

Power & Solar PV

อุตสาหกรรมโรงไฟฟ้าปี 2025-2030 เติบโตสอดคล้องไปกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ขยายตัวตามเศรษฐกิจ โดยเฉพาะกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และ Solar PV มีแนวโน้มเติบโตได้ดี ตามแรงหนุนของความต้องการไฟฟ้าสะอาด จากแรงกดดันของนโยบาย ESG & Net zero pathway และ PDP 2024 (ฉบับใหม่)

Sep 2024

Contents



Executive summary

หน้า

03



ความต้องการไฟฟ้าของไทย
และนโยบายด้านไฟฟ้าของรัฐ

หน้า

04

โครงสร้าง Pool gas
และแนวโน้มค่า Ft จากนโยบายรัฐ

09

โอกาสของฟิวส์ผลิตไฟฟ้า
ในช่วงปี 2025-2030

13



โอกาสของไทยจากการ
ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
Renewable Energy (RE)

หน้า

24

โอกาสของแผงโซลาร์จาก
ความต้องการใช้ไฟฟ้า
แสงอาทิตย์ที่เติบโต

46

ประเด็น ESG เป็นแรงกดดัน
ให้โรงไฟฟ้าปรับตัว

54

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.

This report is for the recipient's information only. It does not represent or constitute any advice, offer, recommendation, or solicitation by us and should not be relied upon as such. We, or any of our associates, may also have an interest in the companies mentioned here in.

Executive summary



ความต้องการใช้ไฟฟ้าในไทยปี 2025-2028 ยังคงเติบโตตามการเติบโตของเศรษฐกิจ โดยแนวโน้มไฟฟ้าในระบบทยอยเพิ่มสัดส่วนมากขึ้น ส่วนหนึ่งมาจากการผลิตไฟฟ้าใช้เอง โดยเฉพาะในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้คาดว่าจะการใช้ไฟฟ้าทั้งในและนอกระบบการไฟฟ้าจะขยายตัว 2.5%YOY ในปี 2025 และ 3.0% (CAGR) ในปี 2026-2028 จากการส่งเสริม Direct PPA/IPS ที่มากขึ้น ขณะที่ค่าไฟฟ้าปี 2025 คาดว่าจะอยู่ในระดับใกล้เคียงปี 2024 ที่ 4.1-4.2 บาทต่อหน่วย จากนโยบายลดค่าพลังงานของรัฐบาล ส่วนในปี 2026-2028 คาดว่าค่าไฟฟ้าจะทยอยลดลงและต่ำกว่า 4 บาทต่อหน่วยในปี 2028 จากราคาก๊าซธรรมชาติโลกที่ลดลง ทั้งนี้คาดว่าจะเห็นความเสี่ยงที่ชัดเจนขึ้นในระยะกลาง จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลที่จะถูกกดดันมากขึ้นจากแผน PDP 2024 ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการใช้โรงไฟฟ้าในกลุ่มดั้งเดิม โดยเฉพาะถ่านหินและก๊าซธรรมชาติที่มีประสิทธิภาพต่ำหรือมีการปล่อย GHG สูง โดยจะมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้นจากการนำเข้าเชื้อเพลิงสะอาดทดแทนอย่างไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำเข้ามาเป็นเชื้อเพลิง



การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปี 2025 ในไทยยังมีแนวโน้มเติบโต โดยจะขยายตัวต่อเนื่องที่ 5%YOY และคาดว่าจะเติบโตต่อเนื่องโดยเฉลี่ยที่ 7% (CAGR) ในปี 2026-2028 จากทั้งแผน COD จาก RE ที่ทยอยเข้าระบบราว 700-1,000 MW ต่อปี โดยเฉพาะจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ชีวมวล และขยะชุมชน รวมถึงความต้องการไฟฟ้าในระบบ (IPS/SPP direct) และ Private PPA ที่หนุนให้ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น โดยแนวโน้มในระยะข้างหน้าจนถึงปี 2030 ยังเติบโตต่อเนื่อง จากการประกาศรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอีก 3,731 MW โดยส่วนใหญ่จะเป็นไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเป็นหลัก นอกจากนี้ ยังมีแรงหนุนจากแผน PDP 2024 ที่เพิ่มสัดส่วน RE มากกว่า 51% ภายในปี 2037 โดยจะมีกำหนด COD ราว 3,700 MW ภายในปี 2030 และมีมากกว่า 31,000 MW ที่จะทยอย COD ตั้งแต่ 2031-2037 ยิ่งไปกว่านั้น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั่วโลกก็มีแนวโน้มเติบโต โดยเฉพาะทวีปเอเชียและออสเตรเลีย อย่างไรก็ตาม ยังมีปัจจัยที่ต้องติดตามจากการที่จะมี Adder กว่า 2,000 MW ที่จะทยอยครบกำหนดมากกว่า 50% ในปี 2024-2025 ซึ่งจะกระทบต่อรายได้ของโรงไฟฟ้า RE ในกลุ่ม Solar และ Wind ที่มีรายได้กับ Adder



ความต้องการแผงโซลาร์ยังคงเติบโตได้ดีในปี 2025 แต่ในอัตราที่ชะลอลง และคาดว่าจะชะลอลงต่อเนื่องไปถึงในช่วงปี 2026-2028 เนื่องจากตลาดจีนและตลาดยุโรปที่เป็นสัดส่วนใหญ่ของตลาดมีอัตราการเติบโตของความต้องการแผงโซลาร์ที่ชะลอตัวลงจากที่เคยเติบโตสูงในช่วงปี 2019-2023 อย่างไรก็ตาม ความต้องการแผงจะขยายตัวราว 9% ในปี 2025 และกำลังการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นยังถือว่าสูงกว่าค่าเฉลี่ย 5 ปีที่ผ่านมา โดยมีปัจจัยสนับสนุนสำคัญมาจาก 1. ความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีมากขึ้นตาม Net zero pathway ของหลายประเทศ และ 2. ราคาของแผงโซลาร์และราคาแบตเตอรี่ที่ทยอยลดลง จะหนุนให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ลดลงอยู่ในระดับต่ำ ทั้งนี้ความเสี่ยงที่ต้องจับตาในระยะข้างหน้า คือ สถานการณ์ Oversupply ของแผงโซลาร์ตลอดทั้ง Value chain ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อแนวโน้มราคาในปี 2025 ที่คาดว่าจะลดลงต่อเนื่อง โดยเฉพาะจาก 1) อุปทานที่ล้นตลาดของแผงโซลาร์โดยเฉพาะในประเทศจีน 2) การแข่งขันของผู้ผลิต Module ที่รุนแรงมากขึ้น และ 3) เทคโนโลยีที่เปลี่ยนแปลงไวจากผู้ผลิต ต้องขายสินค้าที่ค้างสต็อกในราคาลดลง และคาดการณ์ว่าภาวะนี้ยังคงมีอยู่ต่อเนื่องไปในปี 2025 นอกจากนี้ ยังต้องติดตามความเสี่ยงจากนโยบายกีดกันทางการค้าที่มากขึ้น โดยเฉพาะสหรัฐฯ และความเสี่ยงของผู้ประกอบการจากการแข่งขันในด้านราคา ซึ่งส่งผลให้อัตรากำไรมีแนวโน้มลดลง



