

Power

ธุรกิจโรงไฟฟ้าในไทยปี 2026-2029 คาดว่าเติบโตสอดคล้องไปกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตามภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัวในปี 2026 และทยอยฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไปในระยะกลาง ขณะที่ไฟฟ้าสะอาด โดยเฉพาะกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจาก Solar และ Wind มีกำหนดการผลิตเข้าระบบการไฟฟ้าฯ ต่อเนื่องทุกปี อย่างไรก็ดี ต้องติดตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าใหม่ที่จะขยายเวลาออกไปก่อนและนโยบายการปรับราคาซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่

October 2025

Contents



Executive summary หน้า 03



เศรษฐกิจโตต่ำ จะกระทบความ
ต้องการใช้ไฟฟ้าเพียงใด? หน้า 05

ราคาพลังงานโลกลดลง
จะส่งผลให้ค่าไฟฟ้าไทยลดลง
แค่ไหน? หน้า 09

นโยบายพลังงานหมุนเวียน
คืบหน้าแค่ไหน และจะมีผลต่อ
ผู้ประกอบการอย่างไร? หน้า 13

มติ กพข. ที่เกี่ยวกับการรับซื้อ
ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนส่งผลต่อ
ธุรกิจโรงไฟฟ้าอย่างไร หน้า 23

รูปแบบและความคืบหน้า
การซื้อขายไฟฟ้าพลังงานสะอาด
ในรูปแบบ Private PPA /
Direct PPA / UGT หน้า 27

โรงไฟฟ้าจากฟอสซิลยังโตต่อ
หรือชะลอ? ท่ามกลางแรง
กดดันของเป้าหมายการลด
คาร์บอน หน้า 34

Key takeaways : นัยต่อ
ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าและบทบาท
ภาครัฐเพื่อตอบโจทย์ความต้องการ
ไฟฟ้าสะอาดของประเทศ หน้า 42

The information contained in this report has been obtained from sources believed to be reliable. However, neither we nor any of our respective affiliates, employees or representatives make any representation or warranty, express or implied, as to the accuracy or completeness of any of the information contained in this report, and we and our respective affiliates, employees or representatives expressly disclaim any and all liability relating to or resulting from the use of this report or such information by the recipient or other persons in whatever manner.

Any opinions presented herein represent our subjective views and our current estimates and judgments based on various assumptions that may be subject to change without notice, and may not prove to be correct.

Executive summary



ปริมาณการใช้ไฟฟ้าผ่านระบบของการไฟฟ้าฯ ของไทยในปี 2026 จะเติบโตเพียงเล็กน้อยที่ 0.3%YOY ก่อนที่จะเติบโตเร่งขึ้นเฉลี่ยราว 2.9% ต่อปีในช่วงปี 2027–2029 ซึ่งสอดคล้องกับอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจไทยที่จะเติบโตในระดับต่ำ โดยคาดว่า GDP จะขยายตัวเพียง 1.5% ในปี 2026 และเฉลี่ย 2.3–2.5% ต่อปีในช่วง 2027–2029 ขณะเดียวกัน การใช้ไฟฟ้านอกระบบ หรือไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อใช้เองโดยไม่ผ่านโครงข่ายของการไฟฟ้าฯ จะเติบโตสูงกว่าชัดเจน โดยคาดว่าในปี 2026 จะเพิ่มขึ้น 2.4% และเฉลี่ย 3.3% ต่อปีในช่วงปี 2027–2029 จากความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะในนิคมอุตสาหกรรมที่หันมาใช้ระบบ SPP Direct (ผู้ผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในพื้นที่นิคมฯขายไฟฟ้าโดยตรงให้ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยใช้สายส่งไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอง) และ IPS-Renewable (ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าใช้เองจากพลังงานแสงอาทิตย์ Solar rooftop หรือพลังงานชีวมวลและก๊าซชีวภาพ) มากขึ้น จากการติดตั้ง Solar rooftop และการทำ Private PPA (ซื้อไฟฟ้าสะอาดโดยตรงจากผู้ผลิตโดยใช้สายส่งไฟฟ้าของตนเองหรือผู้ผลิตไฟฟ้า) ที่เพิ่มขึ้นต่อเนื่อง



ค่าไฟฟ้าโดยเฉลี่ยทั้งปี 2026 มีแนวโน้มปรับตัวลดลง 2.2%YOY มาอยู่ที่ราว 3.93 บาทต่อหน่วย แต่ค่าไฟฟ้าในงวดเดือน ม.ค.-เม.ย. 2026 คาดว่าจะอยู่ที่ 3.9 บาทต่อหน่วย จากนโยบายลดค่าครองชีพเร่งด่วนของกรม. อนุทิน โดยการใช้ Claw back ที่ได้จากการไฟฟ้าฯ มาชำระคืนหนี้และขยายเวลาคืนหนี้ส่วนที่เหลือออกไปก่อน และในปี 2027–2029 จะทยอยลดลงมาอยู่ในช่วง 3.7–3.85 บาทต่อหน่วย สอดคล้องกับต้นทุนก๊าซธรรมชาติป้อนโรงไฟฟ้าที่มีแนวโน้มลดลงจาก 1) ต้นทุนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติ (จากแหล่ง JKM ที่ไทยนำเข้า) จะลดลงมาอยู่ที่ 11.3 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อ MMBTU ในปี 2026 และคาดว่าจะทยอยลดลงเหลือ 8.7 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อ MMBTU ในปี 2029 2) ค่าเงินบาทที่คาดว่าจะแข็งค่าที่ราว 31.6–32.8 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ในช่วงปี 2026–2029 และ 3) ลัดส่วนการนำเข้าก๊าซฯ ที่สูงขึ้นจาก 40% ในปี 2026–2027 เป็น 50% ในปี 2028–2029 ขณะเดียวกัน การประเมินค่าไฟฟ้าของรัฐ คาดว่าจะยังคงตรึงค่าไฟฟ้าให้อยู่ในระดับต่ำไม่เกินกว่า 3.94 บาทต่อหน่วย โดยคาดว่าจะมีการใช้เงิน Claw back ที่เรียกคืนจากการไฟฟ้าฯ และมีการขยายเวลาชำระหนี้ส่วนหนี้ที่เหลือของ กฟผ. และ ปตท.



การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยรวมในไทยในปี 2026 และระยะกลางมีแนวโน้มขยายตัว เนื่องจากยังมีแผนติดตั้งโรงไฟฟ้าเพื่อผลิตเข้าระบบไฟฟ้าตามสัญญาในปี 2026 รวม 1,103 MW ซึ่งคิดเป็นมูลค่าการลงทุนรวมไม่ต่ำกว่า 52,000 ล้านบาท ส่วนในระยะกลาง ปี 2027–2030 มีแผนผลิตไฟฟ้าตามสัญญาที่จะผลิตราว 1,200–1,600 MW ต่อปี ซึ่งคิดเป็นมูลค่าการลงทุนราว 43,000–56,000 ล้านบาทต่อปี โดยเฉพาะจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมจากการรับซื้อ Big lot1 ที่ 5.2 GW และ lot2 ที่ 2.1 GW อย่างไรก็ดี ยังมีปัจจัยที่ต้องพิจารณาและติดตามที่ส่งผลกระทบต่อธุรกิจผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน อาทิ การชะลอรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนใหม่และการจัดทำแผน PDP ฉบับใหม่ รวมถึงนโยบายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ส่งผลกระทบต่อภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ อาทิ การส่งเสริมโซลาร์รูฟท็อป, Private PPA, Third Party Access (TPA) และ Direct PPA สำหรับ Data center และไฟฟ้าสะอาดสำหรับธุรกิจอื่น ๆ ที่ยังไม่มี ความชัดเจนเรื่องกำหนดการของภาครัฐที่จะเปิดให้ใช้ไฟฟ้าสะอาดผ่าน Direct PPA รวมถึงขั้นตอนการสมัคร

ภาพรวมภาวะธุรกิจโรงไฟฟ้าปี 2026 มีแนวโน้มเติบโตจากแผนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่รวม 1,103MW และระยะกลางปี 2027-2029 ยังเติบโตต่อเนื่องจากแผนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังลมที่มากขึ้น

ภาพรวมภาวะธุรกิจ

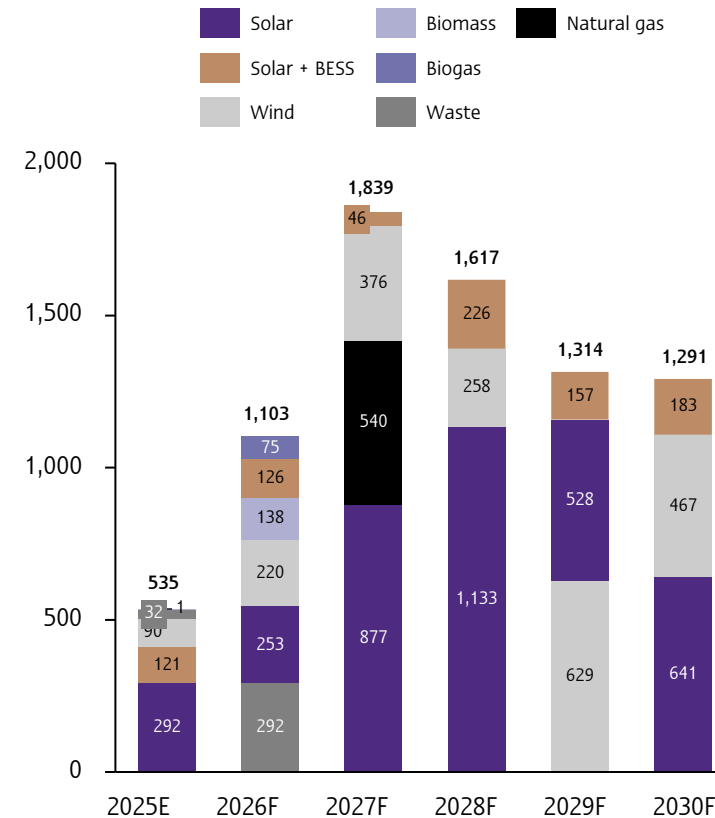
- ธุรกิจผลิตไฟฟ้าในปี 2026 มีแนวโน้มเติบโตจากแผนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กำหนดผลิตเข้าระบบการไฟฟ้ารวมราว 1,103 MW จากการประมูล Biglot1 (5.2GW) และ lot2/1 (2.1GW) โดยคิดเป็นมูลค่าการลงทุนรวมไม่ต่ำกว่า 52,000 ล้านบาท ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ พลังงานลม พลังงานขยะ พลังงานชีวมวลและก๊าซชีวภาพ
- ในระยะกลางช่วงปี 2027-2029 ธุรกิจผลิตไฟฟ้าจะยังเติบโตต่อเนื่องทั้งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและจากก๊าซธรรมชาติ โดยโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีกำหนดผลิตเข้าระบบการไฟฟ้า รวมราว 1,300-1,600MW ต่อปี จากการประมูล Biglot1 และ lot2/1 คิดเป็นมูลค่าการลงทุนราว 43,000-56,000 ล้านบาทต่อปี ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่และพลังงานลม ขณะที่โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติมีแผนผลิตเข้าระบบจำนวน 540MW ในปี 2027

ปัจจัยที่ต้องติดตามซึ่งอาจกระทบต่อธุรกิจโรงไฟฟ้าในระยะข้างหน้า

- แผน PDP ฉบับใหม่ที่จะขยายเวลาออกไป เพื่อพิจารณารายละเอียดกำลังการผลิตใหม่
- การชะลอรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรอบ 2/2 (1,488.5 MW)
- นโยบายการปรับลดราคารับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Lot2/1 (1,580 MW) ที่จะกระทบต่อรายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้า
- นโยบาย Direct PPA และ TPA ที่ยังไม่ชัดเจน ซึ่งหากเริ่มใช้ได้แล้ว จะทำให้ความต้องการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น

กำลังการผลิตไฟฟ้าตามกำหนด COD ของระบบการไฟฟ้า ปี 2025-2030

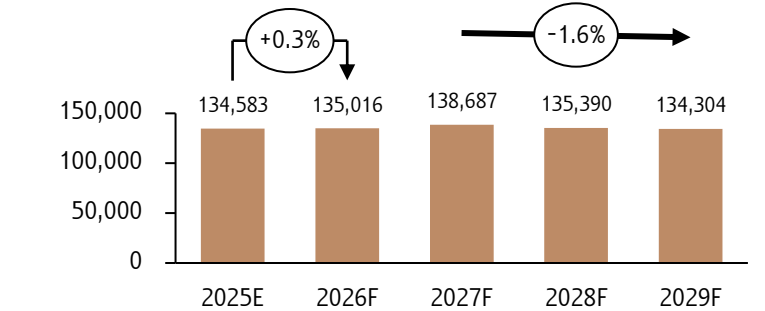
หน่วย : MW



*ไม่รวมกำลังการผลิตจาก Solar rooftop และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจากลาวที่มีแผนผลิตเข้าระบบปี 2030 โดย Lot2/1 จะมีโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จะเริ่ม COD ในปี 2028 แต่พลังงานแสงอาทิตย์คาดว่าจะขยับ COD ไปที่ปี 2027

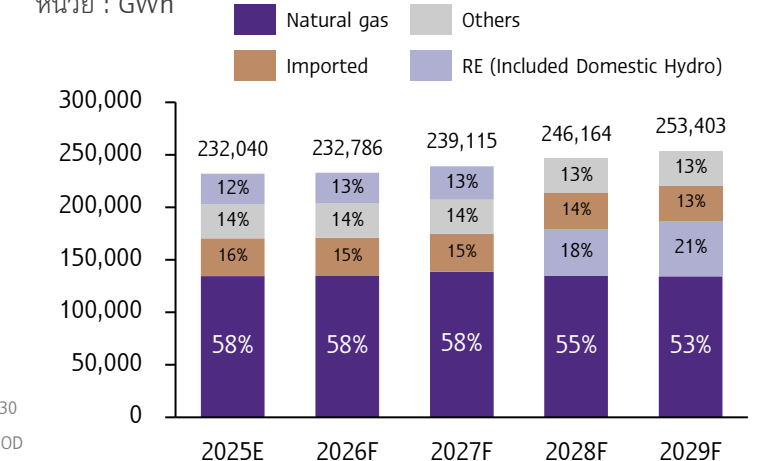
ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติช่วงปี 2025-2029

หน่วย : GWh



สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งต่าง ๆ ช่วงปี 2025-2029

หน่วย : GWh



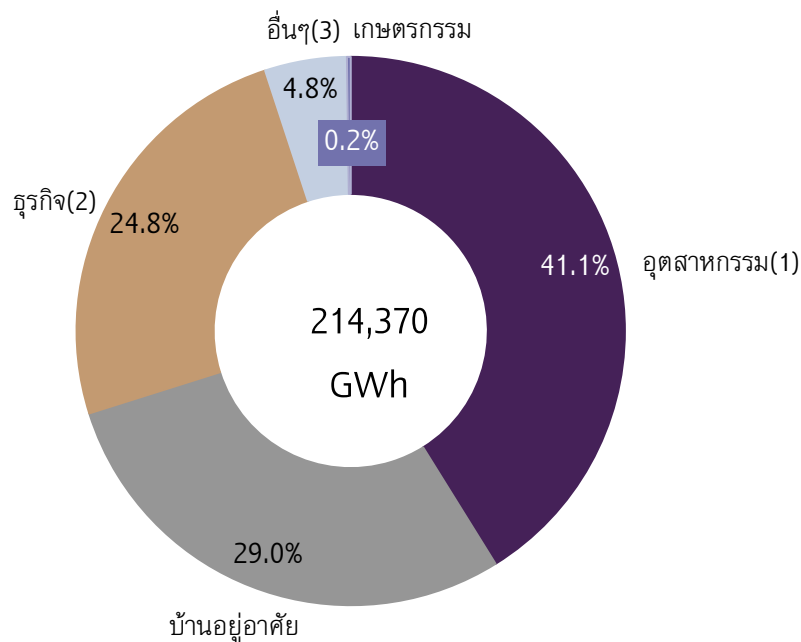


เศรษฐกิจไทยโตต่ำ จะกระทบความต้องการใช้ไฟฟ้าเพียงใด?

ภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าหลักในไทย โดยความต้องการไฟฟ้าในสองภาคส่วนดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับ การขยายตัวของเศรษฐกิจเป็นหลัก

การใช้พลังงานไฟฟ้า จำแนกตามสาขาเศรษฐกิจปี 2024

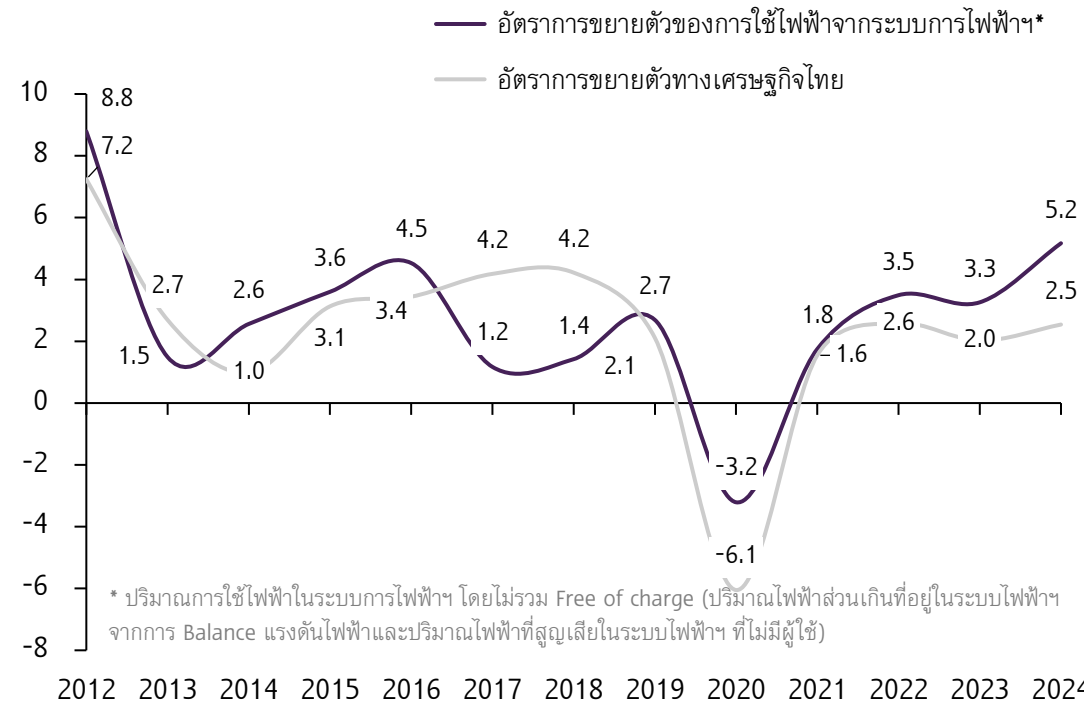
หน่วย : %



สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าในไทยส่วนใหญ่จะมาจากภาคอุตสาหกรรมเป็นหลัก แต่ในช่วง 1-2 ปีที่ผ่านมาสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมมีแนวโน้มต่ำลง โดยในปี 2024 สัดส่วนลดลงมาอยู่ที่ 41% เทียบกับค่าเฉลี่ยในอดีตในช่วงปี 2015-2023 ที่อยู่ที่ราว 46% สะท้อนถึงกิจกรรมการผลิตที่ชะลอตัวลงตามภาวะเศรษฐกิจ ขณะที่การใช้ไฟฟ้าสำหรับที่อยู่อาศัยปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ราว 29% จากค่าเฉลี่ยในอดีตที่ราว 26% ในช่วงปี 2015-2023

อัตราการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบและอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP)

หน่วย : %YOY

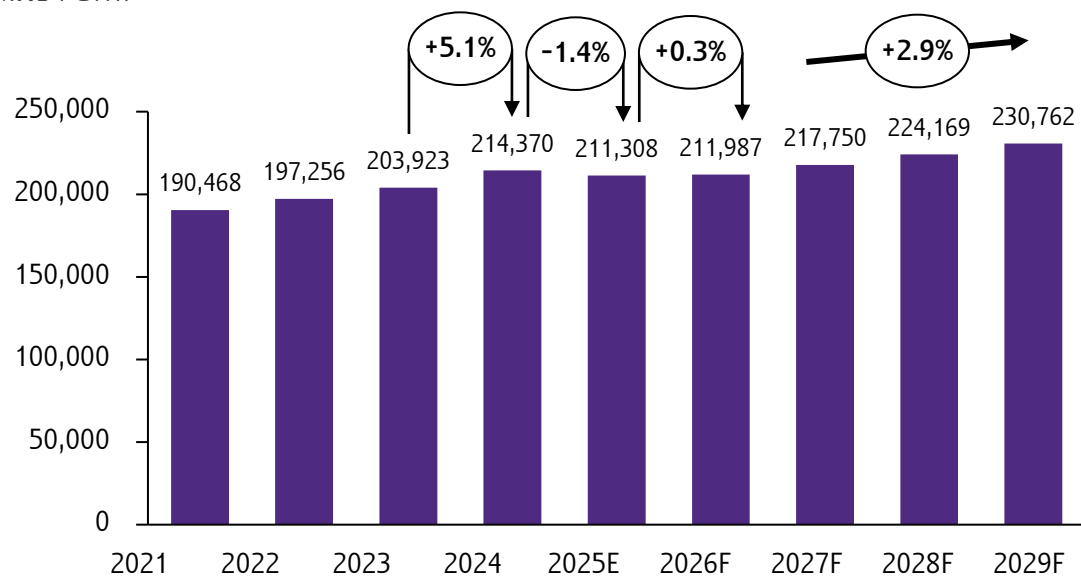


ปริมาณการใช้ไฟฟ้าผ่านระบบของการไฟฟ้า ของไทยในปี 2026 จะเติบโตเพียงเล็กน้อยที่ 0.3%YOY ก่อนที่จะเติบโตเร่งขึ้น เฉลี่ยราว 2.9% ต่อปีในช่วงปี 2027-2029 สอดคล้องกับการเติบโตของเศรษฐกิจไทยที่จะเติบโตในระดับต่ำ โดยคาดว่า GDP จะขยายตัวเพียง 1.5% ในปี 2026 และเฉลี่ย 2.3-2.5% ต่อปีในช่วง 2027-2029

