษ์ พลังงาน (พพ.)

ประเด็น	ความท้าทายในปัจจุบัน	ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย	หน่วยงานหลัก	หน่วยงานสนับสนุน
		ไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567-2580 (PDP2024) โดยยังไม่ต้องการกลไกราคาคาร์บอน อย่างไรก็ตาม หากประเทศต้องการบรรลุเป้าหมาย NDC 40% ในปีดังกล่าว จำเป็นต้องกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าที่ประมาณ 50 เหรียญสหรัฐ (คิดเป็น 1,628 บาท) ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งจะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนผ่านการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินไปสู่ก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่จะบรรลุเป้าหมายใหม่ในปี พ.ศ.2573 น3.2 ในระยะยาว สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ต่ำ เนื่องจากไทยมีแผนปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินตามร่างแผน PDP2024 ส่งผลให้มาตรการทางภาษีจะไม่มีผลในการเร่งการเปลี่ยนผ่านจากถ่านหินไปสู่ก๊าซธรรมชาติ ในปี พ.ศ.2580 อีกต่อไป และภาคการผลิตไฟฟ้าจะมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสอดคล้องตามยุทธศาสตร์ระยะยาวของไทย (LT-LEDS) ในปี พ.ศ. 2580 อย่างไรก็ตาม หากประเทศกำหนดเป้าหมายลดก๊าซเรือนกระจกเพิ่มขึ้นอีกในอนาคต รัฐต้องสร้างการมีส่วนร่วมพิจารณาการกำหนดระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสม ทั้งนี้สามารถสรุปบทบาทของกลไกราคาคาร์บอนในภาคไฟฟ้าอาจพิจารณาได้ใน 2 ลักษณะคือ		- สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) - องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (อบก.) - การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) - ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน

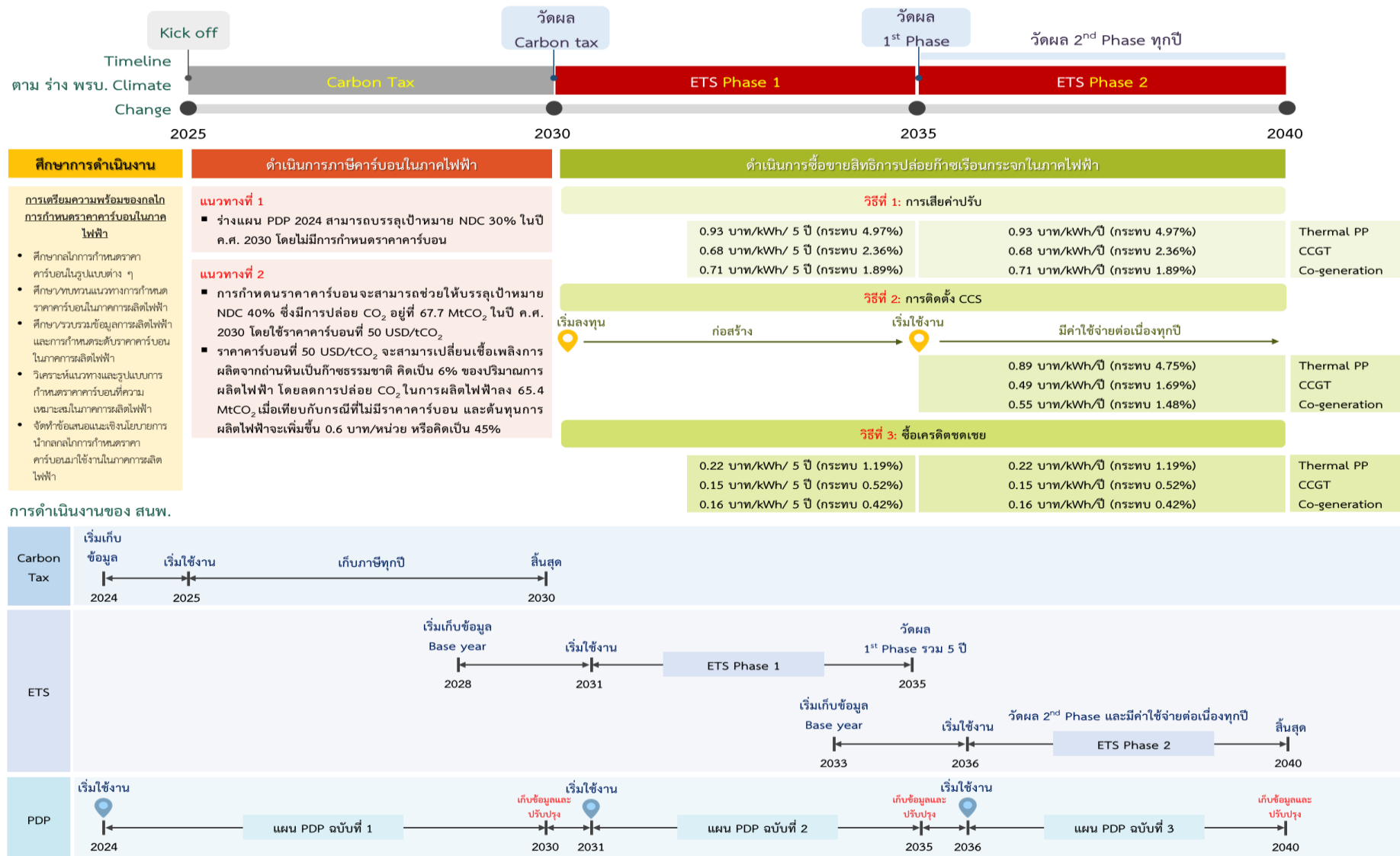
ประเด็น	ความท้าทายในปัจจุบัน	ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย	หน่วยงานหลัก	หน่วยงานสนับสนุน
		- <i>ทางเลือก (1)</i> การใช้ภาษีคาร์บอนในการผลิตไฟฟ้าต่อเนื้อในอัตราที่เพิ่มขึ้น เพื่อส่งผลต่อการเปลี่ยนผ่านจากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. 2580 ไปสู่โรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานสะอาด รวมถึงพลังงานทดแทน เช่น ไฮโดรเจนสีเขียว หรือ การเพิ่มการติดตั้งระบบดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ทั้งนี้จำเป็นต้องทราบเป้าหมายใหม่ของประเทศก่อน และศึกษาราคาภาษีคาร์บอนอีกครั้ง - <i>ทางเลือก (2)</i> การใช้กลไก ETS ในภาคการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. 2580 เพื่อกำหนดเป้าหมายรายแห่งในการลดก๊าซเรือนกระจกให้สอดคล้องตามเป้าหมายใหม่ดังกล่าวในภาคผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยดังกล่าว โดยที่รัฐต้องคำนึงถึงศักยภาพการลดก๊าซ ระยะเวลาที่เหมาะสม และความเข้าใจของบุคลากรทุกระดับในภาคการผลิตไฟฟ้าด้วยนอกจากนี้ การดำเนินการตาม ETS รัฐควรพิจารณาภาคการผลิตอื่น ๆ เช่น อุตสาหกรรมที่ลดก๊าซเรือนกระจกได้ยาก (Hard to abate sector) เช่น ปูนซีเมนต์ โรงกลั่นน้ำมัน ไปพร้อมกันได้		
2. การสนับสนุนงบประมาณ	ง.1 ประเทศไทยจำเป็นต้องศึกษาเกี่ยวกับกลไกทางการเงิน เพื่อช่วยเหลือหน่วยงาน	ง.1.1 กระทรวงการคลัง กำหนดแนวทางนโยบายการคลัง ผ่านการใช้ภาษีคาร์บอนในฟอสซิล	- กระทรวงการคลัง (ผ่านกรมสรรพสามิต)	- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