ESG เป็นประเด็นสำคัญที่เร่งให้ธุรกิจโรงไฟฟ้าถูกผลักดันให้ปรับตัว จากเป้าหมาย Carbon neutrality และ Net zero emission ทั้งในระดับองค์กรและระดับประเทศ ที่กดดันให้โรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินและก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนสูงต้องเร่งศึกษาและนำเทคโนโลยีที่ช่วยลดคาร์บอนมาใช้ เช่น ไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำ, CCS และเร่งเพิ่มพลังงานหมุนเวียนให้มีส่วนมากขึ้นด้วย ขณะเดียวกันโรงไฟฟ้าบางชนิดก็เริ่มได้รับผลกระทบจาก Climate change ที่ทำให้การผลิตไฟฟ้าลดลงด้วย เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ (Hydro) ที่ลดลงจากสถานการณ์ El Nino เป็นต้น



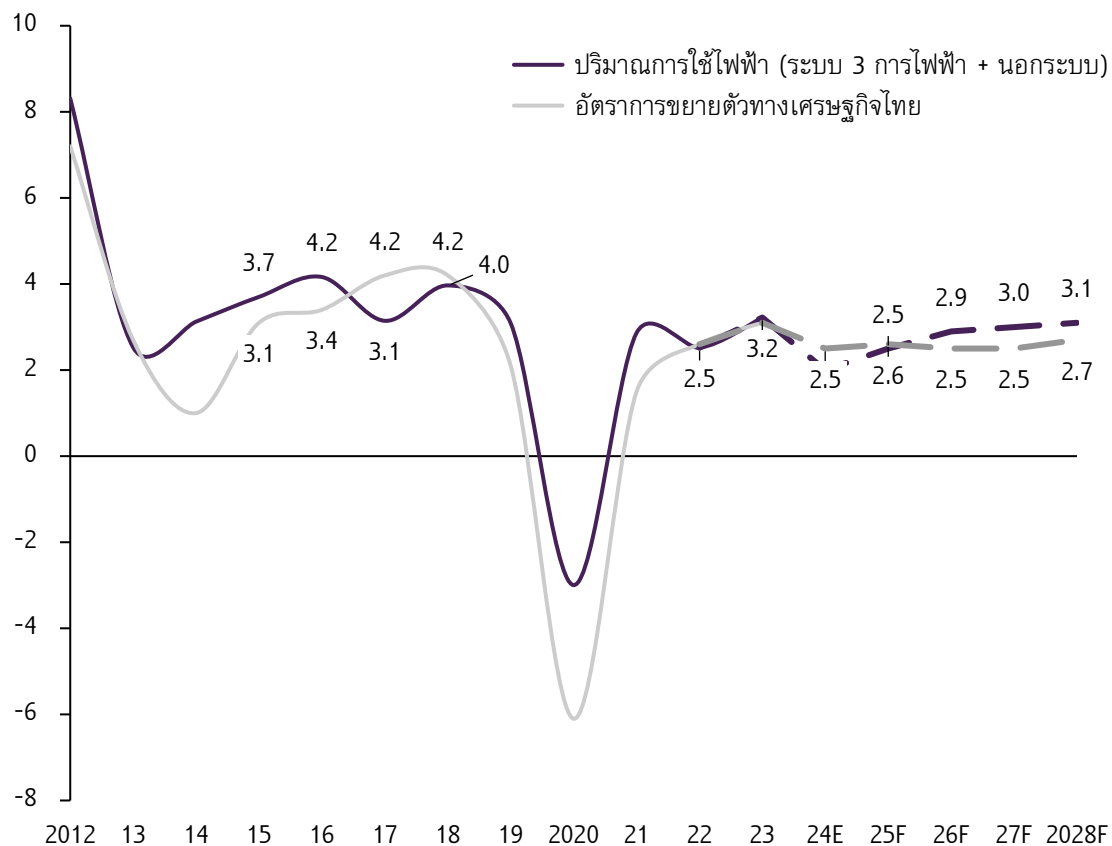
ความต้องการไฟฟ้าของไทยและนโยบายด้านไฟฟ้าของรัฐบาล

ปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวมของไทยในปี 2025-2028 คาดว่าจะเติบโตราว 2.5-3.1% ต่อปี ตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจ ทั้งนี้ยังต้องติดตามการใช้ไฟฟ้ารูปแบบใหม่ ๆ เช่น การใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้นในช่วงกลางคืน จากการชาร์จ EV ที่คาดว่าจะมีปริมาณเพิ่มขึ้น จากมาตรการการส่งเสริมให้ใช้ EV ของภาครัฐ แต่หากพิจารณาเฉพาะไฟฟ้าในระบบคาดว่าจะเติบโตต่อเนื่องเฉลี่ย 4.7% ต่อปี จากความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะ Solar PV / Solar rooftop ที่ต้องการใช้ในอุตสาหกรรมใหม่ อย่าง Data center ซึ่งเป็นแรงผลักดันให้ภาครัฐต้องเร่งออกนโยบายที่สนับสนุนไฟฟ้าสะอาด อาทิ นโยบาย Direct PPA รวม 2,000 MW ที่กำหนดให้ใช้ภายในปี 2025 และกฎหมายส่งเสริมการติดตั้ง Solar rooftop ที่จะร่างแล้วเสร็จในปี 2024

ความต้องการใช้ไฟฟ้าของไทยในปี 2025 – 2028 มีแนวโน้มเติบโตต่ำกว่าในอดีต ตามคาดการณ์ GDP ที่ชะลอลง มาอยู่ที่ราว 2.5-2.7% ขณะที่ไฟฟ้าในระบบประเมินว่าจะมีสัดส่วนมากขึ้นเฉลี่ยปีละ 4.7% จากการสนับสนุน RE