SCB EIC คาดว่าการใช้ไฟฟ้าในระบบในปี 2026 จะขยายตัวเล็กน้อย 0.3%YOY ชะลอลงตามการชะลอตัวของเศรษฐกิจไทย ส่วนในปี 2027-2029 คาดว่าจะเติบโตเฉลี่ยราว 2.9%YOY ตามภาวะเศรษฐกิจที่ฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป

การใช้ไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้า (EGAT, MEA และ PEA) ปี 2021-2029 (คาดการณ์ 2025-2029)

หน่วย : GWh

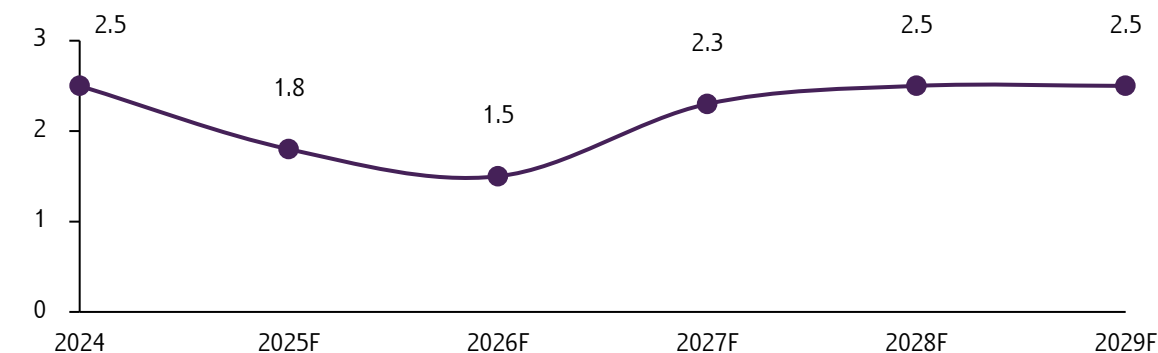


ความต้องการไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้าฯ ปี 2026 คาดว่าจะกลับมาขยายตัวเล็กน้อยราว 0.3%YOY จากในปี 2025 ที่หดตัวราว 1.4%YOY จากการใช้ไฟฟ้าในภาคการผลิตและภาคบริการที่ชะลอตัว ประกอบกับเป็นการลดลงจากฐานของการใช้ไฟฟ้าในปี 2024 ที่สูง ทั้งนี้ในปี 2026 ความต้องการไฟฟ้า คาดว่าจะกลับมาขยายตัวต่ำตามภาวะเศรษฐกิจที่ยังเติบโตได้อย่างช้า ๆ ที่ 1.5%YOY

แนวโน้มปี 2027-2029 ความต้องการไฟฟ้าคาดว่าจะกลับมาเติบโตเฉลี่ย 2.9%YOY (CAGR) สอดคล้องกับ GDP ที่คาดว่าจะกลับมาขยายตัวที่ราว 2.3% ในปี 2027 และ 2.5% ในปี 2028-2029

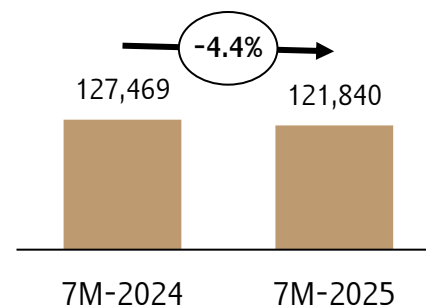
SCB EIC ประเมินการ GDP Growth ช่วงปี 2024-2029 (ประมาณการปี 2025-2029)

หน่วย : %YOY



ปริมาณการใช้ไฟฟ้าช่วงเดือน ก.ค. 2024 และ ก.ค. 2025

หน่วย : GWh

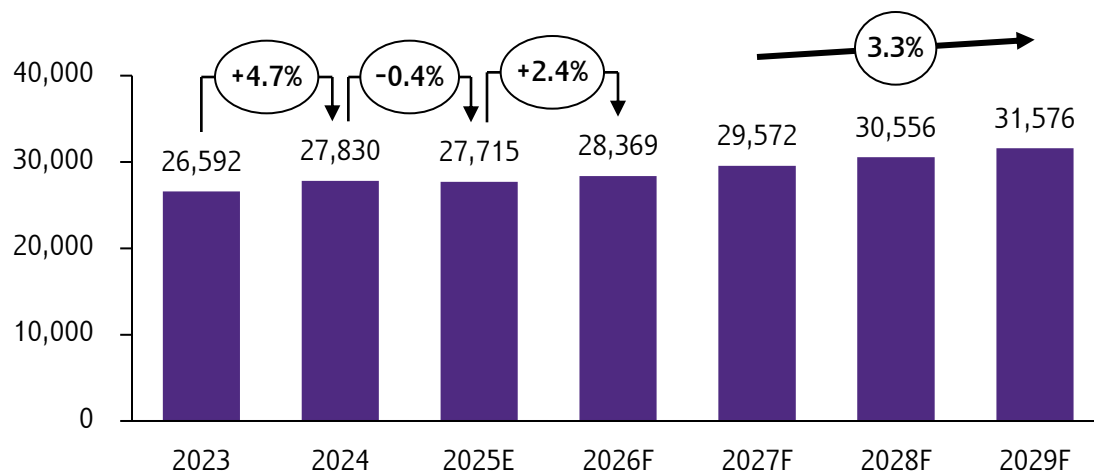


ปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวม 7 เดือนที่ผ่านมาของปี 2025 ลดลงจากปี 2024 ราว 4.4%YOY ซึ่งหดตัวจากการปรับฐานของปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เคยขยายตัวสูงในปี 2024 โดยเป็นผลจากการใช้ไฟฟ้าในครัวเรือน ภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมที่ลดลง จากกิจกรรมการผลิตสินค้าที่ลดลงเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า (ฐานสูง) รวมถึงการใช้ไฟฟ้าในธุรกิจบริการที่ชะลอตัว

การใช้ไฟฟ้าในระบบปี 2026 มีแนวโน้มเติบโต 2.4%YOY จากปี 2025 ที่ชะลอลง 0.4%YOY โดยในช่วงปี 2026-2029 คาดว่าจะมีแนวโน้มเติบโตเฉลี่ยราว 3.3%YOY

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในระบบ (IPS + SPP Direct) ปี 2023-2029 (คาดการณ์ 2025-2029)

หน่วย : GWh

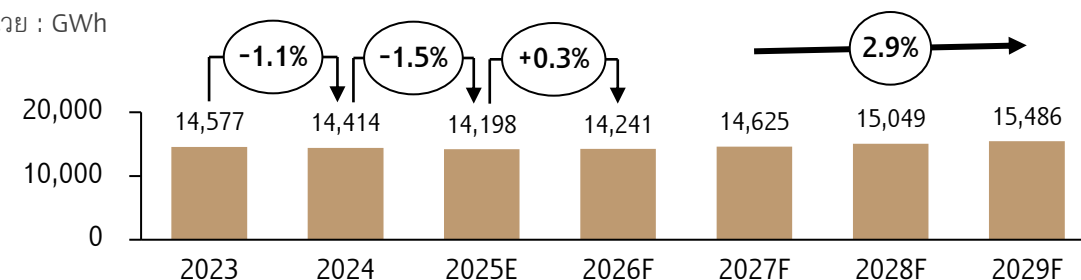


ความต้องการไฟฟ้าในระบบปี 2026 คาดว่าจะกลับมาขยายตัวราว 2.4%YOY จากความต้องการไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ เช่น SPP direct (ผู้ผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในพื้นที่นิคมฯ ขายไฟฟ้าโดยตรงให้ผู้บริโภคโดยใช้สายส่งไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอง) และ IPS หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าใช้เอง เช่น Solar rooftop และ Private PPA (ซื้อไฟฟ้าโดยตรงจากผู้ผลิต)

ปี 2027-2029 ความต้องการไฟฟ้าในระบบคาดว่าจะมีแนวโน้มเติบโตต่อเนื่องที่ราว 3.3% (CAGR) จากความต้องการไฟฟ้าทั้ง SPP direct และ IPS สอดคล้องกับการขยายตัวของ GDP ที่คาดว่าจะเติบโตราว 2.3-2.5% จากความต้องการใช้ไฟฟ้าในกลุ่มอุตสาหกรรมในนิคมอุตสาหกรรมและการใช้ไฟฟ้าจาก Solar rooftop และ Private PPA (ซื้อไฟฟ้าโดยตรงจากผู้ผลิต) ที่เติบโตเพื่อลดการปล่อยคาร์บอนในองค์กร

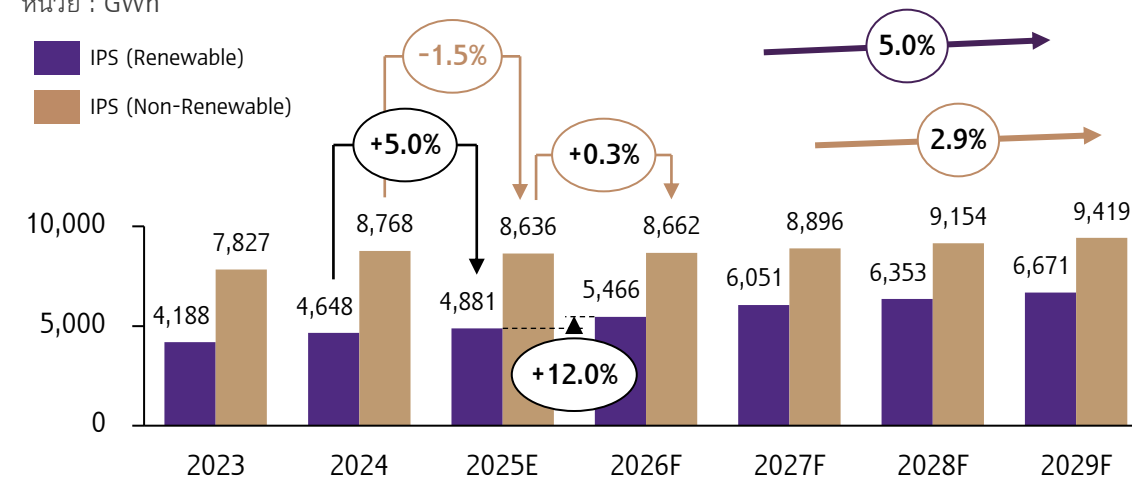
ปริมาณการใช้ไฟฟ้า SPP Direct ปี 2023-2029 (คาดการณ์ 2025-2029)

หน่วย : GWh



ปริมาณการใช้ไฟฟ้า IPS Renewable และ Non-Renewable⁽¹⁾ ปี 2023-2029 (คาดการณ์ 2025-2029)

หน่วย : GWh



(1) คาดการณ์ปริมาณการติดตั้ง Solar rooftop ที่เพิ่มขึ้นในปี 2025-2029 อ้างอิงอัตราการเติบโตของ Solar rooftop จากศึกษาของ กกพ. และประมาณการจากรัฐของนโยบายลดหย่อนภาษีการติดตั้ง Solar rooftop

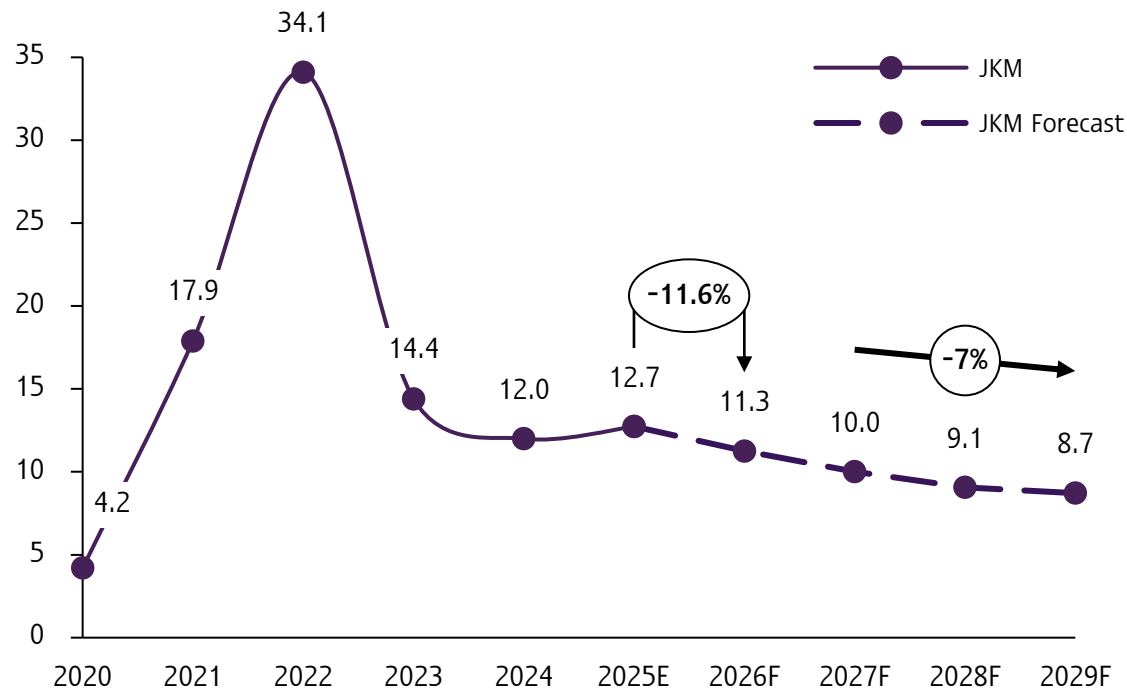


ราคาพลังงานโลกลดลง จะส่งผลให้ค่าไฟฟ้าไทยลดลงแค่ไหน?

ราคาก๊าซฯ ที่ไทยนำเข้า (JKM) ในปี 2026 มีแนวโน้มปรับตัวลดลง 11.6%YOY และลดลง 7% (CAGR) ช่วงปี 2027-2029 เนื่องจากตลาดก๊าซธรรมชาติโลกมีแนวโน้มเผชิญกับภาวะ Excess supply ช่วงปี 2026-2029

ราคาก๊าซธรรมชาติในตลาด JKM ปี 2020-2029

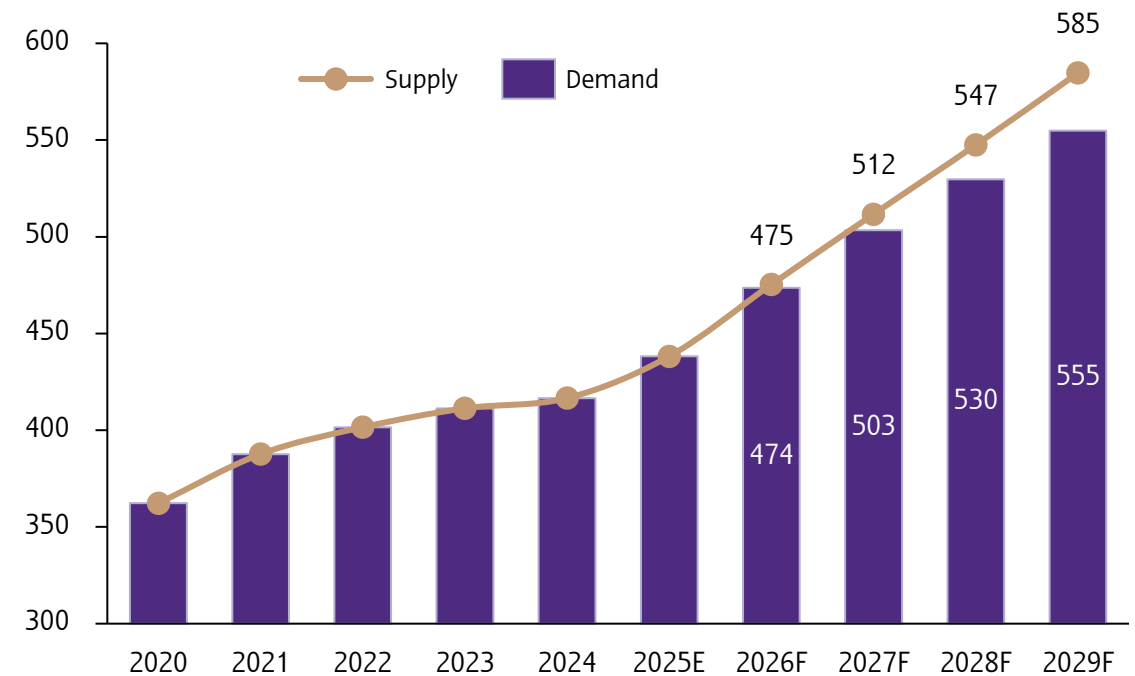
หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐ/MMBTU



ราคาก๊าซธรรมชาติ (JKM) ที่ไทยนำเข้ามาใช้ในประเทศในช่วงปี 2026 คาดว่าจะมีแนวโน้มลดลง 11.6% YOY และลดลง 7% (CAGR) ช่วงปี 2027-2029 จากสถานะตลาดที่เกิด Excess supply

ปริมาณสมดุล (Demand-supply balance) ก๊าซธรรมชาติปี 2020-2029

หน่วย : ล้านตัน

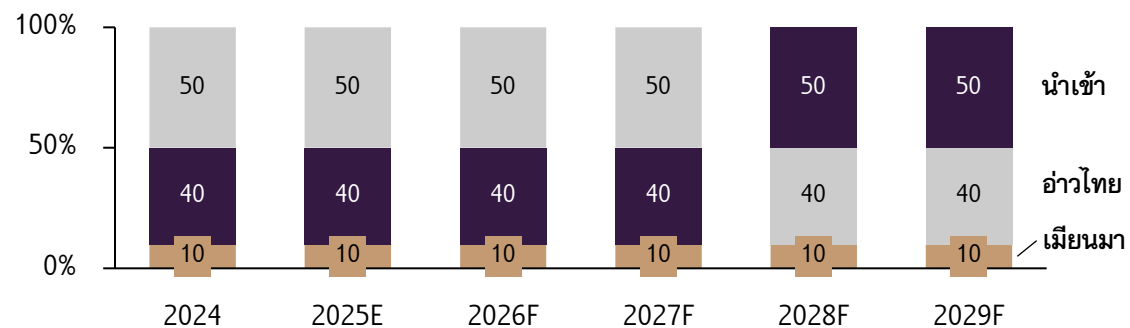


ตลาดก๊าซธรรมชาติโลกในช่วงปี 2026-2029 อยู่ในช่วงสภาวะ Excess supply จากความต้องการก๊าซฯ ที่มีแนวโน้มเติบโตต่ำกว่าช่วงก่อนหน้า ขณะที่ฝั่งอุปทานยังมีแผนผลิตจากโครงการใหม่เพิ่มขึ้นต่อเนื่องและเกินกว่าความต้องการของตลาด

ราคานำเข้าก๊าซธรรมชาติที่ลดลง จะทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติรวมในไทยปรับตัวลดลงตาม คาดว่าในปี 2026 ราคาก๊าซ Pool gas จะปรับตัวลดลง 11.5%YOY แต่ยังคงติดตามนโยบายการปรับกลไก Pool gas ที่ทำให้ราคาลดลง

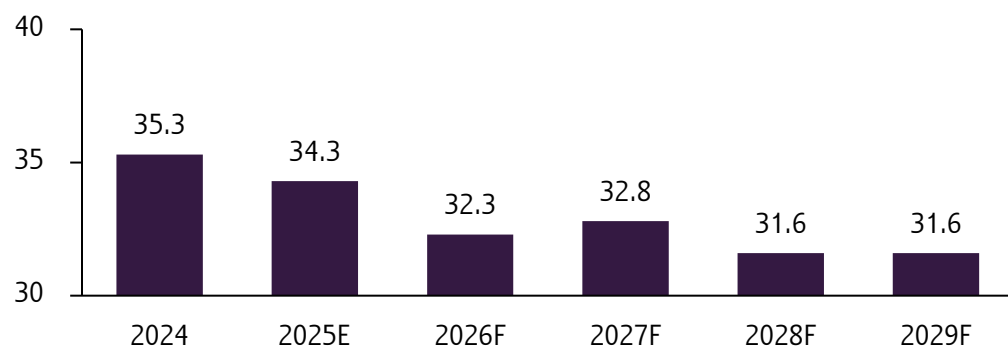
สัดส่วนก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่าง ๆ ใน Pool gas

หน่วย : %



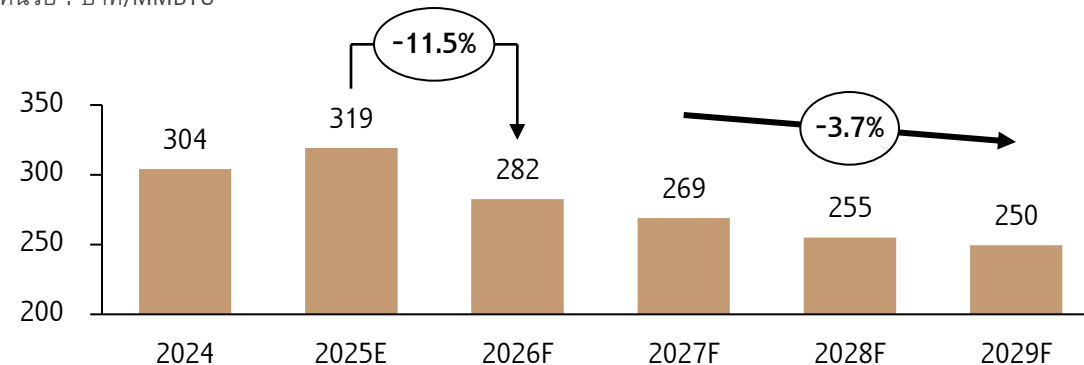
อัตราแลกเปลี่ยน (World bank คาดการณ์ปี 2026-2029)

หน่วย : บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ



ราคาก๊าซธรรมชาติในไทย (Pool gas) ปี 2024-2029 (SCB EIC ประมาณการปี 2025-2029)

