

ประเทศไทย: จุดเปลี่ยนสู่โครง ข่ายไฟฟ้าที่ปล่อย ก๊าซเรือนกระจก สุทธิเป็นศูนย์

19 พฤษภาคม 2568



BloombergNEF

สารบัญ

Section 1.	บทสรุปผู้บริหาร	1
Section 2.	บทนำ	3
Section 3.	การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์	7
	3.1. พลังงานแสงอาทิตย์ถือเป็นแหล่งพลังงานใหม่ที่มีราคาถูกลงที่สุด	7
	3.2. ระบบกักเก็บพลังงานแบบสูบน้ำขึ้นเขื่อนสามารถช่วยส่งเสริมการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนได้มากขึ้น	10
	3.3. การดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนสำหรับไฮโดรเจนและแอมโมเนีย	11
	3.4. การดัดแปลงโรงไฟฟ้าถ่านหินสำหรับการเผาไหม้ด้วยชีวมวล	16
	3.5. การใช้การดักจับและกักเก็บคาร์บอน	17
Section 4.	ความท้าทายในการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า	19
	4.1. การพึ่งพาไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจะเพิ่มภาระทางการเงินให้กับประเทศไทย	19
	4.2. การลดการปล่อยมลพิษจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ผ่านการดัดแปลงสำหรับไฮโดรเจนและแอมโมเนียจะมีต้นทุนสูง	21
	4.3. ภาคส่วนที่ลดการปล่อยมลพิษได้ยากควรให้ความสำคัญกับไฮโดรเจนและแอมโมเนียคาร์บอนต่ำ 29	23
	4.4. ความปลอดภัย	23
Section 5.	เส้นทางสู่อนาคตของประเทศไทย	25
	5.1. มาตรการเร่งการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	28
	5.2. ไทยได้ประโยชน์จากการจำกัดการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อน	35
	5.3. การพัฒนาพลังงานหมุนเวียนช่วยเสริมความมั่นคงด้านพลังงานในประเทศ	36
ภาคผนวก		38
Appendix A.	สมมติฐานต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ	38
Appendix B.	สมมติฐานสำหรับต้นทุนการส่งมอบเชื้อเพลิงสะอาดที่เกี่ยวข้องกับประเทศไทย	41
Appendix C.	ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนและแอมโมเนีย	44
Appendix D.	ราคาเชื้อเพลิงสะอาดแบบผสม	46
Appendix E.	การวิเคราะห์ความอ่อนไหว	49
เกี่ยวกับเรา		53

Section 1. บทสรุปผู้บริหาร

2565

ปีที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่แห่งใหม่มีต้นทุนที่แข่งขันได้กับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแห่งใหม่ในประเทศไทย

2568

ปีที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่เก็บไฟได้สี่ชั่วโมงมีต้นทุนที่แข่งขันได้กับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานแห่งใหม่ในประเทศไทย

3.3 เท่า

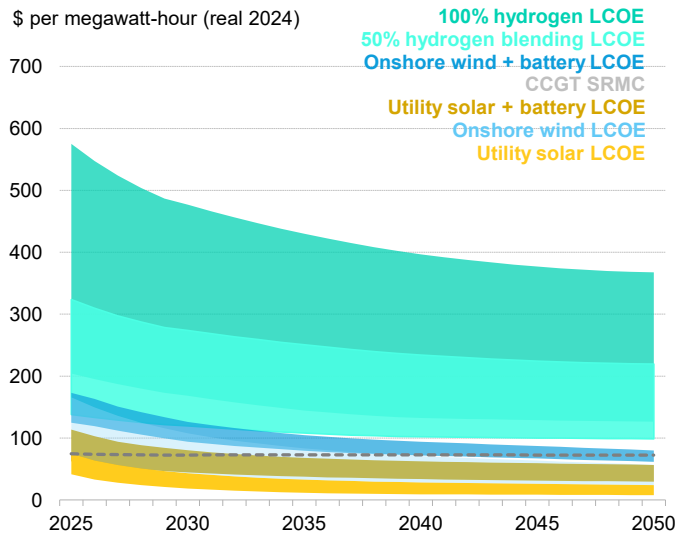
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานที่ติดตั้งใหม่ในประเทศไทยซึ่งใช้ไฮโดรเจนสีเขียวภายในประเทศ 100% เปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานในปี พ.ศ. 2593

ประเทศไทยตั้งเป้าหมายที่จะบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี พ.ศ. 2593 โดยยังคงให้ความสำคัญกับความมั่นคงด้านพลังงานและราคาพลังงานที่เข้าถึงได้และเป็นธรรมการขยายขีดความสามารถด้านพลังงานหมุนเวียนถือเป็นเส้นทางเศรษฐกิจที่คุ้มค่าที่สุดสำหรับประเทศไทยในการบรรลุเป้าหมายเหล่านี้ ตามการวิเคราะห์ของ BloombergNEF เมื่อเทียบกันแล้ว การดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเพื่อการผลิตไฮโดรเจนหรือการเผาไหม้ด้วยแอมโมเนียหรือการติดตั้งเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนล้วนมีต้นทุนที่สูงกว่าและมีประสิทธิภาพในการลดการปล่อยคาร์บอนน้อยกว่า

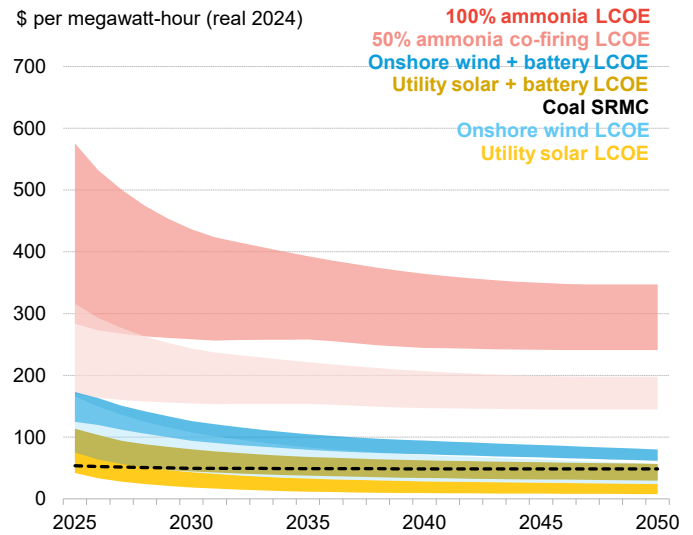
- ปีนี้ถือเป็นปีสำคัญสำหรับเส้นทางการลดคาร์บอนในภาคพลังงานของประเทศไทย เนื่องจากประเทศไทยได้สรุปร่างแผนพัฒนาพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2567 (PDP 2024) และปรับปรุงแผนการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (NDC) ซึ่งเป็นแผนของประเทศไทยในการบรรลุเป้าหมายตามข้อตกลงปารีส ภายใต้ร่างแผนพัฒนาพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2567 ฉบับล่าสุด พลังงานแสงอาทิตย์มีส่วนเป็นครึ่งหนึ่งของกำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติม 43 กิกะวัตต์ (GW) ที่วางแผนไว้สำหรับปี พ.ศ. 2567-2580
- ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของ BNEF สอดคล้องกับร่างแผนพัฒนาพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2567 ที่ให้ความสำคัญกับพลังงานแสงอาทิตย์เป็นหลัก เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มีราคาถูกที่สุดในประเทศไทยแล้ว ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ (LCOE) ซึ่งเป็นตัวชี้วัดทางการเงินที่นักพัฒนาและนักลงทุนใช้ในการประเมินการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในระยะยาวที่จำเป็นสำหรับการคืนทุนโครงการและให้ผลตอบแทนต่อเงินลงทุนในอัตราที่เหมาะสมสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่แห่งใหม่ในประเทศไทยในปัจจุบันอยู่ที่ระหว่าง 33 ถึง 75 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง (MWh) ซึ่งเทียบเท่ากับ 0.91-2.06 บาท(1) ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงตามมูลค่าเงินดอลลาร์สหรัฐในปี 2567 เปรียบเทียบกับ 79-86 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมงสำหรับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน (CCGT) แห่งใหม่ และ 74-96 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมงสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่
- ภายใต้แผนจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 (ครอบคลุมระยะเวลาดังแต่ปี พ.ศ. 2567 ถึง 2580) ประเทศไทยมีแผนที่จะผสมก๊าซธรรมชาติเข้ากับไฮโดรเจนสะอาดในสัดส่วน 5% โดยปริมาตร เพื่อเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดยิ่งขึ้นสำหรับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานภายในปี พ.ศ. 2573 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ร่วมกับบริษัทพลังงานอื่นๆ ของไทย เช่น Ratch Group กำลังอยู่ระหว่างการศึกษาแนวทางดังกล่าว อย่างไรก็ตามการผสมไฮโดรเจนเข้ากับก๊าซธรรมชาติไม่ใช่แนวทางการลดคาร์บอนที่คุ้มค่าที่สุดสำหรับประเทศไทยตามการวิเคราะห์ของ BNEF ประเทศไทยจำเป็นต้องให้ความสำคัญกับไฮโดรเจนสะอาดในภาคส่วนที่ลดการปล่อยมลพิษได้ยาก ซึ่งไม่สามารถเปลี่ยนไปใช้ระบบไฟฟ้า การใช้พลังงานหมุนเวียนโดยตรงเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพและประหยัดกว่ามากในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงาน รูปภาพ 1 และ รูปภาพ 2
- การพึ่งพาโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่เพิ่มขึ้น ได้ส่งผลให้ต้นทุนพลังงานของประเทศสูงขึ้น และส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าของประชาชน แทนที่จะสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเพิ่มเติม ประเทศไทยจำเป็นต้องพิจารณาแผนการทยอยเลิกใช้โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนอย่างเป็นระบบควบคู่ไปกับการขยายการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานสะอาด
- เพื่อเอาชนะความผันผวนของพลังงานหมุนเวียน ประเทศไทยอาจเร่งการใช้งานระบบการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ การผสมผสานพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับแบตเตอรี่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแห่งใหม่แล้ว ประเทศไทยยังมีศักยภาพในการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า ทั้งในด้านการผลิตและการใช้พลังงาน ผ่านการปฏิรูปตลาดไฟฟ้า เช่น การส่งเสริมให้เกิดตลาดบริการเสริมที่เปิดกว้างและมีการแข่งขัน นอกจากนี้ประเทศไทยยังสามารถใช้ประโยชน์จากความสนใจที่เพิ่มขึ้นขององค์กรต่างๆ ในด้านการจัดหาพลังงานสะอาดเพื่อดึงดูดการลงทุนเพิ่มเติมในการใช้งานพลังงานหมุนเวียน การกักเก็บพลังงาน และโครงข่ายไฟฟ้า

(1) การแปลงสกุลเงินตามจริงโดยอิงกับปี พ.ศ. 2567 ใช้สมมติฐานว่า 1 ดอลลาร์สหรัฐเท่ากับ 36.39 บาท

รูปภาพ 1: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแห่งใหม่และการดัดแปลงโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานเพื่อการผสมไฮโดรเจนในประเทศไทย เปรียบเทียบกับต้นทุนส่วนเพิ่มระยะสั้นของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานที่มีอยู่เดิม



รูปภาพ 2: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแห่งใหม่และการดัดแปลงโรงไฟฟ้าถ่านหินเพื่อการเผาไหม้ด้วยแอมโมเนียในประเทศไทย เปรียบเทียบกับต้นทุนส่วนเพิ่มระยะสั้นของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีอยู่เดิม



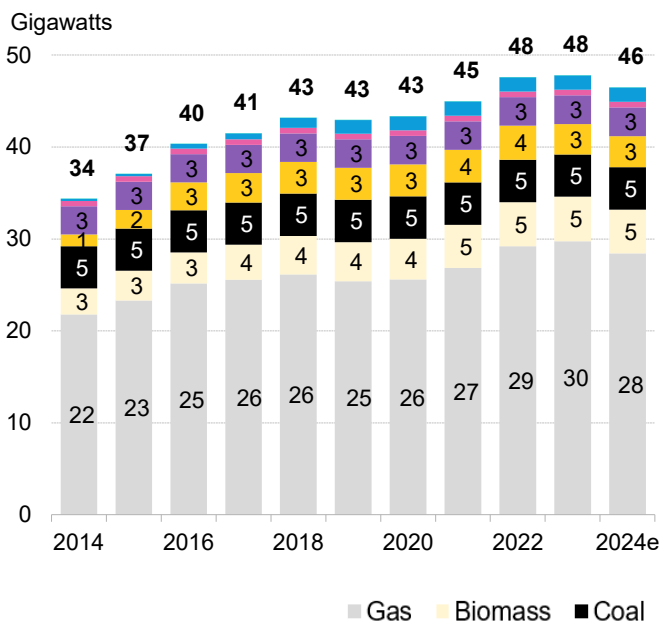
แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: อัตราส่วนการผสมและการเผาไหม้คำนวณจากปริมาณพลังงาน แบบจำลองดังกล่าวสมมติให้มีการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่มีระยะเวลาการจ่ายพลังงานต่อเนื่อง 4 ชั่วโมง, จุดเปลี่ยนสำคัญในช่วงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ (LCOE) สำหรับการเผาไหม้ 100% และการเผาไหม้ 50% ร่วมด้วยถ่านหิน 50% คือช่วงปีที่การผลิตไฟฟ้าด้วยแอมโมเนียภายในประเทศมีต้นทุนถูกกว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยโมเลกุลน้ำแข็ง, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน, SRMC หมายถึง ต้นทุนส่วนเพิ่มระยะสั้น

Section 2. บทนำ

ในปัจจุบัน ก๊าซธรรมชาติ
ถือเป็นแหล่งพลังงานหลัก
ที่มีสัดส่วนสูงสุดในโครงสร้าง
การผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

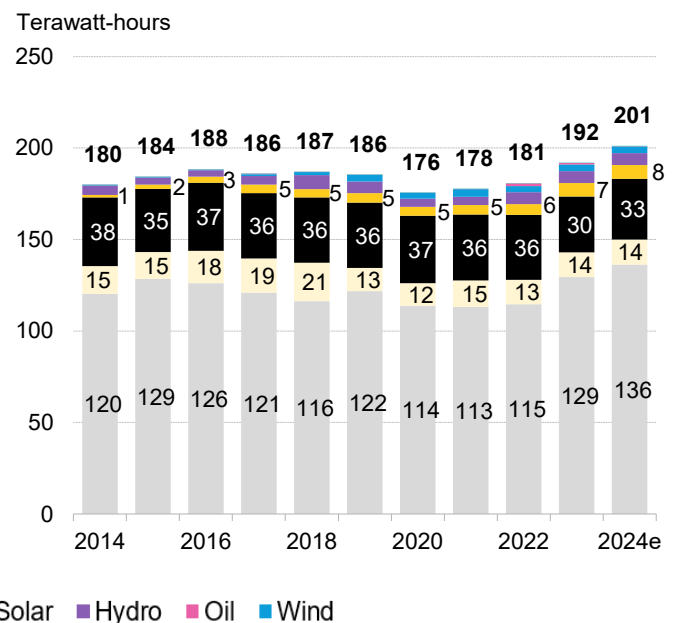
ประเทศไทยเป็นผู้บริโภคไฟฟ้ารายใหญ่เป็นอันดับสามในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ รองจากอินโดนีเซียและเวียดนามในอดีต ประเทศไทยพึ่งพาแหล่งก๊าซธรรมชาติภายในประเทศเพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าส่วนใหญ่ (รูปภาพ 3) อย่างไรก็ตาม เนื่องจากการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศเริ่มลดลง จึงมีการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) มากขึ้น ในปี พ.ศ. 2567 คาดการณ์ว่าก๊าซธรรมชาติจะมีสัดส่วนเป็น 68% ของการผลิตไฟฟ้า ตามมาด้วยถ่านหินที่มีสัดส่วนเป็น 17% ของการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยจำนวน 201 เทราวัตต์-ชั่วโมง (TWh) (รูปภาพ 4) ณ ปี พ.ศ. 2567 จากข้อมูลล่าสุดของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 29 ของปริมาณการบริโภคก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในประเทศไทย

รูปภาพ 3: กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งในอดีตของประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หมายเหตุ: ไม่รวมการนำเข้าพลังงานไฟฟ้า, ค่าสำหรับปี พ.ศ. 2567 เป็นค่าประมาณของ BNEF

รูปภาพ 4: สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าในอดีตของประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, การไฟฟ้านครหลวง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หมายเหตุ: ไม่รวมการนำเข้าพลังงานไฟฟ้า, ค่าสำหรับปี พ.ศ. 2567 เป็นค่าประมาณของ BNEF

ในช่วง 10 ปีที่ผ่านมา พลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมในระดับที่รองลงมา มีการเติบโตในประเทศไทย ถึงแม้ว่าทั้งสองเทคโนโลยีนี้จะมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าเพียง 5.6% ของการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2567 ก็ตามประเทศไทยยังมีการซื้อขายไฟฟ้ากับ Électricité du Laos (ลาว), Tenaga Nasional Berhad (มาเลเซีย) และ Electricity Authority of Cambodia (กัมพูชา) ในปี พ.ศ. 2566 ประเทศไทยมีการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าสุทธิ 32 เทราวัตต์-ชั่วโมง โดยคิดเป็น 14% ของกำลังไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศ

ตลาดไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นระบบผู้ซื้อไฟฟ้ารายเดียวที่ปรับปรุงแล้ว โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าและควบคุมระบบส่งไฟฟ้าหลัก กฟผ. ยังทำหน้าที่เป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) อีกด้วย กฟผ. จะจ่ายไฟฟ้าให้กับบริษัทจำหน่ายและค้าปลีกไฟฟ้าของรัฐ 2 แห่ง คือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) นอกจากนี้ กฟน. และ กฟภ. ยังสามารถจัดซื้อไฟฟ้าได้โดยตรงจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ซึ่งมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าจำหน่าย

เป้าหมายและความคืบหน้าในการลดคาร์บอนของประเทศไทย

ในการประชุมสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ครั้งที่ 26 ที่เมืองกลาสโกว์ (COP26) ในปี พ.ศ. 2564 ประเทศไทยได้ประกาศเป้าหมายที่จะบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี พ.ศ. 2593 และบรรลุการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี พ.ศ. 2608 ประเทศไทยยังไม่ได้ส่งแผนการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนดฉบับปรับปรุงใหม่ ซึ่งกำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับปี พ.ศ. 2588 แผนการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนดฉบับปรับปรุงล่าสุดที่ยื่นไว้ในปี พ.ศ. 2565 ได้ระบุเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแบบไม่มีเงื่อนไขที่ 30% ภายในปี พ.ศ. 2573 เมื่อเทียบกับกรณีการดำเนินงานตามปกติ (BAU) และเป้าหมายแบบมีเงื่อนไขที่ 40% ภายในปี พ.ศ. 2573 เมื่อเทียบกับกรณีการดำเนินงานตามปกติ ในกรณีการดำเนินงานตามปกติ คาดการณ์ว่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2573 จะอยู่ที่ 555 ล้านเมตริกตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า

ในเดือนธันวาคมปี พ.ศ. 2567 รัฐบาลไทยได้อนุมัติแผนปฏิบัติการด้านการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย พ.ศ. 2564-2573 ที่กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจัดทำเสนอ แผนดังกล่าวกำหนดชุดมาตรการต่างๆ เพื่อให้บรรลุการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ 185 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (โดยไม่มีเงื่อนไข) หรือ 222 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (โดยมีเงื่อนไข) แผนดังกล่าวกำหนดเป้าหมายเฉพาะภาคส่วนสำหรับพลังงาน กระบวนการอุตสาหกรรมและการใช้ผลิตภัณฑ์ การเกษตร การเปลี่ยนแปลงการใช้ที่ดินและการป่าไม้ (LULUCF) และการจัดการขยะ ภายในปี พ.ศ. 2569 ประเทศไทยมีแผนที่จะเปิดตัวพระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศเพื่อกำกับดูแลภาษีคาร์บอนและระบบซื้อขายสิทธิการปล่อยมลพิษตามข้อกำหนด ประเทศไทยมีระบบการซื้อขายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแบบสมัครใจ

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567

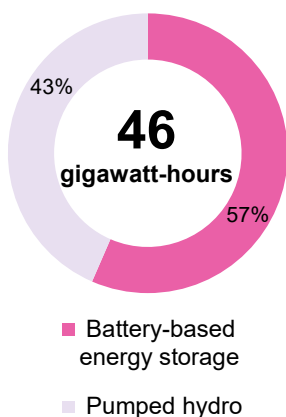
ร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567 ซึ่งเผยแพร่ในระหว่างการประชุมสาธารณะของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในเดือนมิถุนายนปี พ.ศ. 2567 ได้กำหนดให้เพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าขึ้นอีก 43 กิกะวัตต์ ในช่วงปี พ.ศ. 2567-2580 โดยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภาคพื้นดินครองตำแหน่งนำในแผนการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ 24 กิกะวัตต์

แผนดังกล่าวยังระบุให้เพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน (CCGT) อีก 6 กิกะวัตต์ นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าบูรพา ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานที่มีกำลังการผลิต 540 เมกะวัตต์ (MW) โดย Gulf Energy และ Double A Group เป็นเจ้าของร่วมกัน มีกำหนดเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในปี พ.ศ. 2570 ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าฉบับล่าสุด แผนฉบับร่างนี้ไม่ได้รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินใหม่ใดๆ อย่างไรก็ตาม แผนดังกล่าวก็ได้กำหนดให้ยุติการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีอยู่เดิม นอกเหนือจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภาคพื้นดินแล้ว แผนดังกล่าวยังกำหนดให้เพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าภายในปี พ.ศ. 2580 จากเทคโนโลยีดังต่อไปนี้

- พลังงานแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ 3 กิกะวัตต์
- พลังงานลมบนบก 5 กิกะวัตต์
- พลังงานชีวมวล 2 กิกะวัตต์
- โครงการตอบสนองด้านโหลดและยานพาหนะสู่โครงข่าย 2 กิกะวัตต์
- เตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ (SMRs) 0.6 กิกะวัตต์
- พลังน้ำ (ขนาดเล็ก) และพลังงานความร้อนใต้พิภพ น้อยกว่า 0.5 กิกะวัตต์
- ระบบการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ 26 กิกะวัตต์-ชั่วโมง และ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำระบบสูบน้ำกลับ 20 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้น (รูปภาพ 5)

ประเทศไทยยังตั้งเป้าหมายที่จะนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มอีก 3.5 กิกะวัตต์ นอกเหนือจากการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำรายปีที่ 4.6 กิกะวัตต์จากลาวในปัจจุบัน

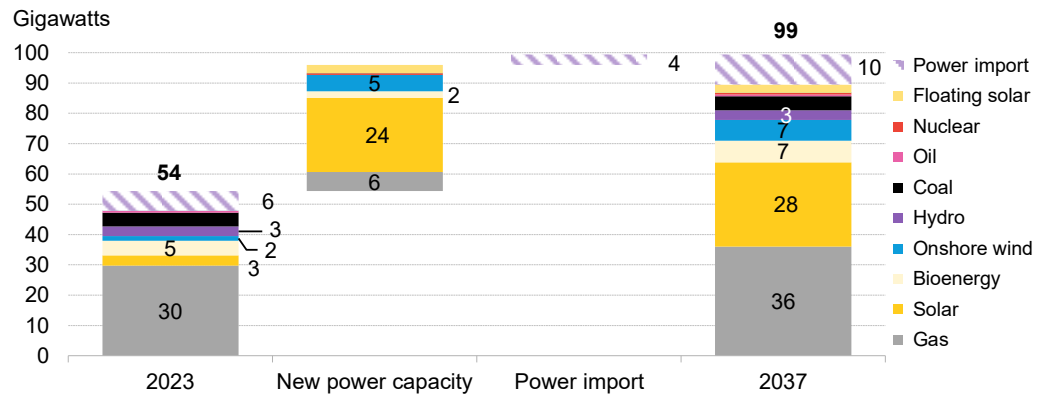
รูปภาพ 5: การกักเก็บพลังงานเพิ่มเติมตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (พ.ศ. 2567-2580)



แหล่งที่มา: BloombergNEF, สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

รูปภาพ 6: การเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าสุทธิภายใต้ร่างแผน

พัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (พ.ศ. 2567-2580)



แหล่งที่มา: BloombergNEF, สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน หมายเหตุ: ไม่รวมโครงการตอบสนองด้านความต้องการไฟฟ้าและยานพาหนะสู่โครงข่าย พลังงานชีวภาพ ได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และการเปลี่ยนของเสียจากชุมชนและอุตสาหกรรมให้เป็นพลังงาน

ประเทศไทยมีท่าเทียบเรือนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวที่ดำเนินงานอยู่สองแห่ง โดยมีกำลังการผลิตรวมกันที่ 21.5 ล้านเมตริกตันต่อปี (mtpa) ภายใต้ร่างแผนก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 ประเทศไทยมีแผนที่จะเพิ่มท่าเทียบเรือนำเข้าก๊าซธรรมชาติอีกหนึ่งแห่งที่พัฒนาโดย Gulf Energy Development และ PTT Terminal โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าในระยะเริ่มแรกที่ 5 ล้านตันต่อปี ตามที่ตั้งเป้าไว้ภายในปี พ.ศ. 2570 และสามารถขยายได้สูงสุดถึง 10.8 ล้านตันต่อปีภายในปี พ.ศ. 2573 ประเทศมีแผนผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนร้อยละ 5 โดยปริมาตร เข้ากับก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซทุกแห่งที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าแห่งชาติ นอกเหนือจากการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแล้ว ประเทศไทยยังได้ดำเนินการเผาชีวมวลร่วมกับ ถ่านหินในขนาดที่เล็กอีกด้วย ภายใต้แผนปฏิบัติการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) ของประเทศ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกระทรวงพลังงานยังวางแผนที่จะดำเนินโครงการนำร่องการดักจับและกักเก็บคาร์บอนจำนวน 13 โครงการในอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ การผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อน และอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ในระหว่างปี พ.ศ. 2566 ถึง 2580 อีกด้วย

รายงานฉบับนี้วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ (LCOE) สำหรับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าต่างๆ ที่เหมาะสมกับประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานลม โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน โรงไฟฟ้าถ่านหิน นอกจากนี้ รายงานยังได้พิจารณาถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Hydro) และระบบแบตเตอรี่ ภายใต้บริบทของประเทศไทย รวมทั้งยังได้วิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของกลยุทธ์การผนวกรวมการผสมเชื้อเพลิง และการดักจับและกักเก็บคาร์บอนสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหินและก๊าซที่มีอยู่เดิมอีกด้วย นอกเหนือจากการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแบบปรับระดับ (LCOE) รายงานฉบับนี้ยังได้ศึกษาเปรียบเทียบข้อดีและข้อจำกัดของแต่ละเทคโนโลยีในด้านผลกระทบต่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศไทย ความสามารถในการเข้าถึงพลังงานในราคาที่เหมาะสม ตลอดจนผลกระทบต่อการใช้ก๊าซเรือนกระจก

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ หมายถึง ราคาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าในระยะยาวตามเมกะวัตต์-ชั่วโมง (MWh) ที่จำเป็นสำหรับการคืนทุนโครงการทั้งหมดเพื่อให้ได้ผลตอบแทนต่อเงินลงทุนในอัตราที่เหมาะสม BNEF ใช้แบบจำลองประเมินมูลค่าสินทรัพย์โครงการพลังงาน (เว็บ | เทอร์มินัล) ที่เป็นกรรมสิทธิ์ของ BNEF เพื่อคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ โดยอ้างอิงจากข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีแต่ละประเภท รวมถึงพิจารณาตำแหน่งที่ตั้งของโครงการที่จะสร้างขึ้น การคำนวณดังกล่าวอิงตามตารางกระแสเงินของโครงการที่ครอบคลุมตลอดอายุโครงการ สิ่งนี้ช่วยให้เราสามารถประเมินผลกระทบด้านต้นทุนของโครงการจากจังหวะของกระแสเงินสดต้นทุนการพัฒนาและการก่อสร้าง การจัดหา

เงินทุนหลายระยะ ตลอดจนผลกระทบจากดอกเบี้ยและภาษีของตราสารหนี้ระยะยาว และค่าเสื่อมราคา รวมถึงปัจจัยอื่นๆ สำหรับข้อมูลของ ปัจจัยในการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับในรายงานนี้ โปรดดูที่ Appendix A

Section 3. การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ถือเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าในปริมาณมากที่ถูกที่สุดในประเทศไทย ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับสำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยลดลงอย่างมากนับตั้งแต่ปี พ.ศ. 2562 อันเป็นผลมาจากราคาของอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ลดลง และการขยายการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ภายในประเทศที่เพิ่มมากขึ้นในขณะเดียวกัน ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานมีความผันผวนมากขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลก เนื่องจากการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวที่เพิ่มขึ้น

3.1. พลังงานแสงอาทิตย์ถือเป็นแหล่งพลังงานใหม่ที่มีราคาถูกที่สุด

พลังงานแสงอาทิตย์ในระดับสาธารณูปโภค (Utility-scale Solar) เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าใหม่ขนาดใหญ่ที่มีต้นทุนต่ำที่สุดในประเทศไทย ณ ปัจจุบัน

ต้นทุนของอุปกรณ์ที่ลดลงและ
โครงการสนับสนุนจากภาครัฐ
ได้ผลักดันให้ต้นทุนการผลิต
ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใน
ประเทศไทยลดลง

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่แห่งใหม่อยู่ระหว่าง 33-75 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง (ตามมูลค่าเงินในปี พ.ศ. 2567) ทำให้เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่แห่งใหม่ที่มีต้นทุนต่ำที่สุดในประเทศไทย (รูปภาพ 7)

โครงการอัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Feed-in Tariff) ของประเทศถือเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งเสริมการขยายตัวของพลังงานแสงอาทิตย์ในระดับสาธารณูปโภค โครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินขนาดเล็ก รวมถึงการติดตั้งบนหลังคาได้รับแรงขับเคลื่อนจากการใช้ไฟฟ้าเพื่อการบริโภคด้วยตนเองเป็นหลัก และเพิ่มมากขึ้นจากการจัดหาพลังงานสะอาดขององค์กรสำหรับกลุ่มลูกค้าภาคครัวเรือน พาณิชยกรรม และอุตสาหกรรม กระทรวงพลังงานกำลังพิจารณาต่ออายุโครงการระบบการขายไฟฟ้าคืนในปัจจุบัน สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในภาคครัวเรือนที่มีโควตารายปีอย่างน้อย 400 เมกะวัตต์ต่อปี

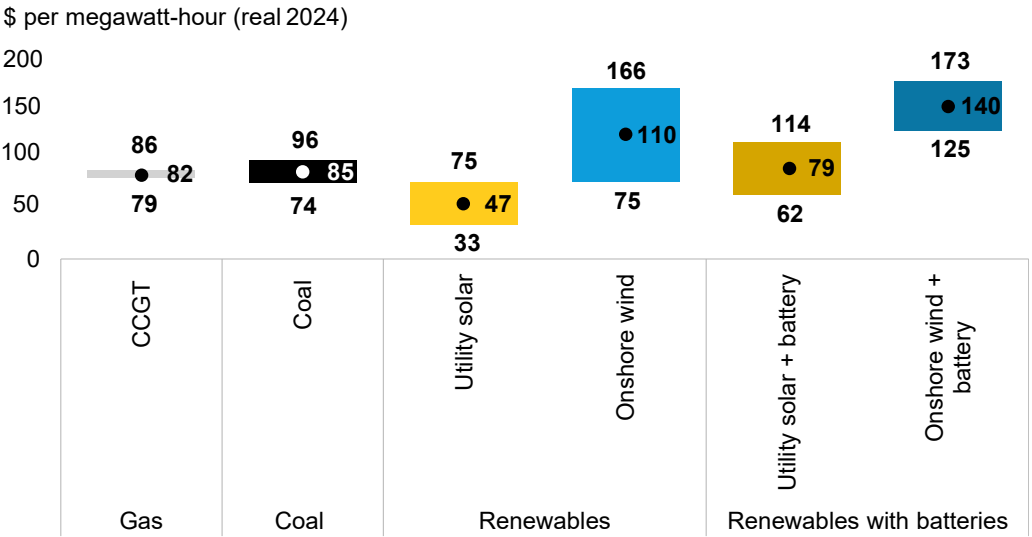
ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2562 ถึง 2567 ประเทศไทยให้เงินชดเชยการขายไฟฟ้าส่วนเกินจากการบริโภคพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในภาคครัวเรือนด้วยตนเอง (กำลังไฟฟ้าสูงสุดต่ำกว่า 10 กิโลวัตต์) ในอัตรา 1.68-2.20 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (kWh) โดยต่ำกว่าอัตราขายปลีกไฟฟ้าสำหรับภาคที่อยู่อาศัยซึ่งอยู่ในช่วง 3.61-4.68 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง โควตากำลังการผลิตตามโครงการดังกล่าวจำนวน 90 เมกะวัตต์ได้ครบตามเป้าหมายในปี พ.ศ. 2567 และลูกค้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในภาคครัวเรือนรายใหม่จะไม่ได้รับค่าตอบแทนใด ๆ อีกต่อไป ประเทศไทยยังไม่อนุญาตให้ผู้บริโภคไฟฟ้าภาคพาณิชย์และอุตสาหกรรมขายไฟฟ้าส่วนเกินจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

การขยายตัวของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ควบคู่ไปกับต้นทุนอุปกรณ์ที่ลดลง การเพิ่มศักยภาพการผลิตในประเทศ และความรู้ความเชี่ยวชาญในการพัฒนาโครงการ ได้ช่วยผลักดันให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับตลอดอายุการใช้งาน (LCOE) ของพลังงานแสงอาทิตย์ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ข้อได้เปรียบทางเศรษฐกิจของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เหนือโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนมีแนวโน้มที่จะเพิ่มมากขึ้นในอนาคต (รูปภาพ 8 และ รูปภาพ 9)

โรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบกจะสามารถแข่งขันในด้านต้นทุนกับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนภายในปี พ.ศ. 2573

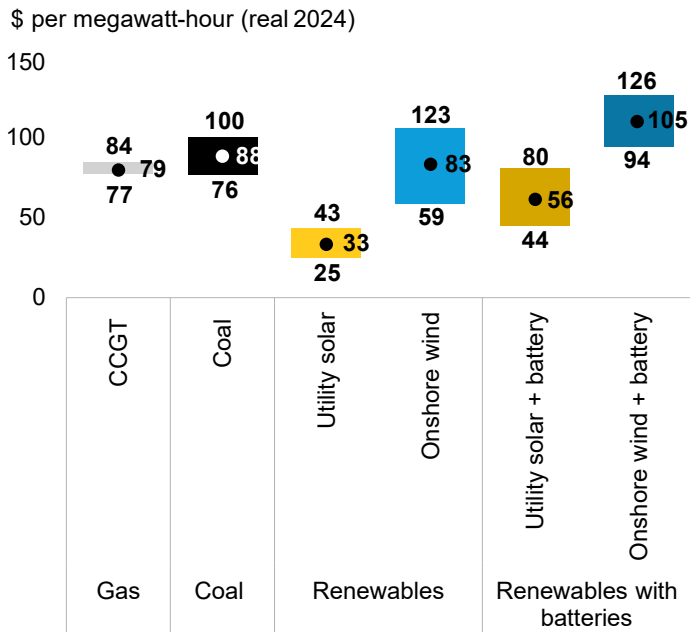
โรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบกมีความสามารถในการแข่งขันทางเศรษฐกิจกับโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่ได้ภายในทศวรรษนี้ ถึงแม้ว่าความเร็วลมที่ต่ำในพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศไทยจะจำกัดสถานที่ตั้งที่เหมาะสมสำหรับการใช้งานโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบกก็ตาม ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบกแห่งใหม่อยู่ที่ 75-166 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง (ตามมูลค่าเงินในปี พ.ศ. 2567)