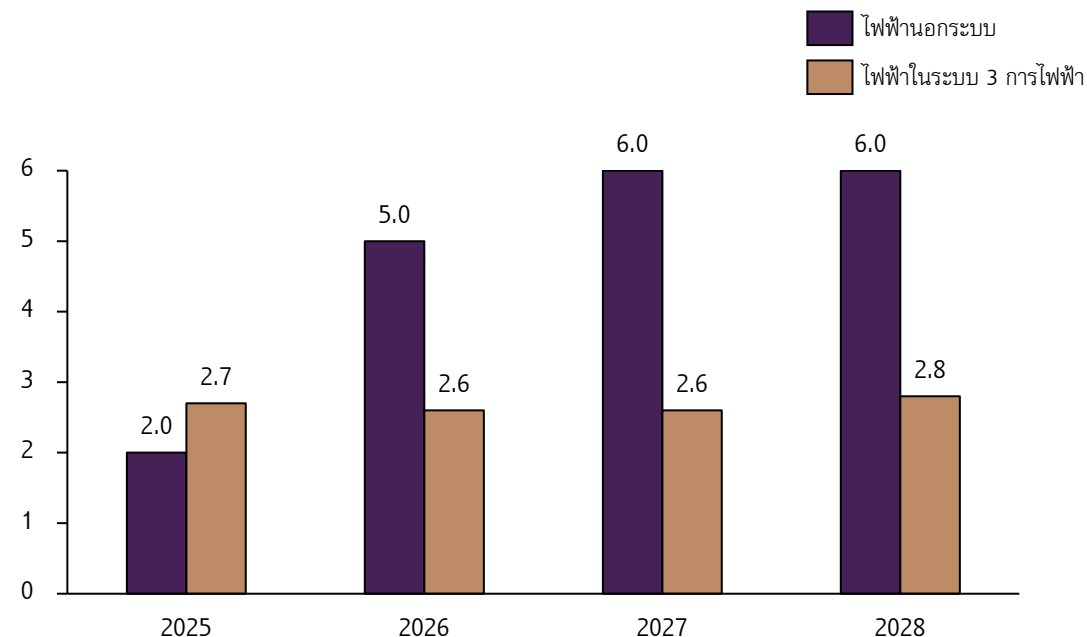
อัตราการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวม และอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจ (GDP)

หน่วย : อัตราการขยายตัว % ต่อปี



คาดการณ์อัตราการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบและในระบบ 3 การไฟฟ้า

หน่วย : อัตราการขยายตัว % ต่อปี

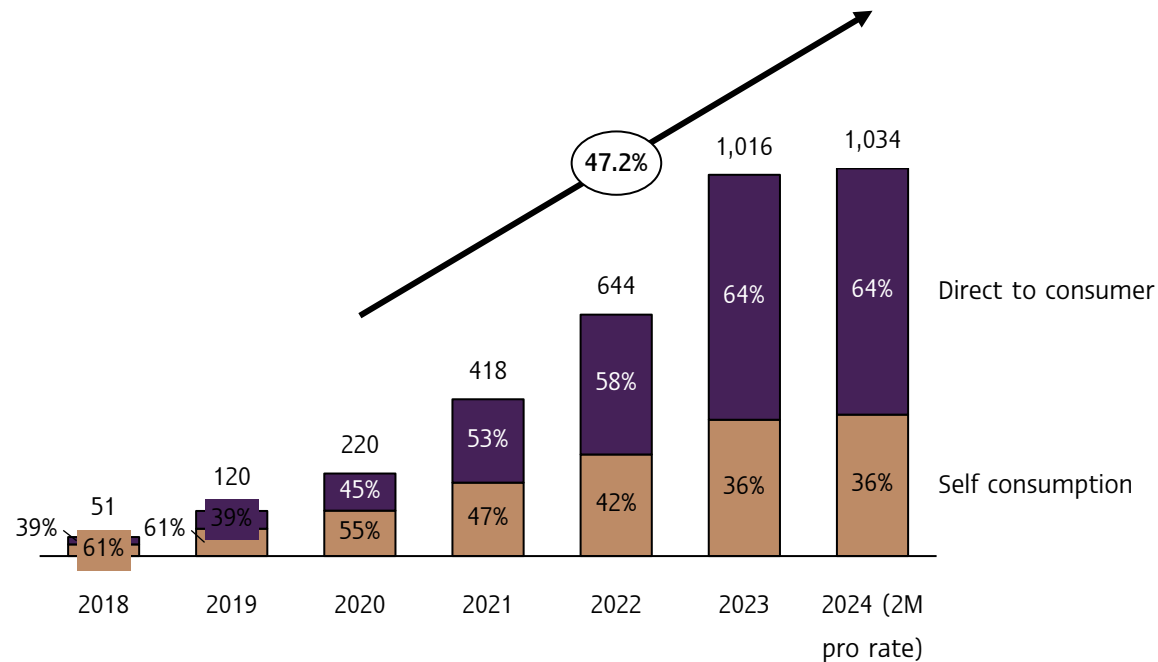


การไฟฟ้าในระบบในปี 2025-2028 คาดว่าจะเติบโตต่อเนื่อง โดยคาดว่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้า จะขยายตัวได้ต่อเนื่องที่ 2.6-2.8% ต่อปีจาก GDP ราว 2.5-2.7% ต่อปี และไฟฟ้าในระบบจะเติบโตเฉลี่ย 4.7% ต่อปี จากความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะ Solar และ Private PPA ตามการคาดการณ์ ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

ความต้องการใช้ไฟฟ้ารูปแบบใหม่ ๆ จะเพิ่มขึ้นจากการหันมาใช้ Solar ทั้งการติดตั้งใช้เองและขายตรงให้ลูกค้า (Private PPA) และการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าที่เติบโตต่อเนื่อง

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นอกระบบ 3 การไฟฟ้า

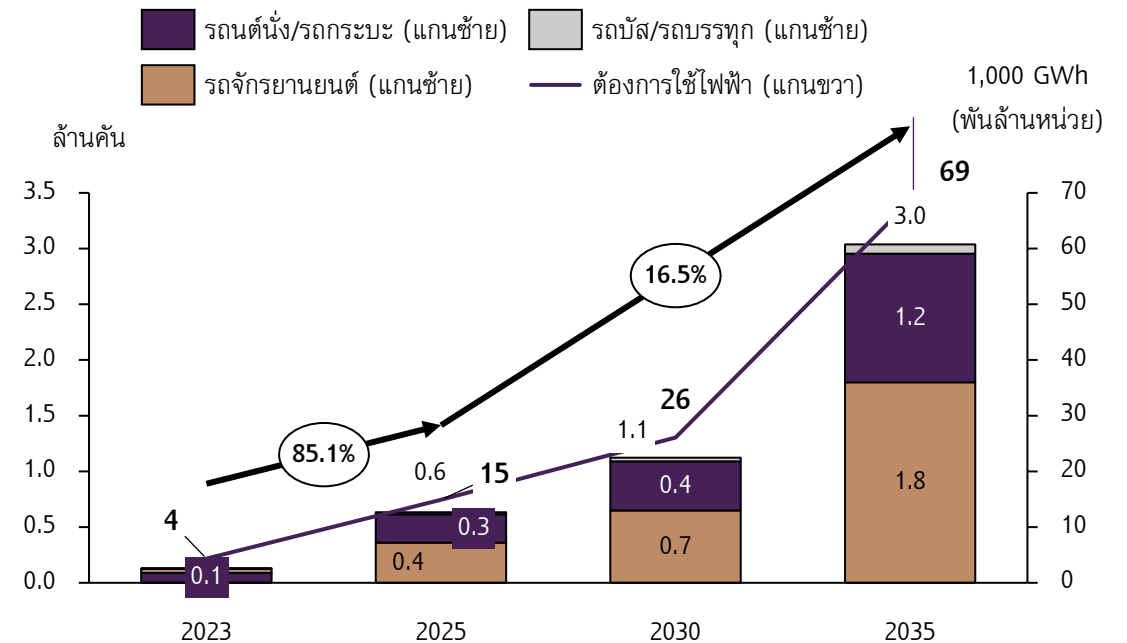
หน่วย : ล้านหน่วย



การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในไทยยังมีแนวโน้มเติบโตได้ต่อเนื่อง โดยเฉพาะกลุ่มที่ผลิตเพื่อขายตรงลูกค้าอุตสาหกรรม หรือ Direct to consumer ที่ยังคงเติบโตสูงต่อเนื่อง ซึ่งส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากต้นทุนการติดตั้ง Solar ที่ถูกลง ผนวกกับความต้องการลดความผันผวนของค่าไฟฟ้า (จากในช่วงที่ผ่านมาที่มีความไม่แน่นอน) และนโยบายการใช้ไฟฟ้าสะอาดในองค์กร โดยรวม ตลาดเติบโตทั้งในแง่ของการติดตั้งเพื่อขายไฟให้ลูกค้าโดยตรง (Private PPA) และการติดตั้งเพื่อใช้ไฟฟ้าเอง (Self consumption)