หน่วย : บาท/MMBTU



ต้นทุนก๊าซธรรมชาติในไทย (Pool gas) เฉลี่ยทั้งปี 2026 คาดว่าจะอยู่ที่ราว 282 THB/MMBTU ลดลงจากปีก่อนหน้าที่เฉลี่ย 319 THB/MMBTU จากราคาก๊าซธรรมชาตินำเข้า (JKM) ที่ลดลงประกอบกับอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่าช่วยให้ราคา Pool gas ลดลงได้

ปี 2027-2029 : ราคา Pool gas มีแนวโน้มลดลงจากราคาก๊าซนำเข้าที่ลดลง ประกอบกับค่าเงินบาทที่คาดว่าจะแข็งค่ากว่าในช่วงปี 2026 รวมถึงสัดส่วนการนำเข้าที่มากขึ้นจาก 40% เป็น 50% ในช่วงปี 2028-2029 ตามแผนการจัดหาก๊าซฯ ของไทยปี 2024 หรือ (ร่าง) Gas plan 2024

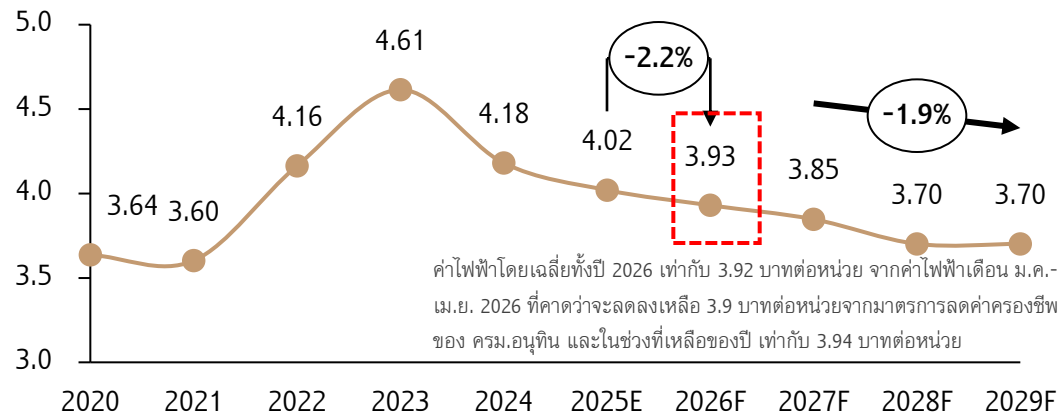
ประเด็นที่ต้องติดตาม

นโยบายพลังงานเกี่ยวกับการปรับกลไก Pool gas เป็นประเด็นติดตามต่อเนื่องในการประชุม กพข. โดยจะเป็นการกำหนดแนวทางในการปรับสัดส่วนก๊าซฯ โดยให้นำก๊าซฯ จากแหล่งอ่าวไทย (ถูกที่สุด) และแหล่งเมียนมาป้อนให้กับ Pool gas สำหรับโรงไฟฟ้าก่อน แล้วถึงนำส่วนของ LNG ที่นำเข้ามาเพิ่มให้ครอบคลุมความต้องการใช้เข้ามาเพิ่ม

ต้นทุนหลักคือก๊าซธรรมชาติจะปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในปี 2026 คาดว่าจะปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ 3.93 บาทต่อหน่วย หรือลดลง 2.2%YOY เนื่องจากภาครัฐมีภาระหนี้คงค้างจากการตรึงราคาค่าไฟที่ต้องทยอยคืนให้กับ กฟผ. และ ปตท.

ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยปี 2024-2029 (SCB EIC ประเมินการปี 2026-2029)

หน่วย : บาท/หน่วย

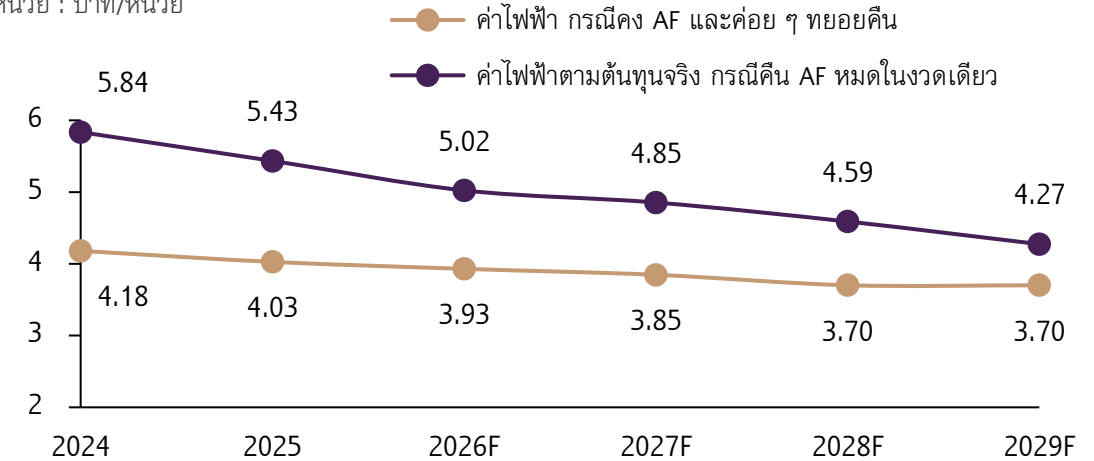


ค่าไฟฟ้า Ft ขายปลีกเฉลี่ยทั้งปี ปี 2024-2029 (SCB EIC ประเมินการ ปี 2026-2029)

ปี	Ft ขายปลีก(เฉลี่ยทั้งปี) (บาทต่อหน่วย)
2024	0.397
2025	0.240
2026F	0.137
2027F	0.064
2028F	-0.082
2029F	-0.082

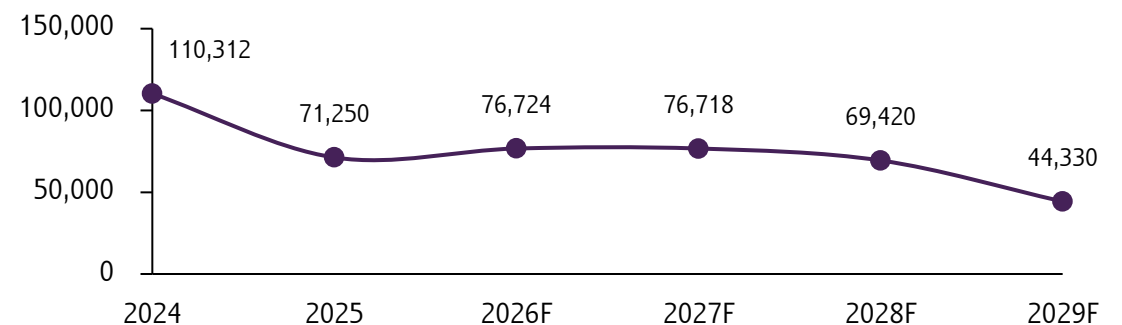
ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยขายปลีกกรณีต้นทุนจริงและกรณีทยอยคืน AF ปี 2024-2029

หน่วย : บาท/หน่วย



ภาระหนี้คงค้างของ กฟผ. และ ปตท. กรณีประเมินค่าไฟฟ้าแบบทยอยคืน AF ปี 2024-2029

หน่วย : ล้านบาท



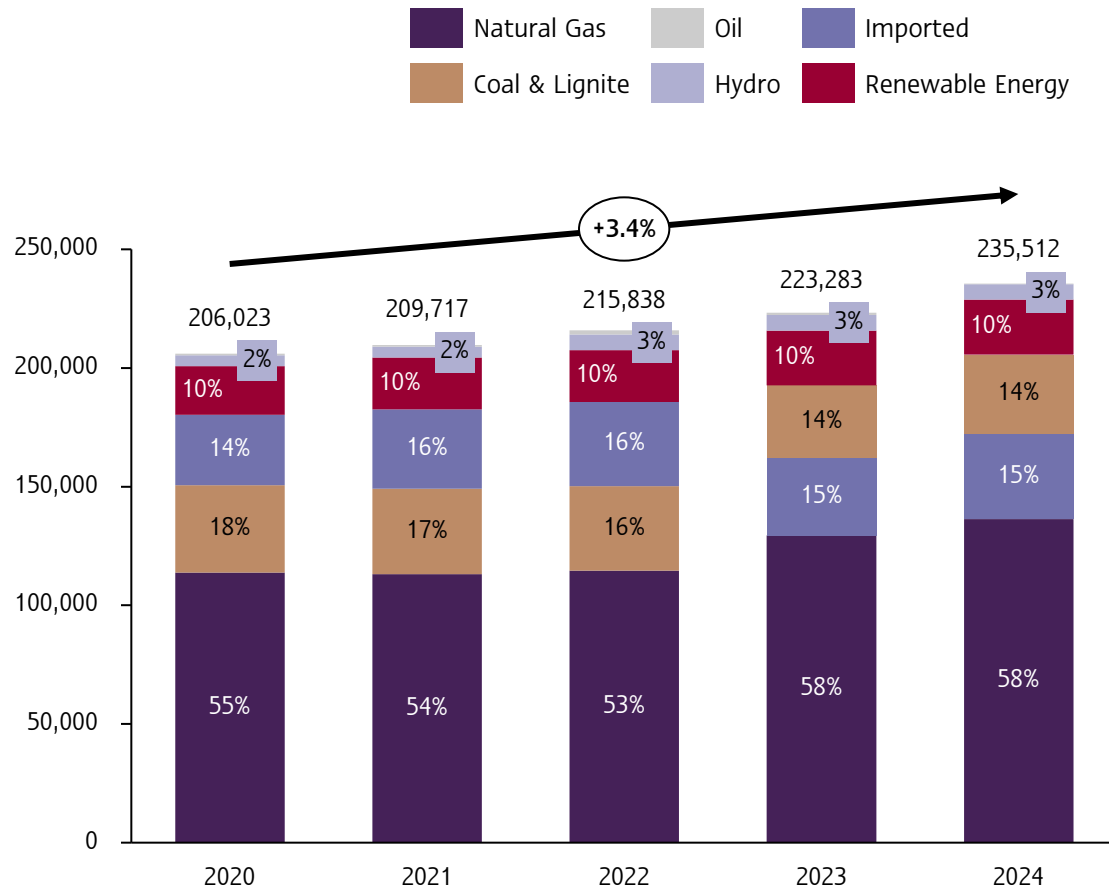


นโยบายพลังงานหมุนเวียนคืบหน้าแค่ไหน และจะมีผลกระทบต่อผู้ประกอบการอย่างไร?

ช่วงที่ผ่านมามีปริมาณการผลิตไฟฟ้ายังมาจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นส่วนใหญ่ จากก๊าซธรรมชาติ 58% และจากถ่านหิน 14% เป็นหลัก ขณะที่สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2026-2029 จะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

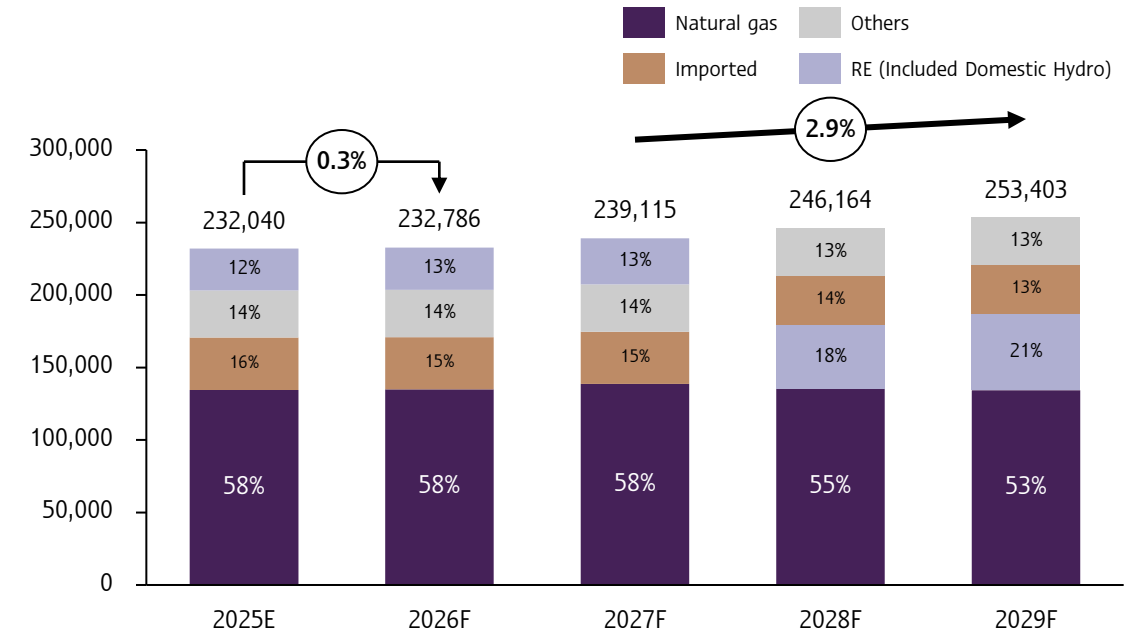
ปริมาณการผลิตไฟฟ้าชนิดต่าง ๆ ช่วงปี 2020-2024

หน่วย : GWh



ปริมาณการผลิตไฟฟ้าและสัดส่วนไฟฟ้าจากแหล่งต่าง ๆ ในระบบช่วงปี 2025-2029

หน่วย : GWh



ปริมาณการผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2026-2029 คาดว่าจะเติบโตเพิ่มขึ้นจากปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่สูงขึ้นเมื่อเทียบกับปี 2025 รวมถึงคาดว่าปริมาณการผลิตไฟฟ้าส่วนเกิน (Surplus) จะอยู่ที่ราว 10% จากปริมาณการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปี โดยปริมาณไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นมีทั้งที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าเดิมและจากกำหนดการผลิตไฟฟ้าใหม่ของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติและส่วนใหญ่เป็นพลังงานหมุนเวียนที่ทยอยผลิตเข้าระบบตลอดช่วงปี 2026-2029

ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RE) ช่วงปี 2026-2030 มีแนวโน้มเติบโต โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าจาก Solar และ Wind จากการรับซื้อ Lot1 (5.2GW) และ Lot2/1 (2.1GW) ที่ COD ต่อเนื่องทุกปี แต่ยังคงจับตามโยบายการรับซื้อโครงการใหม่ที่ยังไม่แน่นอน

ปี 2026

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในไทยมีแผนผลิตเข้าระบบการไฟฟ้าในปี 2026 รวมราว 1,103 MW จากการประมูล Biglot1 (5.2GW) และ lot2/1 (2.1GW) โดยคิดเป็นมูลค่าการลงทุนรวมไม่ต่ำกว่า 52,000 ล้านบาท ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ พลังงานลม พลังงานขยะ พลังงานชีวมวลและก๊าซชีวภาพ

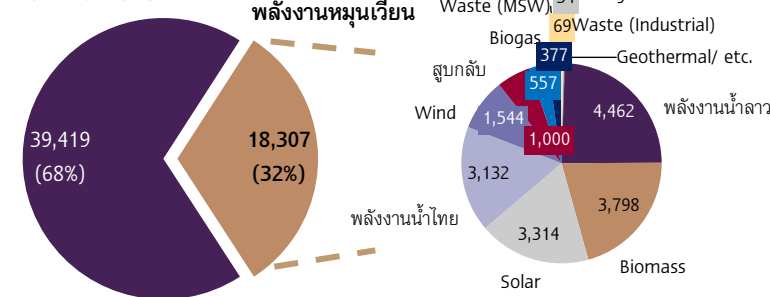
ปี 2027-2030

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในไทยมีแผนผลิตเข้าระบบการไฟฟ้าในช่วงปี 2027-2030 รวมราว 1,200-1,600MW ต่อปี จากการประมูล Biglot1 และ lot2/1 โดยคิดเป็นมูลค่าการลงทุนราว 43,000-56,000 ล้านบาทต่อปี ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ และพลังงานลม นอกจากนี้ ยังมีปัจจัยสนับสนุนไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นจากความต้องการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนอกระบบ (IPS renewable) และ Private PPA ของกลุ่มธุรกิจที่ต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาดในการผลิตสินค้าและบริการเพื่อลดการปล่อยคาร์บอนในองค์กร

กำลังการผลิตไฟฟ้ารวมปี 2024 (รวมไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนอกระบบ)

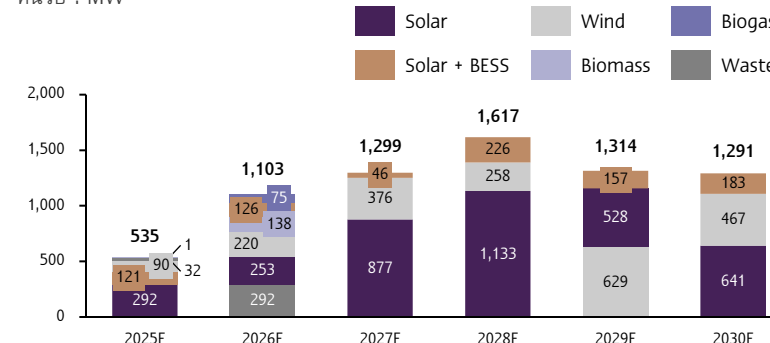
หน่วย : MW

พลังงานฟอสซิล



กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ตามกำหนด COD ของระบบการไฟฟ้าปี 2025-2029 (Lot1 และ Lot2/1)

หน่วย : MW



*ไม่รวมกำลังการผลิตจาก Solar rooftop และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจากลาลาวที่มีแผนผลิตเข้าระบบปี 2030 โดย Lot2/1 จะมีโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่จะเริ่ม COD ในปี 2028 แต่พลังงานแสงอาทิตย์คาดว่าจะขยับ COD ไปในปี 2027

ประเด็นสำคัญที่จะส่งผลกระทบต่อภาวะธุรกิจ (Key themes to monitor)

- แผน PDP ฉบับใหม่ที่จะขยายเวลาออกไปก่อน เพื่อพิจารณารายละเอียดกำลังการผลิตใหม่
- การชะลอรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรอบ 2/2 (1,488.5 MW)
- นโยบายการปรับลดราคารับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Lot2/1 (1,580 MW) ที่จะกระทบต่อรายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้า
- นโยบาย Direct PPA และ TPA ที่ยังไม่ชัดเจน ซึ่งหากเริ่มใช้ได้แล้วจะทำให้ความต้องการไฟฟ้า RE เพิ่มขึ้น

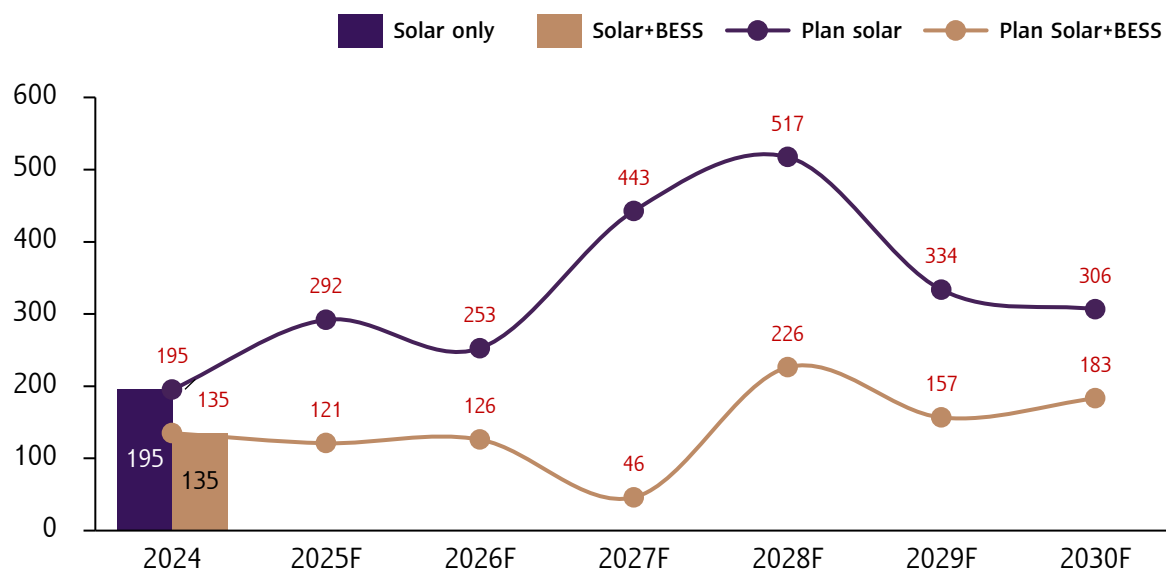
กลุ่มโรงไฟฟ้าที่อาจได้รับผลกระทบจากประเด็นสำคัญข้างต้น

- ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่คาดหวังการเติบโตของรายได้จากการประกาศรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ (Lot2/2) ที่ยังขยายเวลาออกไปจนกว่า PDP ฉบับใหม่จะประกาศ
- ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีต้นทุนการผลิตสูงและไม่สามารถควบคุมให้ลดลงได้จะได้รับผลกระทบกรณีที่ภาครัฐมีนโยบายปรับลดราคารับซื้อไฟฟ้าใหม่ในอนาคต

ไฟฟ้าจาก Solar PV และ Solar PV + BESS ของโครงการรับซื้อ RE Lot1 มีความชัดเจนขึ้นจากการเริ่มทำสัญญาเพื่อขายไฟฟ้าในช่วงปี 2026-2030 ซึ่งจะช่วยสนับสนุนการเติบโตของโรงไฟฟ้า Solar PV แต่อย่างไรก็ดี Lot2/1 (1,580MW) ยังไม่ชัดเจนเรื่องราคารับซื้อ

กำลังการผลิตตามสัญญาขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จากโครงการจัดหาพลังงานหมุนเวียน Feed-in-tariff (FiT) (Lot 1) ช่วงปี 2024-2030

หน่วย : MW



ราคารับซื้อไฟฟ้าของ Solar และ Solar+BESS สำหรับ Lot1 (5.2GW)