รูปภาพ 7: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับสำหรับโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ในประเทศไทยปี พ.ศ. 2568

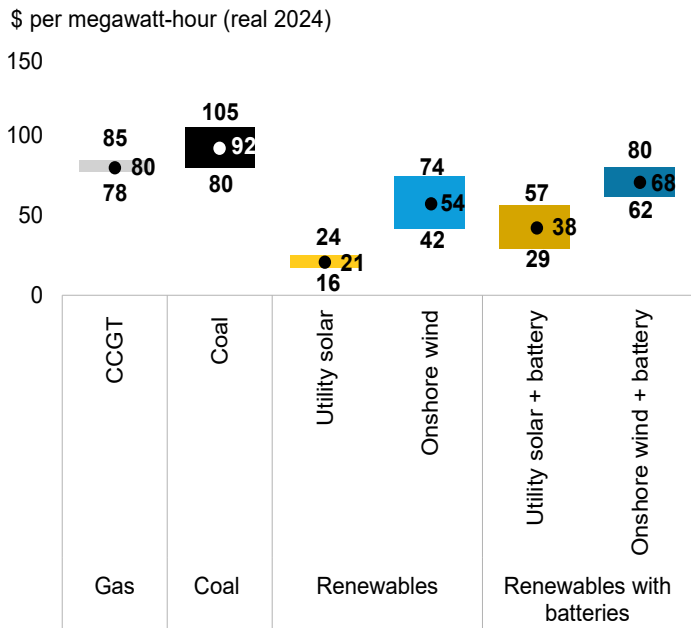


แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่/พลังงานลมบนบก + แบตเตอรี่ที่ถูกจำลองให้เก็บไฟได้สี่ชั่วโมง, ค่าต่ำ กลาง และสูงของประมาณการจาก BNEF สำหรับโซลาร์ฟาร์ม/พลังงานลมบนบกพร้อมกับแบตเตอรี่ ถูกกำหนดโดยจำลองให้แบตเตอรี่มีกำลังการผลิตเทียบกับโรงไฟฟ้าอยู่ที่ 25%, 50% และ 100% ตามลำดับ, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

รูปภาพ 8: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ในประเทศไทยปี พ.ศ. 2573



รูปภาพ 9: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าแห่งใหม่ในประเทศไทยปี พ.ศ. 2573



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่/พลังงานลมบนบก + แบตเตอรี่ที่ถูกจำลองให้เก็บไฟได้สี่ชั่วโมง, ค่าต่ำ กลาง และสูงของประมาณการจาก BNEF สำหรับโซลาร์ฟาร์ม/พลังงานลมบนบกพร้อมกับแบตเตอรี่ ถูกกำหนดโดยจำลองให้แบตเตอรี่มีกำลังการผลิตเทียบกับโรงไฟฟ้าอยู่ที่ 25%, 50% และ 100% ตามลำดับ, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่จับคู่กับการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่มีต้นทุนต่ำกว่าการลงทุนในโรงไฟฟ้าถ่านหินและโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่ในประเทศไทยแล้ว

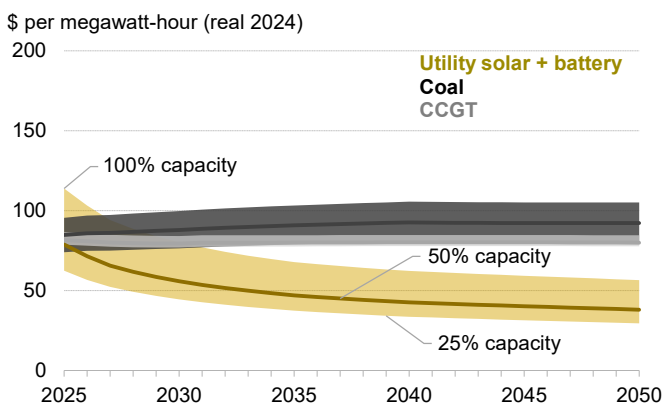
ระบบพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมแบตเตอรี่มีต้นทุนต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแล้วในปัจจุบัน

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มักถูกวิพากษ์วิจารณ์ว่ามีอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน รวมถึงมีผลผลิตที่แปรผันตามสภาพอากาศอีกด้วย ความท้าทายเหล่านี้สามารถแก้ไขได้โดยการผสมโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบการกักเก็บพลังงาน

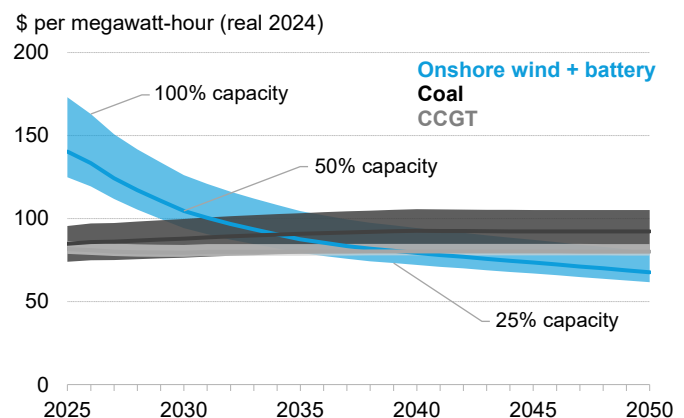
แม้ว่าการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานจะต้องใช้ต้นทุนเพิ่มเติม แต่ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่จับคู่กับแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานแบบสี่ชั่วโมง มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ปรับระดับ (LCOE) ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใหม่ในประเทศไทยแล้ว (รูปภาพ 10) ซึ่งเป็นผลจากราคาของแบตเตอรี่และโมดูลแสงอาทิตย์ที่ปรับลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของระบบดังกล่าวจะลดลงเหลือ 44-80 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมงภายในปี พ.ศ. 2573 และ 29-57 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมงภายในปี พ.ศ. 2593

คาดการณ์ว่าโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบกพร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่เก็บไฟได้สี่ชั่วโมงจะแข่งขันในด้านต้นทุนกับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแห่งใหม่ได้มากขึ้นภายในปี พ.ศ. 2583 (รูปภาพ 11) BNEF คาดการณ์ว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของระบบดังกล่าวจะลดลงเหลือ 94-126 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมงภายในปี พ.ศ. 2573 และเหลือ 62-80 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมงภายในปี พ.ศ. 2593

รูปภาพ 10: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแบบถั่วเฉลี่ยตลอดอายุโครงการของระบบโซลาร์ร่วมแบตเตอรี่และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งใหม่ในประเทศไทย



รูปภาพ 11: ต้นทุนผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุการใช้งานของโครงการผลิตไฟฟ้าจากลมร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานและโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแห่งใหม่ในประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: การประมาณการระดับต่ำ ปานกลาง และสูง ตามการคาดการณ์ของ BNEF ใช้อัตราส่วนกำลังการผลิตระหว่างระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่) กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลมที่ระดับ 25%, 50% และ 100% ตามลำดับ, ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับอิงตามระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่เก็บไฟได้สี่ชั่วโมง, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

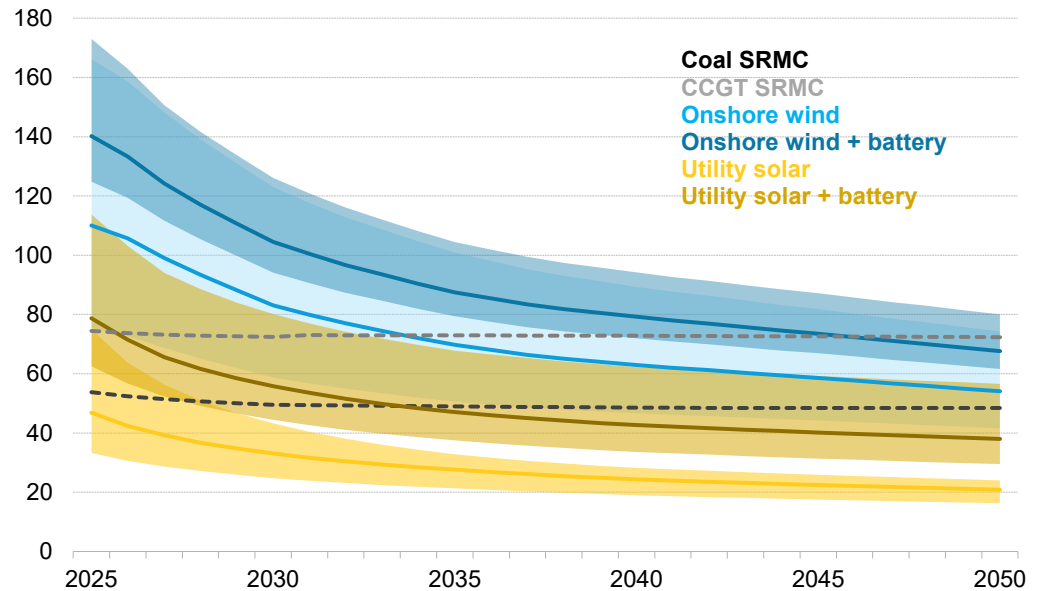
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งใหม่ในประเทศไทยสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในต้นทุนที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าก๊าซที่มีอยู่เดิมแล้ว

ในประเทศไทย ปัจจุบันต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งใหม่ต่ำกว่าต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าก๊าซที่มีอยู่แล้วและคาดว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมระบบกักเก็บพลังงานจะมีต้นทุนต่ำกว่าตามมาในปี 2569

ต้นทุน LCOE ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นดินใหม่ในปี 2025 อยู่ที่ 47 ดอลลาร์สหรัฐ/เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่ำกว่าต้นทุน SRMC ของโรงไฟฟ้าก๊าซ (74 ดอลลาร์สหรัฐ/เมกะวัตต์-ชั่วโมง) และโรงไฟฟ้าถ่านหิน (54 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง) ที่มีอยู่ในประเทศไทย (รูปภาพ 12) ในขณะเดียวกัน ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานจะมีราคาถูกกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติภายในปี พ.ศ. 2569 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโครงการโรงงานไฟฟ้าพลังงานลมแห่งใหม่จะต่ำกว่าต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าก๊าซที่มีอยู่เดิมภายในปี พ.ศ. 2577 การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและก๊าซธรรมชาติยังคงต้องเผชิญกับความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงในอนาคต ต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงกว่าที่คาดการณ์ไว้จะยิ่งผลักดันให้ต้นทุนส่วนเพิ่มระยะสั้นของโรงไฟฟ้าถ่านหินและพลังงานก๊าซที่เปิดดำเนินการอยู่แล้วสูงขึ้นไปอีก ส่งผลให้พลังงานหมุนเวียนมีความน่าสนใจมากยิ่งขึ้น

รูปภาพ 12: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (มีและไม่มีกักเก็บพลังงาน) เปรียบเทียบกับต้นทุนเพิ่มระยะสั้นของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานที่มีอยู่เดิมในประเทศไทย

LCOE and SRMC (\$ per megawatt-hour, real 2024)



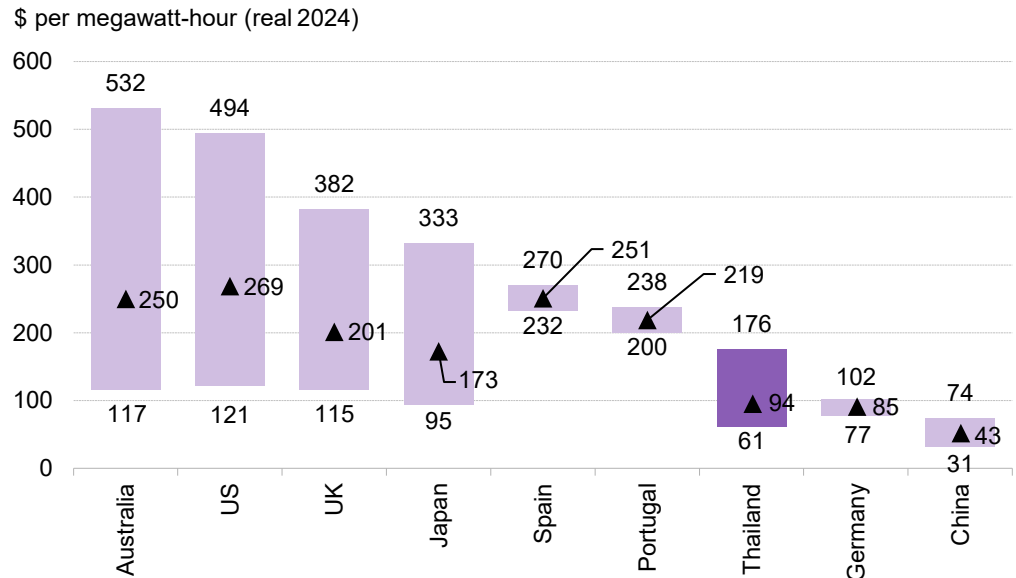
แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง LCOE หมายถึง ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ, SRMC หมายถึง ต้นทุนส่วนเพิ่มระยะสั้น, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

3.2. โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับสามารถช่วยเพิ่มศักยภาพในการรองรับพลังงานสะอาดได้มากขึ้น

ประเทศไทยยังสามารถใช้ประโยชน์จากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบน้ำกลับเพื่อจัดการกับความไม่เสถียรของการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับผลิตและกักเก็บไฟฟ้าโดยการเคลื่อนย้ายน้ำระหว่างอ่างเก็บน้ำสองแห่งที่มีระดับความสูงต่างกัน ประเทศไทยมีโรงไฟฟ้าระบบสูบน้ำกลับแบบเก็บไฟได้สี่ชั่วโมงที่เปิดดำเนินการอยู่สามแห่ง ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 1.5 กิกะวัตต์/6.0 กิกะวัตต์-ชั่วโมง โดยตั้งอยู่ที่เขื่อนลำตะคองชลภาวัฒนา เขื่อนภูมิพล และเขื่อนศรีนครินทร์ กฟผ. กำลังศึกษาความเป็นไปได้สำหรับโครงการกักเก็บพลังงานด้วยระบบสูบน้ำกลับเพิ่มอีกสามโครงการ ซึ่งมีความจุการกักเก็บพลังงานไฟฟ้ารวมอยู่ที่ 2.5 กิโลวัตต์/19.8 กิโลวัตต์-ชั่วโมง เพื่อให้บรรลุเป้าหมายเบื้องต้นของร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2567

ตามการวิเคราะห์ของ BNEF ต้นทุนการกักเก็บพลังงานปรับระดับการใช้งาน (LCOS) ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับของประเทศไทยที่มีระยะเวลาการกักเก็บ 8 ชั่วโมง อยู่ในช่วง 61-176 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งต่ำกว่าค่าเฉลี่ยทั่วโลก (รูปภาพ 13)

รูปภาพ 13: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ (LCOS) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับในปี พ.ศ. 2567 ของประเทศที่เลือกมา



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับเฉลี่ยสำหรับการกักเก็บพลังงานด้วยระบบสูบน้ำกลับสำหรับประเทศที่เลือกมาคือ 176 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง, ต้นทุนระดับหน่วยของการจัดเก็บพลังงาน (LCOS) อ้างอิงจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับขนาด 800 เมกะวัตต์ โดยจำลองตามความสามารถในการใช้งานที่ 10% (ต่ำ), 16% (ปานกลาง; แสดงด้วยสัญลักษณ์สามเหลี่ยม) และ 22% (สูง), โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับนี้จำลองระยะเวลาการจ่ายพลังงานไว้ที่ 8 ชั่วโมง

โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับมีความท้าทายที่คล้ายคลึงกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำทั่วไป เช่น ต้นทุนเริ่มต้นที่สูง กระบวนการอนุมัติและเวลาในการพัฒนายาวนาน ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และข้อจำกัดด้านสถานที่ตั้ง เช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับมีความเสี่ยงต่อภัยแล้งเช่นกัน

3.3. การดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนสำหรับไฮโดรเจนและแอมโมเนีย

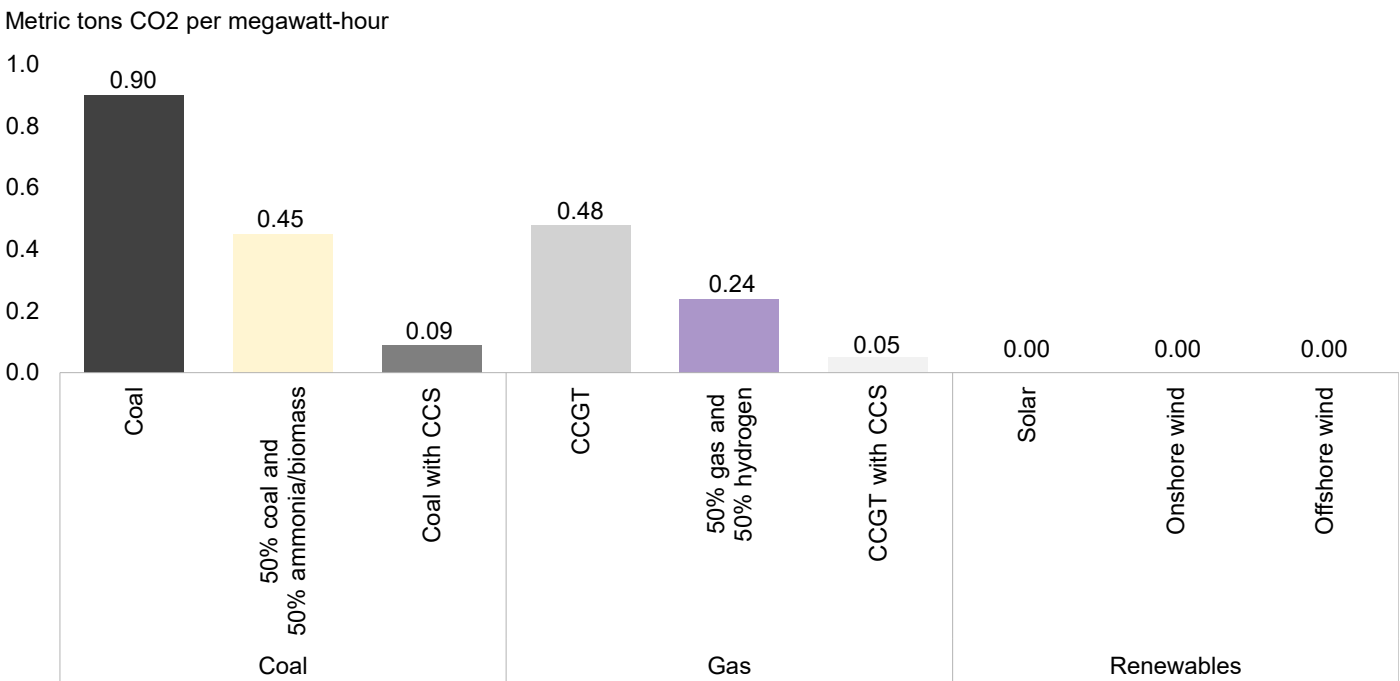
ประเทศจำนวนหนึ่งโดยเฉพาะประเทศญี่ปุ่นและสาธารณรัฐเกาหลี กำลังอยู่ระหว่างการพิจารณาแนวทางการดำเนินงานเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่มีอยู่ในปัจจุบัน โดยอาศัยกระบวนการเผาไหม้ร่วมระหว่างถ่านหินกับแอมโมเนีย และ/หรือการผสมก๊าซธรรมชาติกับก๊าซไฮโดรเจน ในประเทศไทยการพัฒนาเทคโนโลยีเหล่านี้ยังอยู่ในช่วงเริ่มต้น

กฟผ. ในฐานะรัฐวิสาหกิจ ได้ร่วมมือกับหลายประเทศ เช่น ซาอุดีอาระเบีย ญี่ปุ่น เยอรมนี สหรัฐอเมริกา และออสเตรเลีย เพื่อร่วมกันศึกษาความเป็นไปได้ ตลอดจนพัฒนาห่วงโซ่คุณค่าไฮโดรเจนและแอมโมเนียที่สะอาดสำหรับประเทศไทย Ratch Group ซึ่งได้รับการสนับสนุนจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), บริษัทโกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี ซึ่งได้รับการสนับสนุนจากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน), รวมถึงบริษัทเอกชน เช่น บริษัทบ้านปู เพาเวอร์ จำกัด (มหาชน) ได้ร่วมมือกับบริษัทผู้เชี่ยวชาญจากประเทศไทย ญี่ปุ่น และสาธารณรัฐเกาหลี เพื่อศึกษาและประเมินความเป็นไปได้ในการผสมก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ และการเผาไหม้ร่วมระหว่างถ่านหินกับแอมโมเนียในการผลิตกระแสไฟฟ้าตลอดระยะเวลาสองปีที่ผ่านมา ประเทศไทยมีแผนจะผสมก๊าซไฮโดรเจนในสัดส่วนร้อยละ 5 โดยปริมาตรเข้ากับก๊าซธรรมชาติ สำหรับใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซทุกแห่งภายในปี พ.ศ. 2573

ไฮโดรเจนและแอมโมเนียไม่ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในระหว่างการเผาไหม้ เนื่องจากไม่มีธาตุคาร์บอนในระดับอนุภาค อย่างไรก็ตาม แนวทางดังกล่าวมีความเสี่ยงและต้นทุนที่สูงกว่าพลังงานหมุนเวียน การทดสอบการเผาไหม้ร่วมด้วยแอมโมเนียที่โรงไฟฟ้าถ่านหินเชิงพาณิชย์จนถึงขณะนี้ยังจำกัดแอมโมเนียอยู่ที่ 20% ตามปริมาณพลังงาน ซึ่งต่ำเป็นลำดับ โดย Jera และ IHI ที่โรงไฟฟ้า Hekinan-4 ขนาด 1 กิกะวัตต์ในประเทศญี่ปุ่น ในระดับการเผาไหม้ที่ต่ำเช่นนี้ การลดการปล่อยก๊าซ

เรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าถ่านหินจึงเป็นไปแค่เพียงเล็กน้อย (โปรดดู Appendix D สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติม)
ความเป็นไปได้ในเชิงพาณิชย์ของการเผาไหม้ด้วยแอมโมเนียในอัตราส่วนที่สูงกว่า 20% ยังคงมีความไม่แน่นอนสูง

รูปภาพ 14: ความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าถ่านหินและก๊าซธรรมชาติในระหว่างการผลิตไฟฟ้า
เปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: อัตราส่วนการผสมและการเผาไหม้ตามค่าพลังงาน, จำลองว่าอัตราการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) อยู่ที่ 90%, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

การผลิตและการเผาไหม้ไฮโดรเจน
สีเทาปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
มากกว่าการเผาไหม้ก๊าซ

ผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมยังคงมีจำกัดเมื่อใช้ก๊าซไฮโดรเจนและแอมโมเนียในการผลิตไฟฟ้า

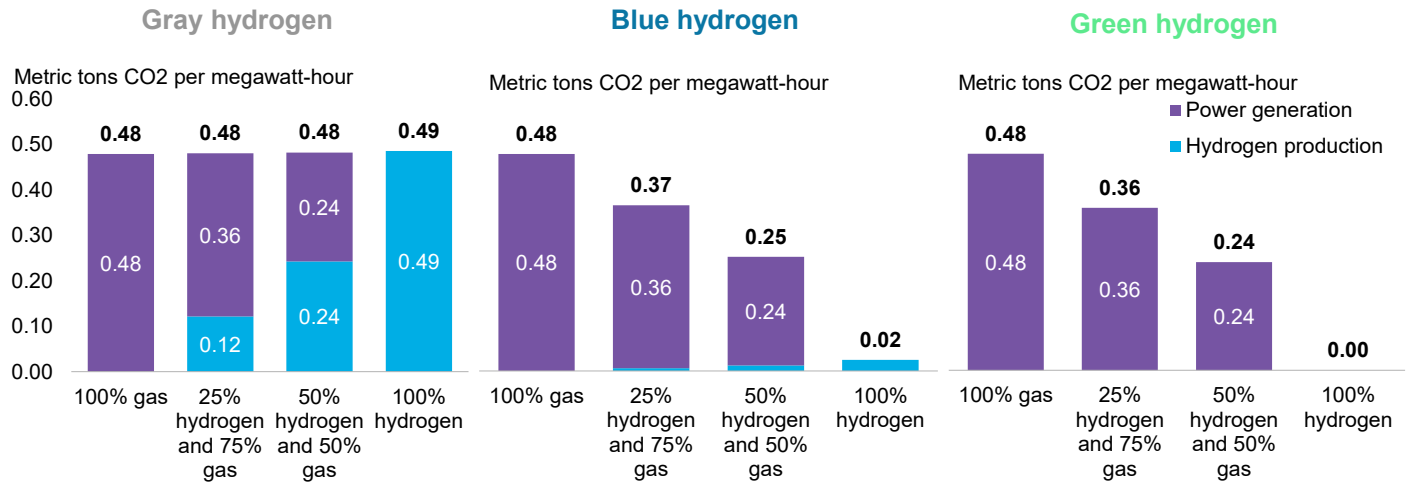
เพื่อให้บรรลุการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อย่างมีนัยสำคัญจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อน อัตราส่วนของไฮโดรเจนต่อก๊าซธรรมชาติ รวมถึงแอมโมเนียต่อถ่านหินต้องอยู่ในระดับสูงมาก (รูปภาพ 15 และ รูปภาพ 16) นอกจากนี้ ไฮโดรเจนและแอมโมเนียซึ่งเป็นอนุพันธ์ไฮโดรเจนจะต้องผลิตด้วยกระบวนการที่ปล่อยมลพิษต่ำ ก๊าซไฮโดรเจนดังกล่าวอาจเป็นก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว ซึ่งผลิตจากการแยกน้ำออกเป็นก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซออกซิเจนโดยใช้กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสด้วยไฟฟ้าสะอาด หรืออาจเป็นก๊าซไฮโดรเจนสีน้ำเงิน ซึ่งผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยมีการกักเก็บและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกี่ยวข้องเกือบทั้งหมด

ไฮโดรเจนสีเทาที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยไม่มีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไม่ใช่ทางเลือกที่เป็นไปได้ เนื่องจากการผลิตและการเผาไหม้ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาจากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติโดยตรง

การเผาไหม้ด้วยไฮโดรเจนและแอมโมเนียอาจทำให้ความเสี่ยงต่อมลพิษทางอากาศเพิ่มขึ้นอีกด้วย เนื่องจากก๊าซไฮโดรเจนและแอมโมเนียมีอุณหภูมิการเผาไหม้สูงกว่าพลังงานฟอสซิล ไฮโดรเจนและออกซิเจนที่อยู่ในอากาศในระหว่างเผาไหม้จึงเกิดปฏิกิริยาที่รวดเร็วขึ้น ส่งผลให้เกิดการปล่อยก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ (NOx) เพิ่มขึ้น NOx เป็นสารมลพิษทางอากาศประเภทหนึ่งที่ส่งผลต่อก๊าซเรือนกระจกทางอ้อม และยังทำให้เกิดกรดในฝนอีกด้วย เทคโนโลยีการเผาไหม้เหล่านี้ยังปล่อยก๊าซไนตรัสออกไซด์ (N2O) ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกที่มีศักยภาพในการทำให้โลกร้อนสูงกว่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO2) ถึง 273 เท่าในช่วงระยะเวลา 100 ปี

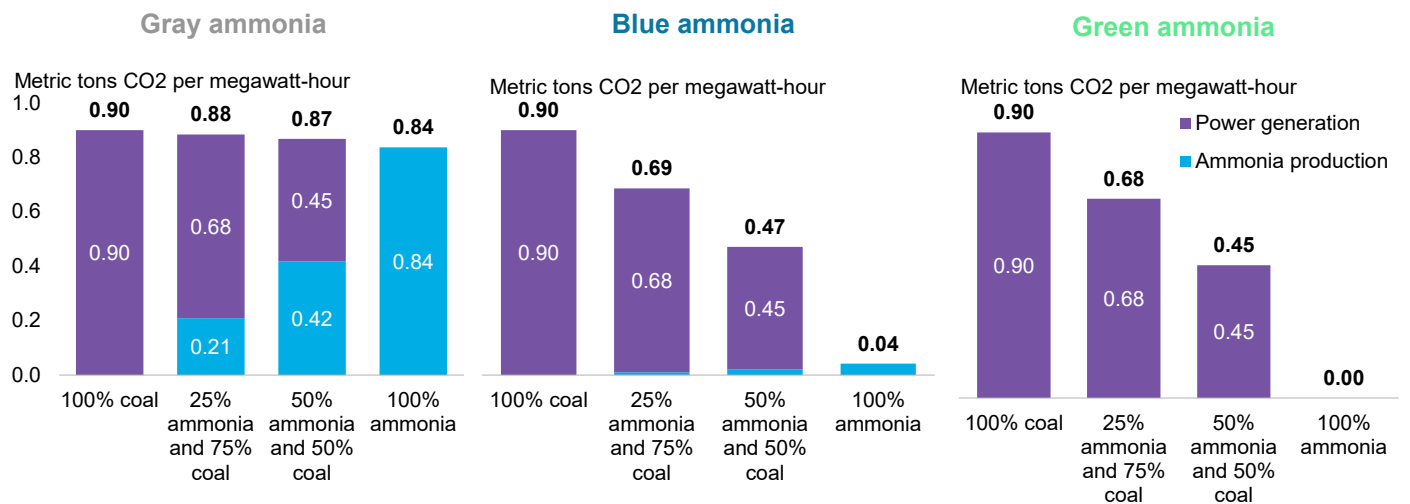
การดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเพื่อการเผาไหม้ด้วยไฮโดรเจนหรือแอมโมเนียจำเป็นต้องมีการลงทุนในเทคโนโลยีเพื่อดักจับการปล่อย NOx และ N2O เพื่อลดมลพิษทางอากาศ พร้อมทั้งรักษาประโยชน์ด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สิ่งนี้ยังสะท้อนให้เห็นถึงความไม่คุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ของกลยุทธ์ดังกล่าว

รูปภาพ 15: ความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานในระหว่างการผลิตไฟฟ้า โดยแยกตามประเภทเชื้อเพลิง



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: อัตราส่วนการผสมอิงตามค่าพลังงาน

รูปภาพ 16: การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าถ่านหินในระหว่างการผลิตไฟฟ้า โดยแยกตามประเภทเชื้อเพลิง



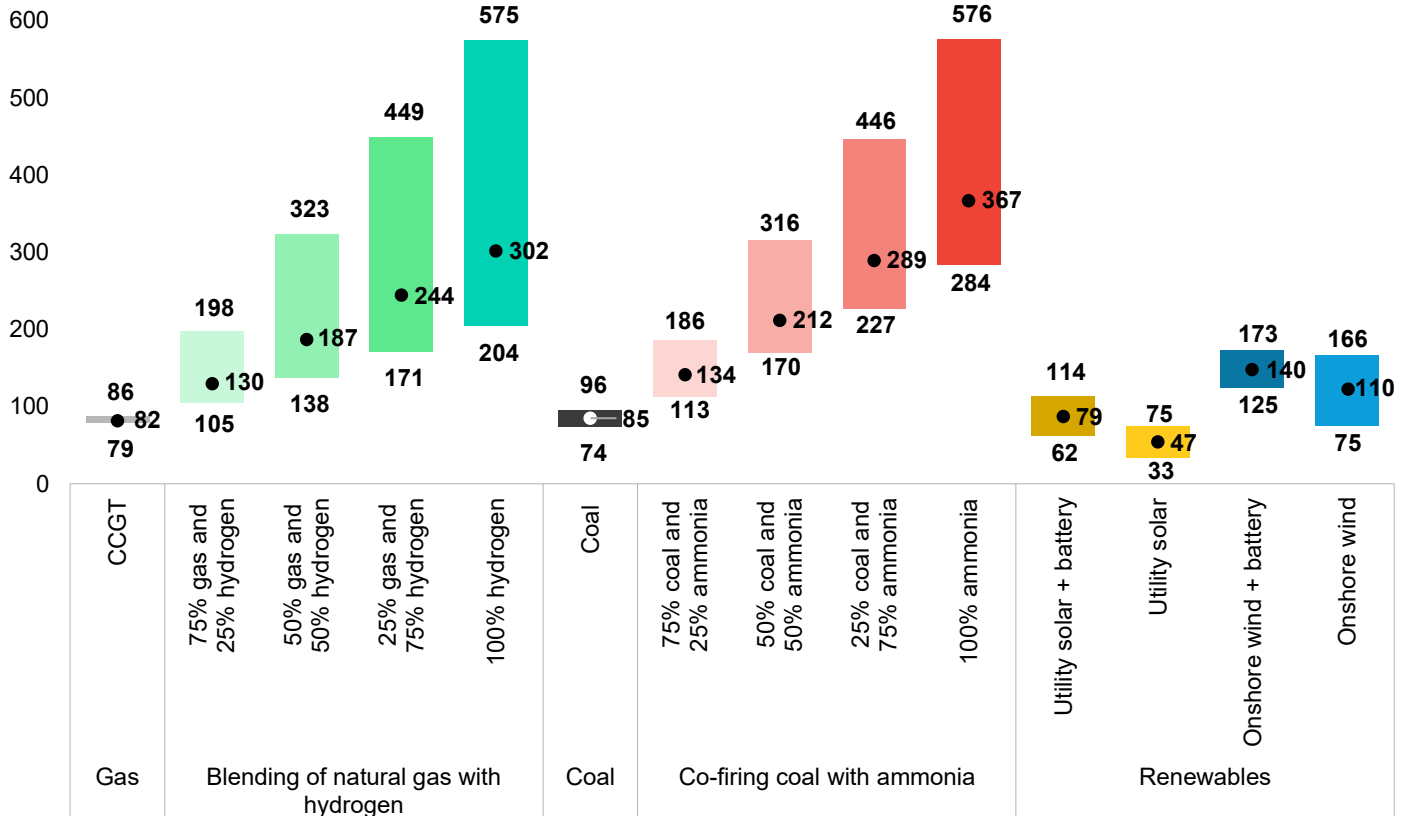
แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: อัตราส่วนการผสมอิงตามค่าพลังงาน

พลังงานหมุนเวียนเป็นแนวทางในการลดคาร์บอนที่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากกว่าการใช้ไฮโดรเจนและแอมโมเนียเป็นเชื้อเพลิงสะอาดสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

การดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนมีต้นทุนที่สูงกว่าการใช้พลังงานแสงอาทิตย์พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานในปัจจุบัน (รูปภาพ 17) ในสัดส่วนที่ต่ำ วิธีนี้อาจดูเหมือนว่ามีต้นทุนถูกกว่า แต่เพื่อให้บรรลุการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมีนัยสำคัญ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนต้องผ่านการดัดแปลงให้สามารถเผาไหม้ด้วยไฮโดรเจนหรือแอมโมเนียได้น้อยกว่า 50% เมื่อคำนวณตามค่าพลังงาน

รูปภาพ 17: ต้นทุนไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินและโรงไฟฟ้าก๊าซที่ได้รับการปรับปรุงให้สามารถเผาไหม้ร่วมกับแอมโมเนียและผสมก๊าซไฮโดรเจนตามลำดับ เทียบกับต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในประเทศไทยในปี พ.ศ. 2568

\$ per megawatt-hour (real 2024)



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: อัตราส่วนการผสมและการเผาไหม้ตามค่าพลังงาน, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

ในปี พ.ศ. 2568 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานเป็นแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าที่สามารถเดินเครื่องได้ทันทีในราคาที่ถูกที่สุดแล้วเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าก๊าซและถ่านหินแห่งใหม่ (รูปภาพ 17) ความสามารถในการแข่งขันเชิงต้นทุนของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่จับคู่กับแบตเตอรี่ เมื่อเทียบกับการเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนหรือแอมโมเนีย มีแนวโน้มที่จะดีขึ้นอย่างต่อเนื่องในปีถัดไป (รูปภาพ 18 และ รูปภาพ 19) ถึงแม้ว่าประเทศไทยจะสามารถผลิตไฮโดรเจนที่มีคาร์บอนต่ำได้ในต้นทุนที่ค่อนข้างถูกกว่าเมื่อเทียบกับประเทศอื่น ๆ แต่ประเทศไทยก็ต้องให้ความสำคัญกับการนำไฮโดรเจนสะอาดไปใช้ในภาคส่วนที่มีความท้าทาย หรือไม่สามารถใช้ไฟฟ้าโดยตรงแทนการใช้เชื้อเพลิงได้ เช่น เชื้อเพลิงสะอาดสำหรับรถบรรทุกขนาดใหญ่ ตลอดจนในภาคการบินและการเดินเรือ กระบวนการอุตสาหกรรมที่ใช้ความร้อนสูงและการผลิตเหล็ก เหล็กกล้า ปูน และสารเคมี

การวิเคราะห์ของ BNEF แสดงให้เห็นว่าการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวในประเทศไทยโดยใช้ไฟฟ้าพลังน้ำที่นำเข้าจากลาว จะเป็นแหล่งไฮโดรเจนสะอาดที่มีราคาถูกที่สุดสำหรับประเทศไทย ทั้งนี้ มีข้อสมมุติฐานว่าข้อตกลงการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศไทยและลาวยังคงมีผลบังคับใช้อยู่ ปัจจุบันประเทศไทยนำเข้าพลังงานไฟฟ้าพลังน้ำจากลาวในราคาต่ำแค่เพียง 35.40 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง(2) เนื่องจากปริมาณไฟฟ้าพลังน้ำที่นำเข้ามีขีดจำกัด ปริมาณการผลิตไฮโดรเจนสะอาดด้วยวิธีนี้จึงมีขีดจำกัดเช่นกันในปี พ.ศ. 2566 ประเทศไทยได้นำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำขนาด 32 เทราวัตต์-ชั่วโมงจากเขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำขนาด 4.6 กิโลวัตต์ในลาว ประเทศไทยได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจสำหรับโครงการไฟฟ้าพลังน้ำใหม่กับลาว ซึ่งจะทำให้ประเทศไทยสามารถรับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำได้สูงที่สุดถึง 10.5 กิกะวัตต์ภายในปี พ.ศ. 2576

- (2) คำนวณจากอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักโดยใช้อัตราช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (11 ชั่วโมง) และนอกช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (13 ชั่วโมง) ตามค่าจำกัดความของ กฟผ. ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบไม่ประกันกำลังผลิตกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำในลาว

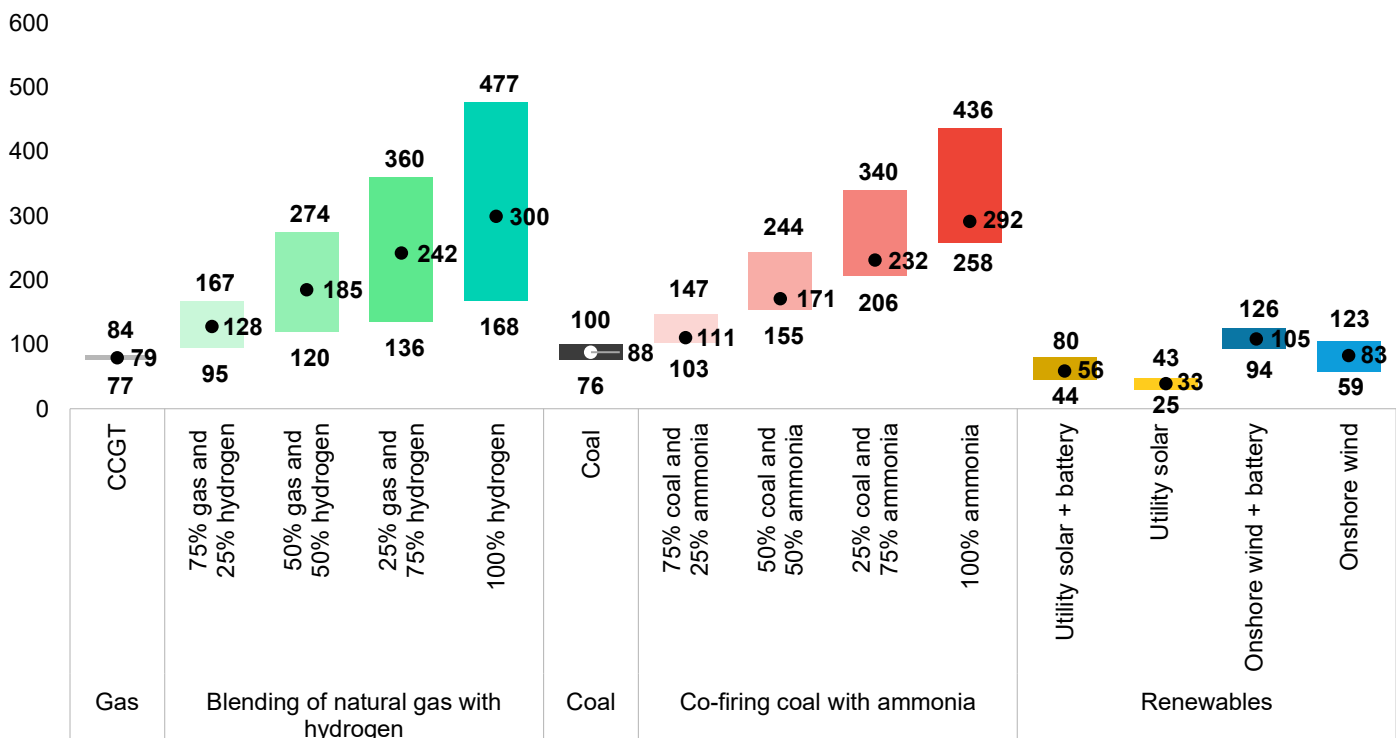
โดยใช้พลังงานน้ำทั้งหมดที่นำเข้าจากลาวเพื่อผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ประเทศไทยสามารถผลิตไฮโดรเจนสีเขียวได้มากถึง 571,430 ตันต่อปี(3) จำนวนนี้เพียงพอที่จะบรรลุเป้าหมายของประเทศไทยในการผสมไฮโดรเจน 5% ตามปริมาณ ซึ่งจะต้องใช้ไฮโดรเจนสีเขียวถึง 187,000 ตันต่อปี(4) ผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นนั้นจะน้อยกว่าการใช้พลังงานน้ำโดยตรงอย่างต่อเนื่องในภาคครัวเรือน พาณิชยกรรม และอุตสาหกรรม

ตามที่กล่าวไว้ก่อนหน้านี้ เพื่อให้สามารถบรรลุการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนได้อย่างมีนัยสำคัญ จำเป็นต้องใช้อัตราส่วนการผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติในระดับที่สูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ปริมาณไฮโดรเจนที่จำเป็นต้องใช้ในสัดส่วนที่มากขึ้นจะมีต้นทุนการจัดหาที่สูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนและแอมโมเนียที่เกี่ยวข้องกับประเทศไทย โปรดดู Appendix B (ต้นทุนการส่งมอบไฮโดรเจนและแอมโมเนีย) Appendix C (ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนและแอมโมเนีย) และ Appendix D (ราคาเชื้อเพลิงผสม)

- (3) โดยอ้างอิงจากประสิทธิภาพที่ 56 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อกิโลกรัมของไฮโดรเจน สำหรับอิเล็กทรอนิกส์แบบอัลคาไลน์ซึ่งผลิตในสหรัฐอเมริกาหรือยุโรป ณ ปี พ.ศ. 2568
- (4) การคำนวณนี้จำลองว่าอัตราการผสมไฮโดรเจน-ก๊าซ 5% หมายถึงการผสมตามค่าพลังงานที่ 2% และประสิทธิภาพเชิงความร้อนของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานจะมีการสูญเสียประสิทธิภาพ 10% (6.7 ล้านหน่วยความร้อนระบบอังกฤษ) อัตราส่วนการผสมดังกล่าวจะต้องใช้ไฮโดรเจน 6,314 ตันเพื่อผสมในโรงไฟฟ้าก๊าซที่มีกำลังการผลิต 1 กิกะวัตต์ โดยไฮโดรเจนให้ค่าพลังงาน 134,500 หน่วยความร้อนระบบอังกฤษต่อกิโลกรัม ตามข้อมูลของแผนพัฒนาากำลังการผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2567 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซจะสูงถึง 29.5 กิกะวัตต์ภายในปี พ.ศ. 2573

รูปภาพ 18: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหินและก๊าซที่ดัดแปลงสำหรับการเผาไหม้ด้วยแอมโมเนียและการผสมไฮโดรเจนตามลำดับเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแห่งใหม่ในประเทศไทยในปี พ.ศ. 2573

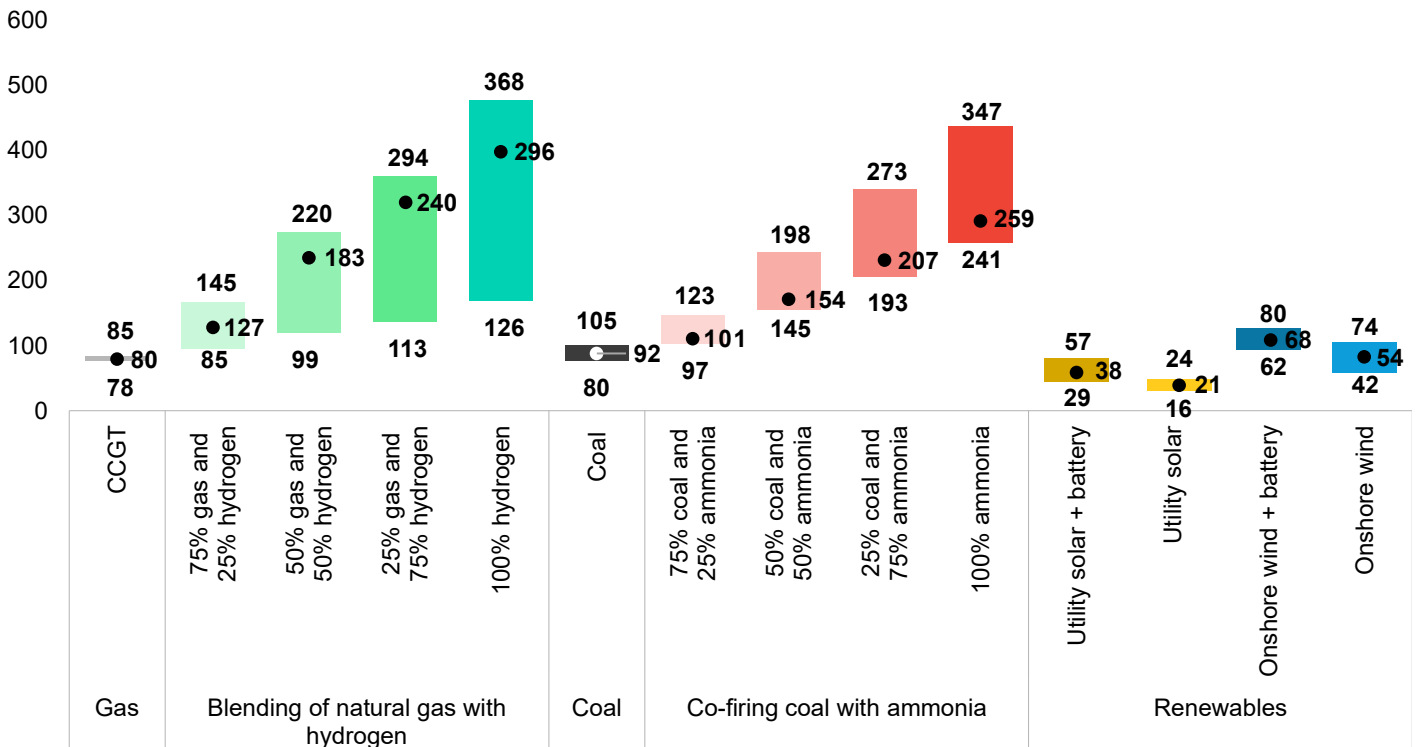
\$ per megawatt-hour (real 2024)



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: อัตราส่วนการผสมและการเผาไหม้ตามค่าพลังงาน, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

รูปภาพ 19: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหินและก๊าซที่ดัดแปลงสำหรับการเผาไหม้ด้วยแอมโมเนียและการผสมไฮโดรเจนตามลำดับเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแห่งใหม่ในประเทศไทยในปี พ.ศ. 2593

\$ per megawatt-hour (real 2024)



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: อัตราส่วนการผสมและการเผาไหม้ตามค่าพลังงาน, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

3.4. การดัดแปลงโรงไฟฟ้าถ่านหินสำหรับการเผาไหม้ด้วยชีวมวล

การเผาชีวมวลร่วมกับถ่านหินมีความท้าทายที่คล้ายคลึงกับแอมโมเนีย ในสัดส่วนการเผาไหม้ที่ต่ำ ผลประโยชน์ด้านการลดการปล่อยมลพิษยังคงมีจำกัด อัตราส่วนการเผาไหม้ที่สูงจำเป็นต้องใช้เงินทุนเป็นจำนวนมากและการปรับปรุงโรงไฟฟ้าถ่านหิน

การจัดหาชีวมวลที่เพียงพอและต่อเนื่องในราคาที่เหมาะสมและยั่งยืนอาจเป็นเรื่องท้าทาย

นอกจากนี้ การจัดหาเชื้อเพลิงชีวมวลในปริมาณที่เพียงพอและต่อเนื่องเพื่อรองรับอัตราการใช้ชีวมวลในระดับสูง ยังมีความท้าทายเนื่องจากความต้องการวัตถุดิบที่ต้องใช้จะเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ความเป็นไปได้ในการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงทดแทนยังขึ้นอยู่กับราคาวัตถุดิบตั้งต้น ซึ่งราคาแปรผันอย่างมากตามระยะทางในการขนส่ง ภายในปี พ.ศ. 2569 กฟผ. มีแผนที่จะดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานถ่านหินดำนมา ให้รองรับการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลอัดเม็ดร่วมกับถ่านหินได้ 15% โดยขึ้นอยู่กับความสำเร็จของการทดลองเผาไหม้ที่ 2% ในปัจจุบัน กฟผ. ประมาณการว่า การเผาไหม้ร่วมในอัตราร้อยละ 15 จะต้องใช้ชีวมวลอัดเม็ด (wood pellets) ปริมาณประมาณ 200,000 ตันต่อปี

หากวัตถุดิบตั้งต้นชีวมวลภายในประเทศไม่เพียงพอ ประเทศไทยจะต้องพึ่งพาวัตถุดิบโดยนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เช่น เวียดนาม อินโดนีเซีย และมาเลเซีย อย่างไรก็ตาม ทางเลือกนี้จะทำให้ต้นทุนการขนส่งที่สูงขึ้น

ประเทศไทยสามารถพิจารณาทางเลือกอื่นในการเผาไหม้ ได้แก่ ขยะชุมชนและเชื้อเพลิงขยะ (RDF) ซึ่งได้มาจากขยะเทศบาล ขยะเชิงพาณิชย์ และขยะอุตสาหกรรม อย่างไรก็ตาม การแปรรูปเชื้อเพลิงทางเลือกเหล่านี้เพื่อการเผาไหม้ในโรงไฟฟ้าถ่านหิน มักมีต้นทุนสูงกว่าชีวมวลเนื่องจากขยะมีความหลากหลายสูง จึงจำเป็นต้องใช้กระบวนการแปรรูปที่ซับซ้อนกว่า เช่น การคัดแยก การกรอง และการเผาไหม้ขั้นสูง (ในกรณีของเชื้อเพลิงขยะ)

นอกจากนี้ ประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้านยังจำเป็นต้องให้ความสำคัญกับวัตถุดิบตั้งต้นชีวมวลในปริมาณที่จำกัดสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงสะอาดเพื่อลดคาร์บอนในภาคการบินและการเดินเรือ

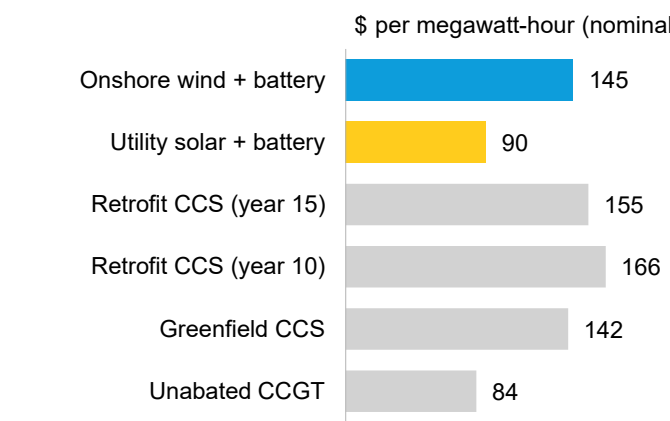
แทนที่จะเดินหน้าศึกษาการเผาไหม้ร่วมด้วยชีวมวลรูปแบบใหม่เพิ่มเติม ประเทศไทยอาจพิจารณาการปรับปรุงประสิทธิภาพ การดำเนินงานของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีอยู่ในปัจจุบัน ซึ่งมีกำลังการผลิตรวมประมาณ 5 กิกะวัตต์ อย่างไรก็ตาม โรงไฟฟ้า เหล่านี้กำลังเผชิญกับปัญหาอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงต่ำ เนื่องจากการใช้หม้อไอน้ำรุ่นเก่าที่ไม่มีประสิทธิภาพ

3.5. การใช้การดักจับและกักเก็บคาร์บอน

การดัดแปลงโรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม พร้อมกับการดักจับและกักเก็บ คาร์บอนมีต้นทุนที่สูงกว่าซึ่งไม่ช่วย ลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล

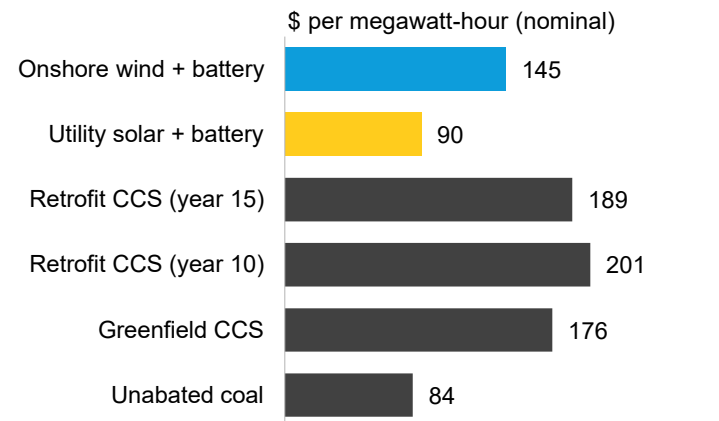
หลายประเทศยังกำลังพิจารณาการใช้การดักจับและกักเก็บคาร์บอน เพื่อลดการปล่อยมลพิษจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน แต่ในปัจจุบันมีโครงการที่ดำเนินงานอยู่เพียงแค่นี้ไม่กี่โครงการ BNEF ได้จำลองต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับสำหรับกรณีโรง ไฟฟ้า ที่มีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนในกรณีต่างๆ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใหม่ที่ติดตั้งระบบการดักจับและ กักเก็บคาร์บอน รวมถึงการดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่มีอยู่เดิมด้วยระบบการดักจับและกักเก็บคาร์บอน หลังจาก ที่เปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์มาแล้ว 10 ปี และ 15 ปี (รูปภาพ 20)

รูปภาพ 20: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับสำหรับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ แบบผสมผสานแห่งใหม่ที่มีและไม่มีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนนอก ขยายฝั่งในประเทศไทย เปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพร้อม ด้วยระบบการกักเก็บพลังงาน



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน (CCGT) ใหม่ได้รับการจัดหาเงินทุนในปี พ.ศ. 2567 และคาดว่าจะเริ่มดำเนินการได้ในปี พ.ศ. 2569, การดัดแปลงโรงไฟฟ้าในปีที่ 10 และ 15 หมายถึงปี พ.ศ. 2579 และ 2583 ตามลำดับ, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ พร้อมกับระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่) จะได้รับการจัดหาเงินทุนในปี พ.ศ. 2567 และจะเริ่มดำเนินการในปี พ.ศ. 2568, โครงการกังหันลมบนบกพร้อมระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่) จะได้รับการจัดหาเงินทุนในปี พ.ศ. 2567 และคาดว่าจะเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ได้ในปี พ.ศ. 2568

รูปภาพ 21: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับสำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่ ที่มีและไม่มีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนนอกชายฝั่งในประเทศไทย เปรียบ เทียบกับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงาน



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินใหม่จะได้รับการจัดหาเงินทุนในปี พ.ศ. 2567 และคาดว่าจะเริ่มดำเนินการในปี พ.ศ. 2571 การดัดแปลงโรงไฟฟ้าในปีที่ 10 และ 15 หมายถึงปี พ.ศ. 2581 และ 2586 ตาม ลำดับ, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่พร้อมกับระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่) จะได้รับการจัดหาเงินทุนในปี พ.ศ. 2567 และจะเริ่มดำเนินการในปี พ.ศ. 2568, โครงการกังหันลมบนบกพร้อมระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่) จะได้ รับการจัดหาเงินทุนในปี พ.ศ. 2567 และคาดว่าจะเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ได้ในปี พ.ศ. 2568

การวิเคราะห์ของ BNEF แสดงให้เห็นว่าโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินหรือก๊าซแห่งใหม่ซึ่งติดตั้งระบบการดักจับและกักเก็บคาร์บอนตั้งแต่แรกเริ่มเป็นกรณีที่มีมูลค่าที่สุดในเชิงเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากการดัดแปลงโรงไฟฟ้าเดิมจำเป็นต้องใช้เงินลงทุนที่สูงกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับโครงการสร้างใหม่ที่ออกแบบมาเพื่อรองรับการดักจับและกักเก็บคาร์บอนตั้งแต่แรก การดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใน 15 ปีถัดมาจะมีต้นทุนที่ถูกกว่าเล็กน้อยเมื่อเปรียบเทียบกับโครงการดัดแปลงใน 10 ปีถัดมา เนื่องจากคาดว่าต้นทุนของการดักจับและกักเก็บคาร์บอนจะลดลง อย่างไรก็ตาม การดำเนินการนี้จะก่อให้เกิดความเสี่ยงต่อแนวทางการลดการปล่อยมลพิษ เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจะยังคงดำเนินการต่อไปโดยไม่มีการลดการปล่อยมลพิษไปอีกห้าปี

ทุกกรณีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนทั้งหมดในการวิเคราะห์ของ BNEF ยังคงมีต้นทุนสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานในประเทศไทย (รูปภาพ 20 และ รูปภาพ 21) ถึงแม้ว่ากรณีการดักจับและกักเก็บคาร์บอนจะดูเหมือนว่าประหยัดกว่าการเผาแอมโมเนียร่วมกับถ่านหินหรือการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนพลังงานที่สูง ศักยภาพในการกักเก็บคาร์บอนที่มีอยู่ในประเทศไทย ตลอดจนความเป็นไปได้ในการขนส่งคาร์บอนที่ดักจับได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่มีอยู่เดิมไปยังแหล่งกักเก็บคาร์บอนยังต้องมีการประเมินเพิ่มเติม ต้นทุนการดักจับและกักเก็บคาร์บอนที่แท้จริงในประเทศไทยอาจสูงกว่าประมาณการปัจจุบันของ BNEF อย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากยังมีความไม่แน่นอนสูงในด้านต้นทุนของการกักเก็บคาร์บอนนอกชายฝั่ง

Section 4. ความท้าทายในการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

บทก่อนหน้านี้ได้สำรวจด้านเศรษฐศาสตร์ของการเผาไหม้ด้วยไฮโดรเจนและแอมโมเนียคาร์บอนต่ำกับถ่านหินและก๊าซ ส่วนในบทนี้ เราจะตรวจสอบความปลอดภัย รวมถึงความท้าทายในเชิงความมั่นคงด้านพลังงานและต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนสำหรับเชื้อเพลิงสะอาด

4.1. การพึ่งพาไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจะเพิ่มภาระทางการเงินให้กับประเทศไทย

ไฮโดรเจนและแอมโมเนียเป็นเชื้อเพลิงที่มีต้นทุนสูงกว่าก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเมื่อพิจารณาในแง่ของค่าพลังงาน เนื่องจากทั้งสองมีความหนาแน่นของพลังงานต่อปริมาตรต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน สิ่งนี้นำไปสู่ถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับที่เพิ่มสูงขึ้น เมื่อใช้สัดส่วนไฮโดรเจนหรือแอมโมเนียสูงขึ้น การพึ่งพาเชื้อเพลิงประเภทดังกล่าวอาจทำให้ราคาพลังงานเพิ่มสูงขึ้น และอาจเพิ่มภาระทางการเงินให้กับผู้เสียภาษี หากรัฐบาลหรือบริษัทไฟฟ้าตัดสินใจที่จะจ่ายต้นทุนเชื้อเพลิงสะอาดที่มีราคาสูงขึ้นเหล่านี้โดยการขึ้นอัตราค่าไฟฟ้าหรือภาษีที่ควบคุม

ต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าด้วยไฮโดรเจน 100% อาจมีต้นทุนสูงกว่าก๊าซธรรมชาติถึง 12 เท่าในปี พ.ศ. 2573

BNEF ประมาณการว่าโรงไฟฟ้าก๊าซที่ผ่านการดัดแปลงขนาด 1 กิกะวัตต์ซึ่งทำงานด้วยอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงไฟฟ้าที่ 65% และใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน 100% จะต้องใช้ไฮโดรเจนถึง 307,200 ตันต่อปี เพื่อให้ได้ปริมาณไฮโดรเจนมากในระดับนี้ ทางเลือกที่ถูกที่สุดสำหรับประเทศไทยคือการผลิตไฮโดรเจนภายในประเทศ โดยใช้ไฟฟ้าพลังงานในประเทศและไฟฟ้าที่นำเข้าจากลาว

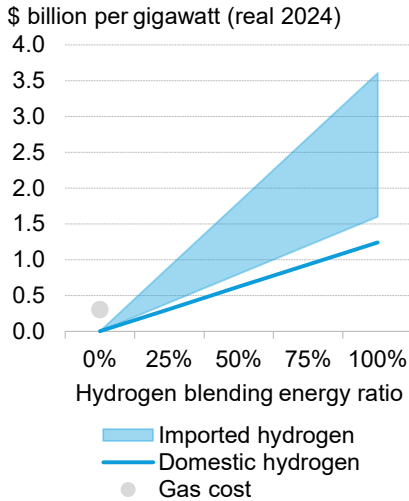
ต้นทุนการจัดหาไฮโดรเจนรายปีสำหรับจำนวนนี้ต่อกิกะวัตต์ได้มีการคาดการณ์ว่าจะอยู่ที่ 1.24 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2573, 0.82 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2583 และ 0.68 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2593 ต้นทุนเหล่านี้จะต่ำกว่าต้นทุนการจัดหาไฮโดรเจนที่นำเข้า ซึ่งอยู่ในช่วง 1.60 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ ถึง 3.61 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2573, 1.63 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ ถึง 2.55 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2583 และ 1.64 พันล้านดอลลาร์สหรัฐถึง 2.15 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2593

การผลิตไฟฟ้าในปริมาณที่เท่ากันด้วยก๊าซธรรมชาติมีการคาดการณ์ว่าจะมีต้นทุนเพียงแค่ 0.30 พันล้านดอลลาร์สหรัฐต่อกิกะวัตต์ในปี พ.ศ. 2573, 0.31 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2583 และ 0.31 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2593 ต่อปี

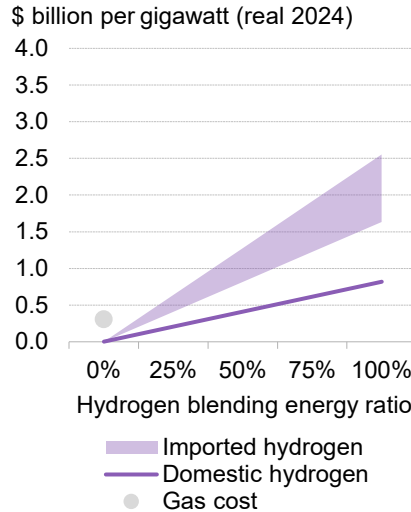
สำหรับการจัดซื้อเชื้อเพลิงการจัดหาเชื้อเพลิงสำหรับการเผาไฮโดรเจน 100% อาจมีต้นทุนสูงกว่าการจัดหาเชื้อเพลิงก๊าซถึง 12 เท่าในปี พ.ศ. 2573 และมีต้นทุนสูงกว่าสองถึงเจ็ดเท่าในปี พ.ศ. 2593 ซึ่งอาจนำไปสู่ค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นอย่างมาก (รูปภาพ 22 รูปภาพ 23 และ รูปภาพ 24)

ในบริบทของประเทศไทย จัดหาไฮโดรเจนสีเขียวภายในประเทศ 181,000 ตัน เพื่อให้บรรลุอัตราการผสมไฮโดรเจน 5% ภายในปี พ.ศ. 2573 จะต้องใช้จ่ายเงิน 0.7 พันล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี

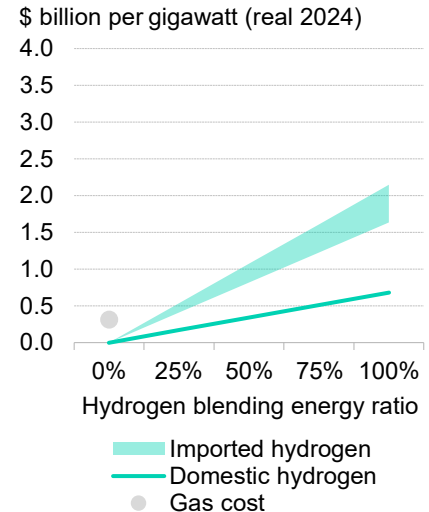
รูปภาพ 22: ต้นทุนการจัดหาไฮโดรเจนรายปี
ของประเทศไทยต่อกิกะวัตต์ของโรงไฟฟ้า
พลังงานกังหันก๊าซแบบผสมผสานในปี พ.ศ.
2573



รูปภาพ 23: ต้นทุนการจัดหาไฮโดรเจนรายปี
ของประเทศไทยต่อกิกะวัตต์ของโรงไฟฟ้า
พลังงานกังหันก๊าซแบบผสมผสานใน ปี พ.ศ.
2583



รูปภาพ 24: ต้นทุนการจัดหาไฮโดรเจนรายปี
ของประเทศไทยต่อกิกะวัตต์ของโรงไฟฟ้า
พลังงานกังหันก๊าซแบบผสมผสานในปี พ.ศ.
2593



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: BNEF ประเมินการว่าจำเป็นต้องใช้ไฮโดรเจน 54 กิโลกรัมเพื่อผลิตไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ชั่วโมง, จำลองว่าโรงไฟฟ้า
กังหันก๊าซแบบผสมผสานดำเนินการด้วยอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงที่ 65%

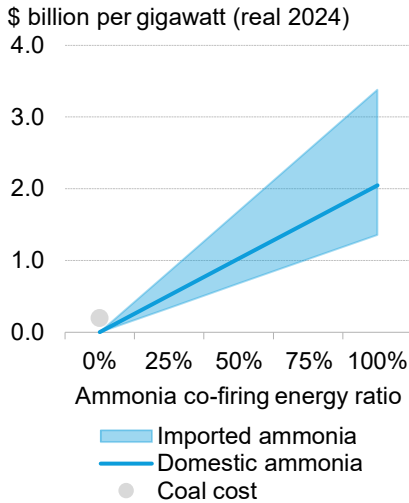
การจัดหาแอมโมเนียอาจ
มีต้นทุนสูงกว่าถ่านหินเจ็ด
ถึง 17 เท่าในปีพ.ศ. 2573

สำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ผ่านการดัดแปลงขนาด 1 กิกะวัตต์ซึ่งทำงานด้วยอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงที่ 65% ในประเทศไทย จะต้องใช้แอมโมเนีย 1.22 ล้านตันสำหรับการเผาไหม้ 50% และ 2.44 ล้านตันสำหรับการเผาไหม้ 100% BNEF ประเมินการว่า การใช้แอมโมเนียเพียงอย่างเดียวเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าดังกล่าวจะต้องใช้ต้นทุนอยู่ที่ 1.4 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ ถึง 3.4 พันล้านดอลลาร์สหรัฐต่อกิกะวัตต์ในปี พ.ศ. 2573, 1.5 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ ถึง 2.3 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2583 และ 1.3 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ ถึง 1.9 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2593

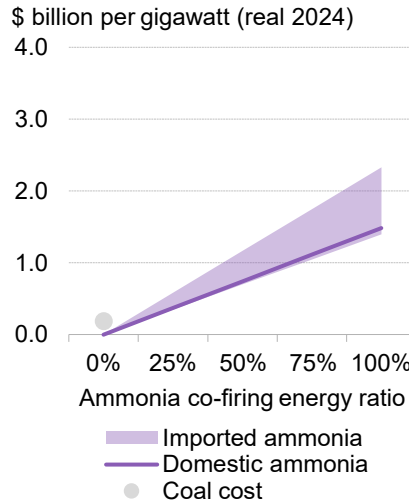
ในทางกลับกัน ต้นทุนการจัดหาเชื้อเพลิงรายปีเพื่อการเผาไหม้ถ่านหินที่โรงไฟฟ้าถ่านหินขนาด 1 กิกะวัตต์ในประเทศไทย จะอยู่ที่ 0.20 พันล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปีในปี พ.ศ. 2573, 0.19 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2583 และ 0.18 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2593 การจัดหาแอมโมเนียจะมีต้นทุนสูงกว่าถ่านหินถึงเจ็ดถึงสิบเจ็ดเท่าในปี พ.ศ. 2573 และจะแพงกว่าประมาณเจ็ดถึงสิบเอ็ดเท่าในปี พ.ศ. 2593 (รูปภาพ 25 รูปภาพ 26 และ รูปภาพ 27)