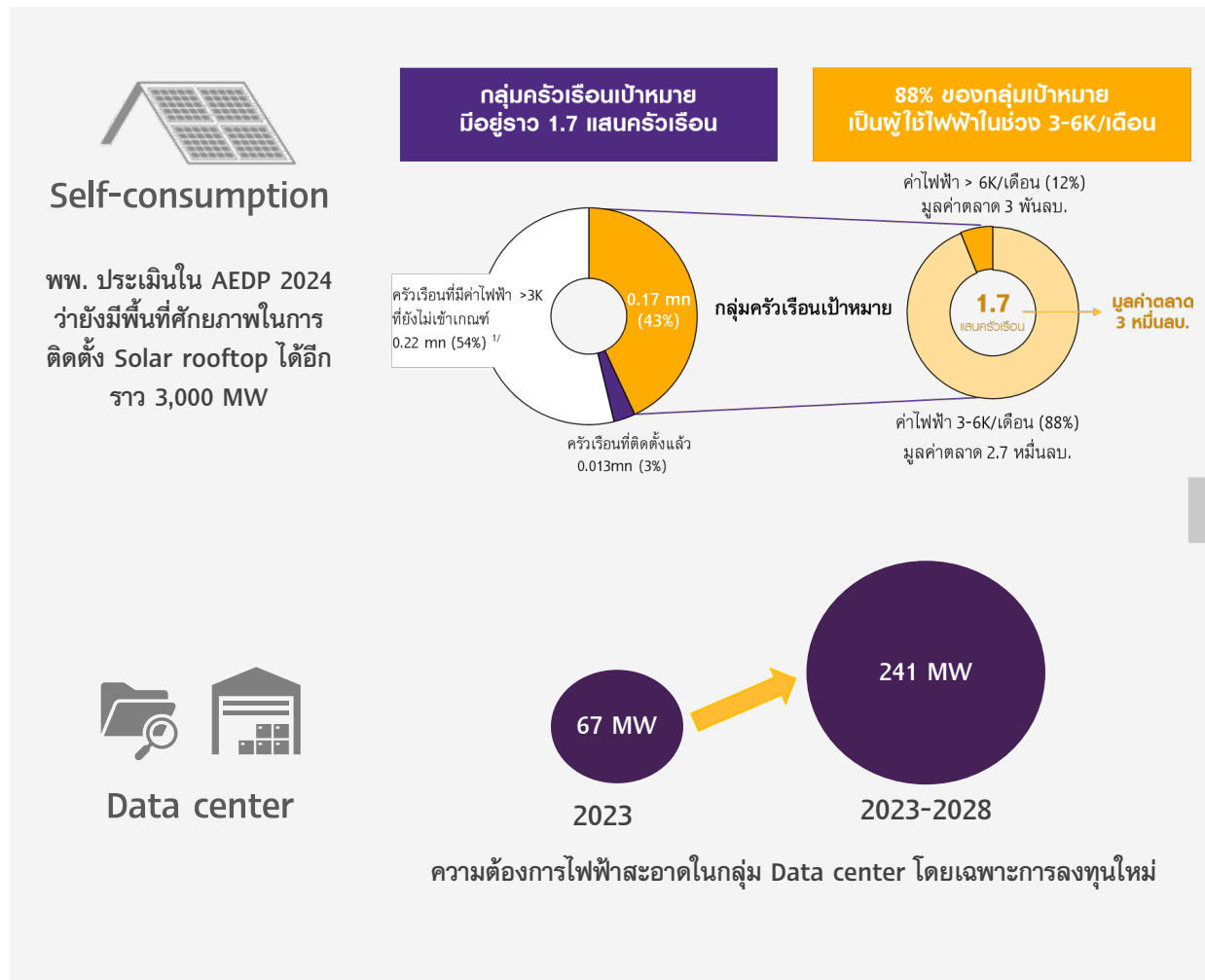
ประเมินความต้องการใช้ไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้า (EV) ในไทย

หน่วย : ล้านคัน (ซ้าย) / 1,000 GWh (พันล้านหน่วย) (ขวา)



ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับชาร์จ EV มีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่องจากปริมาณยานยนต์ไฟฟ้าทั้งรถยนต์นั่งส่วนบุคคล รถมอเตอร์ไซด์ไฟฟ้า รถบัส และรถบรรทุกที่เพิ่มมากขึ้น ตามมาตรการการส่งเสริมให้ใช้ EV ของภาครัฐ ตามนโยบาย 30@30 และราคา EV ที่เข้าถึงได้ง่ายขึ้น

การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในไทยมีแนวโน้มเติบโต จากการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง (Self consumption) และขายโดยตรง (Direct PPA) จากกรณีการใช้ไฟฟ้าสะอาดและการสนับสนุนจากภาครัฐ



กระทรวงพลังงานเตรียมออกกฎหมายฉบับใหม่เพื่อกำกับดูแลให้การติดตั้งระบบโซลาร์บนหลังคาบ้าน ทำได้สะดวกและง่ายขึ้น พร้อมทั้งมีมาตรการสนับสนุนเงินทุนในการติดตั้ง การหักค่าใช้จ่ายเพื่อลดหย่อนภาษี คาดว่าร่างกฎหมายจะแล้วเสร็จภายในปี 2024