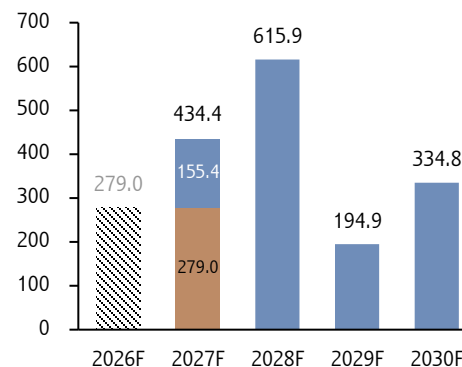
รูปแบบ	ราคารับซื้อ (THB/KWh)	ระยะเวลา
Solar PV	2.1679	25 ปี
Solar PV + Battery	2.8331	25 ปี

ปี 2024 : โครงการ Solar PV และ โครงการ Solar PV + BESS สามารถ COD ได้ตามแผนที่ 195MW และ 135MW ตามลำดับ

ปี 2025 : Solar PV มีแผน COD 292 MW และ Solar PV + BESS COD 121 MW

ปี 2026-2030 : คาดว่าจะมีการทยอยทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างการผลิตไฟฟ้า กับผู้ผลิตไฟฟ้า ภายในปี 2025-2028 โดย Solar PV มีแผน COD ในช่วงราว 252-517.4 MW และ Solar PV + BESS มีแผน COD ในช่วงราว 46-226.2 MW

ประมาณ Solar PV lot 2/1 (1,580 MW)



ราคารับซื้อไฟฟ้าของ Solar PV Lot2/1

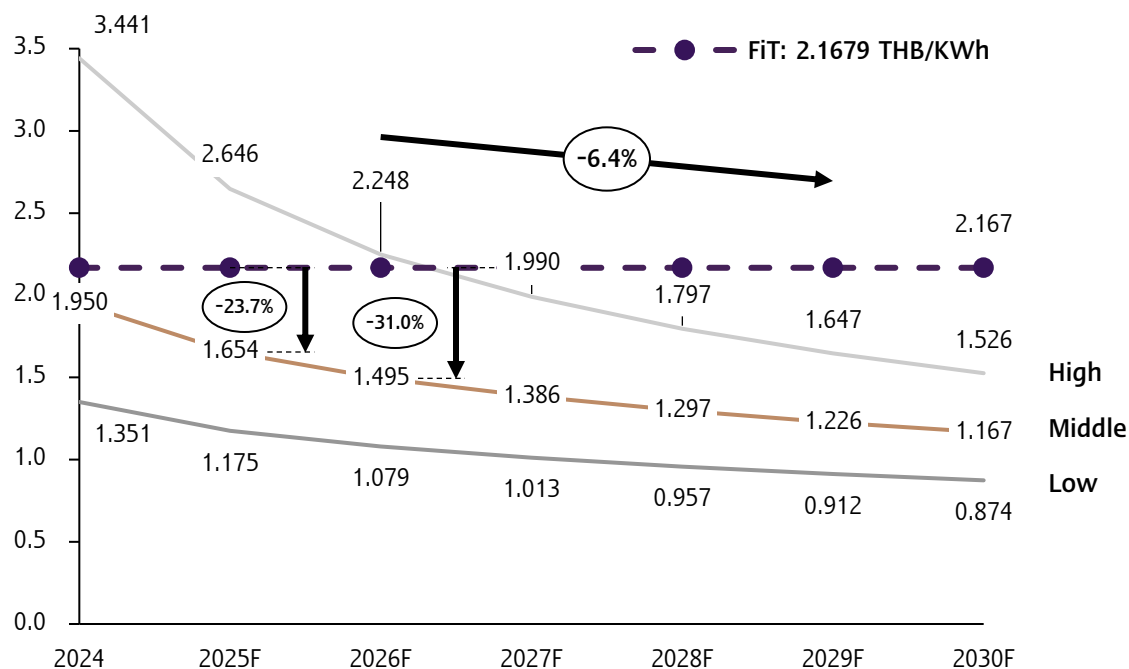
รูปแบบ	ราคารับซื้อ
Solar PV	มีมติให้องค์ตาม Floating solar (คาดว่า 1.5-1.7 บาทต่อหน่วย)

Solar PV ของ Big lot2/1 ยังไม่มีความชัดเจนเรื่องราคารับซื้อใหม่และการทำสัญญา ทำให้มีความเสี่ยงในการขยายเวลาผลิตไฟฟ้าจำนวน 279 MW ออกไป จากเดิมที่เริ่มในปี 2026 เป็น 2027

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโซลาร์และโซลาร์ร่วมกับแบตเตอรี่ในช่วงปี 2026-2029 มีแนวโน้มลดลง ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อผู้ผลิตไฟฟ้า Lot1(5.2 GW) เมื่อเทียบกับราคารับซื้อที่คงที่ในระยะยาว

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์ (Solar fixed-axis)

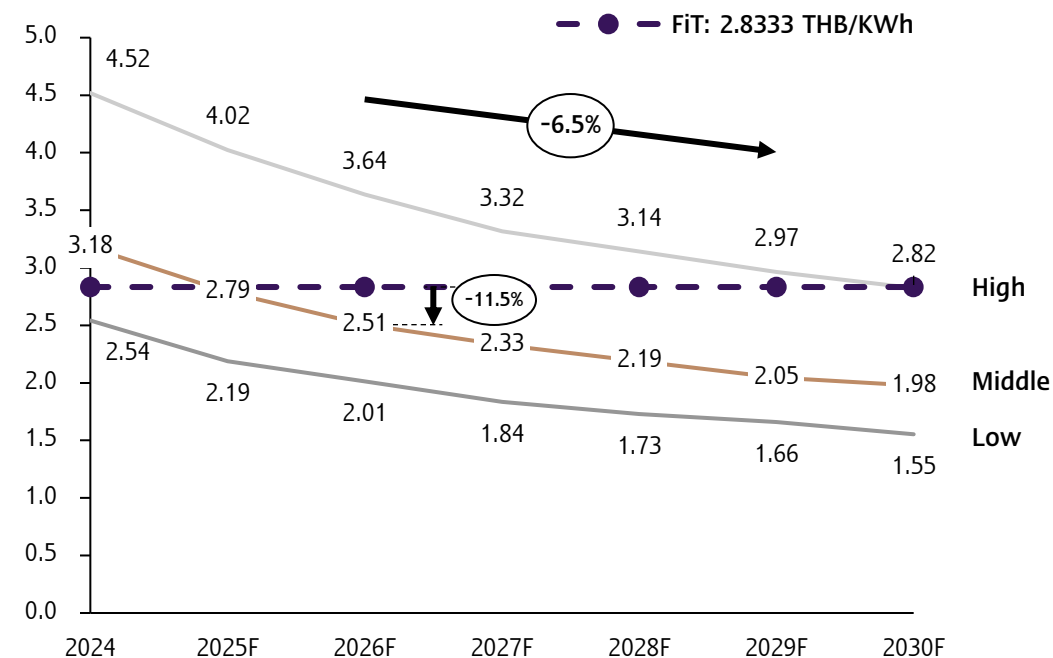
หน่วย : THB/KWh (หน่วย)



แนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโครงการโซลาร์ในไทยช่วงปี 2026-2030 คาดว่ายังคงลดลงต่อเนื่อง เนื่องจากคาดว่าจะราคาแผงโซลาร์เซลล์จะลดลงจากสภาวะการแข่งขันสูงและภาวะ Oversupply ในตลาด รวมถึงต้นทุนการติดตั้งที่ลดลงจาก Know-how ของผู้พัฒนาโครงการ

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์ร่วมกับแบตเตอรี่ (Solar fixed-axis + battery)

หน่วย : THB/KWh (หน่วย)

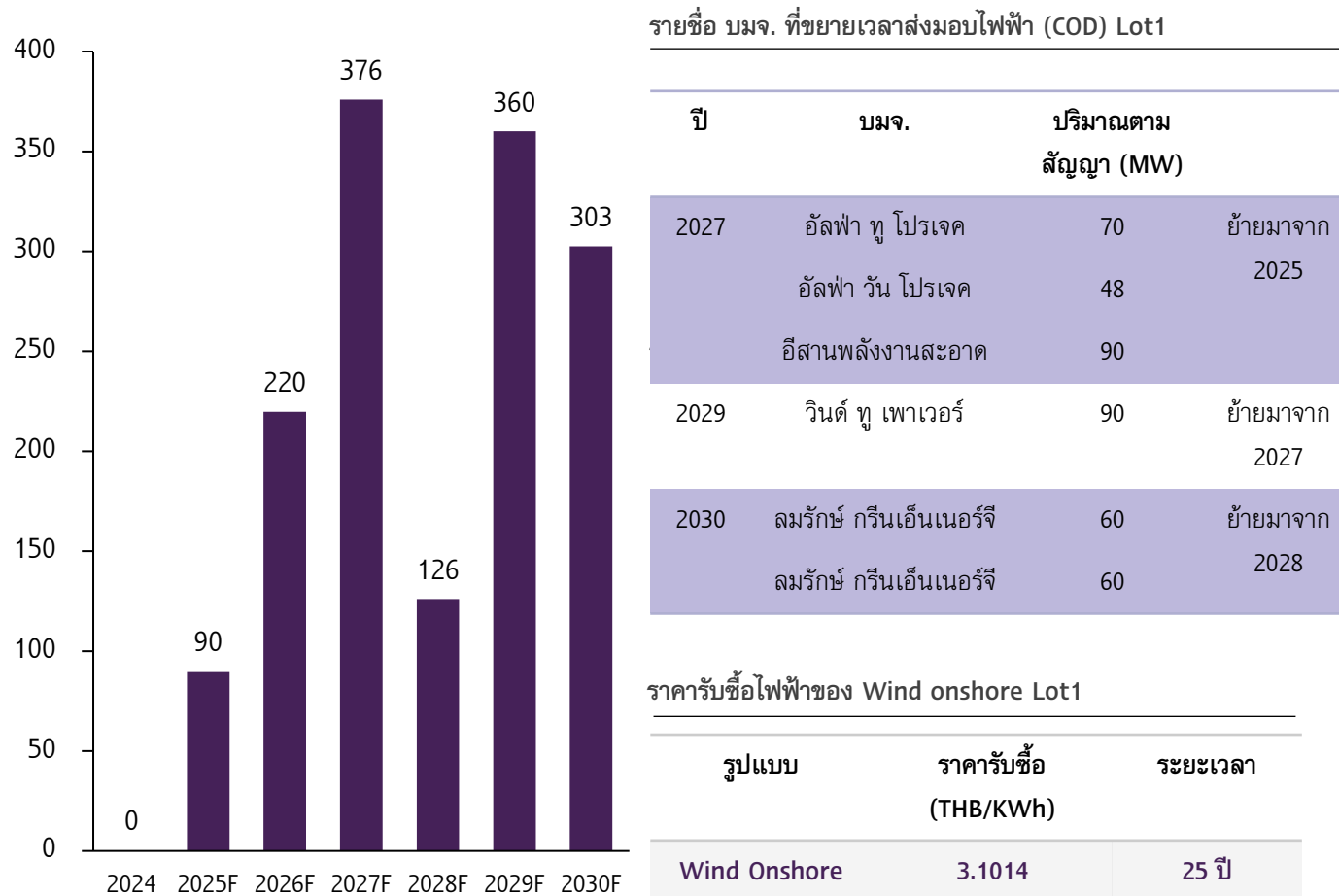


แนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์ร่วมกับแบตเตอรี่ (Solar + BESS) ในไทยช่วงปี 2026-2030 คาดว่ายังคงลดลงต่อเนื่อง โดยในปี 2025-2030 ผู้ผลิตจะเริ่มมี Margin ที่สูงขึ้น เมื่อเทียบกับต้นทุนที่ค่อนข้างต่ำ อยู่ที่ราว 2.19-2.79 บาทต่อ KWh ส่งผลให้โครงการใน Lot (5.2 GW) ที่เริ่มติดตั้งในช่วงปี 2025-2030 จะมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากขึ้น

ไฟฟ้าจาก Wind ปี 2026-2030 มีแผนป้อนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าต่อเนื่องทั้งจาก Lot1 และ Lot2/1 ที่เดินหน้าทำสัญญา รับซื้อไฟฟ้าแล้ว หลัง กพข. เห็นชอบ ซึ่งจะช่วยสนับสนุนการเติบโตของธุรกิจ Wind ในไทยมากยิ่งขึ้น

กำลังการผลิตตามสัญญาขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบก (Onshore wind) จากโครงการจัดหาพลังงานหมุนเวียน Feed-in-tariff (FiT) ช่วงปี 2024-2030 (Lot1)

หน่วย : MW

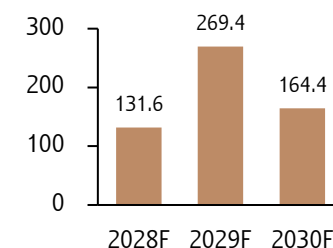


โครงการไฟฟ้าจากพลังงานลม (Wind) Lot1 รวม 1,474 MW มีความชัดเจนขึ้น จากการทยอยเดินหน้าทำสัญญาระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้า ซึ่งมีแผน COD เข้าระบบต่อเนื่องทุกปีตั้งแต่ปี 2025-2030

โดยปี 2026 : มีแผน COD 220 MW จำนวน 3 โครงการ

ปี 2027-2030 : มีแผน COD ในช่วง 126-376 MW และคาดว่าจะทยอยทำสัญญาซื้อ-ขายไฟฟ้าระหว่างการผลิตไฟฟ้า กับผู้ผลิตไฟฟ้าภายในปี 2025-2028

ประมูล Onshore wind lot 2/1 (565.4 MW)



ราคาซื้อไฟฟ้าของ Wind onshore Lot2/1

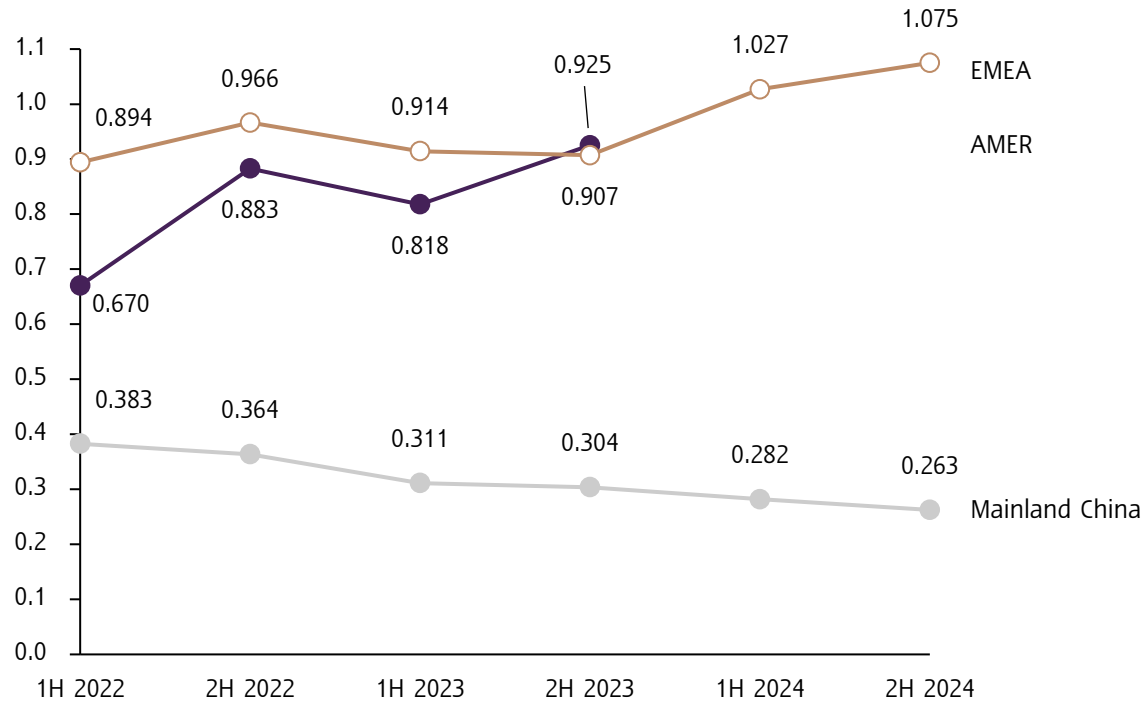
ราคาซื้อ (THB/KWh)	ระยะเวลา
3.1014	25 ปี

Wind ของ Big lot2/1 กพข. มีมติให้ทำสัญญาซื้อไฟฟ้าตามราคาซื้อเดิมได้ โดยไม่ให้ส่งผลกระทบต่อกำหนดการผลิตไฟฟ้าเข้าระบบ (COD)

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานลม (Onshore wind) ในช่วงปี 2026-2029 ยังมีต้นทุนการผลิตค่อนข้างสูง เมื่อเทียบกับราคารับซื้อ ผู้พัฒนาโครงการพลังงานลมควรมีข้อได้เปรียบในเรื่องการจัดหาอุปกรณ์ที่ต้นทุนต่ำ

ราคากังหันลม (Wind turbine)

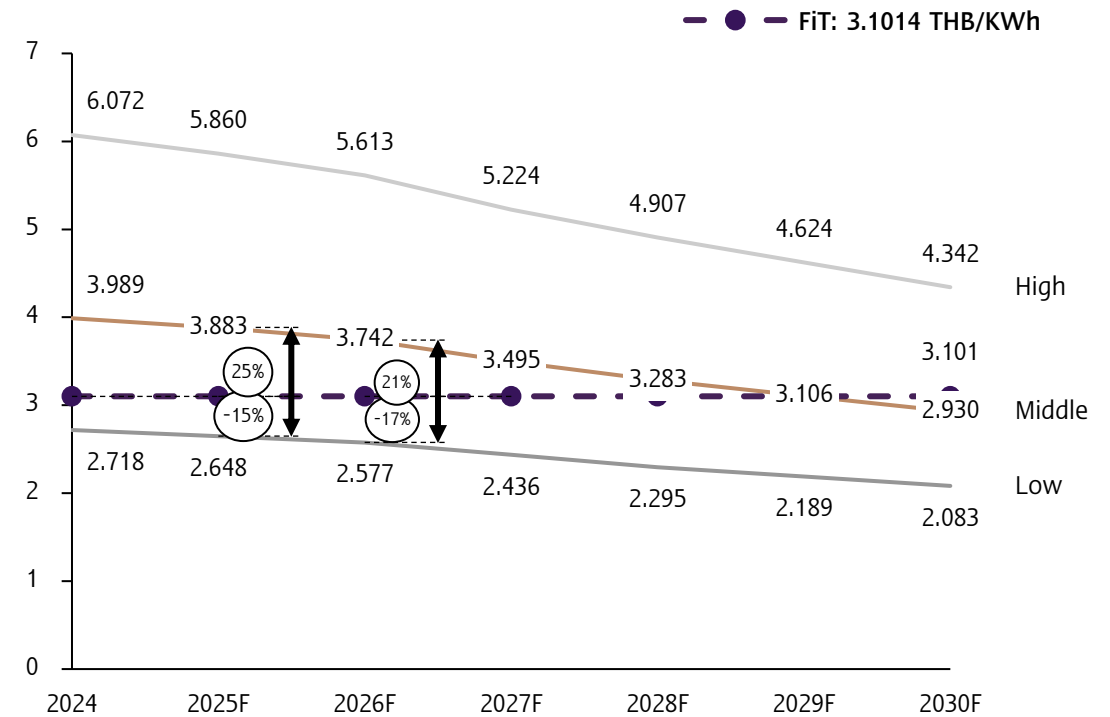
หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐ / วัตต์



แนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบนบก (Onshore wind) ในช่วงปี 2026 คาดว่ายังทรงตัวใกล้เคียงปี 2025 จากการที่ผู้ผลิตไฟฟ้าไทยมีการนำเข้าเทคโนโลยีกังหันลมจากผู้ผลิตในกลุ่มทวีปยุโรปและเริ่มมีการจัดหาอุปกรณ์และเป็น Partner กับผู้ผลิตในจีนมากขึ้นเพื่อเพิ่มโอกาสในการปรับลดต้นทุนโรงไฟฟ้าให้สามารถแข่งขันได้

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบนบก (Onshore wind)

หน่วย : THB/KWh (หน่วย)

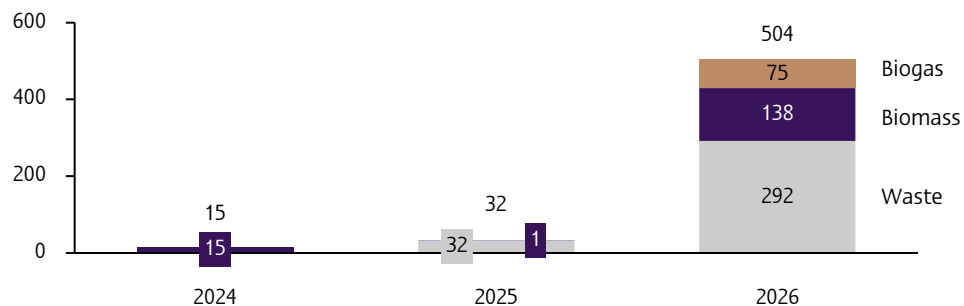


แนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบนบก (Onshore wind) เฉลี่ยในช่วงปี 2026-2030 คาดว่าจะลดลงเพียงเล็กน้อย ทำให้ผู้พัฒนาโครงการพลังงานลมต้องเป็นผู้เล่นที่ได้เปรียบในเรื่องต้นทุนโครงการที่สามารถควบคุมต้นทุนได้ในระดับต่ำ (Low : ที่ราคา 2.718 และ 2.648 บาทต่อหน่วยในปี 2024 และ ปี 2025 ตามลำดับ)

โรงไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพและขยะ ส่วนใหญ่มีแผนผลิตปี 2026 แต่ยังมีปัจจัยเสี่ยงเฉพาะตัวที่เกี่ยวกับคุณภาพเชื้อเพลิงและปัญหาการปล่อยมลพิษซึ่งนำไปสู่การคัดค้านโรงไฟฟ้าใหม่ได้

กำลังการผลิตตามสัญญาขายไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล (Biomass) ก๊าซชีวภาพ (Biogas) และขยะ (Waste) ช่วงปี 2024-2026

หน่วย : MW



ประเภท	อัตราารรับซื้อ	FiT _F	FiT _{v, 2560}	FiT	Premium (ใน 8 ปี แรก)
Biomass*	VSPP (<1 MW)	3.13	2.21	5.43	0.5
	VSPP (1-3 MW)	2.61	2.21	4.82	0.4
	VSPP (> 3 MW)	2.39	1.85	4.24	0.3
Biomass** (Convert adder to FiT)	-	-	-	2.28	-
Biogas*	-	-	-	2.0724	-
Waste (ขยะชุมชน)*	VSPP (< 10 MW)	2.39	2.69	5.08	0.70
	SPP (10-50 MW)	1.81	1.85	3.66	-
Waste (ขยะอุตสาหกรรม)*	VSPP (< 10 MW)	3.39	2.69	6.08	0.7

*สัญญาขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า Biomass/Biogas/Waste (ขยะชุมชนและขยะอุตสาหกรรม) 20 ปี

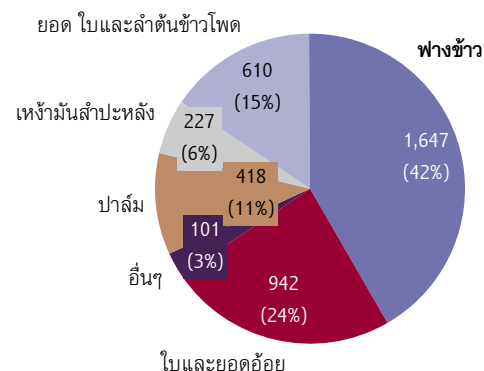
**ยกเว้นกลุ่ม Biomass ที่เปลี่ยนจาก Adder เป็น FiT จะต้องปรับระยะเวลาการผลิตไฟฟ้าตามกำหนดของ กกพ.