หนึ่งในความท้าทายที่สำคัญของโรงไฟฟ้าพลังน้ำคือความเสี่ยงสูงต่อภัยแล้งในเดือนตุลาคม (เดือนช่วงเปลี่ยนผ่านระหว่างฤดูฝนและฤดูหนาว) สิ่งนี้อาจนำไปสู่การผลิตไฟฟ้าในเพียงพอ และบั่นทอนการผลิตไฮโดรเจนในระดับขนาดใหญ่ นอกจากนี้ การใช้ไฟฟ้าพลังน้ำโดยตรงยังมีประสิทธิภาพด้านพลังงาน (รูปภาพ 28) สูงกว่าการนำไฟฟ้าพลังน้ำไปผลิตไฮโดรเจนสะอาดแล้วนำกลับมาใช้ผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

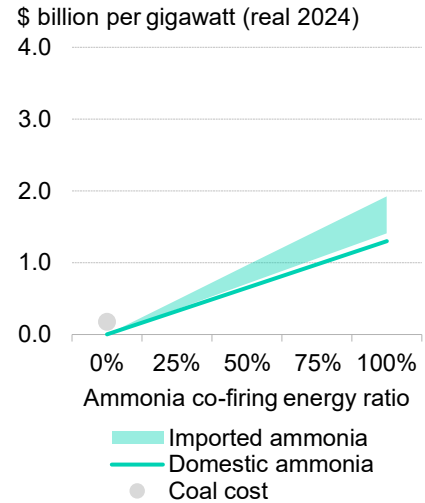
รูปภาพ 25: ต้นทุนการจัดหาแอมโมเนียรายปี
ของประเทศไทยต่อกิกะวัตต์ของโรงไฟฟ้า
ถ่านหินในปี พ.ศ. 2573



รูปภาพ 26: ต้นทุนการจัดหาแอมโมเนียรายปี
ของประเทศไทยต่อกิกะวัตต์ของโรงไฟฟ้า
ถ่านหินในปี พ.ศ. 2583



รูปภาพ 27: ต้นทุนการจัดหาแอมโมเนียรายปี
ของประเทศไทยต่อกิกะวัตต์ของโรงไฟฟ้า
ถ่านหินในปี พ.ศ. 2593

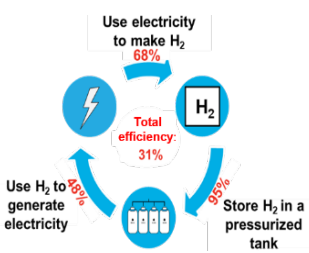


แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: BNEF ประเมินการว่าจำเป็นต้องใช้แอมโมเนีย 0.43 เมตริกตันเพื่อผลิตไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ชั่วโมง จำลองว่าโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานดำเนินการด้วยอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงที่ 65%

4.2. การลดการปล่อยมลพิษจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ผ่านการดัดแปลง สำหรับไฮโดรเจนและแอมโมเนียจะมีต้นทุนสูง

ในทางทฤษฎี, การผสมผสานไฮโดรเจนสีเขียวที่ผลิตในประเทศกับก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน (CCGT) จะมีต้นทุนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกส่วนเพิ่มที่ต่ำกว่าการใช้ไฮโดรเจนที่นำเข้า รูปภาพ 29 อย่างไรก็ตาม การผลิตเชื้อเพลิงดังกล่าวจะต้องพึ่งพาการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศเพื่อผลิตไฮโดรเจน ก่อนนำไฮโดรเจนกลับมาผลิตไฟฟ้าอีกครั้ง ซึ่งเป็นวงจรที่สิ้นเปลืองและสูญเสียมากกว่าสองในสามของพลังงานที่ป้อนเข้าไป (รูปภาพ 28) การใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยอ้อมดังกล่าวจะมีประสิทธิภาพน้อยกว่าและมีต้นทุนสูงกว่าการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยตรงมาก

รูปภาพ 28: ประสิทธิภาพของวงจร
การแปลงไฮโดรเจนกลับเป็นไฟฟ้า

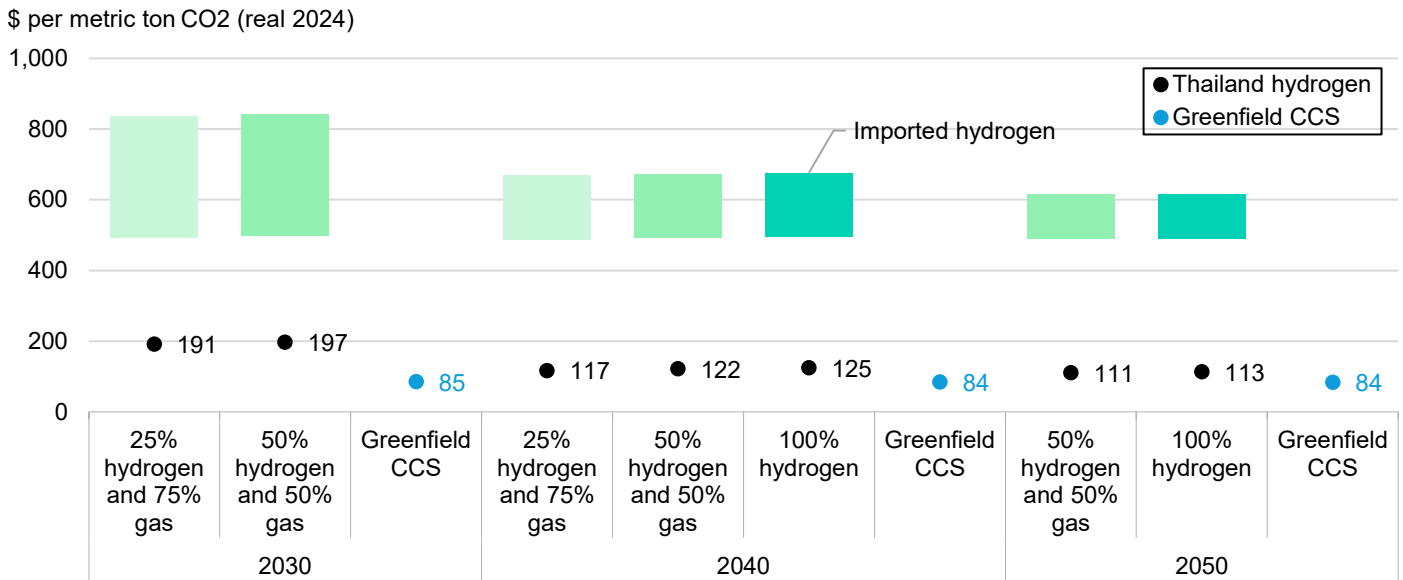


แหล่งที่มา: BloombergNEF

BNEF ประเมินการว่าต้นทุนส่วนเพิ่มในการลดการปล่อยมลพิษส่วนเพิ่มสำหรับการผสมไฮโดรเจนและการเผาไหม้แอมโมเนียภายในประเทศในอัตรา 25% ในปี พ.ศ. 2573 อยู่ที่ 191 ดอลลาร์สหรัฐ และ 273 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมตริกตันของคาร์บอนไดออกไซด์ตามลำดับ (รูปภาพ 29 และ รูปภาพ 30) สำหรับการเผาไหม้ด้วยแอมโมเนียภายในประเทศในอัตรา 50% ต้นทุนส่วนเพิ่มในการลดการปล่อยมลพิษจะอยู่ที่ 218 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันของคาร์บอนไดออกไซด์ในปี พ.ศ. 2583 และ 214 ดอลลาร์สหรัฐในปี พ.ศ. 2593 (รูปภาพ 30) ภาษีเหล่านี้จะเป็นภาระทางการเงินอย่างหนักสำหรับเจ้าของโรงไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า หากประเทศไทยกำหนดราคาคาร์บอนใกล้เคียงกับระดับดังกล่าว เจ้าของโรงไฟฟ้าอาจเลือกที่จะปิดโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่มีอยู่เดิม และหันไปสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีราคาถูกกว่า

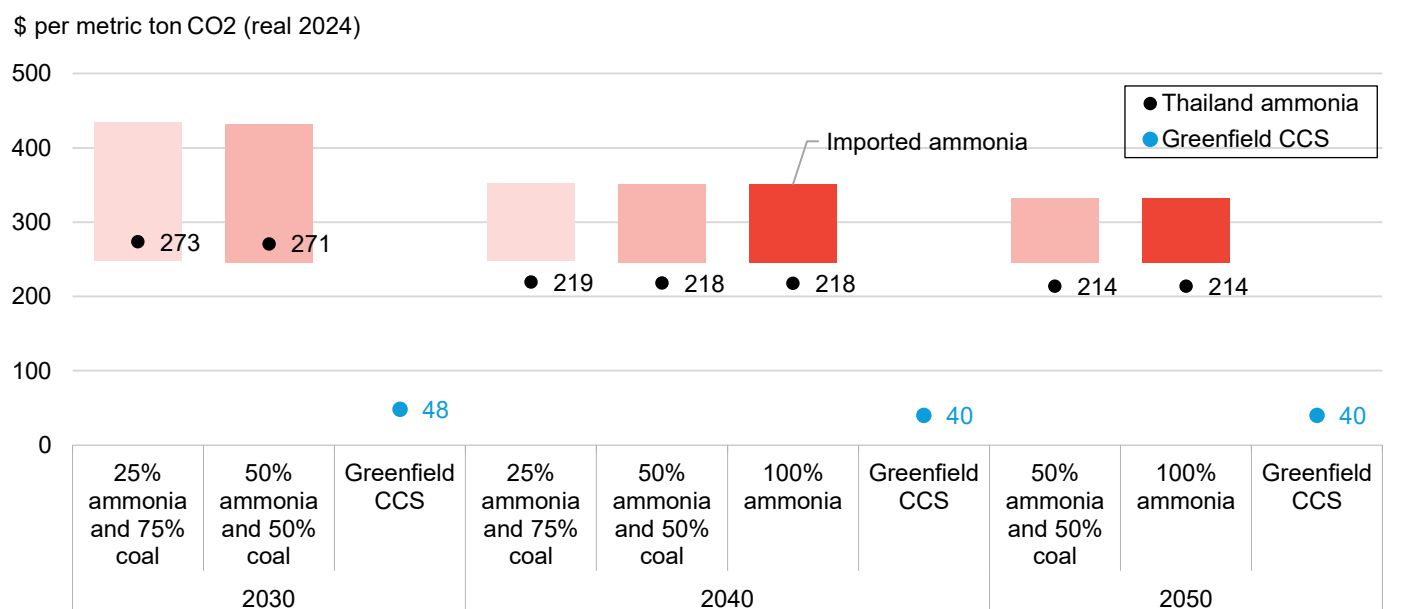
ต้นทุนการลดการปล่อยมลพิษจากการผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติภายในประเทศนั้นค่อนข้างถูกเมื่อเปรียบเทียบกับ การเผาไหม้ด้วยแอมโมเนีย เนื่องจากส่วนต่างราคาของไฮโดรเจนภายในประเทศเมื่อเทียบกับก๊าซธรรมชาติต่ำกว่าส่วนต่างราคาของแอมโมเนียเมื่อเทียบกับถ่านหิน อย่างไรก็ตาม การผสมไฮโดรเจนยังคงมีศักยภาพในการแข่งขันเชิงต้นทุนน้อยกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หรือโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงาน โดยทั้งคู่สามารถผลิตไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมงได้ ต้นทุนที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ดังนั้น ประเทศไทยจึงควรให้ความสำคัญกับการใช้ไฮโดรเจนในภาคส่วนที่เปลี่ยนไปใช้ระบบไฟฟ้าโดยตรงทำได้ยาก เช่น การขนส่งสินค้าหนัก การบิน การเดินเรือ รวมถึงอุตสาหกรรมหลัก เหล็กกล้า พลาสติก เคมีภัณฑ์ และการผลิตปุ๋ย

รูปภาพ 29: ต้นทุนส่วนเพิ่มในการลดการปล่อยมลพิษสำหรับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานที่ผ่านการดัดแปลงเพื่อการเผาไหม้ด้วยไฮโดรเจน และการดักจับและกักเก็บคาร์บอนในประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: อัตราส่วนการผสมอิงตามค่าพลังงาน, CCS หมายถึงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน

รูปภาพ 30: ต้นทุนการลดมลพิษส่วนเพิ่ม (Marginal Abatement Cost) สำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ได้รับการติดตั้งระบบเผาไหม้แอมโมเนีย และระบบกักเก็บคาร์บอน (CCS) ในประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: อัตราส่วนการผสมอิงตามค่าพลังงาน, CCS หมายถึงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน

4.3. ภาคส่วนที่ลดการปล่อยมลพิษได้ยากควรให้ความสำคัญกับไฮโดรเจนและแอมโมเนียคาร์บอนต่ำ

เนื่องจากต้นทุนของการใช้ไฮโดรเจนและแอมโมเนียในการผลิตไฟฟ้านั้นไม่เอื้ออำนวยในเชิงเศรษฐศาสตร์เมื่อเทียบกับพลังงานหมุนเวียน ประเทศไทยจึงจำเป็นต้องให้ความสำคัญกับการใช้โมเลกุลคาร์บอนต่ำในภาคส่วนที่การเปลี่ยนไปใช้ระบบไฟฟ้าโดยตรงยังทำได้ยาก ในทุกพื้นที่ที่สามารถเปลี่ยนมาใช้ระบบไฟฟ้าได้ จะทำให้สิ่งต่าง ๆ ง่ายขึ้นและประหยัดมากขึ้นครอบคลุมถึงการประยุกต์ใช้ในด้านต่างๆ เช่น การขนส่งทางราง การขนส่งผู้โดยสารทางถนน อุตสาหกรรมปิโตรเคมี และการผลิตปูนซีเมนต์

ภาคส่วนที่ลดการปล่อยมลพิษได้ยากควรให้ความสำคัญกับไฮโดรเจนสีเขียวเพื่อนำไปใช้ใน เช่น กระบวนการอุตสาหกรรมที่ใช้ความร้อนสูง การเดินเรือ และการบิน

การเปลี่ยนผ่านจากการใช้ไฮโดรเจนสีเทาไปสู่ไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำมีความจำเป็นต่อการลดการปล่อยคาร์บอนในอุตสาหกรรมหลักที่ใช้ไฮโดรเจนอยู่เดิม เช่น การผลิตแอมโมเนียเพื่อใช้ในอุตสาหกรรมปุ๋ยและเคมีภัณฑ์ การผลิตเมทานอลเพื่อใช้ในพลาสติกและเคมีภัณฑ์ การผลิตเหล็ก และการกลั่นน้ำมัน ไฮโดรเจนยังเป็นตัวกลางที่สำคัญในการลดคาร์บอนในการขนส่งเชิงพาณิชย์ผ่านการใช้งานทางตรงและทางอ้อม เช่น การขนส่งสินค้าหนัก การบิน การเดินเรือ และการผลิตเชื้อเพลิงที่ยั่งยืน

ในอุตสาหกรรมเดินเรือ ความหนาแน่นที่สูงของพลังงานของเชื้อเพลิงสะอาดที่ได้จากไฮโดรเจน เช่น เมทานอล เมื่อเทียบกับแบตเตอรี่ และอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงในระดับอุตสาหกรรม ทำให้เชื้อเพลิงเหล่านี้เป็นทางเลือกสำคัญสำหรับการลดคาร์บอนในการขนส่งทางทะเล ในทำนองเดียวกัน ในอุตสาหกรรมการบิน อัตราส่วนพลังงานต่อมวลที่สูงของเชื้อเพลิงทำให้เครื่องบินที่ขับเคลื่อนด้วยไฮโดรเจนบริสุทธิ์เป็นทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับการเดินทางระยะกลาง ในขณะที่เครื่องบินที่ใช้เชื้อเพลิงการบินที่ยั่งยืนซึ่งผลิตจากไฮโดรเจนสะอาดสามารถใช้เดินทางระยะไกลได้

4.4. ความปลอดภัย

แอมโมเนียและไฮโดรเจนเป็นสารที่มีความไวไฟและมีความเสี่ยงในการระเบิดเมื่อได้รับความร้อน จึงจำเป็นต้องมีมาตรการจัดการที่เข้มงวดและปลอดภัย (ตาราง 1) [การรั่วไหลของแอมโมเนียเหลว](#) ที่โรงงานแปรรูปไก่ในมณฑลจี๋หลินของประเทศจีนในปี พ.ศ. 2556 ทำให้เกิดเพลิงไหม้และมีผู้เสียชีวิต 120 ราย ในปีเดียวกัน [การรั่วไหลของแอมโมเนีย](#) อีกครั้งที่โรงงานอาหารทะเลแช่แข็งในเซี่ยงไฮ้ ประเทศจีน ทำให้มีผู้เสียชีวิต 15 ราย และบาดเจ็บอีก 25 ราย ในปี พ.ศ. 2560 [การรั่วไหลของไฮโดรเจน](#) จากระบบหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าถ่านหินในรัฐโอไฮโอ สหรัฐอเมริกา ทำให้เกิดการระเบิด ส่งผลให้มีผู้เสียชีวิต 1 ราย และบาดเจ็บอีก 10 ราย ด้วยคุณสมบัติที่ไม่มีสีและไม่มีกลิ่นของไฮโดรเจน ทำให้การตรวจจับการรั่วไหลเป็นไปได้ยาก จึงจำเป็นต้องใช้เซ็นเซอร์หรือระบบตรวจจับเฉพาะทาง

การรั่วไหลที่เป็นอันตรายถึงชีวิตของแอมโมเนียและไฮโดรเจนยังคงเกิดขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา โดยมีรายงานอุบัติเหตุใน [อินเดีย สหรัฐอเมริกา](#) และฟิลิปปินส์ในปี พ.ศ. 2564 และ 2566 การรั่วไหลของแอมโมเนียสองครั้งจาก [โรงงานผลิตน้ำแข็งและโรงห้องเย็น](#) ในเขตเมืองหลวงแห่งชาติฟิลิปปินส์ ส่งผลให้มีผู้เสียชีวิตรวม 3 ราย และมีผู้ป่วยที่ต้องเข้ารับการรักษาในโรงพยาบาล 113 ราย

นอกจากนี้ แอมโมเนียยังต้องได้รับการขนส่งและจัดเก็บอย่างระมัดระวัง เนื่องจากอาจเป็นอันตรายร้ายแรงต่อสุขภาพของมนุษย์ได้ โมเลกุลแอมโมเนียทำปฏิกิริยากับน้ำและเกิดเป็นแอมโมเนียมไฮดรอกไซด์ ซึ่งมีฤทธิ์กัดกร่อนและทำลายเซลล์ในร่างกายเมื่อสัมผัส การตรวจจับการรั่วไหลของแอมโมเนียนั้นทำได้ยากกว่าเนื่องจากมีกลิ่นแรงมาก แต่การสัมผัสกับแอมโมเนียอาจเป็นอันตรายถึงชีวิต โปรดดู ศักยภาพของแอมโมเนียมีความเสี่ยงถึงชีวิตซ่อนอยู่ ([เว็บ | เทอร์มินัล](#)) สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติม

ตาราง 1: การเปรียบเทียบความปลอดภัยของแอมโมเนีย ไฮโดรเจน และก๊าซธรรมชาติ

	แอมโมเนีย	ไฮโดรเจน	ก๊าซธรรมชาติ (มีเทน)
ความไวไฟ	ไวไฟ	ไวไฟ	ไวไฟ
ความเสี่ยงต่อการระเบิด	อาจจะเปิดได้หากสัมผัสกับความร้อน	อาจจะเปิดได้หากสัมผัสกับความร้อน	อาจจะเปิดได้หากสัมผัสกับความร้อน
ความเป็นพิษ	พิษเฉียบพลันจากการสูดดม ความเสียหายต่อผิวหนัง/ดวงตา/ ระบบทางเดินหายใจ	ไม่มี อย่างไรก็ตาม ระดับไฮโดรเจน ที่สูงอาจทำให้ร่างกายขาดออกซิเจนได้	ไม่มี อย่างไรก็ตาม ระดับไฮโดรเจน ที่สูงอาจทำให้ร่างกายขาดออกซิเจนได้
กลิ่น	แรง (ตรวจจับได้ง่าย)	ไม่มี (ตรวจจับได้ยาก)	ไม่มี (ตรวจจับได้ยาก) บริษัทก๊าซจึง เติมกลิ่นสังเคราะห์เพื่อให้ตรวจจับได้
การมองเห็น (สี)	ไม่มีสี (ตรวจจับได้ยาก)	ไม่มีสี (ตรวจจับได้ยาก)	ไม่มีสี (ตรวจจับได้ยาก)

แหล่งที่มา: BloombergNEF ระบบการจำแนกประเภทและการติดฉลากสารเคมีสากล (GHS)หมายเหตุ: สีแดงหมายถึงเป็นอันตราย สีเขียวหมายถึงไม่เป็นอันตราย

Section 5. เส้นทางสู่อนาคตของประเทศไทย

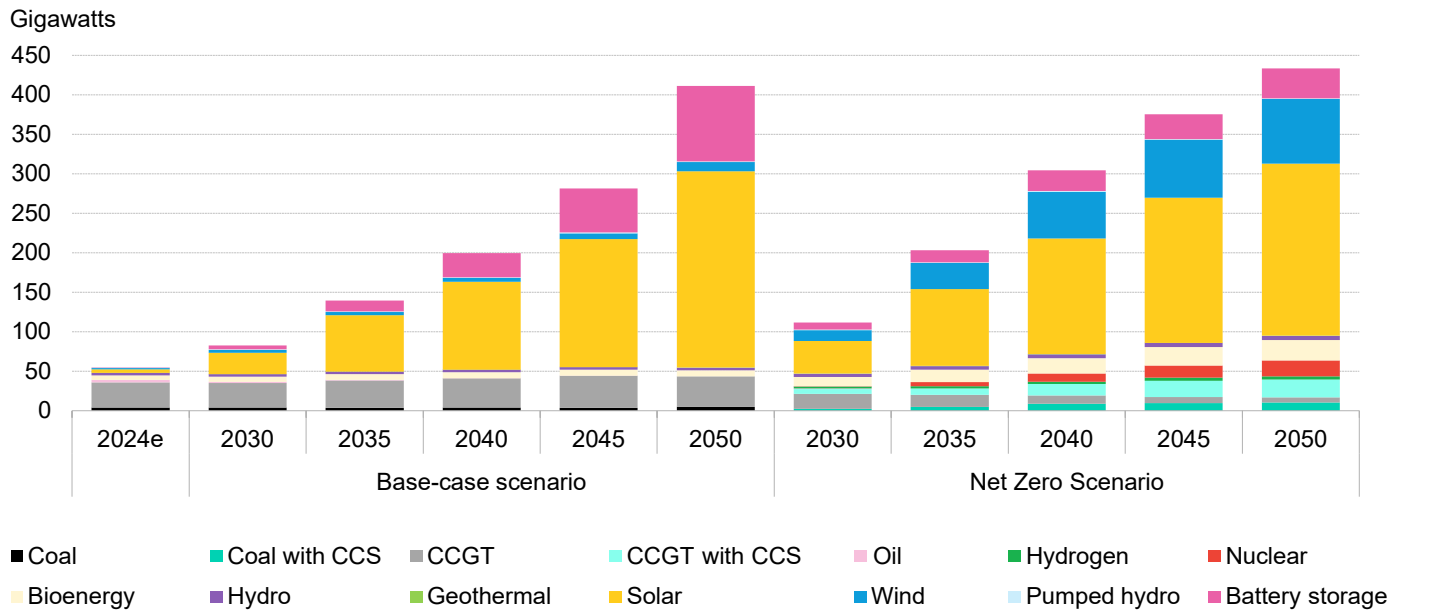
ประเทศไทยสามารถขับเคลื่อนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานได้โดยการพัฒนาแหล่งพลังงานหมุนเวียน การขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการลงทุนในระบบกักเก็บพลังงาน

การพึ่งพาโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเป็นหลักและการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวที่เพิ่มขึ้นของประเทศไทยได้ก่อให้เกิดผลกระทบต่อราคาค่าไฟฟ้าที่ปรับตัวสูงขึ้นแล้วในปัจจุบัน การลดลงอย่างต่อเนื่องของแหล่งก๊าซธรรมชาติภายในประเทศจะทำให้ประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวมากขึ้น เว้นแต่ว่าประเทศจะสามารถลดความต้องการในการใช้ก๊าซลงได้ การดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเพื่อใช้ไฮโดรเจนหรือแอมโมเนียก็มีค่าใช้จ่ายสูงเช่นกัน ตามที่ได้แสดงไว้ก่อนหน้านี้

BNEF ได้จำลองสองกรณีสำหรับระบบการผลิตไฟฟ้าในอนาคตของประเทศไทยจนถึงปี พ.ศ. 2593 ภายใต้รายงานแนวโน้มพลังงานใหม่ของ BNEF โปรดดู รายงานแนวโน้มพลังงานใหม่ปี พ.ศ. 2568 (เว็บ | เทอร์มินัล) สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติม กรณีฐาน (กรณีการเปลี่ยนผ่านทางเศรษฐกิจ) สะท้อนให้เห็นโลกที่ผู้กำหนดนโยบายดำเนินการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานโดยพึ่งพาเพียงแนวโน้มประสิทธิภาพในอดีต และเทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่สามารถแข่งขันได้ในด้านต้นทุนและผลิตได้ในระดับเชิงพาณิชย์

ภายใต้กรณีนี้ กำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยจะเติบโตเกือบแปดเท่าจากปี พ.ศ. 2567 ถึงปี 2593 พลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งที่เพิ่มกำลังการผลิตได้ถึงสองในสามของทั้งหมด เนื่องจากมีข้อได้เปรียบด้านเศรษฐศาสตร์ ภายใต้กรณีฐาน พลังงานแสงอาทิตย์เพียงอย่างเดียวจะมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้ารายปีของประเทศไทยในปี 2050 สูงกว่าสองในสาม ขณะที่ก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนเพียง 16% เท่านั้น

รูปภาพ 31: กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งของประเทศไทย ประเมินการกำลังการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2567 และในกรณีฐานของ BNEF และกรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (พ.ศ. 2573-2593)

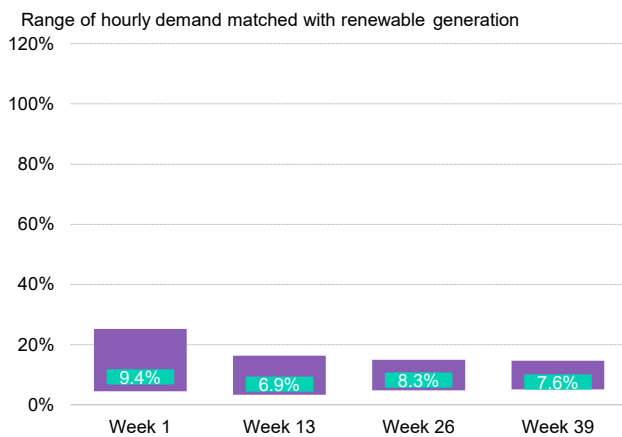


แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: ค่าสำหรับปี พ.ศ. 2567 เป็นค่าประมาณของ BNEF CCS หมายถึงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน จำลองว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบน้ำกลับขนาด 1 GW จะยังคงอยู่ในระดับคงที่ตลอดระยะเวลาการคาดการณ์ทั้งในสองกรณี

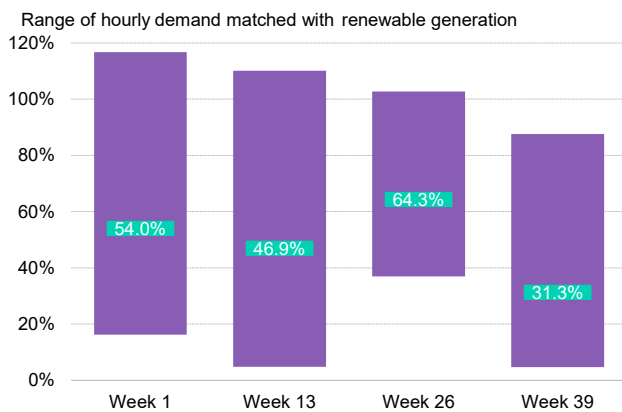
ในปี พ.ศ. 2566 สัดส่วนของความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ตอบสนองได้ด้วยพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยอยู่ในช่วงต่ำสุด 3% ถึงสูงสุด 25% (รูปภาพ 32) กรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (NZS) จำลองแนวทางที่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับระบบไฟฟ้าของไทยในการบรรลุการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี พ.ศ. 2593 ภายใต้กรณีนี้ สัดส่วนพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองช่วงความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงในประเทศไทยจะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจนอยู่ในระดับเฉลี่ยที่ 77% ภายในปี พ.ศ. 2593 ภายในกลางทศวรรษ 2030 ความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงส่วนใหญ่จะ

ได้รับการจัดสรรจากพลังงานหมุนเวียนเป็นหลัก สัดส่วนไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ตอบสนองความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงไม่ได้เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญหลังทศวรรษที่ 2040 กำลังการผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนเพิ่มเติมเพียงพอแค่เพื่อตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่เติบโตขึ้นเท่านั้น โดยสามารถเอาชนะความท้าทายนี้ได้โดยการสร้างโครงข่ายเชื่อมโยงระหว่างประเทศเพิ่มเติมกับประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อเพิ่มการนำเข้าไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

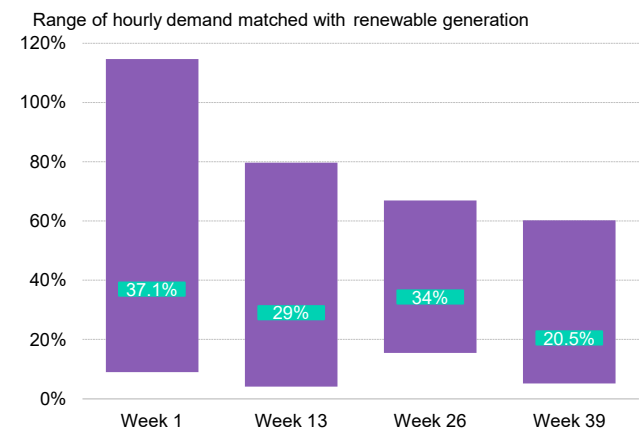
รูปภาพ 32: ช่วงความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ตอบสนองได้ด้วยพลังงานหมุนเวียนในโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2566



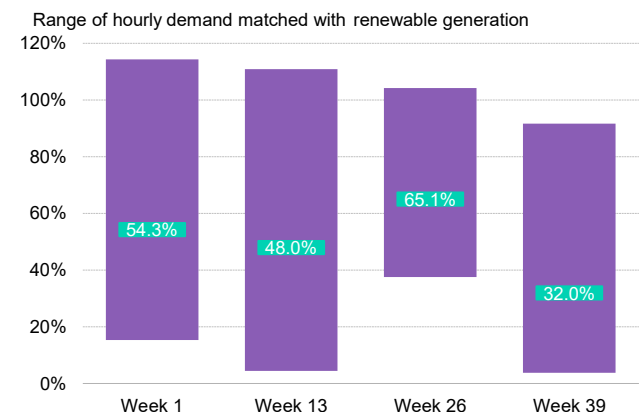
รูปภาพ 34: ช่วงความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ตอบสนองได้ด้วยพลังงานหมุนเวียนในโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2583 – กรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์



รูปภาพ 33: ช่วงความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ตอบสนองได้ด้วยพลังงานหมุนเวียนในโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2573 – กรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์



รูปภาพ 35: ช่วงความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ตอบสนองได้ด้วยพลังงานหมุนเวียนในโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยปี พ.ศ. 2593 – กรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์



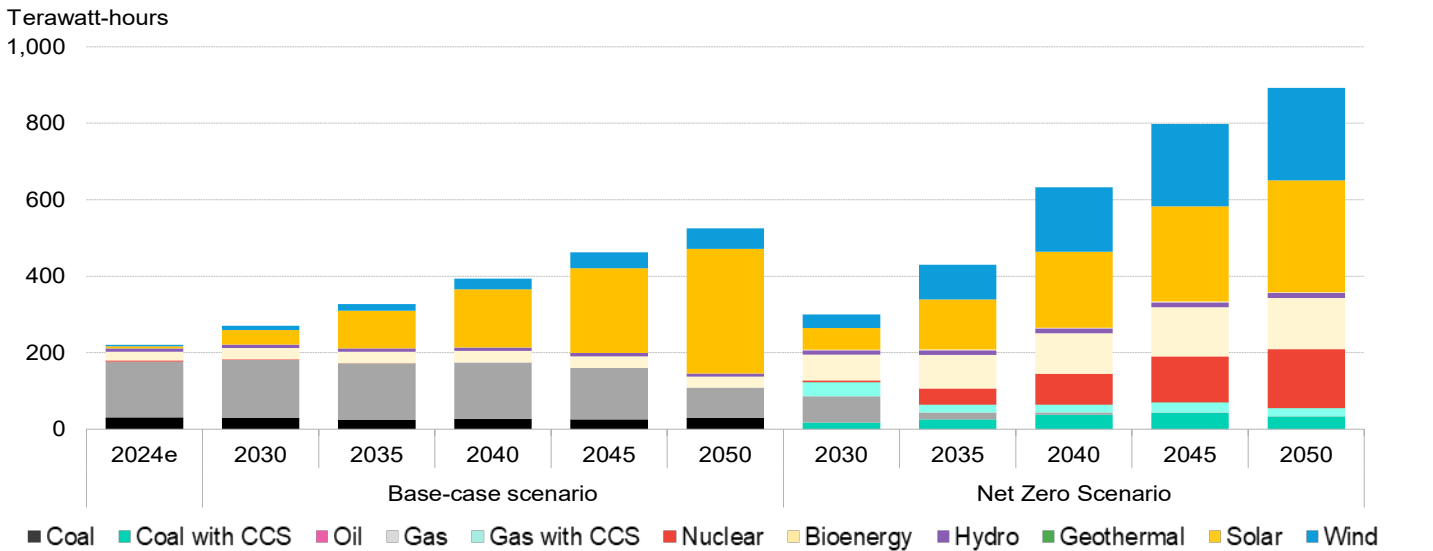
แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: การคำนวณนี้จำลองว่าความต้องการไฟฟ้าได้รับการตอบสนองจากผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งหมดที่จ่ายไฟเข้าสู่โครงข่ายในชั่วโมงนั้น ปริมาณไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีการเปลี่ยนแปลงช่วงเวลาการใช้ผ่านระบบกักเก็บพลังงานได้รับการสะท้อนในกระบวนการคำนวณ แต่ละแถบแสดงข้อมูลอุปสงค์และอุปทานรายชั่วโมงในหนึ่งสัปดาห์ มีแถบสีแถบเพื่อแสดงให้เห็นถึงการเปลี่ยนแปลงตามฤดูกาล