"พลังงาน" จัดออกกฎหมายบริหารจัดการ "โซลาร์ฟาร์ม" หนุนเงิน-ลดภาษี

รูปจากฐานเศรษฐกิจ



Direct PPA

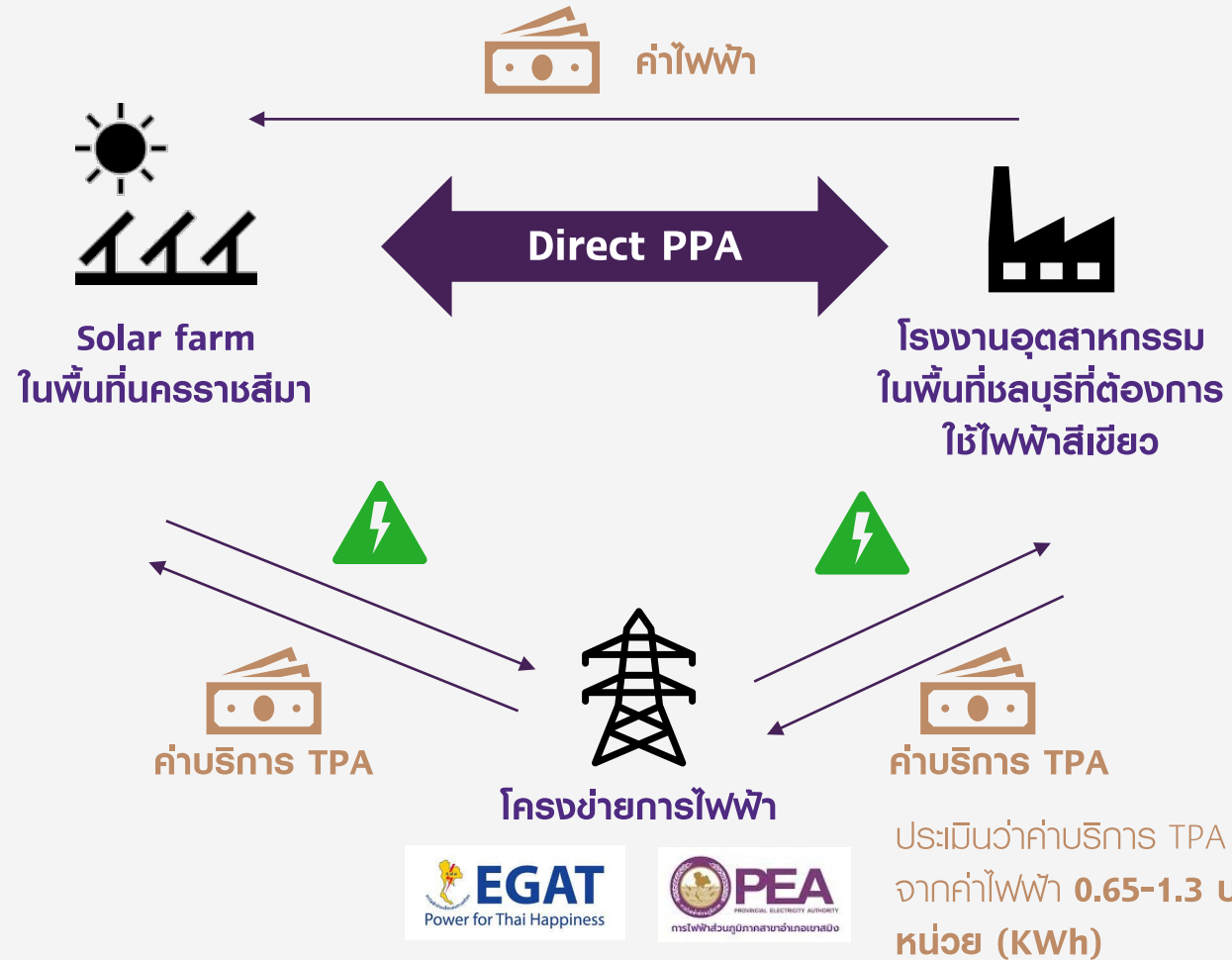
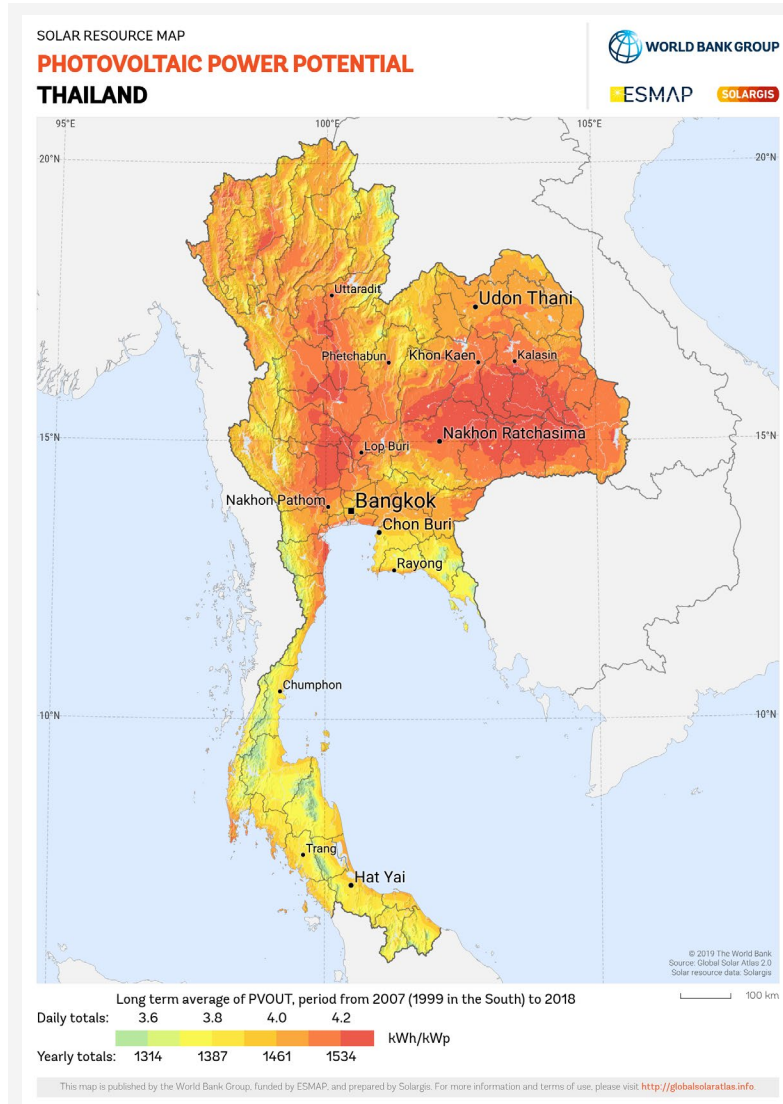
รัฐบาลประกาศให้เร่ง Direct PPA จำนวน 2,000 MW ภายในต้นปี 2025 โดยเน้นไปที่ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ที่จะมาลงทุนในประเทศ เช่น Data center



นายกฯ สั่ง Direct PPA ต้องเป็นธรรมและแข่งขันได้ ดึงลงทุนกลุ่ม Data Center เร่งพิจารณาโครงการนำร่อง 2,000 MW จี้ กกพ. คิดราคาให้ต้นทุนปี 67 คาดเห็นโครงการต้นปี 68

รูปจาก ประชาชาติธุรกิจ

ตัวอย่างกลไกการซื้อขายไฟฟ้าผ่านโครงข่ายของการไฟฟ้า โดยผู้ใช้ไฟฟ้ามีการซื้อไฟฟ้าจาก Solar กับเอกชนโดยตรง