ช่วงปี 2026-2030 จะมีโรงไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพและขยะจะมีแผนผลิตตามสัญญาในปี 2026 รวมราว 504MW ซึ่งโรงไฟฟ้างดังกล่าวจะต้องเริ่มลงนามสัญญาในปี 2024-2025 และเริ่มดำเนินการก่อสร้างแล้ว

อย่างไรก็ดี โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซชีวภาพ ชีวมวล และขยะ มีความเสี่ยง ดังนี้

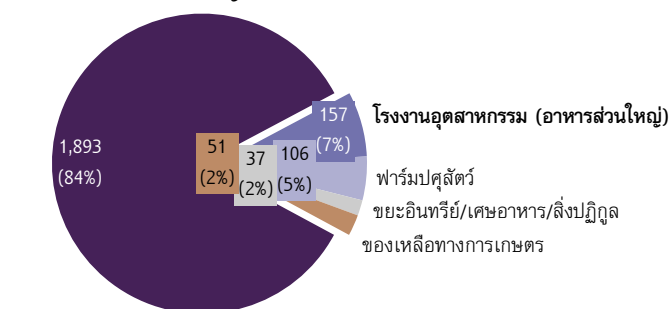
- ราคาและปริมาณเชื้อเพลิงที่ไม่แน่นอน ส่งผลต่อต้นทุนการผลิตและปริมาณการผลิตไฟฟ้า
- คุณภาพเชื้อเพลิงที่ไม่แน่นอน ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า
- การขอขยายเวลาส่งมอบการผลิตไฟฟ้าและเลื่อนการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งสามารถสังเกตได้จากกรณีที่ต้องผลิตไฟฟ้าในปี 2026 จะต้องลงนามสัญญาแล้วในปี 2024-2025 และเริ่มดำเนินการก่อสร้างแล้ว
- ประเด็นเรื่องสังคม สิ่งแวดล้อมและธรรมชาติ อาทิกลิ่นของกองขยะและก๊าซชีวภาพที่ใช้ป้อนโรงไฟฟ้าที่กระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชนรอบพื้นที่เก็บวัตถุดิบของโรงไฟฟ้าและการปล่อยคาร์บอนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลและขยะ เป็นต้น

วัตถุดิบชีวมวล



วัตถุดิบก๊าซชีวภาพ

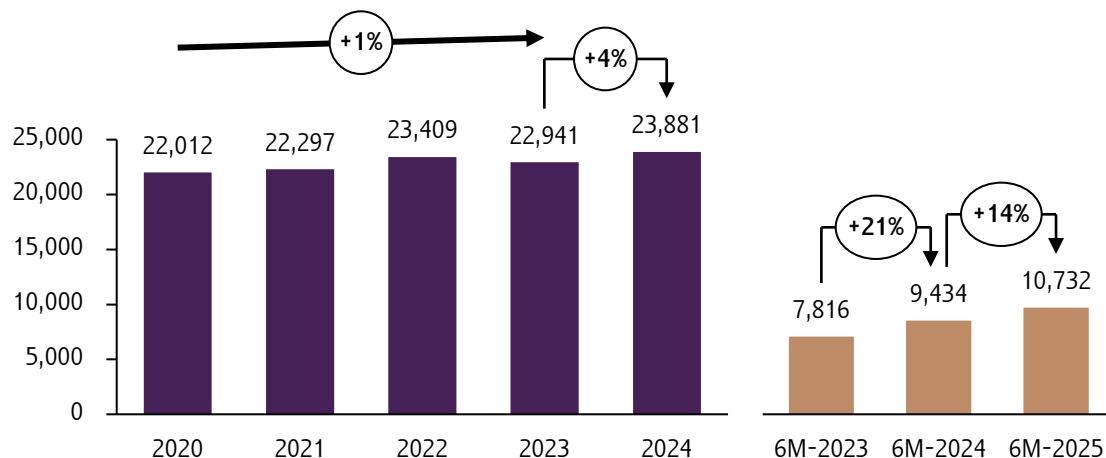
พืชพลังงาน (หญ้าเนเปียร์)



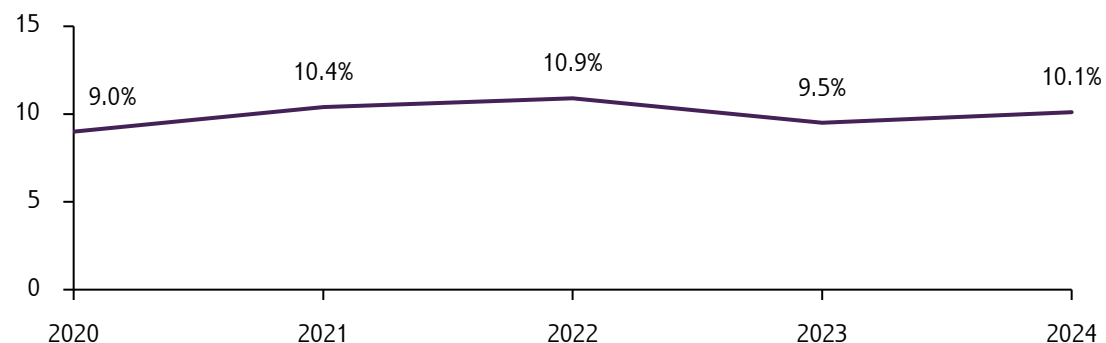
ไทยพึ่งพาไฟฟ้าพลังน้ำจากลาวอยู่ราว 10-11% ในปี 2026 ด้วยต้นทุนนำเข้าที่ค่อนข้างต่ำกว่าไฟฟ้าชนิดอื่นที่เฉลี่ยราว 2.04 บาทต่อหน่วย และยังมีการรับซื้อเพื่อนำเข้าต่อเนื่อง แต่ในระยะกลางช่วงปี 2027-2029 จะมีโรงไฟฟ้าน้ำเทิน-หินบุนและห้วยเหาะที่จะหมดสัญญา

ปริมาณการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากลาว

หน่วย : GWh (ล้านหน่วย)

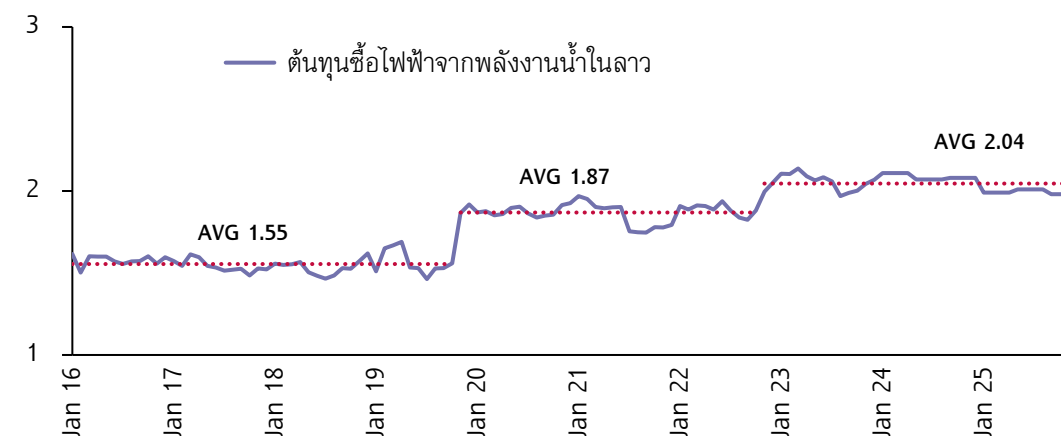


สัดส่วนการนำเข้าไฟฟ้าพลังงานน้ำจากลาวของไทย (% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าในระบบ)



ต้นทุนซื้อไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในลาว

หน่วย : บาทต่อหน่วย



ปี 2025 ไฟฟ้าจากการนำเข้าพลังงานน้ำมีแนวโน้มสูงขึ้นจากปี 2024 จากสภาพอากาศในลักษณะ Neutral (สภาวะ LaNina & ElNino ในปี 2025 อยู่ในระดับปานกลาง)

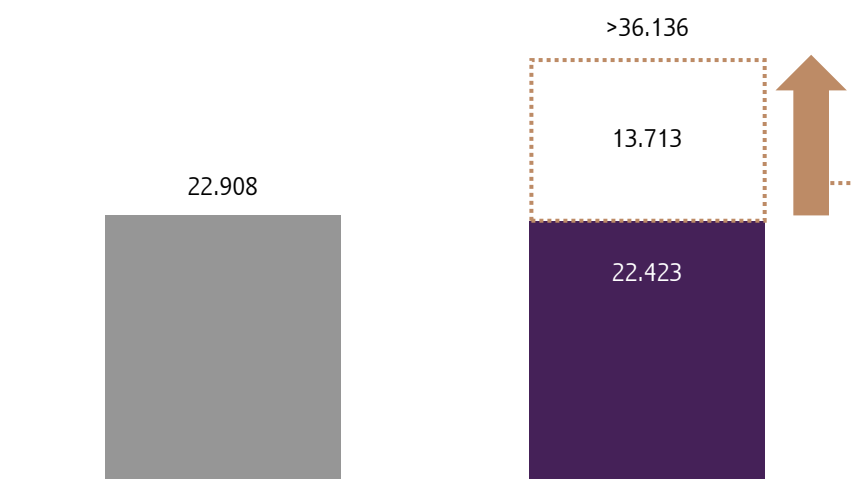
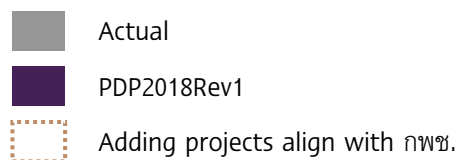
ปี 2026-2027 ปริมาณการนำเข้าไฟฟ้าพลังงานน้ำจะมีระดับใกล้เคียงกับปี 2025 เนื่องจากยังไม่มีแผนเพิ่มการนำเข้าไฟฟ้าพลังงานน้ำใหม่ในช่วงปี 2026-2027 และราคารับซื้อยังอยู่ที่ระดับใกล้เคียงปี 2023-2025 (เฉลี่ยที่ 2.04 บาทต่อหน่วย)

ปี 2028-2029 ปริมาณการนำเข้าไฟฟ้าพลังงานน้ำจะลดลงจากการสิ้นสุดสัญญาของโรงไฟฟ้าน้ำเทิน-หินบุน จำนวน 434 MW และโรงไฟฟ้าห้วยเหาะจำนวน 126 MW อย่างไรก็ตาม ต้องติดตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานน้ำที่อาจมีการขยายเวลาและขยายกรอบการซื้อใหม่เพื่อให้บรรลุเป้าหมายสัดส่วนพลังงานสะอาดในอนาคต

การนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากลาวมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นในปี 2030 เป็นต้นไป จากโครงการใหม่รวม 4 โครงการที่ กฟผ. ได้ทำสัญญาซื้อไฟฟ้า (PPA) เรียบร้อยแล้ว อย่างไรก็ตาม ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าโครงการใหม่มีความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นจากระดับน้ำที่แปรปรวนและคาดการณ์ได้ยาก และต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมที่กระทบต่อต้นทุนโครงการสูงขึ้น

การนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากลาวเทียบกับแผน PDP2018Rev1

หน่วย : ล้านหน่วยไฟฟ้า



ปริมาณไฟฟ้านำเข้าจากลาวจากที่ลงนาม PPA กับ กฟผ. แล้ว มีโอกาสเพิ่มขึ้น ไม่น้อยกว่า 13,713 ล้านหน่วยต่อปี

Status : ลงนาม PPA กับ กฟผ.แล้ว			
Projects	Expected COD	Capacity (MW)	Generation Export to TH (mn units)
Luang Prabang, Luang Prabang	2030	1,400	5,328 ^{2/}
Pak Lay, Xaignabouli	2032	763	3,246 ^{2/}
Pak Beng, Oudomxay	2033	897	3,666 ^{3/}
Xekong 4A&4B, Xekong	2033	347.3	1,473 ^{1/}

โครงการใหม่จะเริ่มผลิตไฟฟ้าในปี 2030-2033 และจากปัจจัยด้านสภาพอากาศที่แปรปรวนรุนแรงขึ้นส่งผลให้ปริมาณน้ำที่ผลิตไฟฟ้าคาดการณ์ได้ยากมากขึ้น ขณะที่ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมจะส่งผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและทำให้ต้นทุนการซื้อ-ขายไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงขึ้น

หมายเหตุ : 1/ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ไทยเป็นไปตามมติ กฟผ. ครั้งที่ 2/2023 วันที่ 9 มี.ค. 2023
 2/ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ไทยเป็นไปตามมติ กฟผ. ครั้งที่ 4/2022 วันที่ 22 มี.ย. 2022
 3/ ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ไทยเป็นไปตามมติ กฟผ. ครั้งที่ 3/2022 วันที่ 6 พ.ค. 2022

ที่คำนวณจากจำนวนกำลังการผลิต อัตรา Dependable capacity ที่ 77% และ Reliable capacity ที่ 85%
 ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ EGAT และ PDP2018 Revision 1



มติ กพข. ที่เกี่ยวกับการรับซื้อไฟฟ้า
พลังงานหมุนเวียนส่งผลกระทบ
ต่อธุรกิจโรงไฟฟ้าอย่างไร?

การเปลี่ยนแปลงนโยบายรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ (lot2) 3,668.5 MW ได้แก่ 1) ปรับการรับซื้อ 1,488.5 MW เป็นโครงการโซลาร์ชุมชน 1,500 MW และ 2) ปรับราคารับซื้อใหม่ 2,180 MW สำหรับโครงการที่ประกาศผู้ผ่านการคัดเลือกแล้ว

Timeline ของโครงการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน lot 2 จำนวน 3,668.5 MW



ปรับการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ 1,488.5 MW และมติการปรับราคาซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Lot2/1 กระบอบเชิงลบต่อรายได้และความเชื่อมั่นในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในไทย

1

ผลกระทบจากการชะลอรับซื้อ โครงการ 1,488.5 เมกะวัตต์ (Lot2/2) (รอ PDP ฉบับใหม่และจะปรับไปเป็นโซลาร์ชุมชน)

− ภาคเอกชน

- แผนการเพิ่มรายได้จากโครงการของผู้ผลิตไฟฟ้าในประเทศชะลอตัว จากแผนการรับซื้อที่อิงตาม PDP ฉบับใหม่ที่ล่าช้า
- ความเชื่อมั่นในการลงทุนพลังงานหมุนเวียนใหม่ในไทยลดลงจากนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ที่ไม่แน่นอน

− ภาคอุตสาหกรรม

- ไม่ชัดเจนเรื่องนโยบายซื้อ-ขายไฟฟ้าสะอาด UGT ใหม่และโครงการไฟฟ้าสะอาดอื่น ๆ อาจชะลอตัวจากปริมาณไฟฟ้าสะอาดในระบบการไฟฟ้าฯ ที่ลดลงและไม่แน่นอน

2

ผลกระทบจากการปรับราคาซื้อ โครงการ 2,180 เมกะวัตต์ (Lot2/1)

+ ภาคประชาชนและภาคอุตสาหกรรม

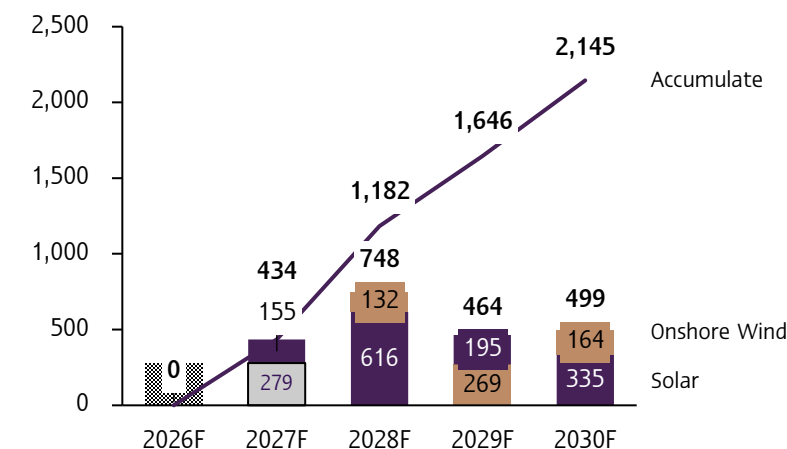
- ค่าไฟฟ้าลดลงจากต้นทุนค่าไฟฟ้าจาก RE ที่ลดลง

− ภาคเอกชน

- รายได้จากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ลดลงจาก FIT ใหม่ที่คาดว่าจะลดลง
- โครงการพลังงานแสงอาทิตย์ล่าช้าจากเดิมที่กำหนด COD 279 MW ในปี 2026 ชยับเป็น 2027 จากการเจรจาปรับราคาซื้อที่ต้องใช้เวลาจัดทำสัญญามากขึ้น
- ความเชื่อมั่นในการลงทุนพลังงานหมุนเวียนในไทยลดลงจากนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ไม่แน่นอน

ปริมาณการขายไฟฟ้าตามสัญญาจาก Solar Lot 2/1

หน่วย : MW



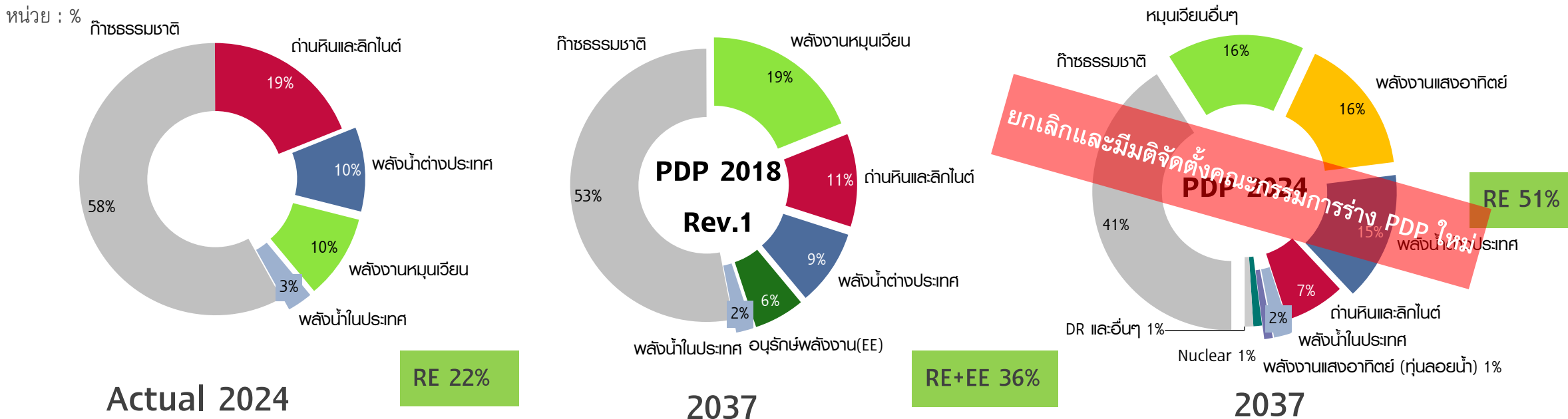
ประกาศราคาซื้อตามมติ กพข. วันที่ 21/08/2025

รูปแบบ	ราคาซื้อเดิม (THB/KWh)	ระยะเวลา	ราคาซื้อใหม่ (THB/KWh)
Solar PV	2.1679	25 ปี	มีมติให้อ้างอิงกับ Floating solar (อยู่ในช่วง 1.5-1.7 บาทต่อหน่วย)*
Wind	3.1014	25 ปี	เหมือนเดิม (ที่ 3.1014)

*คาดการณ์ราคาซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในกรอบราคาเดียวกันกับที่ กพข. เคยรับซื้อไฟฟ้าจาก Floating solar ในอดีตที่ 1.5 บาทต่อหน่วยและค่ากลางของต้นทุนโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ปี 2025 ที่ราว 1.7 บาทต่อหน่วย

PDP 2024 มีการเพิ่มไฟฟ้า RE เป็น 51% จากเดิมที่ตั้งเป้าไว้เพียง 36% ใน PDP 2018 rev.1 อย่างไรก็ดี PDP 2024 ได้ถูกยกเลิกเนื่องจากภาครัฐต้องพิจารณากำลังการผลิตใหม่ให้สอดคล้องกับต้นทุนและสัดส่วนการผลิตที่สอดคล้องกับเป้าหมายการลดคาร์บอน