ประเทศไทยยังจำเป็นต้องกระจายแหล่งที่มาของการนำเข้าพลังงานหมุนเวียน เนื่องจากการนำเข้าพลังงานน้ำจากลาวในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมาได้รับผลกระทบจากภัยแล้ง มิฉะนั้น ประเทศไทยจะต้องพึ่งพาเทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่สามารถเดินเครื่องได้ทันทีซึ่งปล่อยคาร์บอนต่ำ เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ติดตั้งการดักจับและกักเก็บคาร์บอนตามแบบที่ใช้ในกรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์

ภายใต้กรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ การผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยจะต้องเพิ่มขึ้น 4.1 เท่าระหว่างปี พ.ศ. 2567 ถึง 2593 โดยมีพลังงานหมุนเวียนเป็นตัวขับเคลื่อนหลัก และเสริมด้วยโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ติดตั้งเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (รูปภาพ 34 และ รูปภาพ 35) ความจำเป็นในการใช้พลังงานนิวเคลียร์และการดักจับและกักเก็บคาร์บอนอาจลดลงได้หากมีการสร้างโครงข่ายเชื่อมโยงระหว่างประเทศกับ

ประเทศเพื่อนบ้านมากขึ้น เพื่อให้สามารถนำเข้าไฟฟ้าสะอาดในช่วงเวลาที่พลังงานหมุนเวียน ภายในประเทศและระบบ
กักเก็บพลังงานไม่สามารถตอบสนองความต้องการได้เพียงพอ การสร้างแบบจำลองของ BNEF ไม่ได้พิจารณาการขยาย
โครงข่ายเชื่อมโยงระหว่างประเทศ

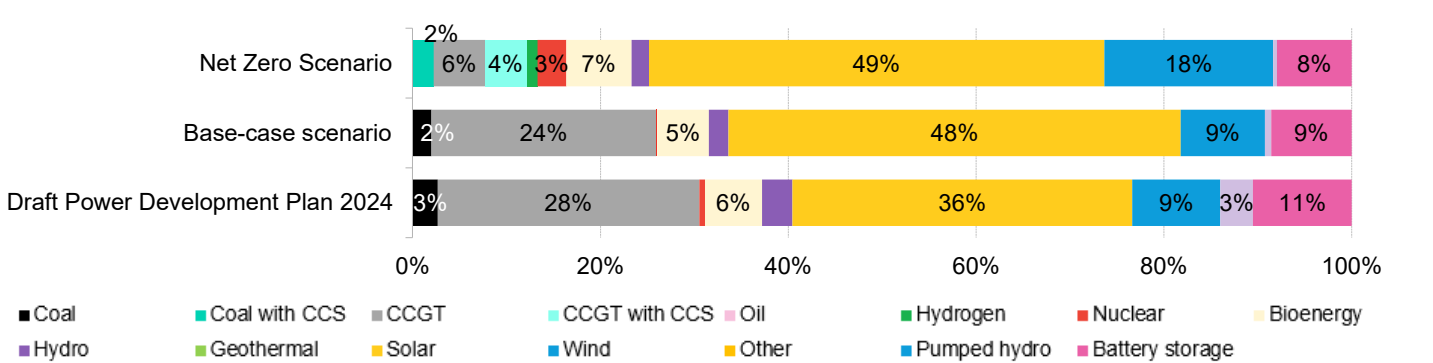
รูปภาพ 36: สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าที่ประมาณการของไทยในปี พ.ศ. 2567 และในกรณีฐานของ BNEF และกรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์
ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2573-2593



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: ค่าสำหรับปี พ.ศ. 2567 เป็นค่าประมาณของ BNEF, CCS หมายถึงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน

ภายในปี พ.ศ. 2580 กำลังการผลิตไฟฟ้าภายในประเทศในกรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ของ BNEF จะอยู่ที่ 246 กิกะวัตต์ ซึ่งสูงกว่าเป้าหมายของร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2567 ถึง 146% ภายใต้ร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2567 ประเทศไทยตั้งเป้าหมายที่จะลดการพึ่งพาพลังงานก๊าซ โดยลดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งลงเหลือ 28% ในปี พ.ศ. 2580 จาก 67% ในปี พ.ศ. 2566 (รูปภาพ 37) ผ่านการเพิ่มการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ ลม และพลังงานชีวมวล ภายใต้กรณีฐานของ BNEF ซึ่งนโยบายการเปลี่ยนผ่านพลังงานของไทยถูกออกแบบโดยอ้างอิงเฉพาะเทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่สามารถขยายตลาดได้เชิงพาณิชย์และแนวโน้มประสิทธิภาพในอดีต ประเทศไทยสามารถเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนได้เกินกว่าเป้าหมายร่างแผนพลังงาน (PDP2024)

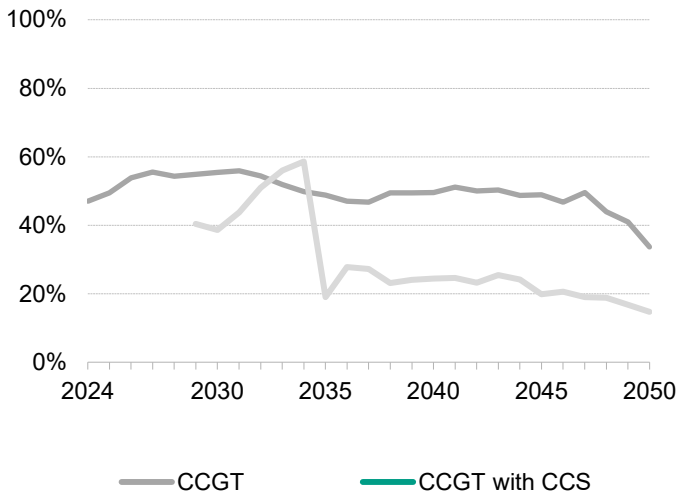
รูปภาพ 37: การผสมผสานกำลังการผลิตไฟฟ้าภายในประเทศของไทยในปี พ.ศ. 2580 ตามร่างแผนพลังงาน พ.ศ. 2567 เปรียบเทียบกับกรณีฐานของ BNEF และกรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์



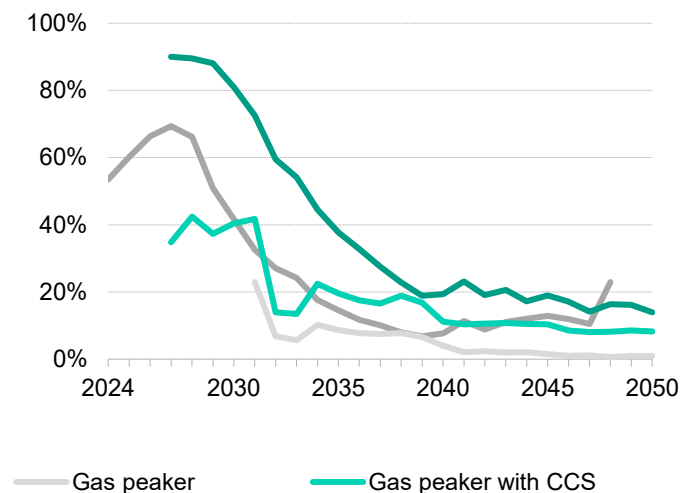
แหล่งที่มา: รายงานแนวโน้มพลังงานใหม่ปี พ.ศ. 2568 ของ BloombergNEF สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน หมายเหตุ: สำหรับร่างแผนพัฒนากำลัง
การผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2567 ไม่รวมการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าและรายการอื่นๆ เช่น การตอบสนองด้านความต้องการไฟฟ้าและยานพาหนะสู่โครงข่าย, CCS
หมายถึงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

ด้วยการเพิ่มพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้ามากขึ้น ประเทศไทยสามารถลดความจำเป็นในการใช้โรงไฟฟ้าก๊าซเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพื้นฐานลงได้อย่างมาก ซึ่งจะช่วยลดปริมาณการใช้ก๊าซต่อปี (รูปภาพ 38 และ รูปภาพ 39) การดำเนินการนี้จะช่วยเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของไทย และลดความเสี่ยงต่อความผันผวนของราคา ก๊าซธรรมชาติเหลวที่อิงทั่วโลก

รูปภาพ 38: อัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงสำหรับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน (CCGT) และโรงไฟฟ้าก๊าซแบบจ่ายไฟในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด กรณีฐาน



รูปภาพ 39: อัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงสำหรับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน (CCGT) และโรงไฟฟ้าก๊าซแบบจ่ายไฟในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด กรณีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: คำสำหรับปี พ.ศ. 2567
เป็นค่าประมาณของ BNEF, CCS หมายถึงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน

แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: คำสำหรับปี พ.ศ. 2567
เป็นค่าประมาณของ BNEF, CCS หมายถึงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน

5.1. มาตรการเร่งการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ประเทศไทยสามารถบริหารการเปลี่ยนผ่านพลังงานและแก้ไขปัญหาสามประการของพลังงาน ได้แก่ ความยั่งยืน ความมั่นคง และราคาที่เหมาะสมกับกำลังการใช้จ่ายของประชาชนได้ โดยการเร่งเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและขยายความสามารถของระบบกริด พร้อมกับจำกัดการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลใหม่ ในส่วนนี้ เราได้จะสรุปขั้นตอนนโยบายบางประการที่สามารถเร่งการเติบโตของพลังงานสะอาดในประเทศไทยได้ (รูปภาพ 40)

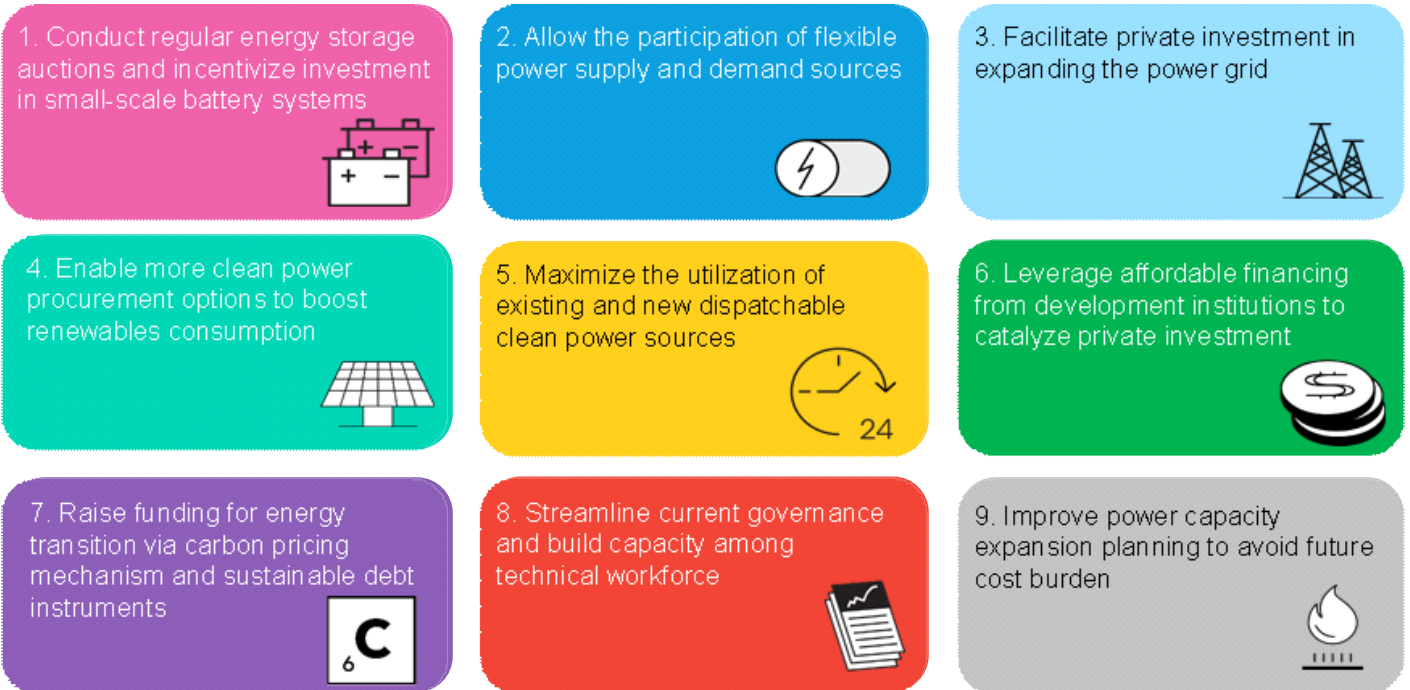
จัดการประมุขระบบกักเก็บพลังงานอย่างสม่ำเสมอ และสร้างแรงจูงใจในการลงทุนในระบบแบตเตอรี่ขนาดเล็ก

ส่งเสริมการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในระดับสูงด้วยระบบกักเก็บพลังงานเพื่อรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้าและหลีกเลี่ยงการจำกัดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่มากเกินไป

การขยายกำลังการกักเก็บพลังงานถือเป็นปัจจัยสำคัญในการบูรณาการพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2566 ประเทศไทยได้มอบสิทธิ์การดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 1 กิกะวัตต์ ควบคู่กับระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถกักเก็บได้ตั้งแต่หนึ่งถึงสี่ชั่วโมง อย่างไรก็ตาม มีการดำเนินการผลิตไฟฟ้าเพียง 0.3 กิกะวัตต์เท่านั้นจนถึงปัจจุบัน ถึงแม้ว่าวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2567 จะตั้งเป้าหมายกำลังการกักเก็บพลังงานไว้สูง แต่ประเทศไทยยังไม่ได้ชี้แจงกลไกในการสนับสนุนการใช้งานพลังงานหมุนเวียนผสมกับระบบกักเก็บพลังงานอย่างชัดเจน ประเทศไทยสามารถพิจารณาการจัดการประมุขโรงไฟฟ้าแบบสูบน้ำกลับและระบบแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ ตลอดจนสนับสนุนการติดตั้งแบตเตอรี่หลังมิดเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งในภาคครัวเรือน ภาคธุรกิจ และภาคอุตสาหกรรม

ปัจจุบันการประมุขพลังงานไฟฟ้าสะอาดของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานแห่งประเทศไทย (กกพ.) จัดขึ้นในรูปแบบการแข่งขันตามปริมาณ ซึ่งผู้พัฒนาโรงไฟฟ้าหลายรายเข้าร่วมประมูลโควตาการผลิตสูงสุดในการจัดซื้อไฟฟ้าแบบคงที่ การจัดประมุขในรูปแบบการแข่งขันตามราคาจะช่วยให้ตลาดสามารถกำหนดราคาที่เหมาะสม และจะช่วยลดภาระการอุดหนุนราคาพลังงานหมุนเวียนภายใต้โครงการอัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ได้

รูปภาพ 40: มาตรการที่แนะนำเพื่อเร่งการใช้งานพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF

เปิดโอกาสให้แหล่งผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นเข้ามามีส่วนร่วมได้

รัฐบาลกลาง หน่วยงานกำกับดูแล และผู้ดำเนินการระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องให้ความสำคัญกับความยืดหยุ่นทั้งในด้านอุปทานและอุปสงค์ เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงขึ้น การพัฒนากลไกการดำเนินงานเพื่อสนับสนุนการมีส่วนร่วมของโรงไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย จะช่วยเพิ่มศักยภาพในการใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายกำลังได้ตามความต้องการอย่างคุ้มค่า นอกจากนี้ยังช่วยลดผลกระทบจากการจำกัดกำลังการผลิตไฟฟ้า และเพิ่มความยืดหยุ่นของโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อการบูรณาการแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนรวมถึงการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงาน และโหลดที่สามารถควบคุมได้ เช่น โรงไฟฟ้าเสมือนสถานีชาร์จรถยนต์ไฟฟ้าอัจฉริยะ และระบบตอบสนองด้านอุปสงค์ ซึ่งจะช่วยให้เสริมเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และเพิ่มความสอดคล้องระหว่างรูปแบบการใช้ไฟฟ้าและรูปแบบการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

กฟผ. และ กฟผ. จำเป็นต้องให้ความสำคัญกับความยืดหยุ่นทั้งในด้านอุปทานและอุปสงค์ เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงขึ้น เพื่อสนับสนุนการขยายการใช้พลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานเพิ่มเติม ประเทศไทยสามารถพิจารณาจัดสรรโควตาเพิ่มสำหรับโครงการที่รวมพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานในการประมูลพลังงานสะอาดในอนาคต ตามที่ได้กล่าวไว้ก่อนหน้านี้ และอาจจูนรูปแบบการประมูลพลังงานแบบต่อเนื่องตลอด 24 ชั่วโมงของประเทศอินเดียมาใช้ ซึ่งสนับสนุนการจัดสรรพอร์ตโฟลิโอของพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานเพื่อให้สามารถจ่ายไฟได้ในช่วงเวลาที่มีความต้องการมากที่สุด

แผนการของ กฟผ. ที่จะเปิดศูนย์พยากรณ์พลังงานหมุนเวียน 11 แห่งทั่วประเทศ และศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านความต้องการไฟฟ้าอีก 5 แห่งต่อภูมิภาคจะเป็นประโยชน์อย่างแน่นอน อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยจำเป็นต้องปฏิรูปกฎระเบียบในตลาดไฟฟ้า เพื่อเปิดทางให้ลูกค้าในภาคธุรกิจสามารถจัดหาพลังงานสะอาดได้มากขึ้นตามที่จะกล่าวถึงต่อไป

เปิดทางเลือกการจัดหาพลังงานสะอาดมากขึ้น เพื่อกระตุ้นการใช้พลังงานหมุนเวียน

ผู้บริโภคไฟฟ้าในประเทศไทยจำเป็นต้องซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง ยกเว้นในบางกรณี เช่น นิคมอุตสาหกรรมที่มีโรงไฟฟ้าของตนเอง ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ สิงคโปร์และฟิลิปปินส์เป็นประเทศที่เปิดเสรีตลาดค้าปลีกไฟฟ้ามากที่สุดขณะนี้

ในปี พ.ศ. 2567 มาเลเซียและเวียดนามได้ออกนโยบายที่อนุญาตให้บริษัทต่างๆ จัดหาพลังงานสะอาดจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ อย่างไรก็ตาม ค่าธรรมเนียมการส่งผ่านไฟฟ้าที่ค่อนข้างสูงภายใต้โครงการจัดหาพลังงานหมุนเวียนภาคธุรกิจของมาเลเซียกลับเป็นอุปสรรคต่อความสามารถในการแข่งขันด้านราคาของการจัดหาพลังงานสะอาด เมื่อเปรียบเทียบกับอัตราไฟฟ้าขายปลีกที่ควบคุมโดยบริษัทไฟฟ้าของรัฐบาล โครงสร้างต้นทุนสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรง (DPPA) ของเวียดนามมีความน่าดึงดูดทางเศรษฐศาสตร์มากกว่า โปรดดู การจัดซื้อไฟฟ้าสะอาดขององค์กรในเวียดนาม: ภาพรวม ([เว็บ](#) | [เทอร์มินัล](#)) สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติม

การเข้าถึงพลังงานสะอาดได้
อย่างง่ายสามารถดึงดูด
การลงทุนจากต่างประเทศ
เข้าสู่ประเทศไทยได้

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้อนุมัติโครงการนำร่องในปี พ.ศ. 2567 เพื่อเปิดทางให้ผู้ซื้อไฟฟ้าภาคธุรกิจสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ โครงการนำร่องสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงมีการตั้งก้างการผลิตไฟฟ้าไว้ที่ 2 กิกะวัตต์ แนวทางการเข้าถึงและค่าธรรมเนียมการส่งผ่านไฟฟ้าของบุคคลที่สามคาดว่าจะสรุปได้ภายในเดือนกันยายน พ.ศ. 2568 ประเทศไทยสามารถเรียนรู้จากประสบการณ์ของประเทศเพื่อนบ้านในการออกแบบโครงการจัดหาพลังงานหมุนเวียนโดยตรง (DPPA) ที่สามารถแข่งขันได้ในเชิงเศรษฐกิจ เพื่อดึงดูดการลงทุนเพิ่มเติมจากบริษัทข้ามชาติที่มีเป้าหมายด้านความยั่งยืน

โครงการอัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียว (UGT) ของประเทศไทยที่แบ่งออกเป็นสองระยะได้รับการออกแบบมาเพื่อเพิ่มการเข้าถึงพลังงานสะอาดให้มากขึ้น โครงการอัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวระยะแรกซึ่งเปิดตัวในเดือนมกราคมปี พ.ศ. 2568 ได้เสนอใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (REC) จำนวน 2 พันล้านกิโวลต์-ชั่วโมง ซึ่งมาจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 7 แห่งของกฟผ. ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดกลาง การจัดหาใบรับรองพลังงานหมุนเวียนภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับโครงข่ายไฟฟ้าในระยะที่สองของอัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวได้ถูกชะลอไว้ เนื่องจากรัฐบาลได้ระงับกระบวนการจัดหาพลังงานไฟฟ้าภายใต้โครงการอัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ในรอบคัดเลือกครั้งแรก และครั้งที่สอง เพื่อให้มั่นใจว่าโครงการทั้งหมดเป็นไปตามข้อกำหนดของกฎหมาย

ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2567 (PDP2024) คาดการณ์ว่า ประเทศไทยจะต้องใช้เงินลงทุนจำนวน 44 พันล้านดอลลาร์สหรัฐสำหรับพลังงานหมุนเวียน, 12 พันล้านดอลลาร์สำหรับโครงข่ายไฟฟ้า, 9.2 พันล้านดอลลาร์สำหรับระบบกักเก็บพลังงาน และ 3.3 พันล้านดอลลาร์สำหรับเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMRs) ภายในระยะเวลา 12 ปีข้างหน้า หากกฎระเบียบในตลาดไฟฟ้าของไทยยังคงเอื้อต่อ กฟผ., กฟน. และ กฟภ. อยู่เช่นนี้ การที่ประเทศไทยจะสามารถบรรลุเป้าหมายการลงทุนเหล่านี้ได้จะเป็นไปได้ยาก

อำนวยความสะดวกการลงทุนภาคเอกชนในการขยายโครงข่ายไฟฟ้า

เครือข่ายโครงข่ายไฟฟ้าที่แข็งแกร่งและครอบคลุมเป็นสิ่งจำเป็นต่อการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น การขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่วางแผนไว้ตั้งแต่วันนี้จนถึงปี พ.ศ. 2593 จะทำให้ประเทศไทยต้องขยายและเสริมความแข็งแกร่งของโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อหลีกเลี่ยงข้อจำกัดด้านกำลังการผลิตไฟฟ้า

ในปัจจุบัน ความรับผิดชอบด้านการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าตกอยู่กับ กฟผ., กฟน. และ กฟภ. เพียงแค่สามหน่วยงาน ซึ่งถือครองอำนาจผูกขาดในการส่งและจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่รับผิดชอบของตน การพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสามารถเร่งรัดได้ด้วยการเปิดรับเงินทุนจากภาคเอกชนเพื่อขยายแหล่งเงินทุนให้กว้างขึ้น มาตรการนี้จะต้องอาศัยการกำหนดกลไกจากผู้กำหนดนโยบายและหน่วยงานกำกับดูแลเพื่อชดเชยให้กับนักลงทุนในโครงข่ายไฟฟ้า เช่น ผ่านการเรียกเก็บค่าธรรมเนียมจากไฟฟ้าที่ส่งผ่านระบบสายส่งของเอกชน

จุดเริ่มต้นคือการปรับปรุงความโปร่งใสของข้อมูลเกี่ยวกับสถานะของเครือข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย กฟผ. อาจกำหนดให้ กฟผ., กฟภ. และ กฟน. เผยแพร่ข้อมูลเกี่ยวกับกำลังการผลิตไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าที่มีอยู่ รวมถึงข้อมูลการไหลของไฟฟ้า ข้อมูลดังกล่าวจะช่วยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระและผู้ใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจสามารถปรับปรุงการวางแผนการใช้งานพลังงานหมุนเวียนและความสามารถในการกักเก็บพลังงาน รวมถึงจุดศูนย์กลางใหม่ของการใช้ไฟฟ้าได้

ใช้ประโยชน์สูงสุดจากแหล่งพลังงานสะอาดที่สามารถเดินเครื่องได้ทันที ทั้งแหล่งที่มีอยู่เดิมและแหล่งใหม่

นอกจากนี้ ประเทศไทยยังจำเป็นต้องใช้ประโยชน์สูงสุดจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สามารถเดินเครื่องได้ทันที เช่น พลังงานชีวมวลและพลังงานน้ำ รวมถึงสำรวจแหล่งพลังงานใหม่ ๆ เช่น พลังงานความร้อนใต้พิภพ ผู้ให้บริการศูนย์ข้อมูลรายใหญ่หลายรายได้มุ่งมั่นที่จะลงทุนและพัฒนาศูนย์ข้อมูลในประเทศไทย ส่งผลให้มีความต้องการพลังงานสะอาดตลอด 24 ชั่วโมงทุกวันเพิ่มขึ้นเพื่อบรรลุเป้าหมายด้านความยั่งยืน

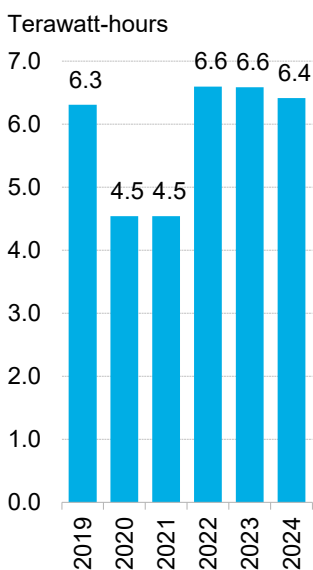
จนถึงขณะนี้ กฟผ. ได้พัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานใต้พิภพเพียงแห่งเดียวในภาคเหนือของประเทศไทย โดยมีกำลังการผลิตไม่ถึง 1 เมกะวัตต์ เทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังงานใต้พิภพรุ่นต่อไปที่ใช้แหล่งกักเก็บความร้อนที่มีอุณหภูมิต่ำกว่า จะช่วยเปิดโอกาสให้สามารถใช้งานโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พิภพได้ในหลายพื้นที่ทั่วประเทศ ประเทศไทยสามารถประยุกต์ใช้บทเรียนจากประเทศเพื่อนบ้านอย่างอินโดนีเซียและฟิลิปปินส์ ซึ่งประสบความสำเร็จในการส่งเสริมพลังงานความร้อนใต้พิภพ ด้วยการสนับสนุนจากภาครัฐในการลดความเสี่ยงด้านการลงทุนช่วงต้น เช่น การเจาะทดสอบและการประเมินแหล่งทรัพยากร

ความท้าทายด้านพลังงานน้ำ

ประเทศไทยมีความอุดมสมบูรณ์ในด้านทรัพยากรพลังงานน้ำเป็นพิเศษ โดยมีเขื่อนผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดใหญ่เก้าแห่ง และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบไหลตามแม่น้ำอีกห้าแห่ง รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น 2.9 กิกะวัตต์ ประเทศไทยเริ่มจัดหาพลังงานไฟฟ้าพลังน้ำจากลาวเป็นครั้งแรกในปี พ.ศ. 2514 ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาด 150 เมกะวัตต์ นับแต่นั้นมา ประเทศไทยได้นำเข้าพลังงานไฟฟ้าพลังน้ำรวมแล้ว 4.5 กิกะวัตต์ ภายใต้ร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2567 ประเทศไทยมีแผนเพิ่มการนำเข้าพลังงานน้ำอีก 3.5 กิกะวัตต์ เพื่อให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำรวม 8 กิกะวัตต์ภายในปี พ.ศ. 2580 ซึ่งเพิ่มขึ้นเกือบจะเป็นสองเท่าของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ตั้งในปัจจุบัน

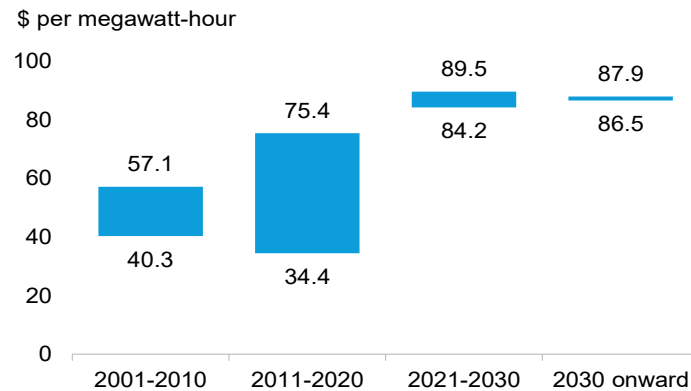
การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2566 (ปีที่เกิดปรากฏการณ์เอลนีโญซึ่งมีปริมาณน้ำฝนน้อยและเกิดช่วงแล้งยาวนาน) มีปริมาณการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำต่ำสุดในเดือนตุลาคมปี พ.ศ. 2566 เมื่อเปรียบเทียบกับปี พ.ศ. 2562, 2566 และ 2567 อันเป็นผลมาจากภาวะภัยแล้งที่รุนแรง (รูปภาพ 43) กรณีนี้ได้ก่อให้เกิดข้อสงสัยต่อความยั่งยืนในระยะยาวของการพึ่งพาพลังงานไฟฟ้าพลังน้ำ ต้นทุนการนำเข้าพลังงานน้ำก็ได้เพิ่มสูงขึ้นเช่นกัน เนื่องจากเกิดภัยแล้งบ่อยครั้งมากขึ้น (รูปภาพ 42) ดังนั้นประเทศไทยอาจพิจารณาลดการพึ่งพาพลังงานไฟฟ้าพลังน้ำ ทั้งจากแหล่งภายในประเทศและการนำเข้า แผนการของกฟผ. ที่จะพัฒนาโครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในเขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำเก้าแห่งในประเทศไทย ซึ่งมีกำลังการผลิตรวม 2.7 กิกะวัตต์ภายในปี พ.ศ. 2573 ถือเป็นแนวทางที่ดีในการปรับปรุงการใช้ประโยชน์จากทรัพยากรพลังงานน้ำ ในพื้นที่ที่เป็นไปได้ ประเทศไทยยังสามารถพิจารณาตัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีอยู่เดิมให้มากขึ้น เพื่อให้สามารถดำเนินการเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ

รูปภาพ 41: การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำรายปีของประเทศไทย



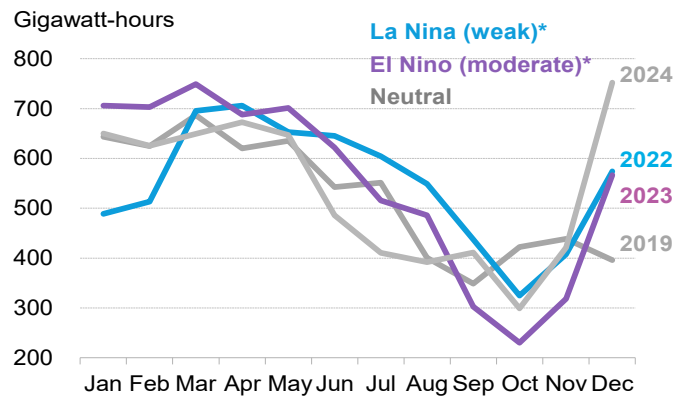
แหล่งที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน BloombergNEF

รูปภาพ 42: ต้นทุนพลังงานน้ำที่นำเข้ามาจากลาวโดยแยกตามช่วงปีที่เริ่มดำเนินการ



แหล่งที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, BloombergNEF
 หมายเหตุ: จำลองว่าอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทไทยต่อดอลลาร์สหรัฐ อยู่ที่ 37.8522 บาทสำหรับปี พ.ศ. 2544-2553, 32.2885 บาทสำหรับปี พ.ศ. 2554-2563, 35.5259 บาท สำหรับปี พ.ศ. 2564-2573 และ 36.1161 บาทสำหรับปี พ.ศ. 2573 เป็นต้นไป

รูปภาพ 43: การผลิตพลังงานไฟฟ้าพลังน้ำรายเดือนในประเทศไทย



แหล่งที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, BloombergNEF
 หมายเหตุ: ไม่รวมข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของปี พ.ศ. 2563-2564 เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลงอย่างผิดปกติในช่วงการระบาด ของโควิด-19, ฤดูแล้งสูงสุดของประเทศไทยมักเกิดขึ้นในเดือนตุลาคม, *อ้างอิงตามดัชนี Oceanic Nino Index ซึ่งเป็นวิธีมาตรฐานที่ใช้ในการ จำแนกประเภทผลกระทบของลานีญาและเอลนีโญตามความน่าจะเป็น ปรากฏการณ์ลานีญามักเกิดร่วมกับอุณหภูมิต่ำ และมีปริมาณน้ำฝนสูงกว่า ปกติในซีกโลกตะวันออก ในขณะที่ปรากฏการณ์เอลนีโญมักเกิดร่วมกับ อุณหภูมิสูง และมีปริมาณน้ำฝนต่ำกว่าปกติ (หรือมีความเสี่ยงต่อภัยแล้ง สูงกว่า) ในซีกโลกเดียวกัน

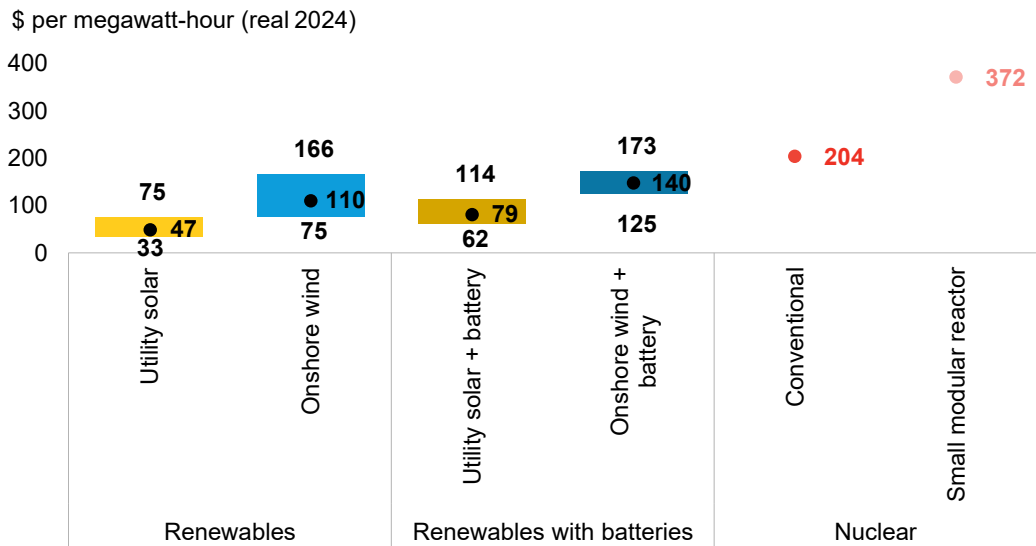
ความท้าทายด้านพลังงานนิวเคลียร์

ประเทศไทยได้กล่าวถึงพลังงานนิวเคลียร์ในร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าหลายฉบับนับตั้งแต่ปี พ.ศ. 2504 ในปี พ.ศ. 2521 การสำรวจแหล่งก๊าซภายในประเทศในอ่าวไทยประสบความสำเร็จ ส่งผลให้ประเทศไทยยุติแผนการพัฒนา พลังงานนิวเคลียร์ ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา เนื่องจากการผลิตก๊าซธรรมชาติภายในประเทศเริ่มลดลง รัฐบาลจึงหันมาให้ความสนใจในการพิจารณาศักยภาพของพลังงานนิวเคลียร์อีกครั้ง ถึงแม้ว่าการสนับสนุนจากสาธารณชนจะยังคงมีอย่าง จำกัดเนื่องจากความเสียด้านความปลอดภัยที่รับรู้ได้ รัฐบาลได้บรรจุพลังงานนิวเคลียร์เป็นแหล่งพลังงานที่มีศักยภาพ ในร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2567 อย่างเป็นทางการ พร้อมแผนที่จะเพิ่มเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็ก แบบโมดูลาร์จำนวน 600 เมกะวัตต์ภายในปี พ.ศ. 2580