ประเด็น	ความท้าทายในปัจจุบัน	ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย	หน่วยงานหลัก	หน่วยงานสนับสนุน
มาตรฐานและการลงทุน	หรือผู้ที่เปราะบางที่ได้รับผลกระทบจากภาษีคาร์บอน	และพิจารณากำหนดแนวทาง Revenue recycle ชดเชยกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่เปราะบาง		
	ง.2 ต้องการกลไกการเงินใหม่เพิ่มเติมจากภาครัฐในด้านสิทธิประโยชน์ทางการเงินที่เกี่ยวข้อง เพื่อสนับสนุนการลงทุนเทคโนโลยีที่ช่วยลดก๊าซเรือนกระจกที่ต้นทุนสูงในโรงไฟฟ้า สำหรับเตรียมความพร้อมในการเข้ามาของราคาคาร์บอน	ง.2.1 สนับสนุนการพัฒนากลไกทางการเงินใหม่เพิ่มเติม ทั้งไทยและต่างประเทศเพื่อสร้างแรงจูงใจในการลงทุนเทคโนโลยีต้นทุนสูง เช่น การเปลี่ยนกังหัน หม้อน้ำ รวมถึงมาตรการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานที่ลงทุนไม่สูงเพื่อลดความเข้มข้นทางคาร์บอน (Carbon intensity) หรือการใช้ไฮโดรเจนเพื่อรองรับนโยบายราคาคาร์บอนในโรงไฟฟ้า ง.2.2 นำแนวคิดคาร์บอนเครดิตเป็นหลักประกันในการดำเนินธุรกรรมทางการเงิน เพื่อให้เกิดการสร้างโอกาสทางธุรกิจที่เพิ่มขึ้นในโรงไฟฟ้า รวมถึงนำมาใช้ในการกู้ยืมเงินเพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น	- สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) - ธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.)	- สถาบันทางการเงิน
3. ตลาดคาร์บอน	ต.1 จำเป็นต้องเร่งรัดการผลักดันการนำคาร์บอนเครดิตของไทยในภาคพลังงานให้เป็นสากลและนำมาใช้รองรับการชดเชยภายใต้กลไก ETS ได้	ต.1.1 ยกระดับคาร์บอนเครดิตไทยสู่ระดับนานาชาติ เพื่อเสถียรภาพราคา รวมแนวคิดราคากลางคาร์บอนเครดิต รองรับระบบ ETS ในภาคไฟฟ้า ต.1.2 จัดทำมาตรฐานสากลทั้งระเบียบวิธีการ และราคาคาร์บอนเครดิตเพื่อใช้ชดเชยในภาคผลิตไฟฟ้า	- องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (อบก.)	- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)
4. เทคโนโลยีนวัตกรรม	ท.1 ยังไม่มีการศึกษาและวิเคราะห์ความสำคัญของเทคโนโลยีที่ช่วยผลักดันให้เกิดการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคผลิตไฟฟ้า	ท.1.1 สนับสนุนการพัฒนาระบบฐานข้อมูลต้นทุนและวิเคราะห์ความสำคัญของเทคโนโลยีให้เหมาะสมกับ	- กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อม (สส.)	- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