เป้าหมายสัดส่วนของแหล่งไฟฟ้าทั้ง PDP 2018 Rev.1 และ PDP 2024 ณ ปี 2037 (2580)



Key update PDP ฉบับใหม่ (หลังการยกเลิกร่าง PDP 2024)

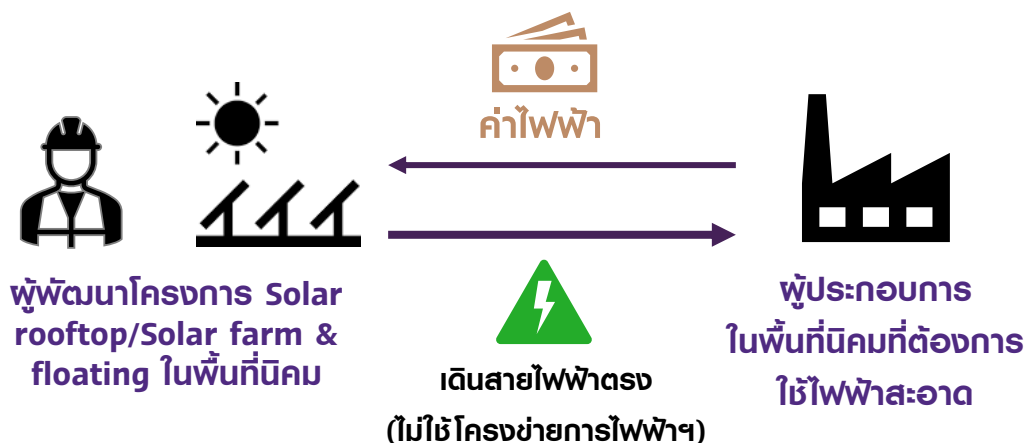
- กระทรวงพลังงาน (รัฐบาลอนุทิน) ประกาศกลับมาเร่งพิจารณาแผน PDP ใหม่ให้สอดคล้องกับต้นทุนและสัดส่วนการผลิตของพลังงานหมุนเวียนและพลังงานฟอสซิลตามแผนการลดการปล่อยคาร์บอนของประเทศไทย
- คาดว่าจะประกาศ PDP ฉบับใหม่ในปี 2027-2028 เพื่อให้สอดคล้องกับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ที่มีแผนผลิตในปี 2030 ทั้งนี้ประเมินว่า PDP ฉบับใหม่จะมีการปรับปรุงในประเด็น ดังนี้
 - กำหนดสัดส่วนรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น โดยมีส่วนของ Solar และ Solar + BESS สูงขึ้นจากต้นทุนการผลิตที่ลดลงอย่างมีนัยสำคัญและเหมาะสมกับศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ของประเทศไทยให้สอดคล้องกับเป้าหมายแผนการลดการปล่อยคาร์บอน Carbon-Neutrality และ Net-zero ของประเทศ
 - กำหนดสัดส่วนรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลลดลงโดยเฉพาะถ่านหินและกำหนดกรอบแนวทางในการลดการปล่อยคาร์บอน อาทิ ให้ใช้เชื้อเพลิงสะอาดอย่างไฮโดรเจนและแอมโมเนียร่วมกับก๊าซฯ และถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าตามลำดับ

**รูปแบบและความคืบหน้า
การซื้อขายไฟฟ้าพลังงานสะอาดในรูปแบบ
Private PPA / Direct PPA / UGT**

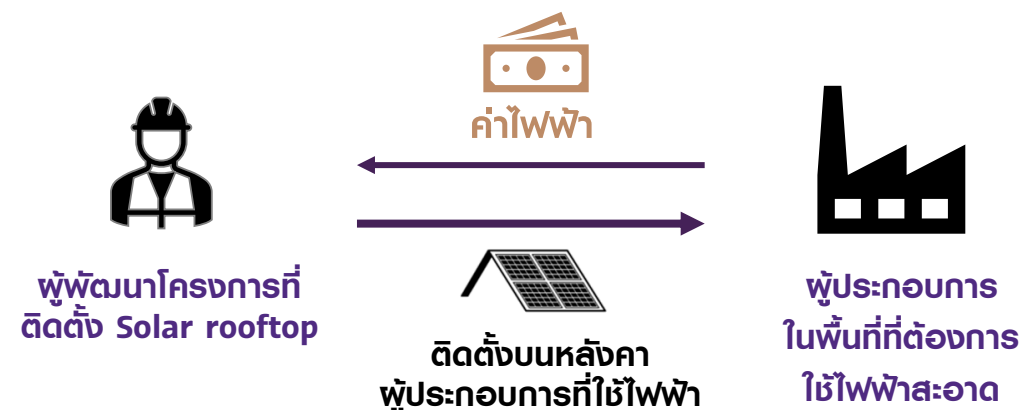
Private PPA เป็นอีกทางเลือกของภาคเอกชนในการใช้ไฟฟ้าสะอาดในระยะยาว โดยหากติดตั้งที่ระดับ 1 เมกะวัตต์ และมีค่าไฟฟ้าราว 4-9 ล้านบาทต่อปีจะประหยัดค่าไฟฟ้าได้ราว 17-37% และไม่ต้องลงทุนเอง

Private PPA คือ การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างเอกชนและเอกชน ที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาหรือบนพื้นดินโดยไม่ได้ใช้โครงข่ายไฟฟ้าจากการไฟฟ้า โดยสัญญามีสลักษณะเป็นการแบ่งปันผลประโยชน์ที่ได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าหรือเป็นสัญญาจ่ายค่าไฟฟ้าต่อการใช้ 1 หน่วยซึ่งมักจะทำเป็นสัญญาระยะยาว 7-20 ปีแล้วแต่ข้อตกลงการทำสัญญา

รูปแบบการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นิคม



รูปแบบการใช้ไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อป



ข้อดี

ได้ใช้ไฟฟ้าสะอาด ไม่ต้องลงทุนติดตั้ง

ดูแล ซ่อมแซมและรับประกันคุณภาพระยะยาวโดยผู้ติดตั้ง

ประหยัดค่าไฟฟ้าตลอดระยะเวลาสัญญา 7-20 ปี จากส่วนลดค่าไฟฟ้า 10-50%

ตัวอย่าง

กำลังการผลิต (MW)	ค่าไฟฟ้า (ล้านบาทต่อปี)	ประหยัดได้ (ล้าน)
1*	4-9	1.5 (ลดได้ 17-37%)

*ติดตั้ง 1MW ใช้พื้นที่ประมาณ 6,000 ตร.ม.



ข้อสังเกต

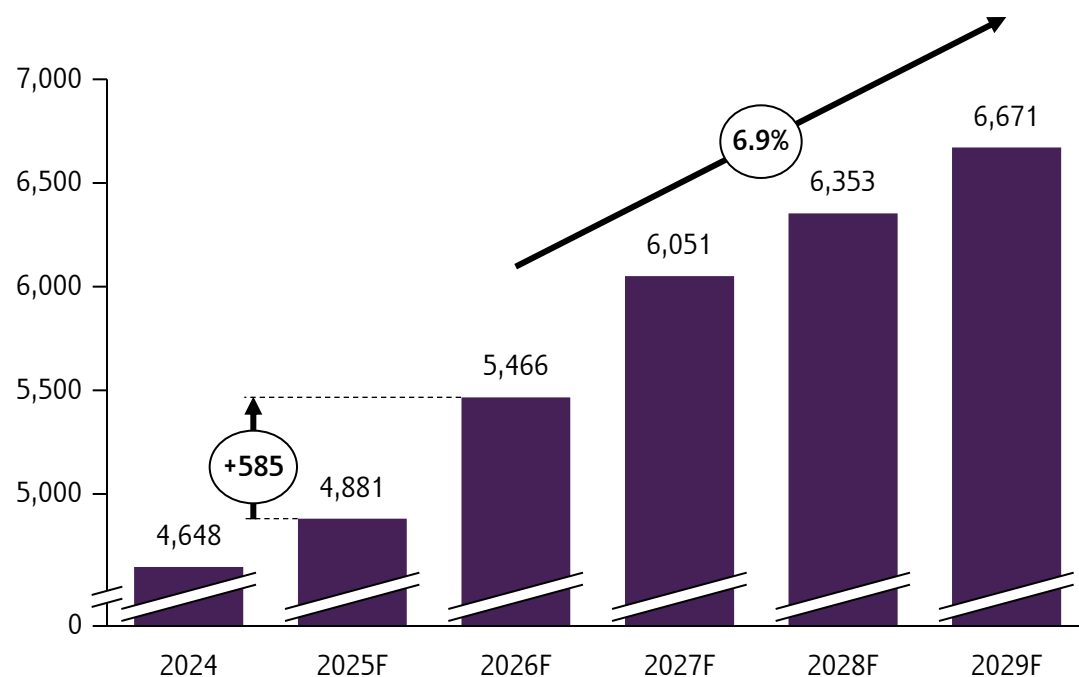
สัญญามีระยะเวลานาน

ต้องมีพื้นที่ (หลังคาสำหรับ Solar rooftop) สำหรับติดตั้งโซลาร์เพื่อผลิตไฟฟ้า

Private PPA จาก Solar rooftop มีความต้องการใช้ในภาคเอกชนมากขึ้น จากแรงผลักดันตามเป้าหมายการลดคาร์บอนในองค์กร ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อผู้พัฒนาโครงการและภาคเอกชนที่ต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาด

ปริมาณการใช้ไฟฟ้า IPS Renewable (รวม Private PPA และ Self consumption)

หน่วย : GWh



คาดการณ์ปริมาณการติดตั้งที่เพิ่มขึ้นในปี 2025-2029 อ้างอิงอัตราการเติบโตของ Solar rooftop จากศึกษาของ กกพ. และประมาณการจากรัฐของนโยบายลดหย่อนภาษีการติดตั้ง Solar rooftop

ตัวอย่างการใช้ Private PPA ในภาคเอกชน



ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้า 998 กิโลวัตต์ โดยใช้พื้นที่หลังคา 8,000 ตารางเมตร คาดว่าจะช่วยลดปริมาณคาร์บอนได้ถึง 12,700 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (tCo2eq) ตลอดอายุสัญญาโครงการ 20 ปี

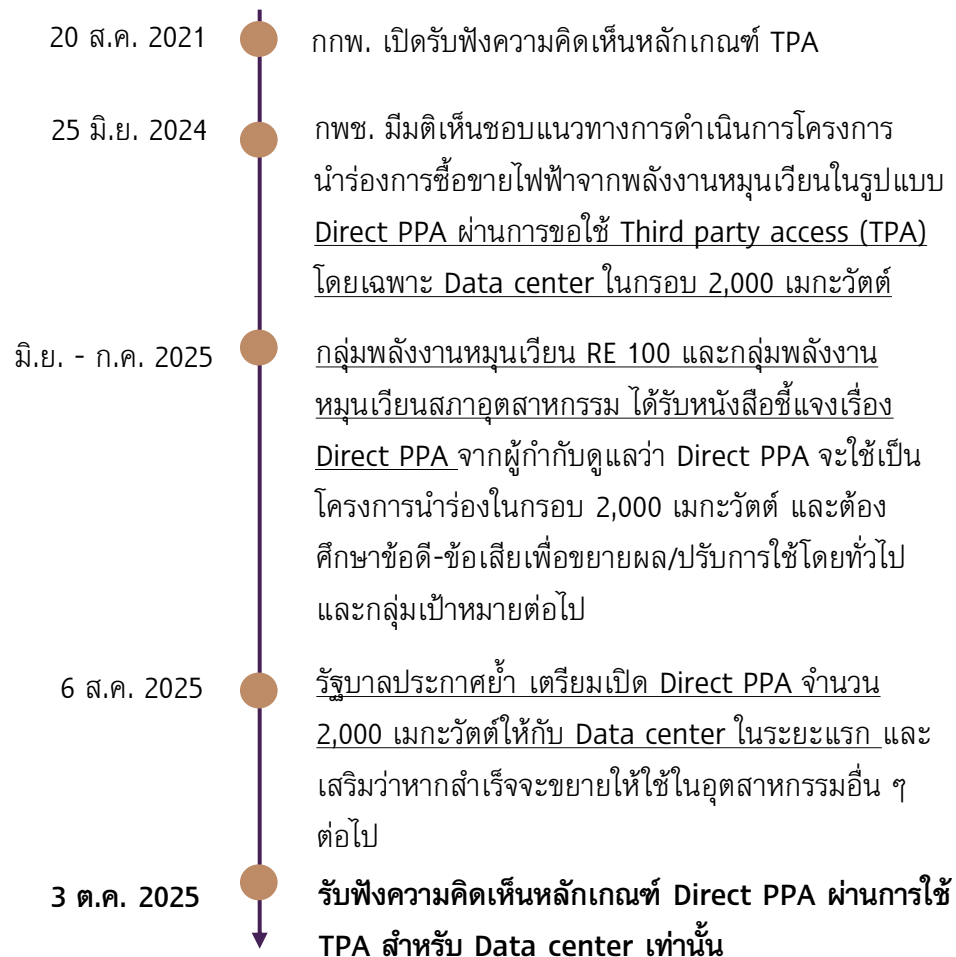


ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า 8 เมกะวัตต์โดยใช้พื้นที่ติดตั้ง 60,000 ตารางเมตร ซึ่งเป็นสัญญาในรูปแบบ 5 ปี + 5 ปี คาดว่าจะช่วยลดปริมาณคาร์บอนได้ถึง 5,400 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี

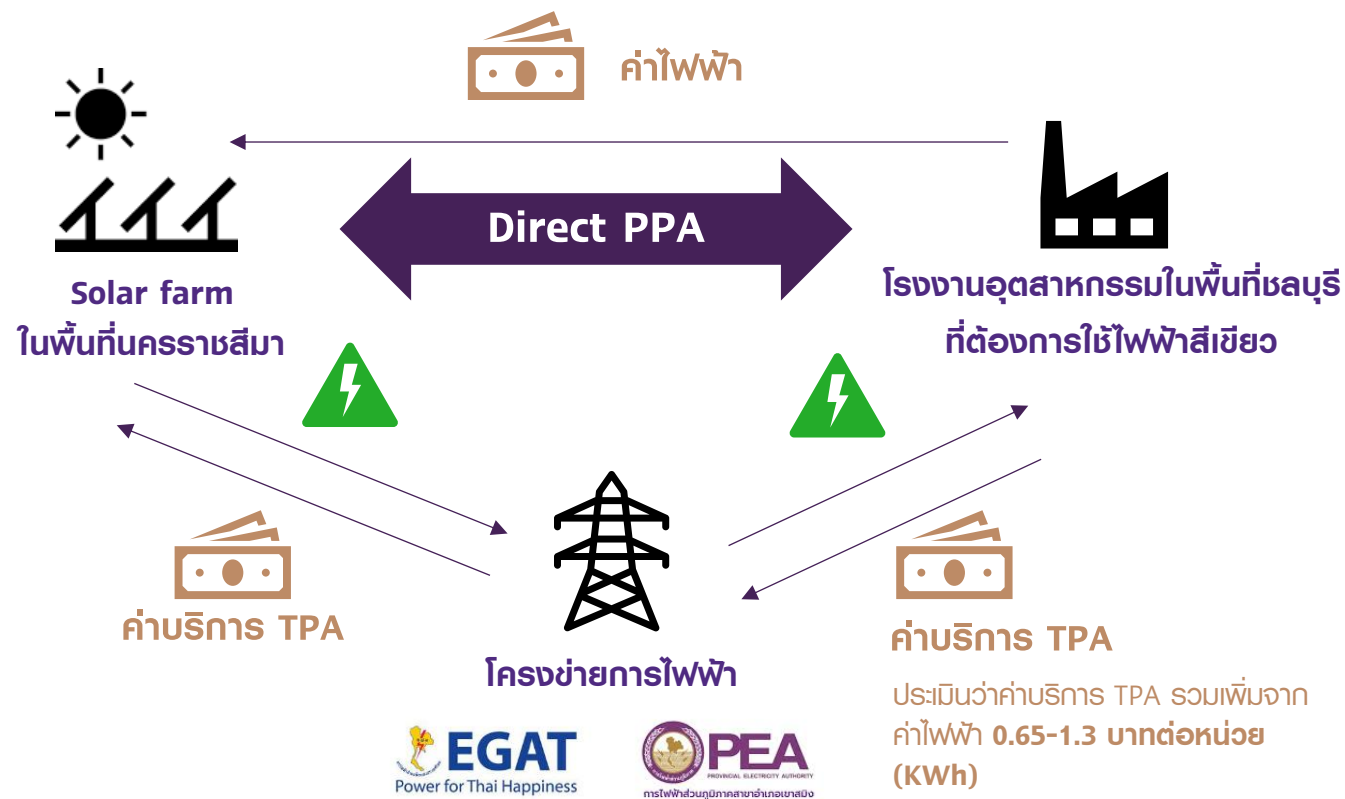
ความท้าทายที่สำคัญ : แม้ภาคเอกชนจะเริ่มหันมาใช้ Private PPA มากขึ้น แต่ยังเผชิญอุปสรรคจากขั้นตอนการติดตั้งที่ต้องผ่านการขออนุญาตจากรัฐ ซึ่งพบว่าบางโครงการใช้เวลาในการอนุมัติค่อนข้างนานซึ่งส่งผลกระทบต่อภาคเอกชนที่ต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาดในการการผลิตสินค้าและบริการ ซึ่งอาจเป็นเพราะนโยบายการส่งเสริมที่ยังไม่ชัดเจนที่ทำให้ผู้อนุมัติชะลอการอนุมัติ เป็นต้น

Direct PPA ยังเป็นโครงการนำร่อง 2,000 MW เฉพาะ Data center ส่วนผู้ต้องการใช้อื่น ๆ ยังไม่มีแผน ที่ชัดเจน

Timeline ของ Direct PPA



ตัวอย่าง กลไกของ Direct PPA



ความท้าทายที่สำคัญ : ผลกระทบต่อโครงสร้างการจำหน่ายไฟฟ้าที่ยึดโยงกับการไฟฟ้า ทั้งในเรื่องการจัดการระบบไฟฟ้าให้เสถียร และที่สำคัญคือผลกระทบต่อรายได้ของการไฟฟ้า ซึ่งเป็นรายได้หลักของรัฐบาล

นโยบายการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว (Utility Green Tariff : UGT) ของไทยจะแยกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ คือ UGT จากในส่วนโรงไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ระบุแหล่ง และ UGT ที่ระบุแหล่งไฟฟ้าได้เช่น Solar+ Wind

นโยบายการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว (Utility Green Tariff : UGT) คือ การให้บริการพลังงานไฟฟ้าซึ่งมีใบรับรองการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Certificate : REC) จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่เดิมในระบบของการไฟฟ้าฯ เช่น พลังงานน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม

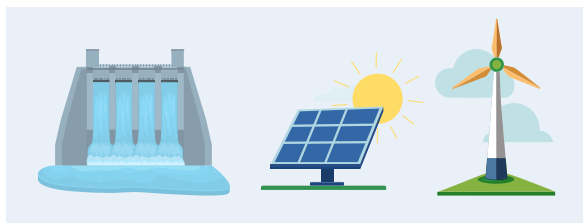
Timeline ของ Direct PPA

ก.พ. 2023 ○ กกพ. เปิดรับฟังความเห็น UGT1

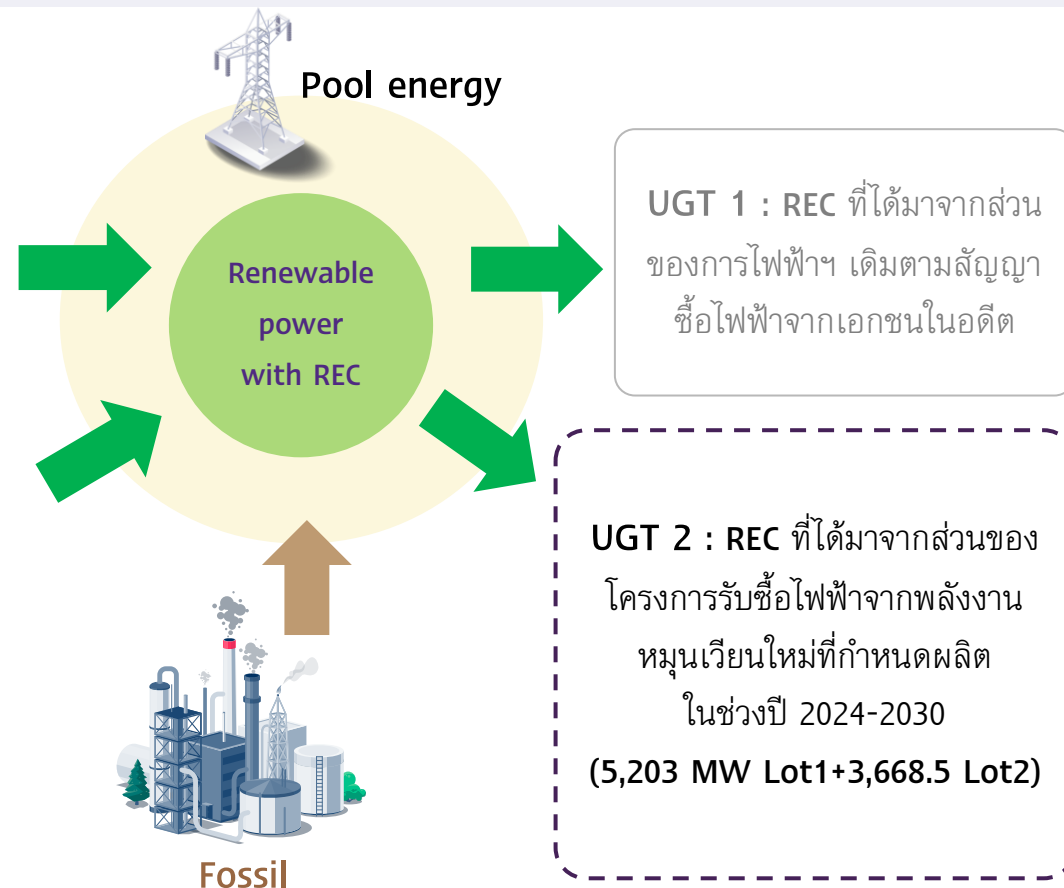
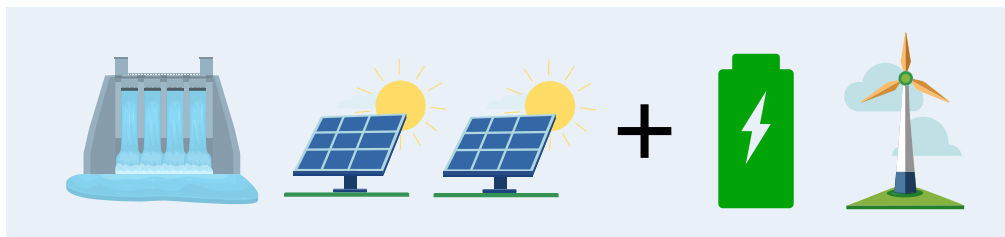
2 ก.พ. 2025 ○ กกพ. ประกาศรับสมัครขอใช้ UGT1