ผู้สนับสนุนเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ทั่วโลกชุดเด่นว่า เทคโนโลยีนี้มีต้นทุนต่ำกว่า ปลอดภัยกว่า และมีความยืดหยุ่นด้านพื้นที่ติดตั้งมากกว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบดั้งเดิม อย่างไรก็ตาม ต้นทุนที่ประเมินได้ของเทคโนโลยีเตา ปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ในปัจจุบันยังคงสูงกว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบดั้งเดิม ตัวอย่างเช่น รายงานของ สำนักงานสารสนเทศด้านการพลังงานของรัฐบาลสหรัฐ (EIA) เรื่อง ต้นทุนการลงทุนและสมรรถนะของเทคโนโลยีการผลิต ไฟฟ้าขนาดใหญ่ ที่เผยแพร่ในเดือนมกราคมปี พ.ศ. 2567 ระบุว่ารายจ่ายในการลงทุนสำหรับเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาด ใหญ่รุ่น AP1000 อยู่ที่ 7,861 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลวัตต์ และ 8,936 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลวัตต์สำหรับเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ขนาด 480 เมกะวัตต์ไฟฟ้าตามแบบจำลอง

การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับล่าสุดของ BNEF ยังแสดงให้เห็นว่าพลังงานนิวเคลียร์ ทั้งในรูปแบบโรงไฟฟ้า แบบดั้งเดิมและเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ จะมีต้นทุนสูงกว่าพลังงานหมุนเวียนที่ติดตั้งระบบการกักเก็บ พลังงานแบบผสมผสานอย่างมีนัยสำคัญ (รูปภาพ 44) ในฐานะที่ประเทศไทยยังไม่มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เลย การจะพัฒนา และดำเนินการตามกรอบข้อบังคับเพื่อรองรับการใช้พลังงานนิวเคลียร์นั้นน่าจะจะต้องใช้เวลามากกว่าสิบปี ด้วยเหตุนี้ประเทศไทยจึงมีแนวโน้มสูงที่จะไม่สามารถบรรลุเป้าหมายโครงการเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ได้ภายในปีพ.ศ. 2580

รูปภาพ 44: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และพลังงานหมุนเวียนพร้อมด้วยแบตเตอรี่ในประเทศไทยปี พ.ศ. 2568 ในประเทศไทย เมื่อเปรียบเทียบกับเกณฑ์มาตรฐานโลกสำหรับพลังงานนิวเคลียร์



แหล่งที่มา: BloombergNEF

การก่อสร้างเขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่อาจส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคม ทั้งจากการตัดไม้ทำลายป่า การสูญเสียความหลากหลายทางชีวภาพ และการบังคับให้คนในท้องถิ่นอพยพออกไป ซึ่งส่วนใหญ่มักเป็นสมาชิกของชุมชนชนท้องถิ่น ในทำนองเดียวกัน การก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์อาจก่อให้เกิดการต่อต้านจากชุมชนท้องถิ่น เนื่องจากความกังวลเกี่ยวกับอันตรายจากรังสีและการจัดการกากกัมมันตรังสี ผู้กำหนดนโยบาย หน่วยงานกำกับดูแล และนักลงทุนควรให้ความใส่ใจเป็นอย่างมากในการวางแผนและการสร้างโครงการพลังงานไฟฟ้าพลังน้ำและพลังงานนิวเคลียร์เพื่อให้มั่นใจว่าสวัสดิภาพของประชาชนและสิ่งแวดล้อมไม่ถูกละเลยในการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน

ใช้ประโยชน์จากแหล่งเงินทุนอัตราดอกเบี้ยต่ำจากสถาบันพัฒนาเพื่อกระตุ้นการลงทุนจากภาคเอกชน

เงินทุนอัตราดอกเบี้ยต่ำสามารถช่วยสนับสนุนเทคโนโลยีคาร์บอนต่ำที่ยังไม่พร้อมใช้งานเต็มที่ให้มีโอกาสพัฒนาได้

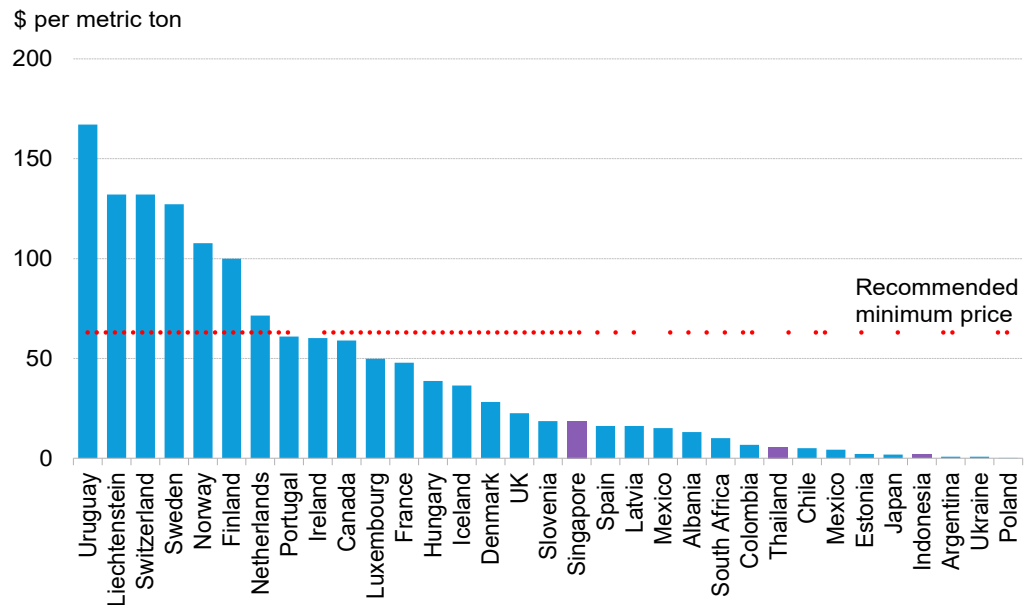
เทคโนโลยีคาร์บอนต่ำมักมีค่าใช้จ่ายด้านการลงทุนสูง เทคโนโลยีคาร์บอนต่ำที่ค่อนข้างพร้อมใช้งานเต็มที่แล้ว เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้รับเงินทุนจากนักลงทุนในวงกว้างมากขึ้น เนื่องจากโครงการเหล่านี้มีระดับความเสี่ยงใกล้เคียงกับการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานแบบดั้งเดิม มากกว่าที่จะเป็นทางเลือกที่มีความเสี่ยงมากกว่า อย่างไรก็ตาม เทคโนโลยีต่างๆ เช่น ระบบการกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ พลังงานลม และพลังงานความร้อนใต้พิภพ ซึ่งยังไม่เป็นที่คุ้นเคยสำหรับนักพัฒนาและผู้จัดหาเงินทุนชาวไทย อาจต้องเผชิญกับต้นทุนทางการเงินที่สูงกว่าในช่วงเริ่มต้น

เพื่อลดต้นทุนด้านการเงิน รัฐบาลไทยสามารถร่วมมือธนาคารเพื่อการพัฒนาแบบพหุภาคี (MDBs) เช่น ธนาคารพัฒนาเอเชียในการกระจายความเสี่ยงและค่าประกันทางการเงินให้กับโครงการได้ ธนาคารเพื่อการพัฒนาแบบพหุภาคีสามารถช่วยลดต้นทุนทางการเงินผ่านเครื่องมือการเงินที่มีเงื่อนไขพิเศษ เช่น เงินกู้ เงินอุดหนุน และโครงการค้ำประกันที่มีอัตราดอกเบี้ยต่ำกว่าตลาด ซึ่งจะช่วยลดต้นทุนเงินทุนและปรับปรุงการเข้าถึงเงินทุนด้วยระยะเวลาการชำระคืนที่ยาวนานขึ้น และอัตราดอกเบี้ยที่ต่ำลง เมื่อผสมผสานกับเงินกู้เชิงพาณิชย์ โครงการเทคโนโลยีเกิดใหม่อาจสามารถเข้าถึงข้อตกลงทางการเงินได้ง่ายขึ้น เพื่อสนับสนุนโครงการด้วยต้นทุนที่ยอมรับได้และมีความเป็นไปได้ทางการเงินมากยิ่งขึ้น ความร่วมมือระหว่างธนาคารภายในประเทศและต่างประเทศในรูปแบบสินเชื่อหรือเงินกู้ร่วมยังช่วยอำนวยความสะดวกในการเข้าถึงเงินทุนอีกด้วย

ระดมทุนเพื่อการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานผ่านกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนและตราสารหนี้เพื่อความยั่งยืน

ประเทศไทยได้เปิดตัวตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจ โครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (T-VER) ในปี พ.ศ. 2557 ก่อนประเทศเพื่อนบ้าน อย่างไรก็ตาม ตลาดคาร์บอนภายในประเทศไทยมีอุปทานสูงเกินความต้องการอย่างมาก และยังมีความต้องการซื้อในตลาดต่ำ

รูปภาพ 45: ระดับราคาของภาษีคาร์บอนในแต่ละประเทศที่มีการบังคับใช้ในปี พ.ศ. 2567



แหล่งที่มา: BloombergNEF ธนาคารโลก ประกาศจากหน่วยงานรัฐบาล หมายเหตุ: สีม่วง หมายถึง ตลาดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

นับตั้งแต่ปี พ.ศ. 2568 ประเทศไทยได้เริ่มจัดเก็บภาษีคาร์บอนจากผลิตภัณฑ์น้ำมันในอัตรา 5.90 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันของคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ถึงแม้ว่าอัตราภาษีคาร์บอนในปัจจุบันของประเทศไทยจะต่ำกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำที่ธนาคารโลกแนะนำไว้ที่ 63 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันของคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าอย่างมาก (รูปภาพ 45) แต่อัตราภาษีดังกล่าวถือเป็นก้าวแรกที่ดี ประเทศไทยกำลังพิจารณาการจัดเก็บภาษีคาร์บอนที่ครอบคลุมหลายภาคส่วน รวมถึงโครงการซื้อขายสิทธิการปล่อยมลพิษภายใต้พระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ที่คาดว่าจะผ่านความเห็นชอบภายในปี พ.ศ. 2569 ประเทศไทยอาจพิจารณาการใช้จ่ายได้จากกลไกการกำหนดราคาคาร์บอนเพื่อสนับสนุนการลงทุนในการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน

นอกจากนี้ ประเทศไทยยังสามารถใช้การออกตราสารหนี้เพื่อความยั่งยืน เช่น พันธบัตรสีเขียวและพันธบัตรเพื่อการเปลี่ยนผ่านเพื่อลดต้นทุนทางการเงินในการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ตราสารดังกล่าวสามารถออกได้ทั้งโดยรัฐบาล เช่นเดียวกับที่ญี่ปุ่นได้ออกพันธบัตรการเปลี่ยนผ่านสีเขียว (เรียกว่าพันธบัตร: GX) โปรตุเกส การเปลี่ยนผ่านสีเขียวของญี่ปุ่น (GX): บทนำเบื้องต้น ([เว็บ](#) | [เทอร์มินัล](#)) และโดยบริษัทพลังงานของไทย เช่น กฟผ., กฟน. และ กฟภ.

ปรับปรุงการกำกับดูแลในปัจจุบันและสร้างศักยภาพบุคลากรด้านเทคนิค

การปรับปรุงความโปร่งใสของข้อมูลและความร่วมมือระหว่างหน่วยงานกำกับดูแล กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ตลอดจนผู้ผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนอิสระ (IPP) และผู้ใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจจะมีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการเปลี่ยนผ่านระบบไฟฟ้าของประเทศไทย เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีสะอาดอื่นๆ มีการพัฒนาอย่างรวดเร็ว ประเทศไทยจึงจำเป็นต้องมีโครงสร้างศักยภาพอย่างทันทั่วถึง เพื่อให้มั่นใจว่าเจ้าหน้าที่ภาครัฐ ผู้กำหนดนโยบาย และผู้มีส่วนได้เสียในภาคพลังงานมีความเข้าใจที่ดีเกี่ยวกับเทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับพลังงานสะอาด สิ่งนี้จะช่วยให้พวกเขาสามารถจัดทำกฎระเบียบที่เหมาะสมยิ่งขึ้น และสร้างภูมิทัศน์ด้านนโยบายที่เอื้อต่อการปรับใช้พลังงานหมุนเวียนได้รวดเร็วยิ่งขึ้น

นอกจากนี้ โครงการพลังงานหมุนเวียนยังสามารถสร้างโอกาสการจ้างงานระยะยาวได้อีกมากมาย การวิเคราะห์ของ BNEF แสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีปัจจัยการจ้างงานในท้องถิ่นสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนอย่างมีนัยสำคัญ โปรดดู เวียดนาม: การวิเคราะห์เชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้า ([เว็บ](#) | [เทรน์มินัล](#)) สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติม เพื่อให้สามารถเก็บเกี่ยวประโยชน์จากการสร้างงานในอุตสาหกรรมพลังงานหมุนเวียนได้อย่างเต็มที่ รัฐบาลจำเป็นต้องมั่นใจว่ามีการจัดหาโปรแกรมฝึกอบรมที่เหมาะสม นอกจากนี้ รัฐบาลยังจำเป็นต้องขยายโครงการฝึกอบรมดังกล่าวให้เติบโตควบคู่ไปกับการขยายตัวของตลาดพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย

ปรับปรุงการวางแผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อหลีกเลี่ยงภาระต้นทุนในอนาคต

ตามข้อมูลของกระทรวงพลังงาน ประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองอยู่ที่ 50% ซึ่งสูงกว่าระดับกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองที่แนะนำที่ 15-20% อย่างมีนัยสำคัญ กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองที่สูงเกินไปส่งผลให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าขายปลีกสูงขึ้น ดังที่ประเทศไทยเคยประสบมาแล้ว เป้าหมายของร่างแผนการพัฒนากำลังไฟฟ้าปี พ.ศ. 2567 ที่จะเพิ่มกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานอีก 6.3 กิกะวัตต์จะยิ่งทำให้สถานการณ์ราคาไฟฟ้าแย่ลง

ในอดีต กฟผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะเวลา 25 ปีด้วยเกณฑ์แบบไม่ใช้ก็ต้องจ่าย โดยมีผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) เป็นผู้ดำเนินการโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน แม้ว่าสัญญาระยะยาวลักษณะนี้จะช่วยลดต้นทุนการจัดหาเงินทุนของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ได้ แต่ก็อาจทำให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และโดยนัย ประเทศไทย ต้องพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีต้นทุนสูงอย่างต่อเนื่องอย่างที่เลี่ยงไม่ได้ ทั้ง กฟผ. และ กฟน. จำเป็นต้องพิจารณาอย่างรอบคอบเกี่ยวกับแผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าในอนาคตโดยรวม รวมถึงสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเป็นกรณีพิเศษ เพื่อหลีกเลี่ยงการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานที่อาจผูกมัดระบบไฟฟ้าไว้กับต้นทุนการดำเนินงานที่สูงในระยะยาว

5.2. ประเทศไทยจะได้รับประโยชน์จากการจำกัดการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อน

ร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2567 ของประเทศไทยไม่มีแผนการใด ๆ ที่จะเพิ่มโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่ อย่างไรก็ตาม แผนดังกล่าวกลับระบุให้มีการเพิ่มกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานอีก 6.3 กิกะวัตต์ เมื่อพิจารณาถึงกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่มีอยู่แล้วในประเทศไทย และการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวที่เพิ่มขึ้น การขยายกำลังการผลิตดังกล่าวจะส่งผลให้ผู้ซื้อไฟฟ้าในประเทศต้องแบกรับต้นทุนที่สูงขึ้นอย่างมาก

แทนที่จะสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเพิ่มเติม ประเทศไทยจำเป็นต้องพิจารณาแผนการทยอยเลิกใช้โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนอย่างเป็นระบบควบคู่ไปกับการขยายการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานสะอาด เพื่อบรรเทาภาระทางเศรษฐกิจของผู้บริโภคไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม ประเทศไทยอาจพิจารณาเข้าถึงแหล่งเงินทุนในโครงการกลไกการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานของธนาคารพัฒนาเอเชีย หรือโครงการเงินทุนสีเขียวอื่นๆ

นอกจากนี้ อาจพิจารณาการใช้สินเชื่อเพื่อการเปลี่ยนผ่าน ซึ่งเป็นคาร์บอนเครดิตประเภทหนึ่งที่เกิดจากการปลดปล่อยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนก่อนกำหนด สินเชื่อเหล่านี้สะท้อนถึงการลดการปล่อยมลพิษจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน และรายได้จากการขายสามารถนำมาใช้เป็นเงินชดเชยให้กับเจ้าของโรงไฟฟ้าได้

ธนาคารกลางสิงคโปร์ (MAS) ได้จัดตั้งพันธมิตรสินเชื่อเพื่อการเปลี่ยนผ่าน ([TRACTION](#)) เพื่อระบุอุปสรรคและแนวทางแก้ไขทั่วทั้งระบบเพื่อให้สามารถนำสินเชื่อเพื่อการเปลี่ยนผ่านมาใช้เป็นเครื่องมือทางการเงินที่น่าเชื่อถือได้ในทันท่วงที

โครงการริเริ่มสินเชื่อจากถ่านหินสู่พลังงานสะอาด (CCCI) เป็นโครงการริเริ่มของมูลนิธิรีโอคักเฟลเลอร์และ Global Energy Alliance for People and Planet ซึ่งมีเป้าหมายในการนำร่องการใช้สินเชื่อเพื่อการเปลี่ยนผ่านเพื่อมุ่งให้เกิดการเปลี่ยนผ่านที่เป็นธรรมจากโรงไฟฟ้าถ่านหินสู่พลังงานสะอาด

เพื่อให้บรรลุเป้าหมายดังกล่าว โครงการริเริ่มสินเชื่อจากถ่านหินสู่พลังงานสะอาดกำลังพัฒนาวิธีการคำนวณคาร์บอนภายใต้การควบคุมของ Verra และกำลังสำรวจความร่วมมือกับหลายประเทศเศรษฐกิจเกิดใหม่ นอกจากนี้ ในอีกด้านหนึ่ง Gold

Standard ได้สร้างแนวคิดวิธีการสำหรับการใช้เครดิตจากการหลีกเลี่ยงการปล่อยคาร์บอนเพื่อสนับสนุนการเลิกใช้โรงไฟฟ้าถ่านหินที่เปิดดำเนินการมาแล้วอย่างน้อยสามปี และแทนที่ด้วยพลังงานสะอาด

โครงการบุกเบิกการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (NetZero Pathfinders) ของ BNEF

การบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์: กรอบแนวทางสำหรับผู้กำหนดนโยบาย ของ BNEF เป็นคู่มือสำหรับรัฐบาลในการออกแบบและดำเนินมาตรการลดการปล่อยคาร์บอน คู่มือนี้มีเป้าหมายเพื่อเป็นแหล่งข้อมูลพื้นฐานสำหรับผู้มีส่วนได้เสียหลัก โดยการสรุปแนวทางการดำเนินการตามนโยบายที่จำเป็นเพื่อบรรลุการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ แพลตฟอร์มเว็บ NetZero Pathfinders ที่เปิดเป็นสาธารณะ ได้จัดแสดงคลังข้อมูลนโยบายที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดจนถึงปัจจุบัน นโยบายเหล่านี้ซึ่งถือเป็นแนวทางปฏิบัติที่ดีที่สุด สามารถนำไปปรับใช้ในตลาดอื่น ๆ ได้เพื่อเร่งรัดการบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ เพื่อช่วยให้รัฐบาลสามารถกำหนดทิศทางนโยบายสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ การดำเนินการของ Pathfinders จึงแบ่งออกเป็นสี่เสาหลักดังต่อไปนี้:

1. เร่งการใช้งานแนวทางแก้ไขปัญหาด้านสภาพภูมิอากาศที่มีความพร้อมใช้งานเต็มที่
2. สนับสนุนการพัฒนาแนวทางแก้ไขปัญหาด้านสภาพภูมิอากาศรูปแบบใหม่
3. ยุติกิจกรรมที่ปล่อยคาร์บอนสูง
4. สร้างโครงสร้างการกำกับดูแลที่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนผ่านด้านสภาพภูมิอากาศ

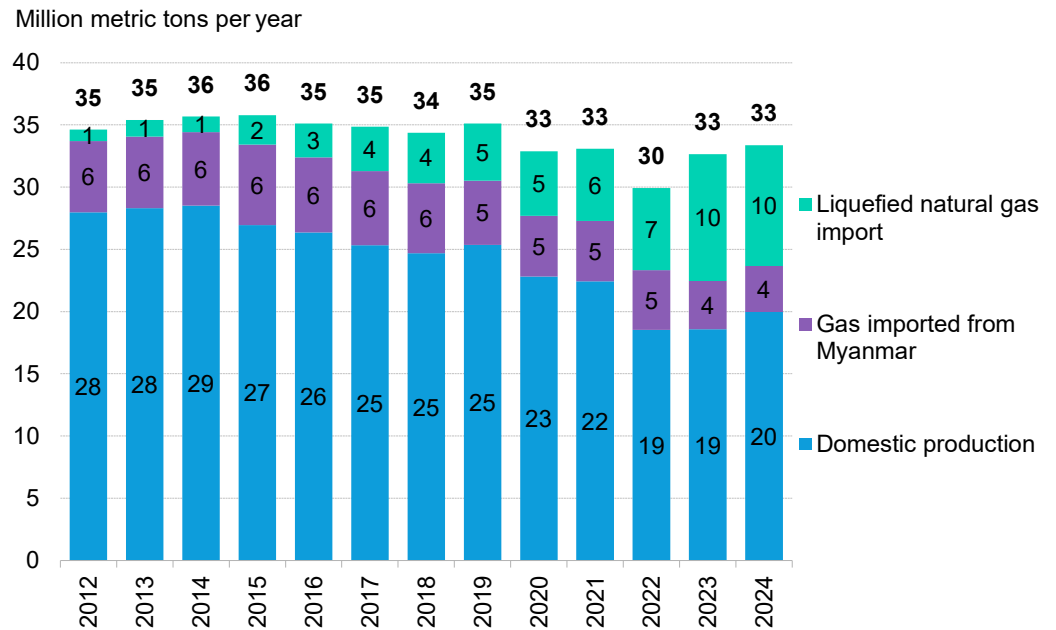
โปรดดูข้อมูลเพิ่มเติมที่ <https://www.netzeropathfinders.com>

5.3. การพัฒนาพลังงานหมุนเวียนสามารถเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานภายในประเทศได้

ประเทศต่างๆ ทั่วโลกต่างให้ความสำคัญกับความมั่นคงด้านพลังงานมากขึ้น เนื่องจากภูมิทัศน์ทางภูมิรัฐศาสตร์ทั่วโลกทวีความผันผวนมากขึ้น กรณีนี้ยังเป็นจริงมากขึ้นสำหรับประเทศที่มีอุปทานเชื้อเพลิงฟอสซิลภายในประเทศจำกัด เนื่องจากมีความเปราะบางต่อความผันผวนของราคาสินค้าโภคภัณฑ์แม้ในช่วงเวลาแห่งสันติภาพก็ตาม

ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ถึง 60% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ในปี พ.ศ. 2567 ประเทศไทยได้นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจำนวน 10 ล้านตัน ซึ่งคิดเป็น 29% ของปริมาณก๊าซทั้งหมดที่ใช้ (รูปภาพ 46) สาเหตุหลักเกิดจากปริมาณก๊าซสำรองภายในประเทศที่ลดลง และการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำลดลงในช่วงฤดูแล้ง (รูปภาพ 46) ทำให้ภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีความอ่อนไหวต่อความผันผวนของตลาดก๊าซโลกมากขึ้น ณ ปี พ.ศ. 2566 กฟผ. มียอดค้างชำระเงินอุดหนุนจำนวน 2 พันล้านดอลลาร์สหรัฐที่เกี่ยวข้องกับการปรับลดราคาไฟฟ้า เนื่องจากผลกระทบของต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นส่งผ่านไปยังทั้งผู้บริโภครีเทลและ กฟผ.

รูปภาพ 46: แหล่งก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศไทย โดยจำแนกตามแหล่งที่มา



แหล่งที่มา: BloombergNEF, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

โดยแตกต่างจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ น้ำ และลม ไม่จำเป็นต้องใช้เชื้อเพลิงสิ้นเปลืองในการดำเนินการ การเพิ่มบทบาทของแหล่งพลังงานเหล่านี้ในการผสมผสานการผลิตไฟฟ้าของประเทศ จะสามารถลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงนำเข้า และเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศไทยได้

ภาคผนวก

Appendix A. สมมติฐานต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ

ตาราง 2: สมมติฐานต้นทุนไฟฟ้าปรับระดับสำหรับกรณีมาตรฐาน ตามมูลค่าที่แสดง

เทคโนโลยี	ตัวแปร	หน่วย	2567	2573	2593
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	รายจ่ายในการลงทุน (capex)	ดอลลาร์ต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมง	1,689,202	1,907,528	2,861,404
	รายจ่ายในการดำเนินงาน (opex) คงที่	ดอลลาร์/เมกะวัตต์/ปี	35,944	36,559	37,147
	รายจ่ายในการดำเนินงานผันแปร	ดอลลาร์/เมกะวัตต์-ชั่วโมง	7.1	7.1	7.2
	อัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง	%	65.0	67.0	67.0
	อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ขั้นต่ำที่ต้องการ	%	10.0	13.0	14.0
	ต้นทุนหนี้	Basis point (bps)	654	685	700
	อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน	%	75	57	50
	ระยะเวลาเงินกู้	ปี	12	12	12
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน	รายจ่ายในการลงทุน	ดอลลาร์/เมกะวัตต์	960,154	1,062,528	1,626,442
	รายจ่ายในการดำเนินงานคงที่	ดอลลาร์/เมกะวัตต์/ปี	27,363	30,194	44,588
	รายจ่ายในการดำเนินงานผันแปร	ดอลลาร์/เมกะวัตต์-ชั่วโมง	2.9	3.1	4.7
	อัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง	%	65.0	67.0	67.0
	อัตราผลตอบแทนภายในขั้นต่ำที่ต้องการ	%	10.0	10.0	10.0
	ต้นทุนหนี้	bps	529	532	533
	อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน	%	80	69	65
	ระยะเวลาเงินกู้	ปี	12	12	12
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่	รายจ่ายในการลงทุน	ดอลลาร์/เมกะวัตต์	693,891	501,945	494,870
	รายจ่ายในการดำเนินงานคงที่	ดอลลาร์/เมกะวัตต์/ปี	10,777	11,050	13,748
	รายจ่ายในการดำเนินงานผันแปร	ดอลลาร์/เมกะวัตต์	-	-	-
	อัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง	%	17.0	17.0	17.0
	อัตราผลตอบแทนภายในขั้นต่ำที่ต้องการ	%	13.0	10.0	7.0
	ต้นทุนหนี้	bps	475	453	450
	อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน	%	75	75	75
	ระยะเวลาเงินกู้	ปี	18	18	18
โรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบก	รายจ่ายในการลงทุน	ดอลลาร์/เมกะวัตต์	1,625,766	1,591,678	2,114,141
	รายจ่ายในการดำเนินงานคงที่	ดอลลาร์/เมกะวัตต์/ปี	31,695	32,978	43,678
	รายจ่ายในการดำเนินงานผันแปร	ดอลลาร์/เมกะวัตต์	-	-	-

อัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง	%	20.0	22.0	27.0
อัตราผลตอบแทนภายในขั้นต่ำที่ต้องการ	%	10.0	8.0	7.0
ต้นทุนหนี้	bps	529	480	450
อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน	%	75	75	75
ระยะเวลาเงินกู้	ปี	12	12	12

แหล่งที่มา: BloombergNEF

การปรับเปลี่ยนเพื่อดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิล

การดัดแปลงโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อให้สามารถเผาไหม้ด้วยไฮโดรเจน แอมโมเนีย หรือชีวมวลในระดับสูง จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์หรือสิ่งอำนวยความสะดวกใหม่ ตาราง 3 สรุปสมมติฐานของ BNEF เกี่ยวกับการปรับเปลี่ยน ต้นทุนและประสิทธิภาพของโครงการที่ใช้ในการวิเคราะห์ โดยอิงตามการสัมภาษณ์ผู้ประกอบการในตลาดและงานวิจัยจากแหล่งข้อมูลเปิด

	การดัดแปลงโรงไฟฟ้าถ่านหินเพื่อการเผาไหม้ด้วยแอมโมเนีย	การดัดแปลงโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานเพื่อการผสมไฮโดรเจน
รายจ่ายในการลงทุน (capex)	11% ของรายจ่ายในการลงทุนโรงไฟฟ้าถ่านหิน	20% ของรายจ่ายในการลงทุนโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน
รายจ่ายในการดำเนินงาน (opex) ผันแปร	เช่นเดียวกับรายจ่ายในการดำเนินงานผันแปรของโรงไฟฟ้าถ่านหิน	+20% จากรายจ่ายในการดำเนินงานผันแปรของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน
รายจ่ายในการดำเนินงานคงที่	+10% จากรายจ่ายในการดำเนินงานคงที่ของโรงไฟฟ้าถ่านหิน	+12.5% จากรายจ่ายในการดำเนินงานคงที่ของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน
ประสิทธิภาพ	-6% จากประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าถ่านหิน	-7.5% จากประสิทธิภาพโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน
การลดการปล่อยมลพิษ	เช่นเดียวกับอัตราส่วนการผสมแอมโมเนียในพลังงาน	เช่นเดียวกับอัตราส่วนการผสมแอมโมเนียในพลังงาน
อายุการใช้งาน	20 ปี	20 ปี
การเงิน	เช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่	เช่นเดียวกับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานแห่งใหม่

แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: จำลองว่าการดัดแปลงเกิดขึ้นหลังจากการหักค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าเดิมทั้งหมดแล้ว, CCGT หมายถึง โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

การดัดแปลงโรงไฟฟ้าถ่านหินเพื่อการเผาไหม้ด้วยแอมโมเนียประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการอัปเกรดเตาเผาและโครงสร้างอื่นสำหรับการรับและกักเก็บแอมโมเนีย การควบคุมการปล่อยก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ จะเป็นกุญแจสำคัญในกลยุทธ์การเผาของโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง

การปรับปรุงโรงไฟฟ้าถ่านหินเพื่อเผาไหม้กับแอมโมเนียในสัดส่วนเกิน 20% ยังไม่เคยมีการทดสอบหรือพัฒนาในเชิงพาณิชย์ ดังนั้นงานวิจัยของ BNEF จึงใช้สมมติฐานต้นทุนการดัดแปลงเดียวกับที่ใช้ในการเผาไหม้ด้วยแอมโมเนีย 20% ของญี่ปุ่นมาใช้เป็นต้นทุนการดัดแปลงสำหรับการเผาไหม้มากกว่า 20% เช่น 25%, 50%, 75% และ 100% ในความเป็นจริง อัตราส่วนการเผาไหม้ด้วยแอมโมเนียที่สูงขึ้นมีแนวโน้มที่จะต้องใช้รายจ่ายในการลงทุนที่มากขึ้น เนื่องจากหม้อไอน้ำจะต้องได้รับการอัปเกรดหรือการเปลี่ยนใหม่

นอกจากนี้ ถึงกักเก็บแอมโมเนียยังจำเป็นต้องมีขนาดใหญ่ขึ้นตามสัดส่วนการเผาไหม้ที่สูงขึ้น จำเป็นต้องใช้อุปกรณ์ที่ทันสมัยยิ่งขึ้นเพื่อกักเก็บการปล่อยก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ด้วยเช่นกัน โปรดดูรายละเอียดเพิ่มเติมที่ กลยุทธ์การเผาแอมโมเนียร่วมด้วยถ่านหินที่มีราคาแพงของญี่ปุ่น (เว็บ | เทอร์มินัล)

การดัดแปลงโรงไฟฟ้าถ่านหินเพื่อการเผาไหม้ด้วยชีวมวล โดยเฉพาะในสัดส่วนการผสมที่ต่ำ ต้องการการอัปเกรดเพียงเล็กน้อยเท่านั้น เช่น ซิลโลใหม่ที่มีหลังคาคลุมสำหรับกักเก็บวัตถุดิบตั้งต้น เนื่องจากปริมาณวัตถุดิบตั้งต้นชีวมวลสำหรับผสมจะมีน้อยมากในสัดส่วนการผสมที่ต่ำ เช่นเดียวกับการเผาไหม้แอมโมเนีย การใช้ชีวมวลในอัตราส่วนผสมที่สูงอาจต้องมีการปรับปรุงระบบโรงไฟฟ้าอย่างมาก เนื่องจากชีวมวลต้องผ่านกระบวนการแปรรูปแยกต่างหากในปริมาณมากก่อน จึงจะสามารถผสมร่วมกับเชื้อเพลิงหลักได้

นอกจากนี้ การเผาไหม้ไฮโดรเจนยังต้องใช้อุปกรณ์ใหม่ ๆ รวมไปถึงวัสดุที่มีความยืดหยุ่นมากขึ้นเพื่อรักษาอุณหภูมิการเผาไหม้ที่สูงขึ้น รวมถึงการดำเนินการและการบำรุงรักษาที่มากขึ้นเพื่อรับมือกับอุณหภูมิที่สูงขึ้น และการใช้น้ำเพื่อหล่อเย็นที่มากขึ้น ขนาดของต้นทุนและประสิทธิภาพที่เกี่ยวข้องกับการปรับเปลี่ยนเหล่านี้มีแนวโน้มที่จะลดลงเมื่อเวลาผ่านไป สำหรับการวิเคราะห์ BNEF อิงตามประมาณการต้นทุนและประสิทธิภาพของกังหันเชื้อเพลิงไฮโดรเจนเมื่อเทียบกับกังหันก๊าซธรรมชาติที่ทันสมัยระหว่างปี พ.ศ. 2562 และ 2583 BNEF ได้ประมาณการต้นทุนที่เพิ่มขึ้นและประสิทธิภาพที่ลดลงจากการดัดแปลงโรงไฟฟ้า โดยใช้ค่าเฉลี่ยอย่างง่ายจากสองหมวดหมู่ข้อมูล แล้วนำไปปรับใช้กับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน (CCGT) โปรตุเกส ไฮโดรเจน: เศรษฐศาสตร์ของการผลิตพลังงาน ([เว็บ](#) | [เทอร์มินัล](#)) สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติม

Appendix B. สมมติฐานสำหรับต้นทุนการส่งมอบเชื้อเพลิงสะอาดที่เกี่ยวข้องกับประเทศไทย

การติดตามไฮโดรเจน

อุตสาหกรรมไฮโดรเจนใช้การติดตาม เช่น สีเขียวและสีน้ำเงิน บ่งบอกถึงวิธีการผลิตไฮโดรเจน วิธีการผลิตแต่ละแบบจะปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณที่ต่างกัน การติดตามไฮโดรเจนที่พบมากที่สุด ได้แก่:

- ไฮโดรเจนสีเขียว ผลิตโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าที่มาจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งกระบวนการนี้จะปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยหรือไม่มีเลย
- ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน ผลิตโดยกระบวนการรีฟอร์มแบบออกไซด์เทอร์มัล การรีฟอร์มมีเทนด้วยไอน้ำหรือการแปรสภาพถ่านหินให้เป็นก๊าซควบคู่ไปกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) ซึ่งกระบวนการนี้ปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากกว่าไฮโดรเจนสีเขียว แต่ปล่อยน้อยกว่าไฮโดรเจนสีเทา
- ไฮโดรเจนสีเทา ผลิตโดยกระบวนการรีฟอร์มแบบออกไซด์เทอร์มัล การรีฟอร์มมีเทนด้วยไอน้ำ หรือการแปรสภาพถ่านหินให้เป็นก๊าซ โดยไม่มีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน ซึ่งเป็นวิธีการที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบันและปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณมาก

งานวิจัยของ BNEF ครอบคลุมโมเดลสะอาด 3 ประเภท ได้แก่ ไฮโดรเจน/แอมโมเนียสีเขียวที่ผลิตในประเทศไทย ไฮโดรเจน/แอมโมเนียสีเขียวที่นำเข้าจากออสเตรเลีย และไฮโดรเจน/แอมโมเนียสีน้ำเงินที่นำเข้าจากซาอุดีอาระเบีย ทั้งออสเตรเลียและซาอุดีอาระเบียต่างก็ตั้งเป้าหมายที่จะเป็นผู้ส่งออกไฮโดรเจนสะอาด ออสเตรเลียเป็นประเทศที่มีพลังงานแสงอาทิตย์ราคาถูกและมีพื้นที่กว้างขวาง ในขณะที่ซาอุดีอาระเบียมีทรัพยากรน้ำมันและก๊าซธรรมชาติที่อุดมสมบูรณ์ รวมถึงแหล่งกักเก็บคาร์บอนที่มีศักยภาพ โดยอาศัยทรัพยากรเหล่านี้ หลายบริษัทในภูมิภาคดังกล่าวได้ร่วมมือกับผู้ซื้อไฮโดรเจนในตลาดอื่นๆ เพื่อพัฒนาห่วงโซ่อุปทานไฮโดรเจน

งานวิจัยของเราไม่ได้พิจารณาไฮโดรเจนและแอมโมเนียที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยไม่มีการลดการปล่อยมลพิษ ถึงแม้ว่าแอมโมเนียและไฮโดรเจนเกือบทั้งหมดที่ผลิตในปัจจุบันจะเป็นไฮโดรเจนสีเทาก็ตาม การใช้โมเดลเหล่านี้โดยไม่มีการลดการปล่อยมลพิษถือเป็นการขัดต่อเหตุผลของการส่งเสริมเทคโนโลยีเหล่านี้ตั้งแต่แรก ตลาดหลายแห่งยังสนับสนุนการใช้โมเดลสะอาด ด้วยการให้คำนิยามว่าไฮโดรเจนหรือแอมโมเนีย ‘คาร์บอนต่ำ’

BNEF ประมาณการราคาเชื้อเพลิงไฮโดรเจน/แอมโมเนียโดยคำนวณจากต้นทุนการผลิตไฮโดรเจน การผลิตแอมโมเนีย การแปลงกลับเป็นไฮโดรเจน หากจำเป็น และต้นทุนการขนส่งมายังประเทศไทย

การผลิตไฮโดรเจนและแอมโมเนียสีเขียวภายในประเทศ

สำหรับการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวภายในประเทศ จะใช้แบบจำลองประเมินมูลค่าสินทรัพย์โครงการไฮโดรเจนของ BNEF (เว็บ | เทอร์มินัล) และจำลองว่าเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบอัลคาไลน์ที่ผลิตในสหรัฐอเมริกา/ยุโรปทำงานโดยใช้พลังงานนำเข้าจากลาว โปรดดูสมมติฐานการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวและแอมโมเนียสีเขียวใน ตาราง 4

ตาราง 4: สมมติฐานการผลิตไฮโดรเจนและแอมโมเนียสีเขียวภายในประเทศ ตามมูลค่าที่แสดง

ผลิตภัณฑ์	ตัวแปร	หน่วย	2568	2573	2593
ไฮโดรเจนสีเขียว	รายจ่ายในการลงทุน	ดอลลาร์/เมกะวัตต์	1,128,463	996,910	645,360
	รายจ่ายในการดำเนินงานคงที่	ดอลลาร์/เมกะวัตต์/ปี	28,212	24,923	16,133
	ต้นทุนการเปลี่ยนเซลล์ของเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า*	ดอลลาร์/เมกะวัตต์	96,999	112,925	254,091

	อัตราการใช้อิเล็กทรอนิกส์	%	50	50	50
	ประสิทธิภาพของอิเล็กทรอนิกส์	กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อ กิโลกรัมไฮโดรเจน	56	53	47
	อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ขั้นต่ำที่ต้องการ	%	14.3	12.6	10.4
	ต้นทุนหนี้	Basis point (bps)	820	801	793
	อัตราส่วนหนี้สินต่อทุน	%	62	70	70
	ระยะเวลาเงินกู้	ปี	12	12	12
	อายุสินทรัพย์	ปี	20	20	20
แอมโมเนียสีเขียว	รายจ่ายในการลงทุน	ดอลลาร์/เมกะวัตต์	2,938,834	2,703,946	2,211,837
	รายจ่ายในการดำเนินงานคงที่	ดอลลาร์/เมกะวัตต์/ปี	73,471	67,599	55,296
	ต้นทุนการเปลี่ยนชุดเซลล์ของเครื่อง แยกน้ำด้วยไฟฟ้า*	ดอลลาร์/เมกะวัตต์	138,555	132,903	173,124
	อัตราการใช้อิเล็กทรอนิกส์	%	50	50	50
	อัตราการใช้อิเล็กทรอนิกส์	เมกะวัตต์-ชั่วโมงต่อเมตริกตัน ของแอมโมเนีย	10.0	9.5	8.4
	อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ขั้นต่ำที่ต้องการ	%	14.3	12.6	10.4
	ต้นทุนหนี้	bps	820	801	793
	อัตราส่วนหนี้สินต่อทุนอัตราส่วนหนี้สินต่อทุน	%	62	70	70
	ระยะเวลาเงินกู้	ปี	12	12	12
	อายุสินทรัพย์	ปี	25	25	25

แหล่งที่มา: BloombergNEF

การผลิตไฮโดรเจนและแอมโมเนียนำเข้า

การนำเข้าไฮโดรเจนมักจะขนส่งในรูปแบบของแอมโมเนีย เนื่องจากเป็นทางเลือกในการขนส่งที่คุ้มค่าที่สุด ดังนั้นเราจึงใช้แบบจำลองประเมินมูลค่าสินทรัพย์โครงการแอมโมเนีย (เว็บ | [เทอร์มินัล](#)) ของ BNEF เพื่อคำนวณต้นทุนการผลิตแอมโมเนียสีเขียวและแอมโมเนียสีน้ำเงินที่จะส่งมายังประเทศไทย ด้านล่างนี้เป็นสมมติฐานเกี่ยวกับเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตแอมโมเนีย

แอมโมเนียสีเขียวจากออสเตรเลีย: ผลิตโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบอัลคาไลน์โดยใช้เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าจากสหรัฐอเมริกา/ยุโรป และขับเคลื่อนด้วยพลังงานจากแสงอาทิตย์ ลม และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

แอมโมเนียสีน้ำเงินจากซาอุดีอาระเบีย: ผลิตโดยกระบวนการรีฟอร์มแบบออกไซด์เทอร์มัลโดยใช้ก๊าซธรรมชาติพร้อมกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอนเพื่อลดการปล่อยมลพิษถึง 95%

แอมโมเนียเหลวมีความหนาแน่นของไฮโดรเจนสูงมาก (107-121 กิโลกรัมของไฮโดรเจนต่อลูกบาศก์เมตร) ซึ่งสูงกว่าไฮโดรเจนเหลว (ที่ 70.8 กิโลกรัมต่อหนึ่งลูกบาศก์เมตร) นอกจากนี้ แอมโมเนียยังสามารถขนส่งได้ในรูปของเหลวที่อุณหภูมิ -33 องศาเซลเซียส ซึ่งในทางเทคนิคแล้วจัดการได้ง่ายกว่าไฮโดรเจนเหลวที่ต้องแช่เย็นที่ -253 องศาเซลเซียส

การขนส่งแอมโมเนีย

แอมโมเนียที่ผลิตในออสเตรเลียและซาอุดีอาระเบียจำเป็นต้องได้รับการขนส่งมายังประเทศไทย การคำนวณต้นทุนการขนส่งแอมโมเนียที่ผลิตจากออสเตรเลียและซาอุดีอาระเบียโดย BNEF ใช้สมมติฐานระยะทางทางทะเลดังต่อไปนี้: 2,393 ไมล์ทะเล ระหว่างท่าเรือแดมเพียร์ ประเทศออสเตรเลีย กับท่าเรือแหลมฉบัง ประเทศไทย และ 4,553 ไมล์ทะเล ระหว่างท่าเรือราสอัลไคร์ ประเทศซาอุดีอาระเบีย กับท่าเรือแหลมฉบัง ประเทศไทย การขนส่งแอมโมเนียมีความพร้อมใช้งานเต็มที่แล้ว จึงใช้ต้นทุนการขนส่งนี้ตลอดที่ทำการวิเคราะห์ระยะเวลาแบบจำลอง

- โมเลกุลจากออสเตรเลีย: 31.68 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมตริกตันของแอมโมเนีย (ตามมูลค่าจริงในปี พ.ศ. 2567)
- โมเลกุลจากซาอุดีอาระเบีย: 60.28 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันของแอมโมเนีย (ตามมูลค่าจริงในปี พ.ศ. 2567)

การแปลงแอมโมเนียเป็นไฮโดรเจน

แอมโมเนียที่ขนส่งทางทะเล มาจะต้องผ่านกระบวนการแตกสลาย เพื่อแปลงกลับเป็นไฮโดรเจน หากภาคปลายทางใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงแทนการใช้แอมโมเนียโดยตรง BNEF ประมาณการว่ากระบวนการแตกโมเลกุลมีประสิทธิภาพประมาณ 70.9% ซึ่งหมายความว่าต้องใช้แอมโมเนียประมาณ 8 ตันในการผลิตไฮโดรเจน 1 ตัน จากนั้นจะมีการเพิ่มต้นทุนคงที่ 0.60 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมของไฮโดรเจนที่ผลิตได้ เพื่อให้ครอบคลุมค่าใช้จ่ายด้านต้นทุนและการดำเนินงานของกระบวนการแตกโมเลกุล จะใช้ค่าประมาณการนี้ตลอดระยะเวลาที่ทำการวิเคราะห์แบบจำลอง

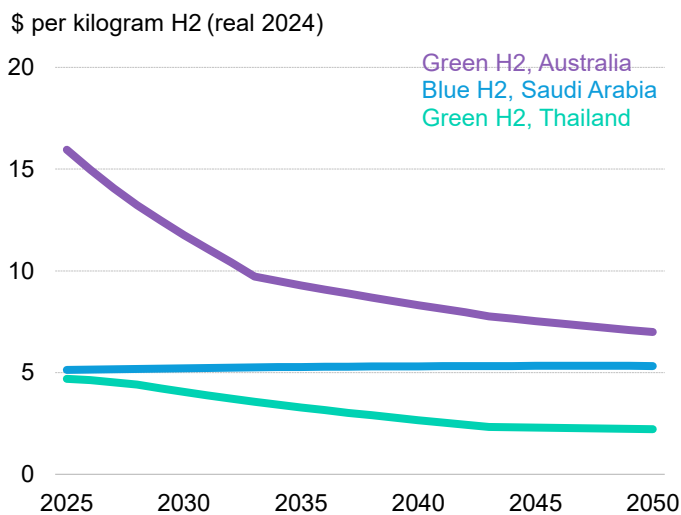
Appendix C. ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนและแอมโมเนีย

ไฮโดรเจนสีเขียวภายในประเทศถือเป็นทางเลือกที่ถูกที่สุดแล้ว

ต้นทุนปรับระดับของไฮโดรเจนสีเขียวที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำในลาวจะลดลงจาก 4.69 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมในปัจจุบันไปอยู่เหนือกว่า 2.22 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมเพียงเล็กน้อยภายในปี พ.ศ. 2593

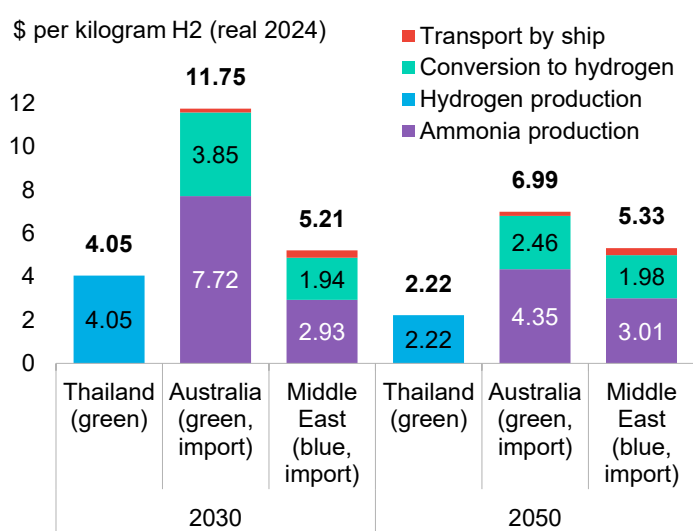
ไฮโดรเจนสีเขียวที่ผลิตภายในประเทศไทยมีต้นทุนต่ำกว่าการนำเข้าจากออสเตรเลียแล้ว และจะยังคงมีราคาต่ำเช่นนี้ต่อเนื่องไปจนถึงปี พ.ศ. 2593 โดยได้รับปัจจัยสนับสนุนจากการนำเข้าพลังงานน้ำที่มีต้นทุนต่ำมาจากลาว (รูปภาพ 47) ไฮโดรเจนสีน้ำเงินที่นำเข้าจากซาอุดีอาระเบียในปัจจุบันมีราคาแพงกว่าไฮโดรเจนสีเขียวภายในประเทศ ภายในปี พ.ศ. 2593 ต้นทุนของการนำเข้าไฮโดรเจนสะอาดจากออสเตรเลียและซาอุดีอาระเบียจะสูงขึ้นสามเท่าและมากกว่าสองเท่าของต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวภายในประเทศไทยตามลำดับ

รูปภาพ 47: ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนที่ส่งมอบภายในประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: H2 หมายถึง ไฮโดรเจน

รูปภาพ 48: ต้นทุนการจัดหาไฮโดรเจนที่เกี่ยวข้องกับประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: H2 หมายถึง ไฮโดรเจน, ต้นทุนการผลิตแอมโมเนียจะแสดงในหน่วยดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมของไฮโดรเจนที่อยู่ในโมเลกุลแอมโมเนีย

กระบวนการแตกโมเลกุลแอมโมเนียเป็นกระบวนการที่มีต้นทุนสูง ซึ่งส่งผลให้ความสามารถในการแข่งขันด้านเศรษฐศาสตร์ของไฮโดรเจนที่นำเข้าลดลง

ปัจจัยต้นทุนที่สำคัญประการหนึ่งเบื้องหลังการนำเข้าไฮโดรเจนคือกระบวนการแตกสลายโมเลกุลแอมโมเนียเป็นไฮโดรเจน การวิเคราะห์ของ BNEF จำลองว่าไฮโดรเจนได้รับการส่งออกไปยังประเทศไทยจากออสเตรเลียหรือซาอุดีอาระเบียในรูปแบบของแอมโมเนีย(6) เนื่องจากเป็นทางเลือกในการขนส่งที่คุ้มค่าที่สุด กระบวนการนี้จำเป็นต้องมีการสังเคราะห์แอมโมเนียโดยใช้ไฮโดรเจนเป็นวัตถุดิบ เมื่อแอมโมเนียมาถึงประเทศไทยจะต้องมีการแปลงกลับเป็นไฮโดรเจน (และไนโตรเจน) ผ่านการสลายด้วยความร้อน ซึ่งเป็นกระบวนการย้อนกลับของการสังเคราะห์แอมโมเนีย กระบวนการแปลงนี้มีต้นทุนสูงและส่งผลให้ต้นทุนรวมของไฮโดรเจนที่นำเข้าเพิ่มสูงขึ้น (รูปภาพ 48)

เราไม่ได้พิจารณากรณีการผลิตไฮโดรเจนสีน้ำเงินที่ผลิตภายในประเทศไทย การใช้การดักจับและกักเก็บคาร์บอนโดยตรงเพื่อดักจับการปล่อยมลพิษจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจะมีราคาถูกกว่าการใช้การดักจับและกักเก็บคาร์บอน

- (6) แอมโมเนียเหลวมีความหนาแน่นของไฮโดรเจนสูงมาก (107-121 กิโลกรัมของไฮโดรเจนต่อลูกบาศก์เมตร) ซึ่งสูงกว่าไฮโดรเจนเหลว (ที่ 70.8 กิโลกรัมต่อหนึ่งลูกบาศก์เมตร) นอกจากนี้ แอมโมเนียยังสามารถขนส่งได้ในรูปของเหลวที่อุณหภูมิ -33 องศาเซลเซียส ซึ่งในทางเทคนิคแล้วจัดการได้ง่ายกว่าไฮโดรเจนเหลวที่ต้องแช่เย็นที่ -253 องศาเซลเซียส

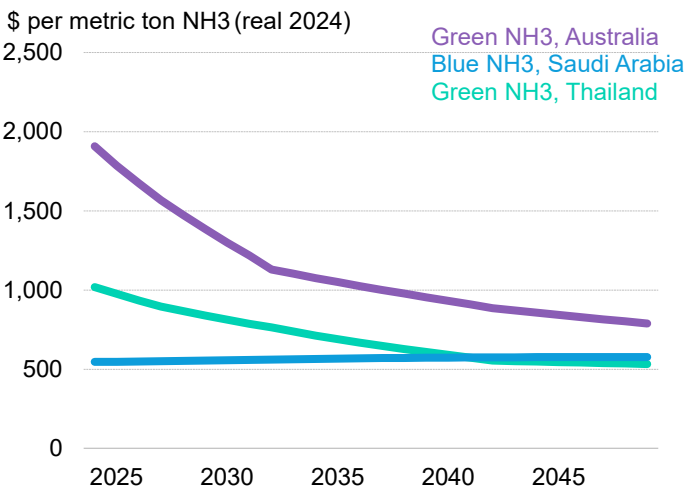
เพื่อดักจับมลพิษจากกระบวนการแปลงก๊าซธรรมชาติเป็นไฮโดรเจนหรือแอมโมเนีย แล้วจึงนำไฮโดรเจน/แอมโมเนียสีน้ำเงินที่ได้ไปใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนการนำการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไปใช้โดยตรงกับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนถือเป็นกระบวนการที่มีประสิทธิภาพด้านพลังงานมากกว่าการใช้การดักจับและกักเก็บคาร์บอนในการผลิตไฮโดรเจนแล้วจึงนำไฮโดรเจนหรืออนุพันธ์ของไฮโดรเจนมาใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

แอมโมเนียสีเขียวจากออสเตรเลียยังคงมีราคาแพงที่สุดจนถึงกลางศตวรรษนี้

แอมโมเนียสีน้ำเงินที่นำเข้าถือเป็นตัวเลือกที่ถูกที่สุดในปัจจุบัน แต่แอมโมเนียสีเขียวภายในประเทศจะเริ่มมีความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนได้ตั้งแต่ช่วงต้นทศวรรษที่ 2040

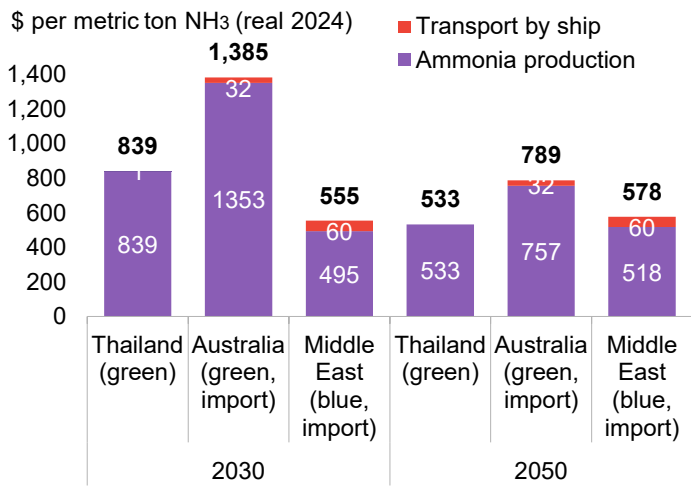
แอมโมเนียสีเขียวที่นำเข้าจากออสเตรียเป็นตัวเลือกที่มีต้นทุนสูงที่สุด เนื่องจากมีต้นทุนการผลิตสูงที่สุด แอมโมเนียสีเขียวภายในประเทศไทยจะมีต้นทุนสูงกว่าการนำเข้าแอมโมเนียสีน้ำเงินจากตะวันออกกลาง เนื่องจากต้นทุนพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับราคาก๊าซในซาอุดีอาระเบีย (รูปภาพ 49 และ รูปภาพ 50) ต้นทุนการผลิตแอมโมเนียสีเขียวภายในประเทศไทยจะต่ำกว่าต้นทุนแอมโมเนียสีน้ำเงินจากซาอุดีอาระเบียภายในปี พ.ศ. 2585 แอมโมเนียสีน้ำเงิน (รวมถึงไฮโดรเจนสีน้ำเงิน) มีศักยภาพในการลดต้นทุนที่จำกัด เนื่องจากข้อจำกัดในการลดต้นทุนเชื้อเพลิงฟอสซิลในอนาคต

รูปภาพ 49: ต้นทุนการผลิตแอมโมเนียที่ส่งมายังประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: NH3 หมายถึง แอมโมเนีย

รูปภาพ 50: ต้นทุนการผลิตแอมโมเนียที่เกี่ยวข้องกับประเทศไทย

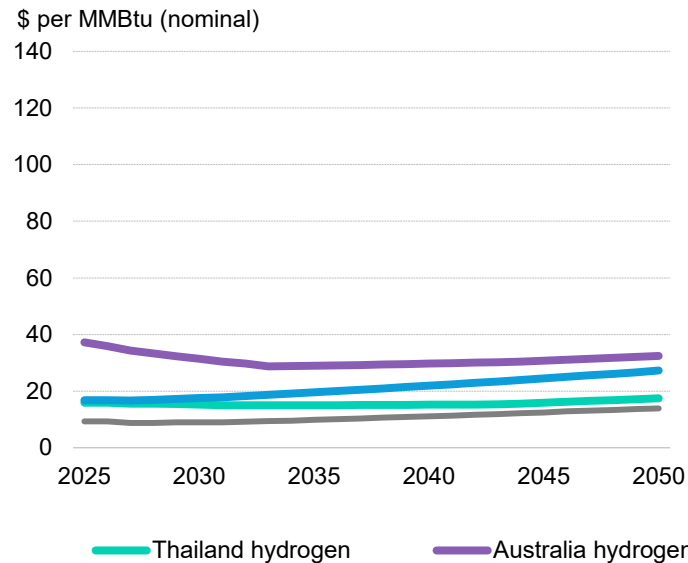


แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: NH3 หมายถึง แอมโมเนีย

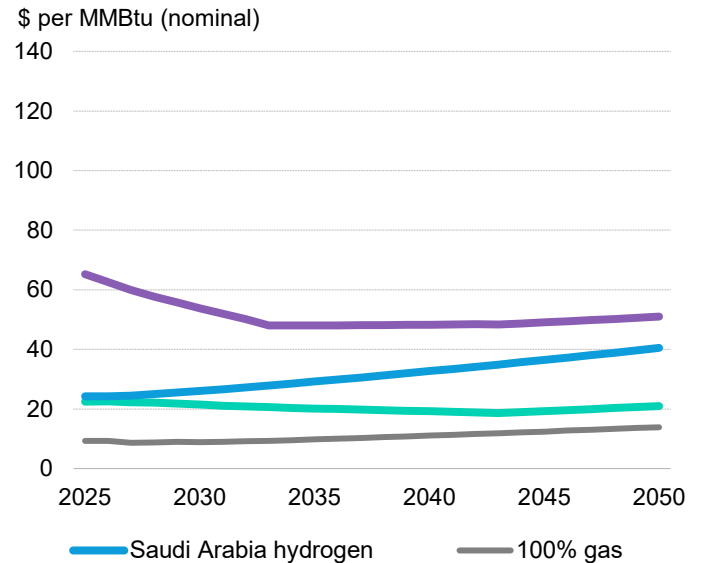
Appendix D. ราคาเชื้อเพลิงสะอาดแบบผสม

ราคาเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน-ก๊าซ ตามอัตราส่วนการผสม

รูปภาพ 51: ราคาเชื้อเพลิงผสมสำหรับไฮโดรเจน 25% และก๊าซธรรมชาติ 75%

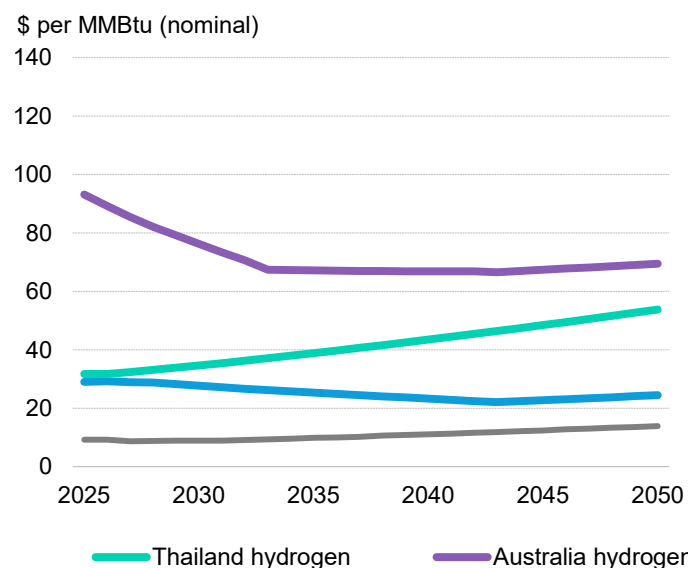


รูปภาพ 52: ราคาเชื้อเพลิงผสมสำหรับไฮโดรเจน 50% และก๊าซธรรมชาติ 50%

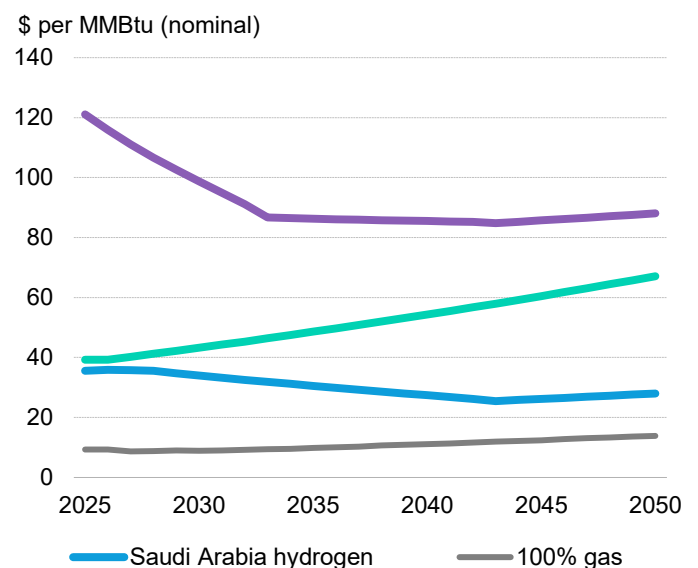


แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: อัตราส่วนการผสมอิงตามค่าพลังงาน, MMBtu หมายถึง ล้านหน่วยความร้อนระบบอังกฤษ

รูปภาพ 53: ราคาเชื้อเพลิงผสมสำหรับไฮโดรเจน 75% และก๊าซธรรมชาติ 25%



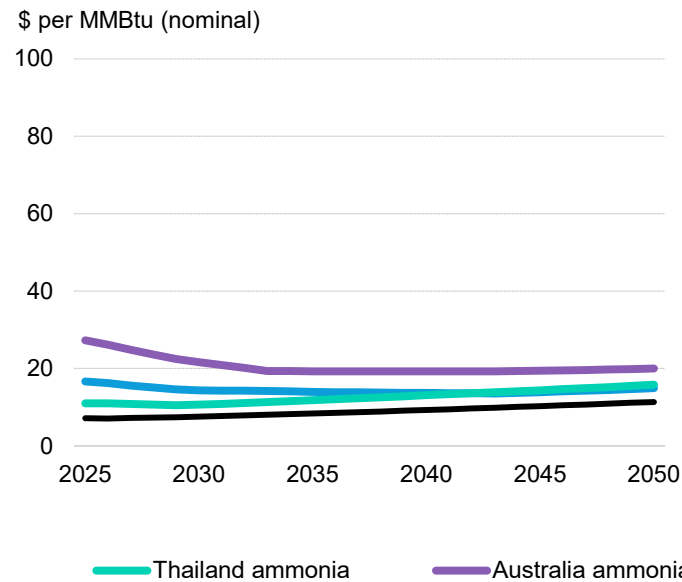
รูปภาพ 53: ราคาเชื้อเพลิงผสมสำหรับไฮโดรเจน 100%



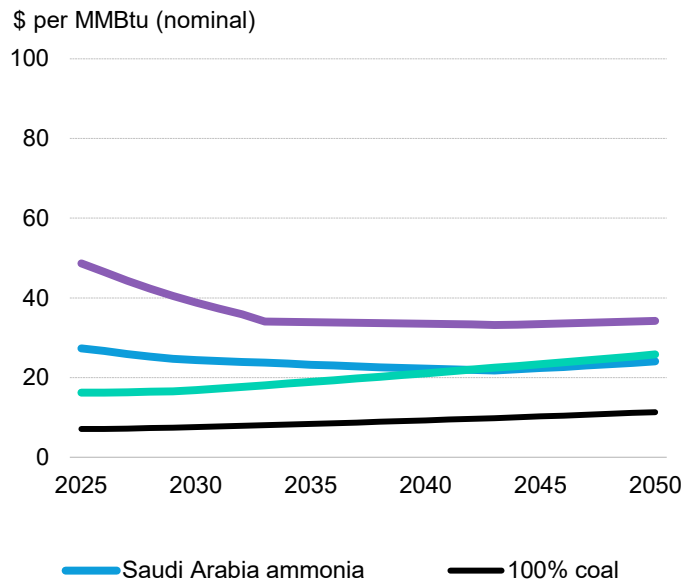
แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: อัตราส่วนการผสมอิงตามค่าพลังงาน, MMBtu หมายถึง ล้านหน่วยความร้อนระบบอังกฤษ

ราคาเชื้อเพลิงผสมเผาแอมโมเนียร่วมกับถ่านหิน ตามอัตราส่วนการเผาไหม้

รูปภาพ 55: ราคาเชื้อเพลิงผสมสำหรับแอมโมเนีย 25% และถ่านหิน 75%

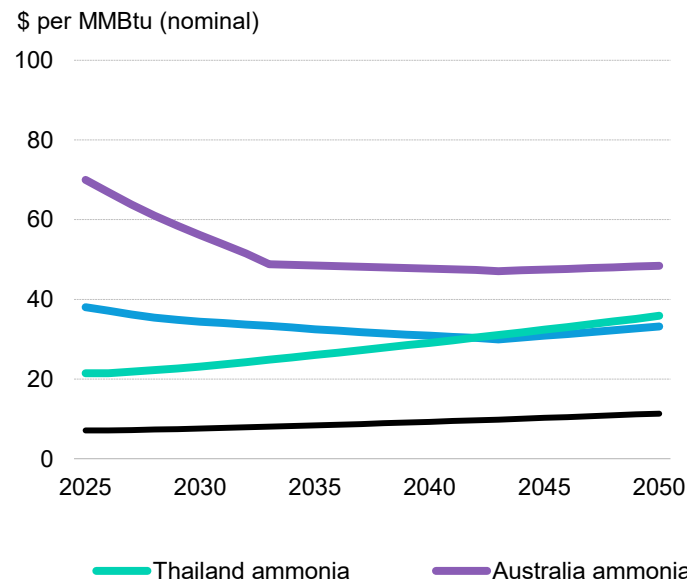


รูปภาพ 56: ราคาเชื้อเพลิงผสมสำหรับแอมโมเนีย 50% และถ่านหิน 50%

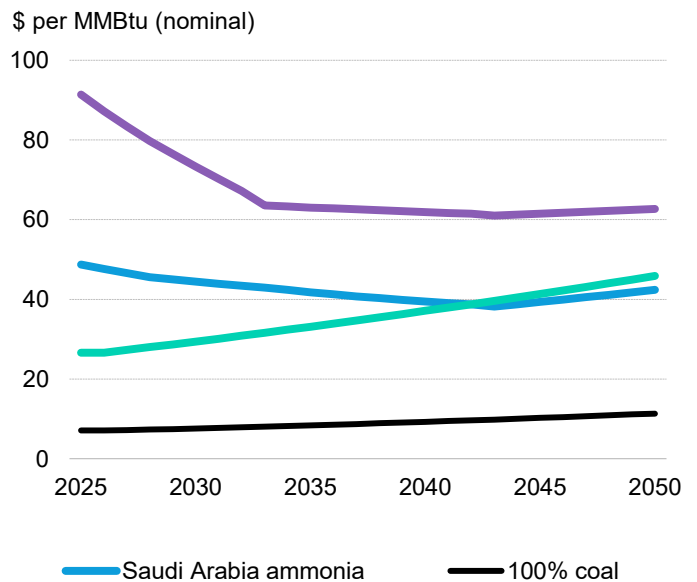


แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: อัตราส่วนการเผาไหม้ตามค่าพลังงาน, MMBtu หมายถึง ล้านหน่วยความร้อนระบบอังกฤษ