ประเด็น	ความท้าทายในปัจจุบัน	ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย	หน่วยงานหลัก	หน่วยงานสนับสนุน
และ ระบบ รายงานผล		โรงไฟฟ้าประเภทต่างๆเพื่อเป็นทางเลือกรวมถึงแนวทางการปรับปรุงระบบส่งให้สอดคล้อง ท1.2 พัฒนาระบบตรวจวัด พิสูจน์ผลในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในโรงไฟฟ้า เพื่อรองรับการจัดทำข้อมูลที่ถูกต้องนำไปสู่การกำหนดราคาคาร์บอนภาคบังคับได้ในอนาคตทั้งในมิติภาษีคาร์บอนและ ETS ท1.3 สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีลด GHG ที่ทันสมัยขึ้น เช่น H₂ CCUS SMR/MMR ในภาคผลิตไฟฟ้า เพื่อมุ่งสู่การผลิตในประเทศ	- องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (อบก.)	- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) - ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน
5. ความรู้ ความเข้าใจ	ค.1 หน่วยงานภาครัฐและเอกชนในภาคไฟฟ้า ยังขาดความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคไฟฟ้าวรรณถึงผลประโยชน์และผลกระทบ	ค1.1 สนับสนุนการสร้างความรู้ความเข้าใจด้านการกำหนดราคาคาร์บอนที่ถูกต้องให้กับผู้บริหารและผู้ปฏิบัติในภาคการผลิตไฟฟ้า ค1.2 สนับสนุนการสร้างเครือข่ายและฐานข้อมูลเทคโนโลยีต้นแบบในการปรับปรุง เปลี่ยนเครื่องจักรในภาคการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดก๊าซเรือนกระจก	- กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อม (สส.) - องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (อบก.)	- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)
	ค.2 ประเทศไทยจำเป็นต้องสร้างบุคลากรเพื่อเข้าสู่กลไกการประเมินก๊าซเรือนกระจกและการลดก๊าซเรือนกระจก. ในภาคไฟฟ้า	ค2.1 เร่งรัดการสร้างความพร้อมของด้านบุคลากรเพื่อรองรับ Ecosystem กลไกมาตรฐานการปล่อยและลดก๊าซเรือนกระจกทั้งระบบ เช่น ภาครัฐ ภาคเอกชน ผู้ประเมินภายนอก และที่ปรึกษา เป็นต้น	- องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (อบก.)	- มหาวิทยาลัยที่เกี่ยวข้อง - สมาคมวิชาชีพที่เกี่ยวข้อง

ประเด็น	ความท้าทายในปัจจุบัน	ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย	หน่วยงานหลัก	หน่วยงานสนับสนุน
	ค.3 ประชาชนยังไม่มี ความตระหนัก และ ขาดความเข้าใจ ซึ่งอาจจะส่งผลให้เกิด การไม่ยอมรับด้านต้นทุนสิ่งแวดล้อมที่ อาจจะกระทบต่อค่าใช้จ่ายในชีวิต ประจำวัน	ค3.1 สนับสนุนการสร้าง ความตระหนักและความ จำเป็นให้กับภาคประชาชน ความเข้าใจที่ถูกต้อง ใน ด้านต้นทุนสิ่งแวดล้อมของภาคการผลิตไฟฟ้า ค3.2 สนับสนุนการสร้าง ความเข้าใจให้กับภาค ประชาชน ความเข้าใจที่ถูกต้อง ในด้านเทคโนโลยี สำคัญในการเปลี่ยนผ่าน เช่น H2 CCUS SMR/MMR ในภาคผลิตไฟฟ้า	- กรมการเปลี่ยนแปลง สภาพภูมิอากาศและ สิ่งแวดล้อม (สส.)	- สำนักงานนโยบาย และแผนพลังงาน (สนพ.) - การไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย (กฟผ.) - มหาวิทยาลัยที่ เกี่ยวข้อง - สมาคมวิชาชีพที่ เกี่ยวข้อง

จากผลการวิเคราะห์แนวทางและรูปแบบการนำกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนที่มีความเหมาะสมมาใช้งานในภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งมีการ พิจารณาใช้กลไกภาษีคาร์บอนและกลไกการซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้า เพื่อให้เกิดความเหมาะสมของแนวทางในการดำเนินงานที่ ปรึกษาจึงได้จัดทำแผนที่นำทางการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 14



รูปที่ 14 แผนที่นำทางการกำหนดราคาคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้า