ปลายปี 2025 ○ กกพ. ประกาศจะรับสมัครขอใช้ UGT2

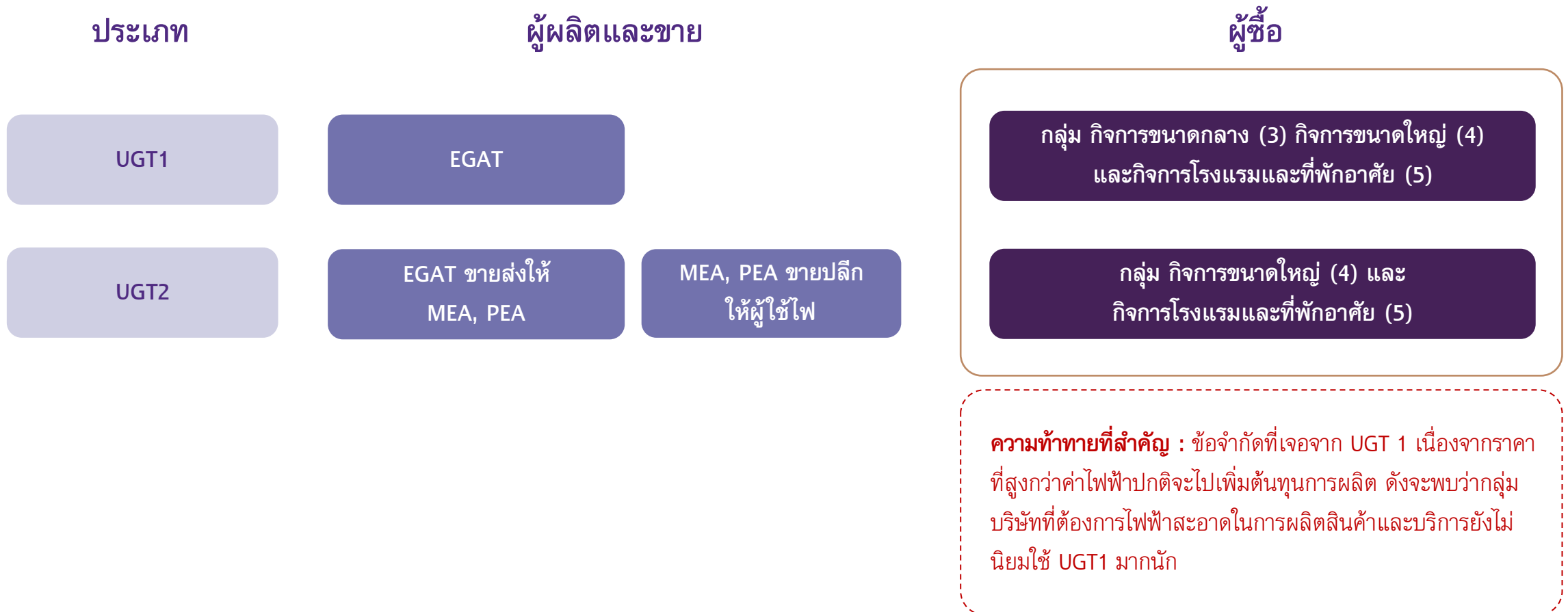
Renewable lot1 (UGT1)



Renewable lot2 (UGT2)



กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียวน่าจะเป็นผู้ที่ได้รับประโยชน์หลักจากนโยบาย UGT เนื่องจากสามารถเข้าถึงแหล่งไฟฟ้าสีเขียวที่ใหญ่ที่สุดของไทย ซึ่งอยู่ในการดำเนินการของ 3 การไฟฟ้าได้ แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าในกลุ่มอุตสาหกรรมยังมีความกังวลเรื่องราคา UGT ที่สูงกว่าปกติและจะกระทบต้นทุนการผลิตให้สูงขึ้น

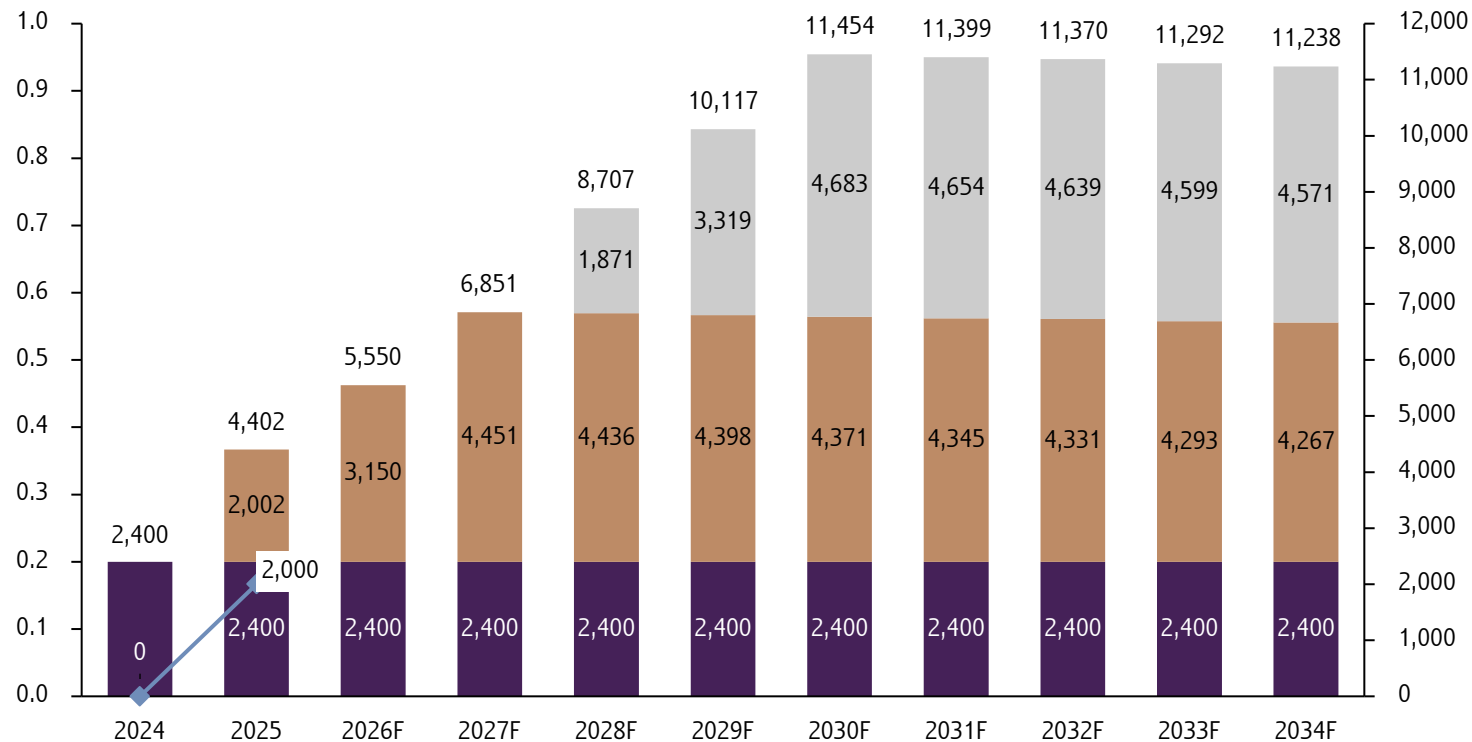


ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว (UGT1) เริ่มกำหนดซื้อขายปี 2025 ที่ปริมาณ 2,000 GWh ต่ำกว่าแผนที่วางไว้ที่ 2,400 GWh อย่างไรก็ดี UGT2 มีแผนซื้อขายต่อเนื่องในปี 2026 ซึ่งอาจมีราคาสูงขึ้นจาก UGT1

ปริมาณไฟฟ้าสีเขียวที่ถูกจำหน่ายโดย 3 การไฟฟ้า

หน่วย : GWh

Hydro by EGAT (ค่าเฉลี่ยระหว่าง 1,300-3,500GWh) Portfolio B (Solar, Solar+BESS, Wind)
Portfolio A (Solar, Solar+BESS, Wind) Actual



ค่าใช้จ่าย	F	V	UGT2
ราคาขายปลีก	4.3011	0.2464	4.5475
ราคาขายส่ง	3.5426	0.1043	3.6469

ค่าใช้จ่าย	F	V	UGT2
ราคาขายปลีก	4.3159	0.2464	4.5622
ราคาขายส่ง	3.5567	0.1043	3.6610

ประกาศใช้แล้ว

ค่าใช้จ่าย	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย	P	UGT1
ราคาขายปลีก	4.15	0.06	4.21
ราคาขายส่ง	4.07	0.06	4.13

ปริมาณไฟฟ้าสีเขียวมี Upside เพิ่มขึ้นจากปริมาณไฟฟ้าส่วนเหลือที่ผลิตได้จากโรงงานไฟฟ้าพลังงานน้ำของ EGAT

เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำของ EGAT สามารถผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ยปีละกว่า 5,000 GWh ซึ่งนำเข้าสู่ UGT1 เพียง 23-61% เท่านั้น

ยังเหลือปริมาณไฟฟ้าสีเขียวอีกราว 2,000-4,000 GWh ที่ยังไม่ได้เข้าตลาด UGT



โรงไฟฟ้าจากฟอสซิลยังโตต่อหรือชะลอ? ท่ามกลางแรงกดดันของเป้าหมายการลดคาร์บอน

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลโดยเฉพาะจากก๊าซธรรมชาติในระยะสั้นปี 2026 มีแนวโน้มทรงตัว หลังจากในปี 2025 มีการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซฯ รวม 1,400 MW ส่วนในระยะกลาง ปี 2027-2029 โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมีแผน COD 1 โครงการ คือ IPP - Burapa Power (BPG) ที่มี Contract capacity 540 MW อย่างไรก็ตาม ความต้องการไฟฟ้าจากก๊าซฯ ในช่วงปี 2027-2029 จะชะลอตัวจากการกำหนดสัดส่วนไฟฟ้าจากก๊าซฯ ให้ลดลงเหลือราว 53% (อ้างอิงจาก PDP 2024) จาก 58% ในปี 2024 ยิ่งไปกว่านั้นยังมีปัจจัยที่ต้องติดตามในระยะกลาง ที่ส่งผลกระทบต่อโรงไฟฟ้าจากฟอสซิล อาทิ แผน PDP ใหม่ที่จะลดสัดส่วนไฟฟ้าจากฟอสซิลภาคเอกชนและนโยบายเกี่ยวกับการลดคาร์บอน เช่น การกำหนดให้โรงไฟฟ้าจากก๊าซฯ ใช้ Low-carbon hydrogen และให้โรงไฟฟ้าจากถ่านหินใช้ Green ammonia

โรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ แม้ยังมีกำหนด COD ในช่วงปี 2027-2029 แต่คาดว่าปริมาณการผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มทยอยลดลง จากการกำหนดให้สัดส่วนไฟฟ้าจากก๊าซฯ ลดลงตามเป้าหมายการลดคาร์บอนในภาคไฟฟ้า

ปี 2026

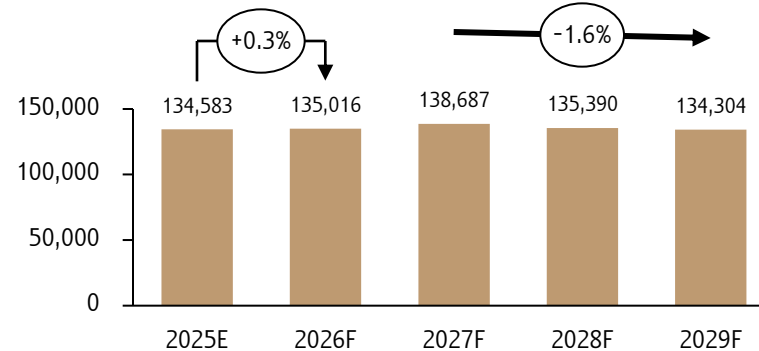
- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลโดยเฉพาะจากก๊าซธรรมชาติของไทยในระยะสั้น ปี 2026 จะขยายตัวได้เล็กน้อยที่ 0.3%YOY จากความต้องการไฟฟ้าที่เติบโตตามทิศทางเศรษฐกิจที่ขยายตัวต่ำ (SCB EIC คาดการณ์ GDP ราว 1.5% ในปี 2026) ทำให้ความต้องการไฟฟ้าในส่วนของก๊าซธรรมชาติที่มีสัดส่วนการผลิตราว 58% ยังสามารถเติบโตได้ นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติคาดว่าจะได้รับอานิสงส์เชิงบวกจากราคาก๊าซธรรมชาติที่คาดว่าจะลดลงเมื่อเทียบกับปี 2025

ปี 2027-2029 (ระยะกลาง)

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลโดยเฉพาะจากก๊าซธรรมชาติของไทยในระยะกลางปี 2027-2029 มีแนวโน้มหดตัว 1.6%YOY (CAGR) สอดคล้องกับแผนการผลิตไฟฟ้าที่จะกำหนดให้สัดส่วนไฟฟ้าจากก๊าซฯ ลดลงจาก 58% ในปี 2025 มาอยู่ที่ 53% ในปี 2029 และเพิ่มสัดส่วนไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศจาก 12% ในปี 2025 มาอยู่ที่ 21% ในปี 2029 ซึ่งส่งผลให้ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซฯ ให้หดตัว แม้ความต้องการไฟฟ้าในประเทศยังคงเติบโตต่อเนื่องและมีการกำหนดแผนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซฯ ใหม่ 540 MW ในปี 2027

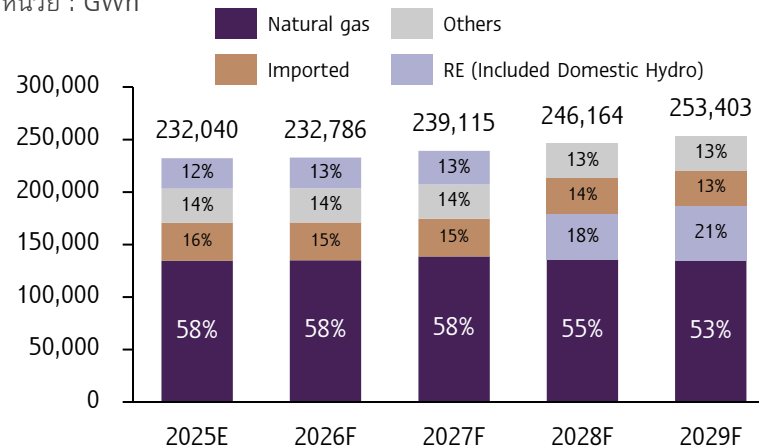
ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติช่วงปี 2025-2029

หน่วย : GWh



สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งต่าง ๆ ช่วงปี 2025-2029

หน่วย : GWh



ประเด็นสำคัญที่จะส่งผลกระทบต่อภาวะธุรกิจ (Key themes to monitor)

- แผน PDP ใหม่ ที่คาดว่าจะลดสัดส่วนไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลภาคเอกชนลง โดยไปเน้นเพิ่มในส่วนของ กฟผ. มากขึ้น
- นโยบายและแผนการดูแลการปล่อย GHG ของไทยที่คาดว่าจะเพิ่มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น การถูกบังคับให้ใช้ Low-carbon hydrogen และ green ammonia ทดแทนก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ในการผลิตไฟฟ้า
- นโยบายภาษีคาร์บอนที่จะกดดันให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลต้องมีต้นทุนเพิ่มขึ้นจากภาษีหรือต้องเลือกใช้เชื้อเพลิงสะอาดที่มีราคาสูงกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิล มาผสมเพื่อผลิตไฟฟ้าเพื่อลดการปล่อยคาร์บอน

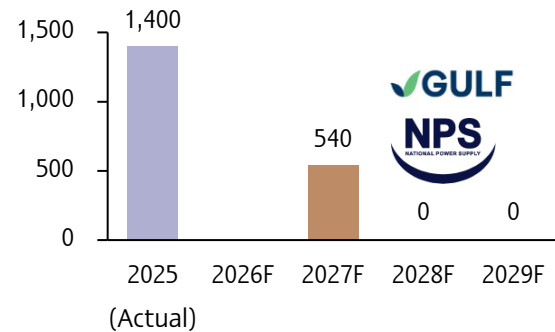
กลุ่มโรงไฟฟ้าที่อาจได้รับผลกระทบจากประเด็นสำคัญข้างต้น

- โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหินในไทยที่ยังไม่ได้มีเป้าหมายการเพิ่มสัดส่วนรายได้จากไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- โรงไฟฟ้าถ่านหินที่ต้องการขยายกำลังการผลิตที่ทำให้ปล่อยคาร์บอนมากขึ้น

โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ (IPP) ช่วงปี 2026-2029 ยังมีแผน COD 540 MW 1 โรงไฟฟ้าของ Gulf-NPS (IPP) ขณะที่แผน PDP 2024 ในช่วงปี 2028-2036 ยังมีแผนการสร้างทดแทนราว 6,300 MW และปลดออกรวม 8,756 MW

กำหนดกำลังการผลิตส่งมอบ COD ที่ขายไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

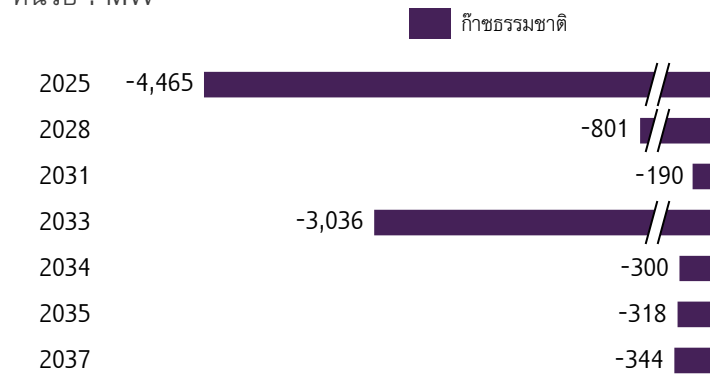
หน่วย : MW



โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเพิ่มเข้าระบบการไฟฟ้า 1 โครงการ คือ Burapa Power (BPG) : Contract capacity 540 MW ปี 2027 ตามประกาศของ Gulf (Opp. Day 2Q 2025)

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่อาจถูกปรับออกจากระบบการไฟฟ้า (ครบสัญญา 25 ปี)

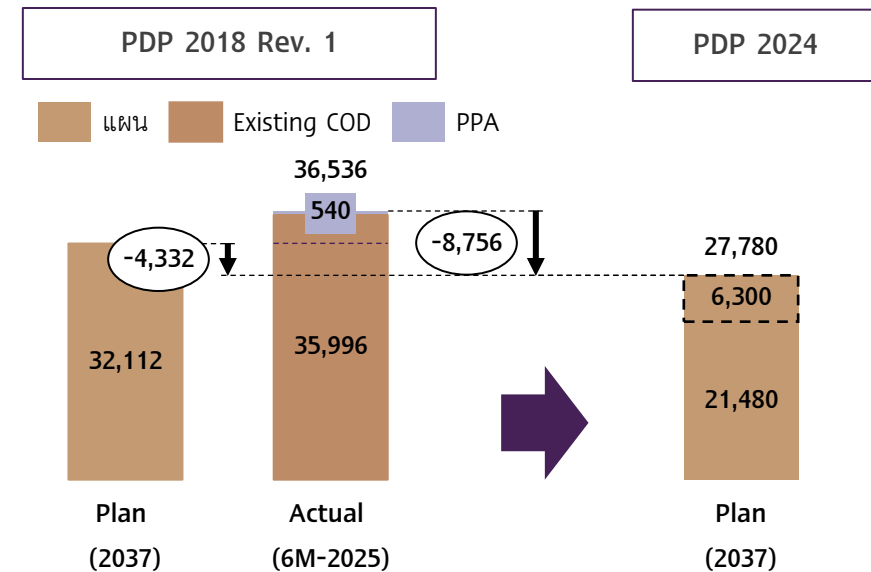
หน่วย : MW



ปี 2025-2037 จะมีโรงไฟฟ้า IPP และ SPP ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติครบสัญญา 25 ปี และอาจถูกลดกำลังการผลิตหรือปลดออก คิดเป็นโรงไฟฟ้าก๊าซรวม 9,454 MW

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ตามแผน PDP 2024 เทียบกับ PDP 2018 Rev.1