รูปภาพ 57: ราคาเชื้อเพลิงผสมสำหรับแอมโมเนีย 75% และถ่านหิน 25%



รูปภาพ 58: ราคาเชื้อเพลิงสำหรับแอมโมเนีย 100%

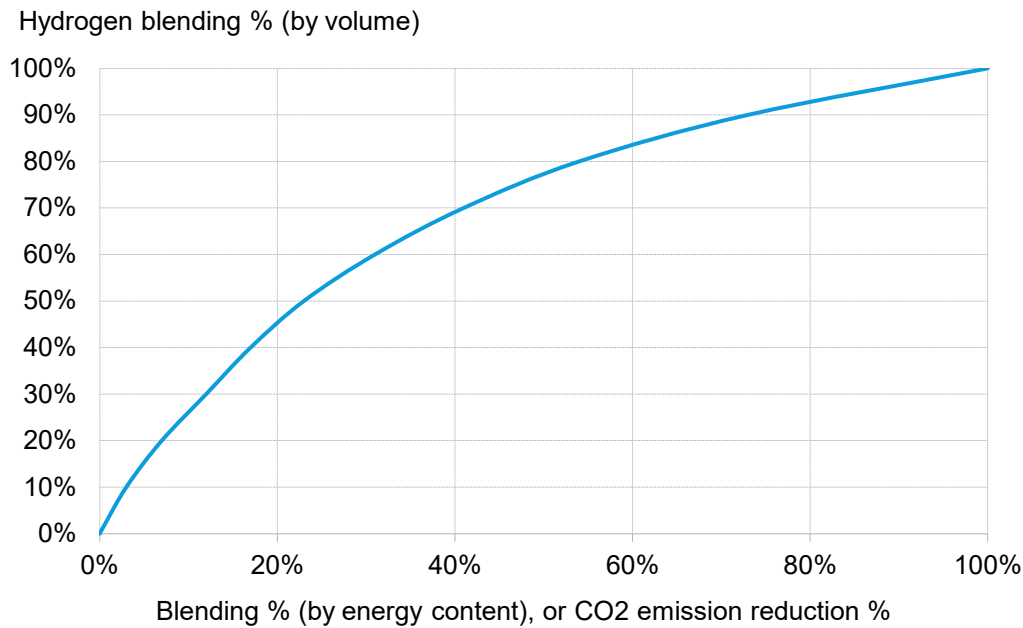


แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: อัตราส่วนการเผาไหม้ตามค่าพลังงาน, MMBtu หมายถึง ล้านหน่วยความร้อนระบบอังกฤษ

ความหนาแน่นของพลังงานของไฮโดรเจน

เนื่องจากไฮโดรเจนมีความหนาแน่นพลังงานตามปริมาตรต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติ การใช้สัดส่วนผสมพลังงานที่เทียบเท่ากันจึงจำเป็นต้องใช้ปริมาณไฮโดรเจนที่มากกว่าก๊าซธรรมชาติ ดังนั้น เพื่อที่จะลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานอย่างมีนัยสำคัญ จึงจำเป็นต้องใช้ไฮโดรเจนในปริมาณที่มากกว่าก๊าซธรรมชาติ ตลอดทั้งรายงานนี้เราใช้อัตราส่วนการผสมตามปริมาตรพลังงาน

รูปภาพ 59: ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานกับปริมาตรสำหรับการผสมไฮโดรเจน



แหล่งที่มา: BloombergNEF, จีอี ระบบแปลงพลังงานไฟฟ้าเป็นก๊าซ: ไฮโดรเจนสำหรับการผลิตไฟฟ้า

Appendix E. การวิเคราะห์ความอ่อนไหว

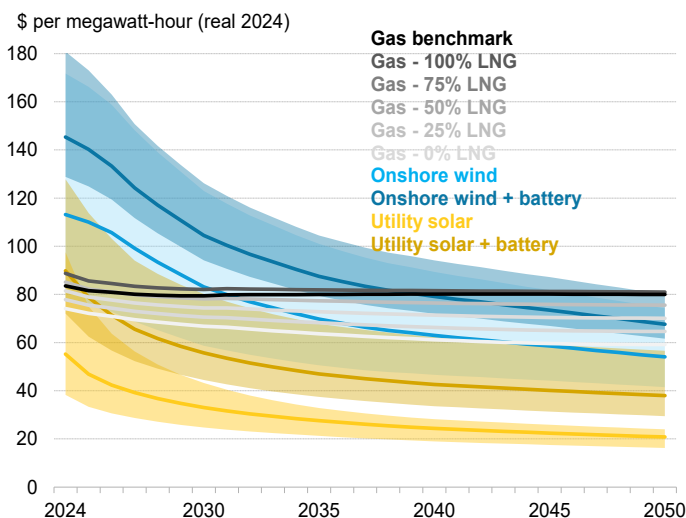
ต้นทุนเชื้อเพลิงที่ลดลงยังไม่เพียงพอให้โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนแข่งขันกับการพัฒนาของต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งใหม่ได้

ด้วยการเติบโตของพลังงานหมุนเวียนที่มีต้นทุนแข่งขันได้ซึ่งแทนที่การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและก๊าซ อาจส่งผลให้ความต้องการถ่านหินและก๊าซในระดับโลกลดลง ซึ่งอาจนำไปสู่การปรับลดราคาถ่านหินและก๊าซ และส่งผลให้ต้นทุนปรับระดับ (LCOE) และต้นทุนการดำเนินงานเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าฟอสซิลลดลง ในทางกลับกัน ความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์อาจทำให้ราคาพลังงานเชื้อเพลิงพุ่งสูงขึ้น ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับเพิ่มสูงขึ้นอีกด้วย เพื่อสำรวจว่าภูมิทัศน์การแข่งขันของเทคโนโลยีการผลิตพลังงานที่แตกต่างกันจะเป็นอย่างไรในกรณีดังกล่าว ได้มีการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่ โดยกำหนดต้นทุนเชื้อเพลิงไว้ในช่วงสูงกว่ากรณีมาตรฐาน 20% จนถึงต่ำกว่ากรณีมาตรฐาน 40% ในขณะที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าก๊าซแห่งใหม่ได้รับการคำนวณโดยใช้ราคาก๊าซรวมเฉลี่ยตามระดับการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวที่แตกต่างกันตามสัดส่วนของปริมาณก๊าซทั้งหมด รายละเอียดเหล่านี้ได้กล่าวไว้ในส่วนที่ 3

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานอาจมีต้นทุนที่แข่งขันได้ภายในปี พ.ศ. 2572 หากราคาก๊าซรวมเฉลี่ยลดลงเนื่องจากการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติลดลง

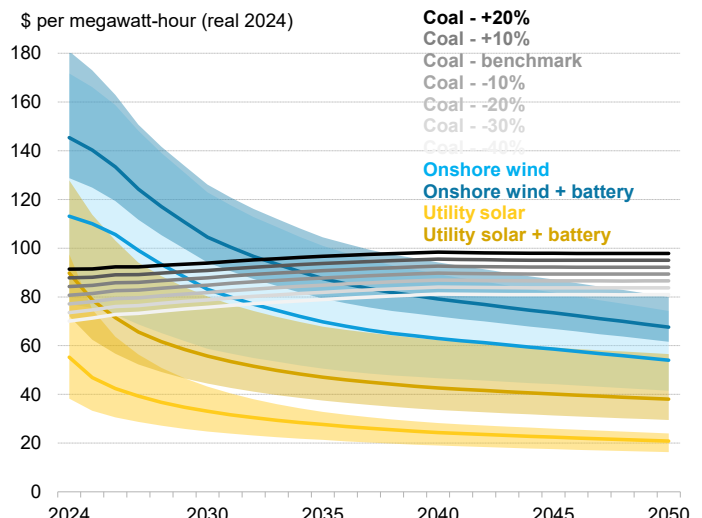
การลดลง 40% ของราคาถ่านหินที่ขนส่งทางทะเลสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน จะส่งผลให้ค่ากลางของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่ลดลงโดยเฉลี่ยประมาณ -13% ตลอดช่วงระยะเวลาที่คาดการณ์ไว้ (รูปภาพ 60) ถึงแม้ว่าต้นทุนเชื้อเพลิงจะลดลงอย่างมาก แต่จุดพลิกผันที่พลังงานจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่แห่งใหม่จะมีราคาถูกกว่าโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่จะยังคงเกิดขึ้นในปี การลดลงของราคาถ่านหินในระดับเดียวกันจะผลักดันจุดตัดระหว่างต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานกับโรงไฟฟ้าถ่านหินออกไปเพียงแค่นับปีจากปี พ.ศ. 2568 เป็นปี พ.ศ. 2569

รูปภาพ 60: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และลมแห่งใหม่ และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์/ลมพร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงาน เปรียบเทียบกับช่วงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่ในประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: ความไวของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าก๊าซแบบผสมผสานแห่งใหม่อิงตามการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักเนื่องมาจากการเพิ่มหรือลดการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว โดยมีช่วงตั้งแต่ 100% (สูง) ถึง 0% (ต่ำ)

รูปภาพ 61: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และลมแห่งใหม่ และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์/ลมพร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงาน เปรียบเทียบกับช่วงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่ในประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: ความไวของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินแห่งใหม่อิงตามการเพิ่มขึ้น/ลดลงของราคาถ่านหิน โดยมีช่วงตั้งแต่ +20% (สูง) ถึง -40% (ต่ำ)

เมื่อเทียบกับถ่านหิน การลดลงของราคาเชื้อเพลิงจะส่งผลกระทบต่อก๊าซมากกว่า เนื่องจากประเทศไทยมีระบบก๊าซรวม

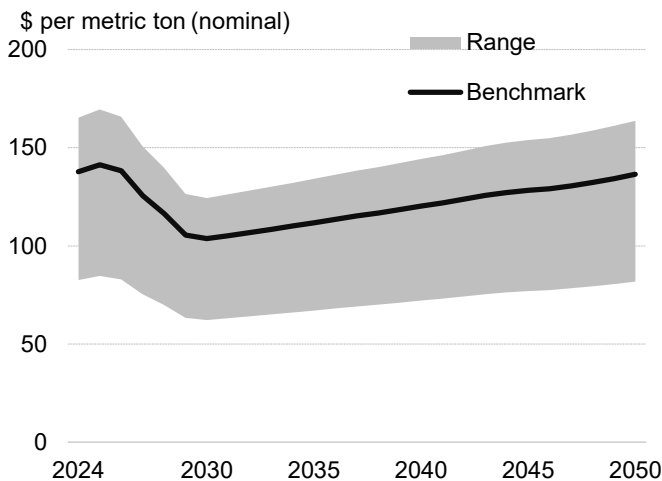
การเพิ่มปริมาณการใช้ก๊าซภายในประเทศหรือการลดการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวอาจส่งผลให้ราคาก๊าซรวมเฉลี่ยของประเทศลดลงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานแห่งใหม่ที่ใช้ก๊าซภายในประเทศ 100% ลดลงเฉลี่ย 20.5% เมื่อเทียบกับค่ากลาง โดยได้รับส่วนลดต้นทุนเชื้อเพลิงเฉลี่ย 16% ตลอดช่วงระยะเวลาเดียวกัน (รูปภาพ 61) อย่างไรก็ตาม แม้แต่ในกรณีนี้ พลังงานแสงอาทิตย์ก็ยังคงมีราคาถูกกว่าตั้งแต่นั้นมาจนถึงปี พ.ศ. 2593 ในขณะที่จุดเริ่มต้นของข้อได้เปรียบด้านต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานเหนือโรงไฟฟ้าก๊าซจะล่าช้าไปจากปี พ.ศ. 2568 เป็นปี พ.ศ. 2570

การลดราคาก๊าซอย่างมีนัยสำคัญจะเป็นสิ่งจำเป็นเพื่อรักษาความสามารถในการแข่งขันของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีอยู่เดิม

เนื่องจากต้นทุนพลังงานหมุนเวียนที่ลดลง โรงไฟฟ้าพลังงานฟอสซิลอาจกลายเป็นสินทรัพย์ติดค้างในฐานะแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนสูงในอนาคต หากไม่มีการลดลงของราคาพลังงานเชื้อเพลิงอย่างมีนัยสำคัญ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจะมีความคุ้มค่าเชิงเศรษฐกิจในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ตัวอย่างเช่น การลดลงของราคาก๊าซ 40% เมื่อเทียบกับกรณีราคาเชื้อเพลิงมาตรฐานของ BNEF (การลดลงเฉลี่ย 48.70 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันตามมูลค่าที่แสดงระหว่าง พ.ศ. 2568 ถึง 2573) อาจทำให้โรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีอยู่เดิมสามารถแข่งขันได้ในเชิงเศรษฐกิจกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานแห่งใหม่ไปจนถึงปี พ.ศ. 2593

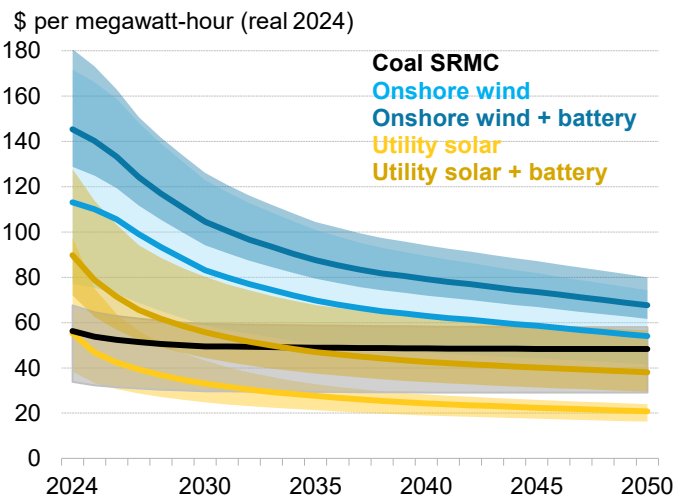
ในกรณีที่ต้นทุนในการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีอยู่เดิมลดลง 40% ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งใหม่อาจมีราคาถูกกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีอยู่เดิมภายในปี พ.ศ. 2576 ไม่ว่าในกรณีใดก็ตาม โรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบกและโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบกพร้อมด้วยแบตเตอรี่จะมีต้นทุนที่สูงกว่าต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีอยู่เดิมหลังจากปี พ.ศ. 2593

รูปภาพ 62: ช่วงราคาก๊าซที่ใช้ในการวิเคราะห์ความไว



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: ช่วงราคาก๊าซแสดงถึงราคาที่สูงกว่าราคาอ้างอิง 20% ที่ปลายด้านบน และต่ำกว่าราคาอ้างอิง 40% ที่ปลายด้านล่าง

รูปภาพ 63: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงาน เปรียบเทียบกับต้นทุนส่วนเพิ่มระยะสั้นของโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีอยู่เดิมในประเทศไทย

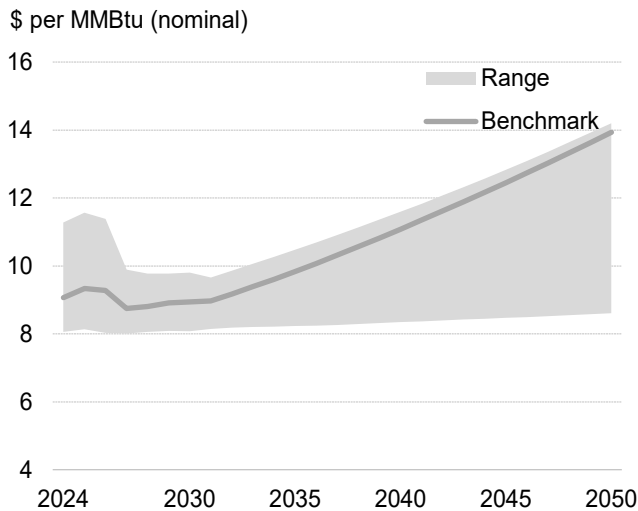


แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายเหตุ: ช่วงต้นทุนส่วนเพิ่มระยะสั้นของถ่านหินสะท้อนจากราคาที่สูงกว่ากรณีมาตรฐาน 20% ในส่วนบน และราคาที่ต่ำกว่ากรณีมาตรฐาน 40% ในส่วนล่าง เมื่อเปรียบเทียบกับราคาเชื้อเพลิงมาตรฐาน

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งใหม่ในประเทศไทยต่ำกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานที่มีอยู่แล้วถึง 27% ในปัจจุบัน ในขณะที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานจะต่ำกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าก๊าซภายในปี พ.ศ. 2569 ในกรณีสมมติฐานที่ประเทศไทยใช้ก๊าซที่ผลิตภายในประเทศ 100% ในการผลิตไฟฟ้า (ต้นทุนเชื้อเพลิงลดลงเฉลี่ย 0.95 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบาทตามมูลค่าที่แสดงจากปี พ.ศ. 2568 ถึงปี พ.ศ. 2573) โรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบกจะมีต้นทุนที่แข่งขันได้เมื่อเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าก๊าซที่ดำเนินงานในปี พ.ศ. 2582 ซึ่งต่ำกว่ากรณีมาตรฐานที่อยู่ในปี พ.ศ. 2580 การสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบกแห่งใหม่พร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงานจะมีความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐกิจหลังจากปี พ.ศ. 2588 (รูปภาพ 65)

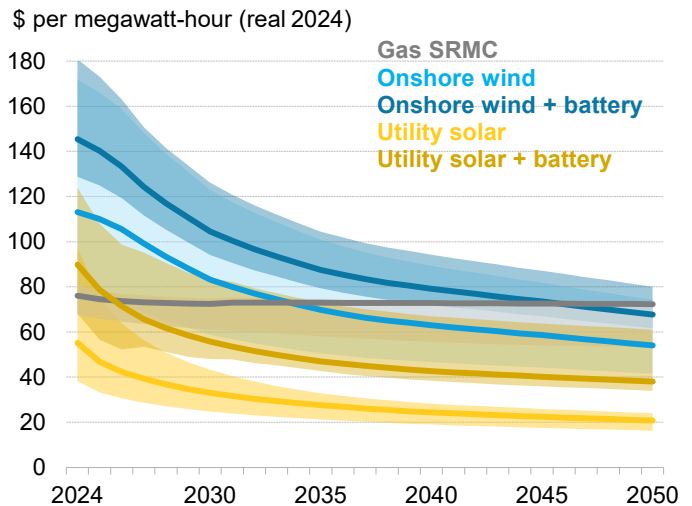
ปัจจัยอื่นๆ ก็อาจหักล้างผลกระทบของการลดลงของราคาเชื้อเพลิงได้เช่นกัน เช่น ต้นทุนการเงินสำหรับสินทรัพย์โรงไฟฟ้าพลังงานฟอสซิลที่สูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ หรือความเป็นไปได้ที่จะมีการจัดเก็บราคาคาร์บอนสำหรับการผลิตไฟฟ้าภายในประเทศไทยหลังจากที่พระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศมีผลบังคับใช้

รูปภาพ 64: ช่วงราคาก๊าซที่ใช้ในการวิเคราะห์ความไว



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: MMBtu หมายถึง ล้านหน่วยความร้อนระบบอังกฤษ, ช่วงราคาก๊าซสะท้อนจากราคาก๊าซธรรมชาติเหลว น้ำหนักจากการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว 0% (ต่ำ) ไปจนถึงก๊าซธรรมชาติเหลว 100% (สูง)

รูปภาพ 65: ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพร้อมด้วยระบบการกักเก็บพลังงาน เปรียบเทียบกับต้นทุนส่วนเพิ่มระยะสั้นของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานที่มีอยู่เดิมในประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: ช่วงต้นทุนส่วนเพิ่มระยะสั้นของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานสะท้อนจากราคาที่สูงกว่ากรณีมาตรฐานเฉลี่ย 3% ในส่วนบน และราคาต่ำที่กรณีมาตรฐานเฉลี่ย -20% ในส่วนล่าง ตลอดช่วงระยะเวลาการคาดการณ์เมื่อเปรียบเทียบกับราคาเชื้อเพลิงอ้างอิง ซึ่งสอดคล้องกับช่วงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน

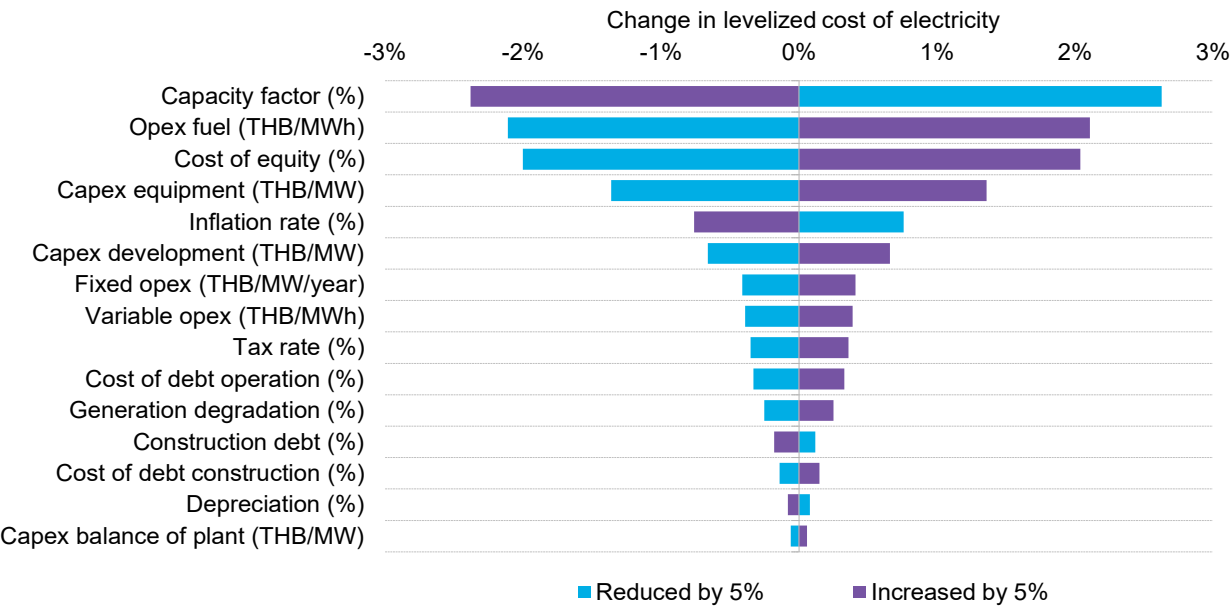
การเปลี่ยนแปลงในอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงส่งผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

เมื่อพิจารณาความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ จำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องคำนึงถึงปัจจัยกำลังการผลิตที่สามารถนำมาใช้ได้จริงของแต่ละโรงไฟฟ้า เนื่องจากมีผลกระทบอย่างมากต่อต้นทุนปรับระดับ (LCOE) โดยเฉพาะอย่างยิ่งในกรณีของโรงไฟฟ้าพลังงานฟอสซิล มากกว่าการพิจารณาศักยภาพทางเทคนิคของโรงไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว

การวิเคราะห์ของ BNEF แสดงให้เห็นว่าอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงมีผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินและโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน การเพิ่มอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงขึ้น 5% จะส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินลดลง 2.38% ในขณะที่การลดอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงลง 5% จะส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับเพิ่มขึ้น 2.63% รูปภาพ 66 สำหรับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสาน การเพิ่มอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงขึ้น 5% จะส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับลดลงถึง 1.33% ในขณะที่การลดอัตราส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงลง 5% จะส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับเพิ่มขึ้น 1.48% (รูปภาพ 67)

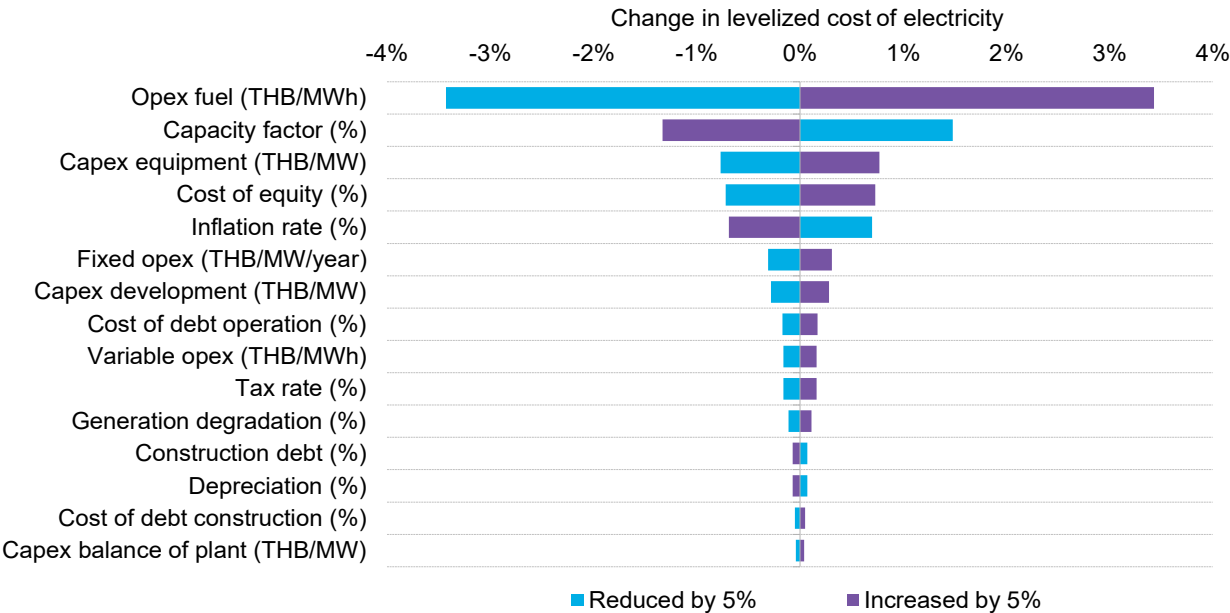
ณ ปี พ.ศ. 2566 ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดสุทธิที่ 34 กิกะวัตต์ โดยมีการผลิตไฟฟ้าสุทธิที่ 208 เทราวัตต์ชั่วโมง ซึ่งแสดงให้เห็นถึงชั่วโมงการทำงาน 69% ของชั่วโมงการผลิตไฟฟ้าโดยรวม โรงไฟฟ้าก๊าซซึ่งมีส่วนการผลิตไฟฟ้าคิดเป็น 68% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดได้จ่ายไฟฟ้าให้กับโครงข่ายด้วยเกณฑ์แบบไม่ใช้ก็ได้จ่าย เนื่องจากประเทศไทยมีแผนที่จะเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณที่สำคัญภายในอีก 13 ปีข้างหน้า รัฐบาลจึงพิจารณาที่จะทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าพลังงานก๊าซที่มีความยืดหยุ่นมากขึ้น ด้วยเหตุนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจึงมีแนวโน้มที่จะต้องเผชิญกับการลดชั่วโมงการดำเนินงานลงอีก สิ่งนี้จะทำให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากถ่านหินและก๊าซมีต้นทุนสูงขึ้น

รูปภาพ 66: การวิเคราะห์ความไวของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินในประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: แผนภูมิแสดงเปอร์เซ็นต์ผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้าถ่านหินในประเทศไทย พร้อมค่าความแปรปรวน +/- 5% ในตัวแปรแต่ละตัว โดยอิงตามกรณีต้นทุนมาตรฐาน THB หมายถึง บาท MWh หมายถึง เมกะวัตต์-ชั่วโมง MW หมายถึง เมกะวัตต์

รูปภาพ 67: การวิเคราะห์ความไวของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานในประเทศไทย



แหล่งที่มา: BloombergNEF หมายถึง: แผนภูมิแสดงเปอร์เซ็นต์ผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซแบบผสมผสานในประเทศไทย พร้อมค่าความแปรปรวน +/- 5% ในตัวแปรแต่ละตัว โดยอิงตามกรณีต้นทุนมาตรฐาน THB หมายถึง บาท MWh หมายถึง เมกะวัตต์-ชั่วโมง MW หมายถึง เมกะวัตต์

เกี่ยวกับเรา

รายละเอียดการติดต่อ

การสอบถามของลูกค้า:
เทอร์มินัล Bloomberg: กดปุ่ม <Help> สองครั้ง
อีเมล: support.bnef@bloomberg.net

Ponglert Chanthorn	นักวิเคราะห์, เอเชียตะวันออกเฉียงใต้
Amar Vasdev	ผู้ช่วยอาวุโส, เศรษฐศาสตร์พลังงาน
Siddharth Shetty	นักวิเคราะห์, อินเดีย
Nelson Nsitem	นักวิเคราะห์, พลังงานแบบกระจายศูนย์
Adithya Bhashyam	ผู้ช่วยอาวุโส, ไฮโดรเจน
Shantanu Jaiswal	หัวหน้าฝ่ายวิจัย, เอเชียใต้และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

สงวนลิขสิทธิ์

© Bloomberg Finance L.P. 2025. สิ่งพิมพ์นี้เป็นลิขสิทธิ์ของ Bloomberg Finance L.P. ร่วมกับ BloombergNEF ห้ามมิให้มีการถ่ายสำเนา ทำซ้ำ แสแกนเข้าสู่ระบบอิเล็กทรอนิกส์ หรือส่งต่อ แจกจ่ายส่วนใดส่วนหนึ่งของเอกสารนี้โดยวิธีใดๆ เว้นแต่จะได้รับความยินยอมล่วงหน้าจาก BloombergNEF

การปฏิเสธความรับผิดชอบ

บริการ/ข้อมูลของ BloombergNEF ("BNEF") ได้มาจากแหล่งสารสนเทศที่ได้รับการคัดสรร ในการให้บริการหรือข้อมูลต่างๆ Bloomberg Finance L.P. และบริษัทในเครือเชื่อว่าข้อมูลที่ใช้มีที่มาจากแหล่งข้อมูลที่เชื่อถือได้ อย่างไรก็ตาม บริษัทอาจรับรองความถูกต้องหรือความครบถ้วนของข้อมูลดังกล่าว ซึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้โดยไม่ต้องแจ้งให้ทราบล่วงหน้า ทั้งนี้ไม่มีข้อความใดในเอกสารฉบับนี้ที่ควรถือเป็นการรับประกันหรือคำยืนยันในลักษณะนั้น ข้อความต่างๆ ที่ปรากฏในบริการหรือเอกสารฉบับนี้เป็นความคิดเห็นหรือการพิจารณาของผู้เขียนบทความหรือเนื้อหาที่เกี่ยวข้อง ณ เวลานั้น และมิได้สะท้อนถึงความคิดเห็นของ Bloomberg Finance L.P., Bloomberg L.P. หรือบริษัทในเครือใด ๆ ของ 'Bloomberg' โดยจำเป็น Bloomberg ขอปฏิเสธความรับผิดชอบใดๆ ที่เกิดขึ้นจากการใช้เอกสาร เนื้อหา และ/หรือบริการนี้ ไม่มีข้อความใดในที่นี้ที่ จะถือเป็นหรือตีความได้ว่าเป็นการเสนอขายตราสารทางการเงิน หรือคำแนะนำหรือข้อเสนอแนะด้านการลงทุนโดย Bloomberg ในการลงทุนหรือกลยุทธ์อื่นๆ (เช่น การ "ซื้อ", "ขาย" หรือ "ถือครอง" การลงทุน) ข้อมูลที่ผ่านบริการนี้ ไม่ได้พิจารณาจากกรณีส่วนบุคคลของผู้ใช้บริการ และไม่ควรถือว่าเป็นข้อมูลที่เพียงพอในการใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุน คุณควรพิจารณาและตัดสินใจด้วยตนเองว่าคุณเห็นด้วยกับเนื้อหาหรือไม่ บริการนี้ไม่ควรตีความว่าเป็นคำแนะนำด้านภาษี หรือบัญชี หรือเป็นบริการที่จัดทำขึ้นเพื่อช่วยเหลือผู้ใช้บริการในการปฏิบัติตามภาระผูกพันทางภาษี บัญชีหรือทางกฎหมายอื่นๆ พนักงานที่มีส่วนร่วมในบริการนี้อาจดำรงตำแหน่งในบริษัทที่ระบุไว้ในบริการ/ข้อมูล ข้อมูลที่รวมอยู่ในสื่อเหล่านี้มีไว้เพื่อวัตถุประสงค์ในการอธิบายเท่านั้น บริการ BLOOMBERG TERMINAL และผลิตภัณฑ์ ข้อมูลของ Bloomberg (รวมเรียกว่า 'บริการ') เป็นกรรมสิทธิ์และจัดจำหน่ายโดย Bloomberg Finance L.P. ('BFLP') ยกเว้นใน (i) ประเทศอาร์เจนตินา ออสเตรเลีย และบางเขตอำนาจศาลในหมู่เกาะแปซิฟิก เบอร์มิวดา จีน อินเดีย ญี่ปุ่น เกาหลี และนิวซีแลนด์ ซึ่ง Bloomberg L.P. และบริษัทย่อย ('BLP') เป็นผู้จัดจำหน่ายผลิตภัณฑ์เหล่านี้ และ (ii) ประเทศ สิงคโปร์รวมถึงเขตอำนาจศาลที่สำนักงานสิงคโปร์ของ Bloomberg ให้บริการ ซึ่งบริษัทย่อยของ BFLP เป็นผู้จัดจำหน่าย ผลิตภัณฑ์ดังกล่าว BLP ให้การสนับสนุนด้านการตลาดและการดำเนินงานในระดับโลกแก่ BFLP และบริษัทในเครือ คุณสมบัติ ฟังก์ชัน ผลิตภัณฑ์ และบริการบางประการมีให้เฉพาะนักลงทุนที่มีความชำนาญเท่านั้น และให้บริการเฉพาะใน พื้นที่ที่กฎหมายอนุญาตเท่านั้น BFLP, BLP และบริษัทในเครือไม่รับประกันความถูกต้องของราคาหรือข้อมูลอื่นๆ ในบริการ ไม่มีสิ่งใดในบริการที่จะถือเป็นหรือตีความได้ว่าเป็นการเสนอตราสารทางการเงินโดย BFLP, BLP หรือบริษัทในเครือ หรือเป็นคำแนะนำหรือข้อเสนอแนะด้านการลงทุนโดย BFLP, BLP หรือบริษัทในเครือเกี่ยวกับกลยุทธ์การลงทุน หรือการ "ซื้อ"

"ขาย" หรือ "ถือครอง" การลงทุน ข้อมูลที่ให้บริการนี้ไม่ควรถือว่าเป็นข้อมูลที่เพียงพอในการใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุน Bloomberg ไม่ได้กล่าวอ้างหรือให้การรับรองใดๆ เกี่ยวกับลักษณะด้านความยั่งยืน ลักษณะเฉพาะ หรือจุดข้อมูลของผู้ออกหลักทรัพย์ ผลิตภัณฑ์ หรือบริการพื้นฐานใดๆ และผู้ใช้ควรพิจารณาตัดสินใจเกี่ยวกับประเด็นดังกล่าวด้วยตนเองต่อไปนี้เป็นเครื่องหมายการค้าและเครื่องหมายบริการของ BFLP ซึ่งเป็นห้างหุ้นส่วนจำกัดในเดลาแวร์ หรือบริษัทย่อย: BLOOMBERG, BLOOMBERG ANYWHERE, BLOOMBERG MARKETS, BLOOMBERG NEWS, BLOOMBERG PROFESSIONAL, BLOOMBERG TERMINAL และ BLOOMBERG.COM การไม่มีเครื่องหมายการค้าหรือเครื่องหมายบริการใดๆ ในรายการนี้จะไม่ถือเป็นการละเมิดสิทธิในทรัพย์สินทางปัญญาของ Bloomberg ในชื่อ เครื่องหมายหรือโลโก้นั้น สงวนลิขสิทธิ์ทั้งหมด © 2025Bloomberg.