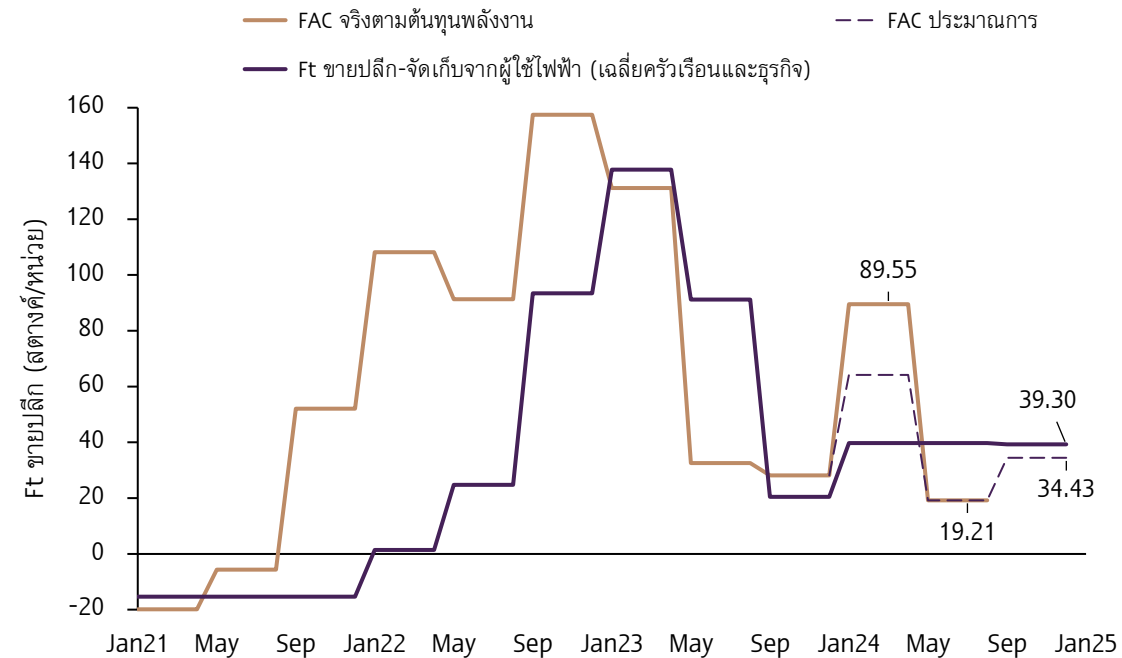
โครงสร้าง Pool gas และแนวโน้มค่าไฟฟ้า จากนโยบายรัฐบาล

ค่าไฟฟ้าปี 2025 คาดว่าจะอยู่ในระดับใกล้เคียงปี 2024 ที่ 4.1-4.2 บาทต่อหน่วย จากนโยบายลดค่าพลังงานของรัฐบาล และคาดว่าจะลดลงในช่วงปี 2026-2028 ที่ราคาเฉลี่ยประมาณ 4 บาทต่อหน่วย จากต้นทุนก๊าซธรรมชาติ (Pool gas) ที่คาดว่าจะทยอยลดลงจากราคา 314-325 บาทต่อ MMBTU ในปี 2025 และคาดว่าจะต่ำกว่า 300 บาทต่อ MMBTU ในปี 2026-2028

ค่าไฟฟ้าตลอดปี 2024 อยู่ที่ 4.18 บาทต่อหน่วย จากมาตรการช่วยเหลือของรัฐที่ขยายเวลาคืนต้นทุนก๊าซธรรมชาติ แก่ กฟผ. และ ปตท.

ต้นทุนในการคิดค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft)

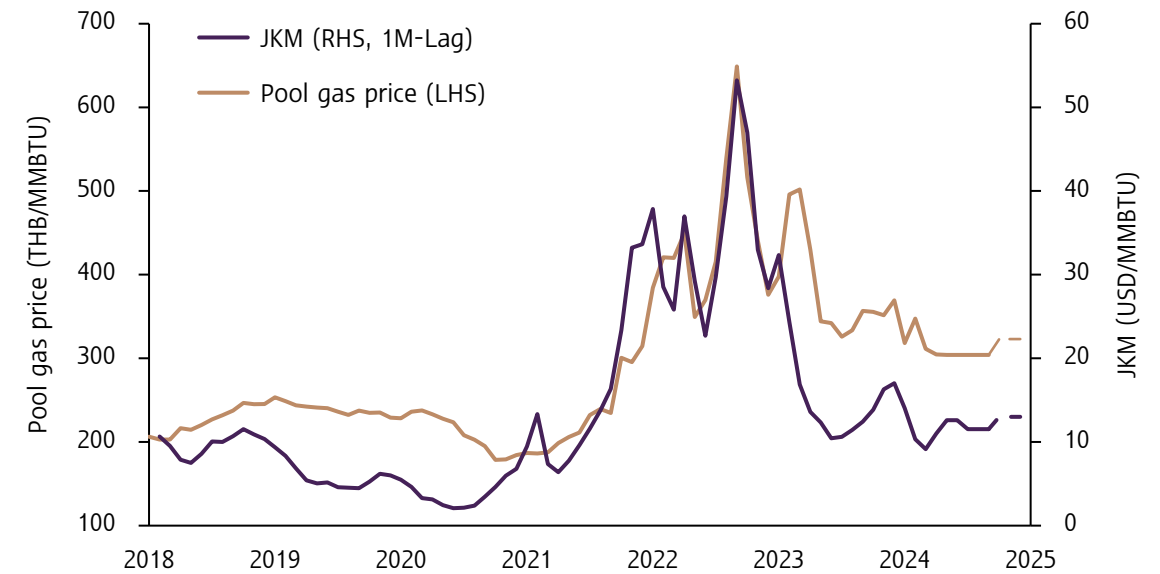
หน่วย : สตางค์/หน่วย



ประกาศค่าไฟฟ้างวดเดือน ก.ย. - ธ.ค. 2024 อยู่ ณ ราคาเดิมที่ 4.18 บาทต่อหน่วย โดยมีค่า Ft ขายปลีกที่ 0.393 บาทต่อหน่วย ซึ่งค่า Ft ดังกล่าวเกิดจากต้นทุนพลังงานจริงอยู่ที่ (FAC) 34.3 สตางค์ต่อหน่วย และชำระคืนต้นทุนค่าไฟฟ้าในอดีต (AF) 5 สตางค์ต่อหน่วย อย่างไรก็ตาม ยังคงเหลือต้นทุนค่าไฟฟ้าค้างชำระ (AF) ของ กฟผ. และ AF gas ของ ปตท. รวมอยู่ราว 1.1 แสนล้านบาท โดย SCB EIC คาดว่าต้นทุนคงค้างจะถูกทยอยคิดในค่าไฟฟ้าในช่วงปี 2025-2026

ราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลก (JKM) และราคาก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในประเทศ (Pool gas)

หน่วย : (USD/MMBTU, monthly average) and Pool gas price (THB/MMBTU)