หน่วย : MW



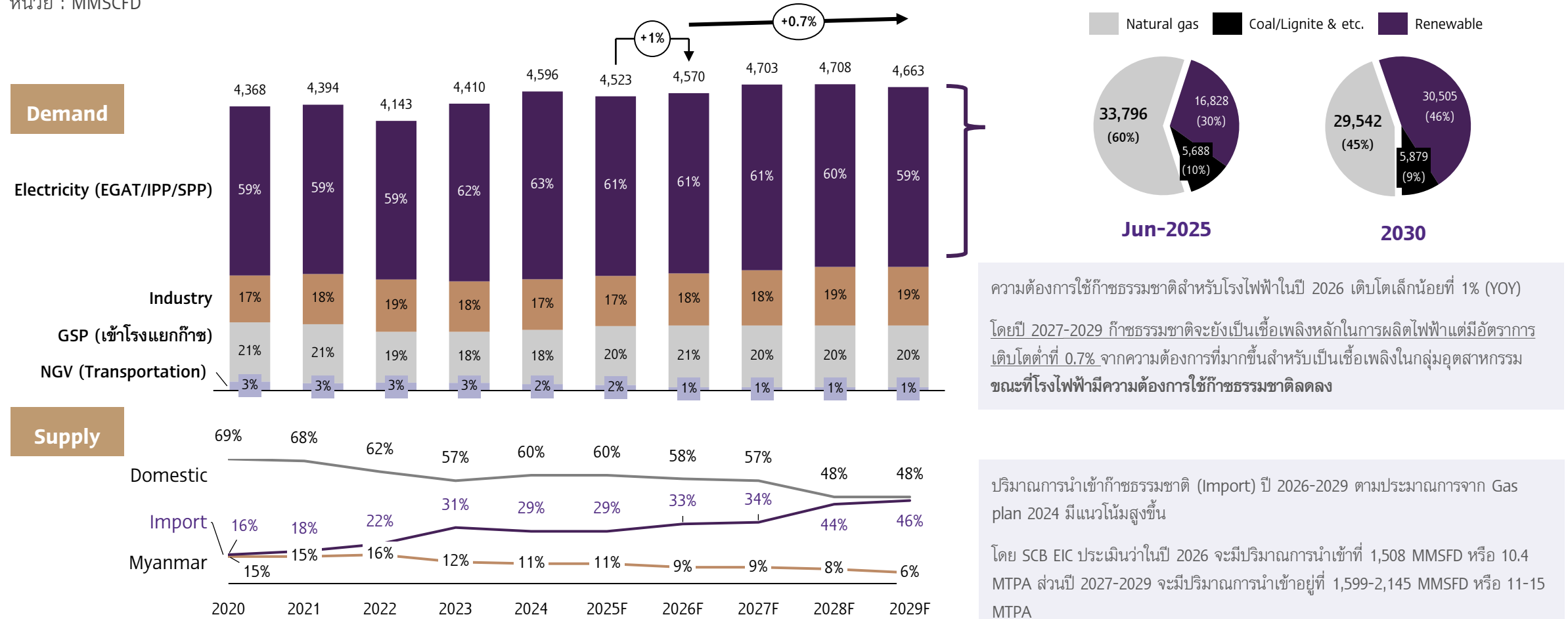
โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ตาม PDP 2024 จะลดลง ราว 8,756 MW เมื่อเทียบกับปัจจุบัน ถึงแม้จะมีกำลังการผลิตลดลง แต่ใน PDP 2024 มีแผนการก่อสร้างทดแทนราว 6,300 MW แบ่งเป็น 2 ส่วนดังนี้

- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 3,500 MW ที่จะทยอย COD ในปี 2028-2036
- โรงไฟฟ้าเอกชน จำนวน 2,800 MW ที่จะทยอย COD ในปี 2033-2036

Demand ก๊าซธรรมชาติในปี 2026-2029 คาดว่าจะเติบโตขึ้นเล็กน้อยสอดคล้องกับการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก ขณะที่ Supply ก๊าซฯ ปี 2026-2029 มีแผนการนำเข้าเพิ่มขึ้นเพื่อทดแทนแหล่งอ่าวไทยและเมียนมาที่ลดลง

Demand-supply ก๊าซธรรมชาติในไทยปี 2019-2024 และคาดการณ์ ปี 2025-2029

หน่วย : MMSCFD



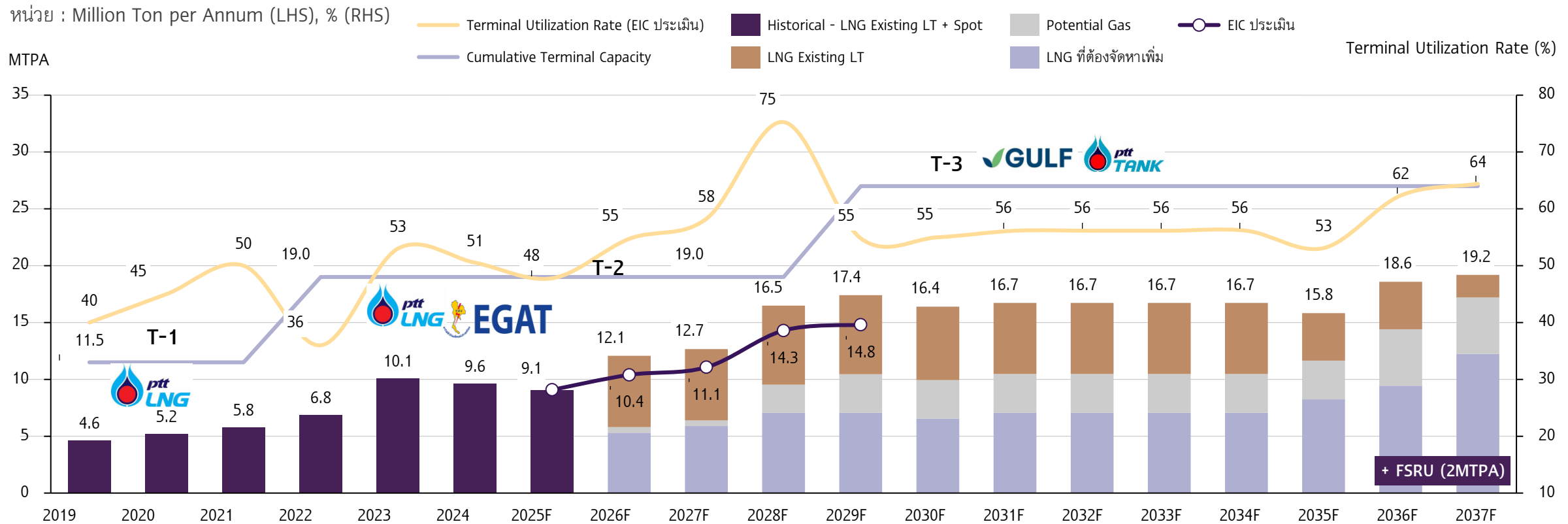
หมายเหตุ : (1) ปริมาณก๊าซธรรมชาตินำเข้า (Import) จากประกาศของ EPPO ปี 2023 (2) ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จัดหาเพิ่มรวมกับสัญญาซื้อ LNG ปี 2037 ตามร่าง Gas Plan 2024 ของ EPPO

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ EPPO/ร่าง Gas Plan 2024

Capacity ของ LNG terminal รวม 3 แห่งจะสอดคล้องกับปริมาณ LNG import เพื่อรักษาระดับ Utilization rate ที่ 50-60%

สอดคล้องกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศโดยจะมี PTT Group(T1/2/3) และ Gulf(T3 แบบ PPP) เป็นผู้ดำเนินการ

Capacity-Utilization ของ LNG terminal LMPT1-2 รวมถึง LMPT3 (Phase1) และ FSRU ที่วางแผนไว้ตาม Gas Plan 2024



LNG T-1 & T-2 ออกแบบรองรับ LNG 26.5 MTPA (11.5 + 7.5 MTPA)

LNG T-3 ที่ได้ลงนามสัญญา EPC ในช่วง มิ.ย. 2025 ที่ผ่านมา โดยออกแบบให้รองรับ LNG 8 MTPA ที่มีแผน COD ปี 2029 เพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่มากขึ้นตาม และสามารถรองรับกรณีที่มี Potential gas ไม่เป็นไปตามแผน รวมถึงกรณีต้องจัดหาเพิ่มเติมหากแหล่งในเมียนมาไม่สามารถจ่ายก๊าซธรรมชาติได้ตามแผน

FSRU คาดว่าจะ operate 2036 เพื่อชดเชยแหล่งก๊าซ JDA A-18 สำหรับป้อนโรงไฟฟ้าในภาคใต้

โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจะได้านิสงส์เชิงบวกจากราคาก๊าซฯ นำเข้าที่ลดลงจากการที่ไทยเจรจาเปิดตลาดนำเข้าพลังงานจากสหรัฐฯ มากขึ้น แต่อาจจะได้รับผลกระทบจากการชะลอตัวทางเศรษฐกิจที่ส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าลดลง ขณะที่ผู้พัฒนาโครงการ RE ในสหรัฐฯ อาจได้รับผลกระทบจากการตัดการสนับสนุนพลังงานสะอาด

ผลกระทบต่อผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าในไทยจาก Trump tariff

✓ สนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มลดลงหรือทรงตัวในอนาคต (2026-2029) จากการเร่งเพิ่มโครงการผลิตก๊าซฯ ในสหรัฐฯ และโครงการผลิตก๊าซฯ ทั่วโลก ส่งผลให้ราคาก๊าซ JKM ที่ไทยมีการนำเข้าโดยอ้างอิงราคา JKM มีแนวโน้มลดลง

○ การชะลอตัวของเศรษฐกิจไทยและเศรษฐกิจโลก

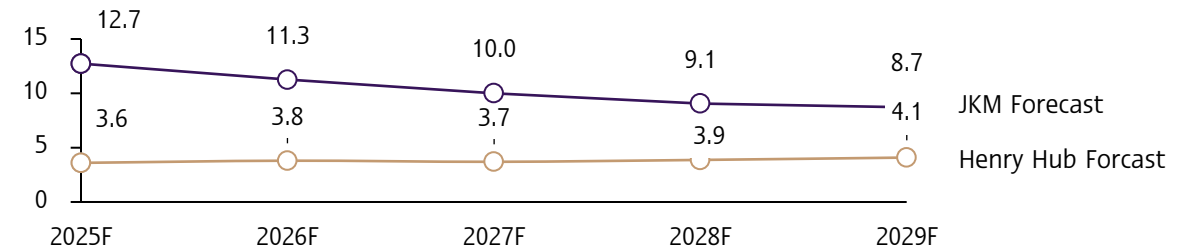
โรงไฟฟ้าในไทยจะกระทบเชิงลบในระดับต่ำ จากการลดใช้ไฟฟ้าโดยเฉพาะไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิตสินค้าเพื่อส่งออกและการตั้งโรงงานใหม่ลดลง

○ ชะลอการสนับสนุนโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสหรัฐฯ

แผนตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในสหรัฐฯ มีแนวโน้มเติบโตลดลง จากการลดการอุดหนุนของภาครัฐสหรัฐฯ

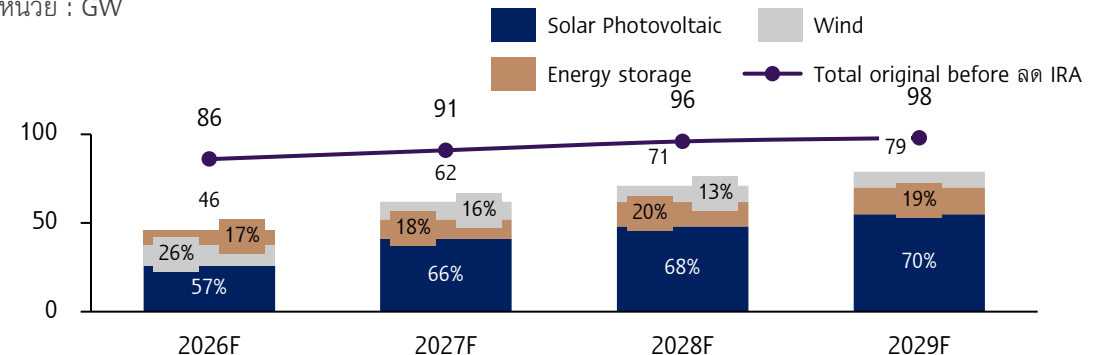
ราคาก๊าซธรรมชาติในตลาด JKM และ Henry Hub ปี 2020-2029

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐ/MMBTU



แผนการติดตั้งโครงการพลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) ในสหรัฐฯ

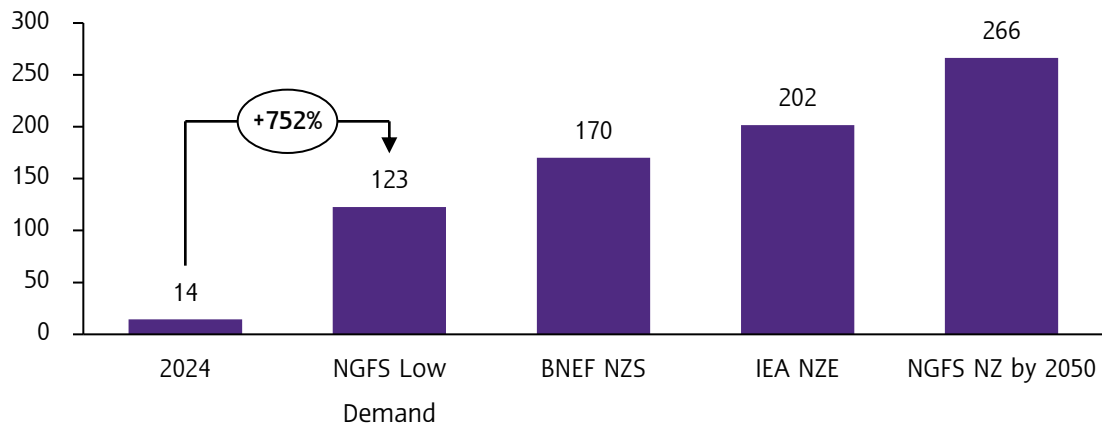
หน่วย : GW



ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติไทยเดินหน้าศึกษาการใช้ไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำเพื่อลดการปล่อยคาร์บอน อย่างไรก็ดี SCB EIC ประเมินว่าหากผสมไฮโดรเจนกับก๊าซฯ เพื่อผลิตไฟฟ้าในปี 2030 ที่ 5% จะเพิ่มต้นทุนแก่โรงไฟฟ้า 9% และกระทบค่าไฟฟ้า 1.6-1.7%

การลงทุนในเทคโนโลยีไฮโดรเจนและการกักเก็บคาร์บอน (Carbon capture & storage) ในปี 2030

หน่วย : \$ Billion



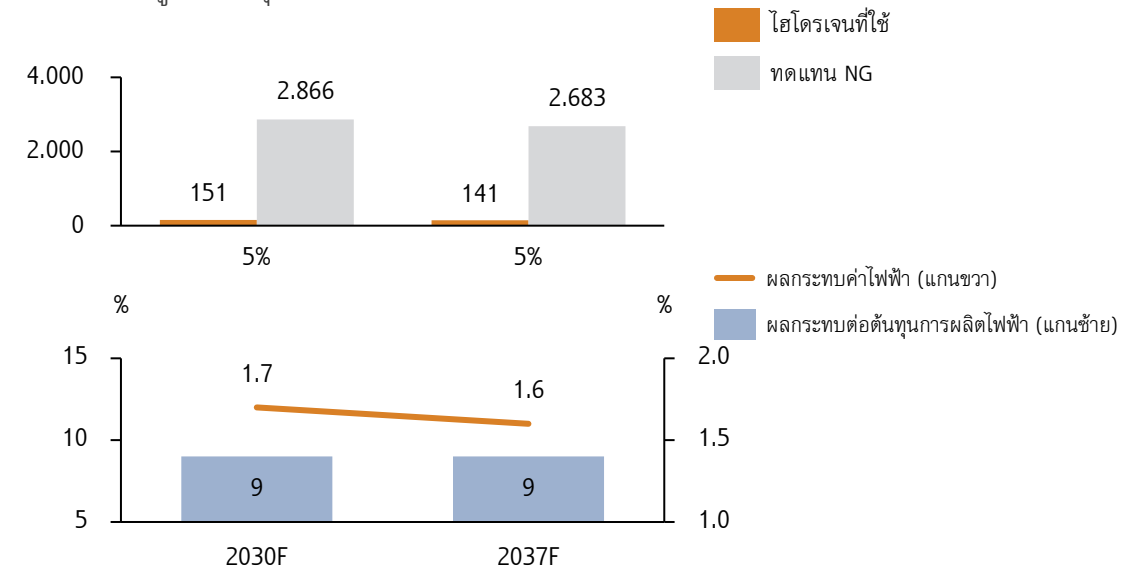
ผู้ผลิตไฟฟ้าไทยที่เดินหน้าศึกษาเชื้อเพลิงไฮโดรเจนและ CCS ในการผลิตไฟฟ้า



การลงทุนในเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำทั่วโลกมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากนโยบายการลดการปล่อยคาร์บอน สอดคล้องกับประเทศไทยที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจากก๊าซฯ และถ่านหินในไทยได้เริ่มเดินหน้าศึกษาเทคโนโลยีเพื่อเตรียมพร้อมสำหรับนโยบายการผลิตไฟฟ้าในอนาคตของไทย ที่คาดว่าจะเริ่มบังคับใช้ในปี 2030 เป็นต้นไป

ปริมาณไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำที่ทดแทนก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า และผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน



โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นราว 9% จากการผสมไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำที่สัดส่วน 5% เนื่องจากไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำมีราคาที่สูงกว่าก๊าซธรรมชาติประมาณ 2 เท่าในปี 2030 และสูงกว่า 1.5 เท่าในปี 2037

ความท้าทาย : ไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำ (Blue หรือ Green) ยังต้องพึ่งพาการนำเข้าเพื่อป้อนผลิตไฟฟ้า ซึ่งอาจส่งผลต่อต้นทุนที่สูงขึ้นและอาจมีความผันผวน ที่กระทบต่อผู้ผลิตไฟฟ้าและประชาชนได้

Key takeaways : นัยต่อผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าและบทบาทภาครัฐ

ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้า

- ส่งเสริมความสามารถในการแข่งขันโดยลดต้นทุนโครงการและเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า เพื่อเตรียมพร้อมนโยบายการปรับลดราคารับซื้อจากภาครัฐในอนาคต อาทิ การขยายความร่วมมือกับ Technology provider สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม และระบบกักเก็บพลังงาน
- พัฒนาโครงการหรือมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาดที่ตอบโจทย์อุตสาหกรรมแห่งอนาคต เช่น ไฟฟ้าสำหรับ AI & Cloud Data center และ อิเล็กทรอนิกส์ เป็นต้น
- ขยายโอกาสทางธุรกิจการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่สามารถรองรับ Third Party Assessment (TPA) และ Direct PPA ได้ในอนาคต โดยเตรียมความพร้อมเรื่องการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ เพื่อให้สามารถเริ่มผลิตไฟฟ้าได้ทันทีหลังจากมีการอนุญาต TPA และ Direct PPA

บทบาทภาครัฐ

- เร่งอนุญาต Third Party Assessment (TPA) และ Direct PPA สำหรับธุรกิจทุกประเภทที่ต้องการใช้ไฟฟ้าสะอาด แบบค่อยเป็นค่อยไปในระยะแรก เช่น เริ่มจากผู้บริโภคในพื้นที่ในนิคมอุตสาหกรรมซึ่งเป็นขอบเขตที่สามารถบริหารจัดการได้
- จัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP) ให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศและพัฒนาการด้านเทคโนโลยี ตลอดจนเป้าหมาย Net zero 2050 ของประเทศโดยมีแนวทาง ดังนี้
 - ตรวจสอบความเหมาะสมของสมมุติฐานที่ใช้ในการจัดทำแผน PDP อย่างสม่ำเสมอ เช่น แนวโน้ม GDP ของประเทศ ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และการผลิตไฟฟ้าใช้เองที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น เป็นต้น
 - กำหนดกรอบสัดส่วนประเภทของโรงไฟฟ้า โดยคำนึงถึงประโยชน์ต่อเศรษฐกิจและพัฒนาการด้านเทคโนโลยีที่สอดคล้องกับศักยภาพของประเทศ
 - จัดทำแผนจากประมาณการ การผลิตไฟฟ้าโดยคำนึงถึงการเพิ่มสัดส่วนไฟฟ้าสะอาดในระยะยาวตามเป้าหมาย Net zero ในปี 2050
- เร่งส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าใช้เองในภาคอุตสาหกรรมและที่อยู่อาศัยให้ตอบโจทย์ความต้องการของผู้ใช้ เช่น เร่งประกาศราชกิจจานุเบกษา 200,000 บาทสำหรับการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป และเร่งจัดทำระบบ One-stop service สำหรับการขออนุญาตติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในภาคอุตสาหกรรม*

* อ่านรายละเอียดเพิ่มเติมจากบทความ SCB EIC [Flash : ลดหย่อนภาษีติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป ตรงใจผู้บริโภค แต่ยังต้องมีมาตรการเสริม](#) และ SCB EIC [In focus : ผู้บริโภคไทยคิดอย่างไรกับโซลาร์รูฟท็อป? เจาะอินไซด์สำคัญที่ภาครัฐและผู้ประกอบการต้องรู้](#)



ท่านพึงพอใจต่อบทวิเคราะห์นี้เพียงใด?

ความเห็นของท่าน สำคัญกับเรา

ร่วมตอบแบบสอบถาม 7 ข้อ
เพื่อนำไปพัฒนามาตรวิเคราะห์ของ
SCB EIC ต่อไป

คลิกเพื่อทำ
แบบสอบถาม

SCB EIC | ECONOMIC INTELLIGENCE CENTER



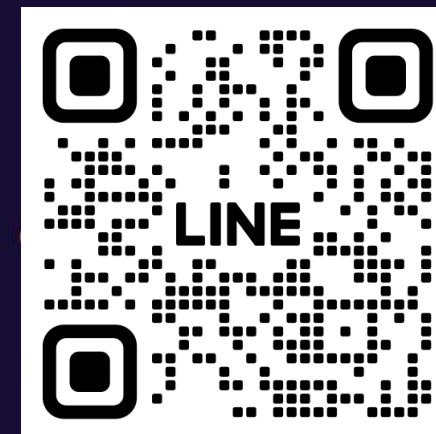
INSIGHTFUL ECONOMIC AND BUSINESS
INTELLIGENCE FOR EFFECTIVE DECISION MAKING

■ WEBSITE

www.scbeic.com

up-to-date with email notification

■ LINE OFFICIAL ACCOUNT



SCB  EIC