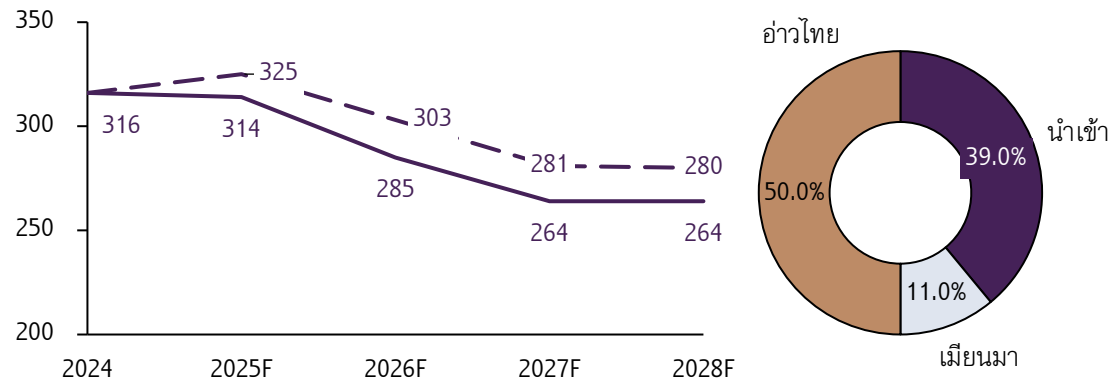


ต้นทุนก๊าซธรรมชาติในไทย (Pool gas) เฉลี่ยทั้งปีราว 320 THB/MMBTU ลดลงจากปีก่อนหน้าที่ 388 THB/MMBTU จาก 1. เปลี่ยนมาใช้ Single pool gas ที่กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (Wet gas) ที่มีราคาถูกกว่าการนำเข้า ต้องป้อนเข้า Pool gas ทำให้ราคาเฉลี่ยของ Pool gas ลดลง 2. ราคาก๊าซธรรมชาตินำเข้า (JKM) ที่ลดลงในช่วงต้นปี ซึ่งช่วยให้ราคา Pool gas โดยเฉลี่ยในปีนี้ต่ำกว่าปีที่ผ่านๆ มา แม้ในช่วงปลายปีราคา JKM จะเริ่มกลับมาสูงขึ้นในระดับ 12-13 USD/MMBTU และทำให้ราคา Pool gas เริ่มกลับมาสูงขึ้นราว 10-15%

ก๊าซธรรมชาติสำหรับผลิตไฟฟ้าในไทย (Pool gas) มีราคาลดลงต่อเนื่อง จากแนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกที่ลดลง นโยบาย Single pool gas และสัดส่วนก๊าซในอ่าวไทยที่สูงขึ้น

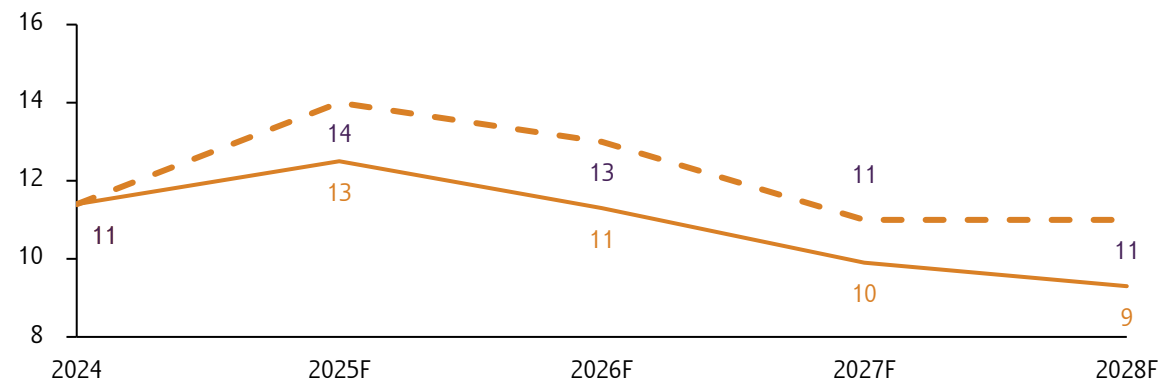
คาดการณ์ราคาและสัดส่วนของก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในประเทศไทย (Pool gas price)

หน่วย : THB/MMBTU



คาดการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลก (JKM)

หน่วย : USD/ MMBTU



ราคา Pool gas มีแนวโน้มลดลงต่อเนื่อง

- ราคา Pool gas ปี 2024 ลดลงจากผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยมากขึ้นเป็นสัดส่วนประมาณ 50% ประกอบกับนโยบายภาครัฐที่นำก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยป้อนเข้า Single pool gas และราคาก๊าซนำเข้า (JKM) ที่ลดลง
- ราคา Pool gas ปี 2025-2028 ลดลงต่อเนื่องจากราคาก๊าซนำเข้า (JKM) ที่ยังปรับตัวลง

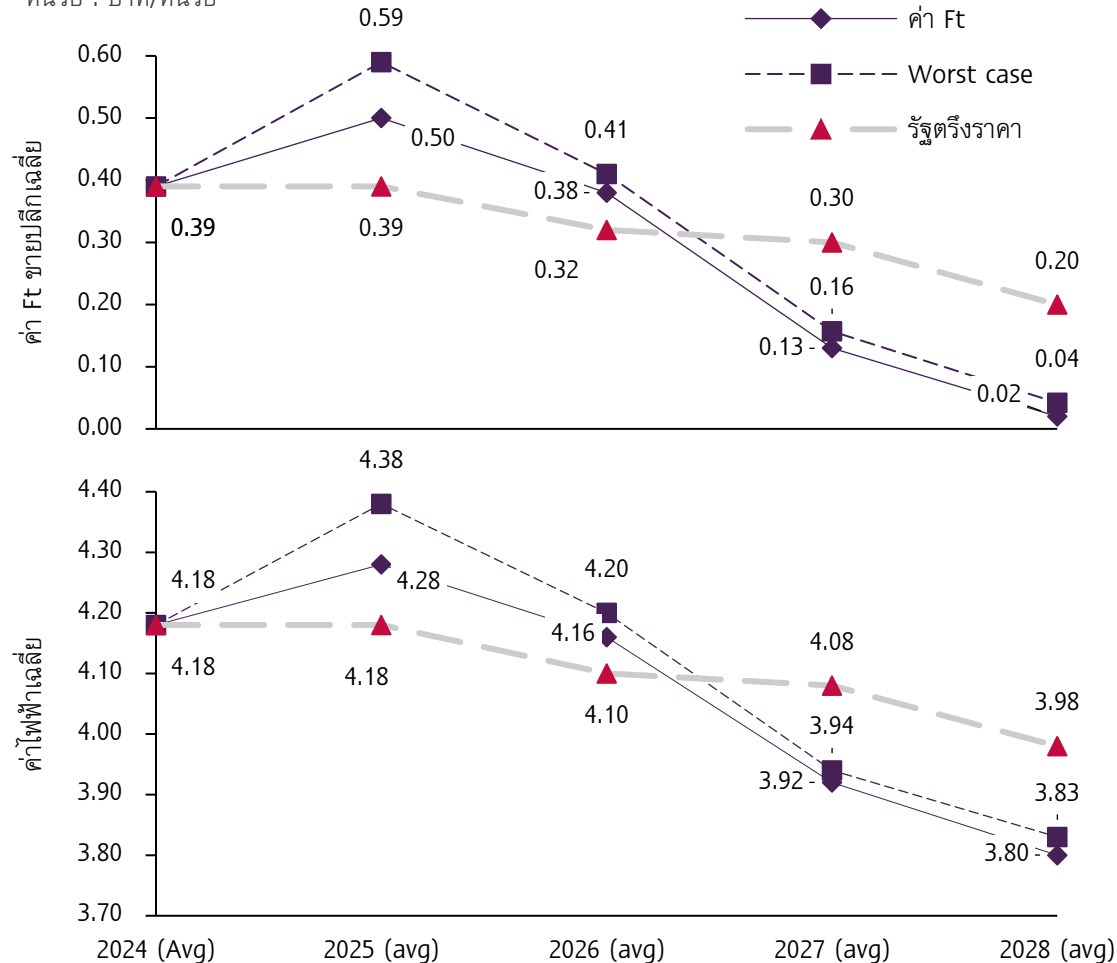
ความเคลื่อนไหวของราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลก (JKM) มีผลต่อราคา Pool gas ในประเทศไทย

- ราคา Japan Korea Marker (JKM) ปี 2024 ลดลงสอดคล้องกับราคาก๊าซ Henry hub และ TTF gas จากประเทศผู้นำเข้าหลักที่กักตุนและค้างสต็อกจากสภาพอากาศที่ผันผวนไม่สอดคล้องกับปีก่อนหน้า ทำให้ราคาเฉลี่ยของ JKM ครึ่งปีแรกของ 2024 อยู่ที่ราว 10 USD/MMBTU และเริ่มกลับมาสูงขึ้นในครึ่งปีหลังจากการเข้าสู่ช่วงหน้าหนาวของปี ทำให้ทั้งปีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ราว 11 USD/MMBTU
- ราคา Japan Korea Marker (JKM) ปี 2025-2028 มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในปี 2025 จากความต้องการก๊าซที่เร่งตัวขึ้นจากสต็อกในกลุ่มผู้นำเข้าหลักที่ลดลง และความต้องการใช้ก๊าซที่มากขึ้นจากในปี 2024 ก่อนจะเริ่มอ่อนตัวและลดลงในปี 2026-2028 จากสภาพตลาดที่เข้าสู่สภาวะปกติ

SCB EIC ประเมินค่าไฟฟ้าปี 2025 อยู่ในระดับใกล้เคียงปี 2024 ที่ 4.1-4.2 บาทต่อหน่วย จากนโยบายตรึงค่าไฟฟ้าเพื่อลดค่าครองชีพของรัฐบาลแพทองธาร โดยค่าไฟฟ้าจะเริ่มลดลงในปี 2026 จากต้นทุนก๊าซธรรมชาติ JKM ที่ลดลงต่ำกว่า 300 บาทต่อ MMBTU

ประมาณการค่า Ft และค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในปี 2025-2028

หน่วย : บาท/หน่วย



- SCB EIC ประเมินค่าไฟฟ้าปี 2025 อยู่ในระดับใกล้เคียงปี 2024 ที่ 4.1-4.2 บาทต่อหน่วย จาก 1) นโยบายลดค่าครองชีพและค่าพลังงานของรัฐบาลที่คาดว่าจะตรึงค่าไฟฟ้าให้ใกล้เคียงกับปี 2024 และไม่เกิน 4.18 บาทต่อหน่วย 2) ประมาณการต้นทุนก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในประเทศ (Pool gas) อยู่ในช่วง 310-320 บาทต่อ MMBTU และ 3) ภาครัฐสามารถทยอยคืนต้นทุนค่าชำระ (AF) แก่ กฟผ. และ ปตท. ได้ที่ 5-20 สตางค์ต่อหน่วย
- อย่างไรก็ตาม หากภาครัฐเร่งคืนต้นทุนค่าไฟฟ้าค่าชำระ (AF) ค่า Ft ในปี 2025 โดยกำหนดให้ชำระคืนต้นทุนค่าไฟฟ้าค่าชำระ (AF) มูลค่า ที่ 25-50 (worst case) สตางค์ต่อหน่วย ส่วนค่าต้นทุนเชื้อเพลิง (FAC) จะเฉลี่ยทั้งปีราว 25 สตางค์ต่อหน่วย โดยคาดว่าจะในงวดแรกจะสูงที่สุดราว 40 สตางค์ต่อหน่วย จะส่งผลให้ค่าไฟฟ้าปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ค่าเฉลี่ยที่ราว 4.28-4.38 บาท/หน่วย
- ค่า Ft ในปี 2026-2028 มีแนวโน้มลดลง ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ราว 3.8-4.2 บาท/หน่วย จาก 1. ต้นทุน Pool gas price ที่คาดว่าจะลดลง จากทั้งราคาก๊าซโลก (JKM) ที่ทยอยลดลงและสัดส่วนของก๊าซในอ่าวไทยตลอดปี 2026-2028 อยู่ราว 50% ประกอบกับค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น
- ปัจจัยเสี่ยงที่ต้องจับตา ซึ่งอาจมีผลให้ค่า Ft และค่าไฟฟ้าไม่เป็นไปตามที่คาด**
 - นโยบายของภาครัฐ ที่เจรจาขยายคืนต้นทุนค่าไฟฟ้า (AF) ที่คงค้างอยู่ราว 1.1 แสนล้านบาท ออกไปก่อน จากเดิมที่ประเมินว่าจะเรียกเก็บในงวดปี 2025 ซึ่งจะเกิดผลกระทบเชิงบวกต่อประชาชนในระยะสั้นและจะมีผลกระทบเชิงลบต่อ
 - ผู้รับซื้อก๊าซธรรมชาติเข้า Pool gas หรือ ปตท. และ กฟผ. ที่จะต้องอุ้มค่าใช้จ่ายไว้ก่อน โดยเฉพาะ กฟผ. ที่มีความเสี่ยงเรื่อง Credit rating จากการขยายคืนเงินกู้เป็นเวลานาน
 - โรงไฟฟ้า SPP/VSP ที่ขายไฟฟ้าให้ลูกค้าอุตสาหกรรม (IU) หรือ Private PPA จะมีรายได้ลดลงจากราคาขายที่ลดลงตามค่า Ft
 - แนวโน้มราคาก๊าซโลก (JKM) ที่ไม่ลดลงตามคาดในช่วงปี 2026-2028 และค่าเงินบาทที่ไม่กลับมาแข็งค่าตามคาดการณ์ จะทำให้ราคาก๊าซในประเทศ (Pool gas) สูงขึ้นกว่าที่ประเมินใน Worst case ซึ่งจะไปกดดันต้นทุนเชื้อเพลิง และ Ft ให้สูงขึ้น

โอกาสของผู้ผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2025-2030 มาจากแผนเพิ่มกำลังการผลิตใหม่ของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติและพลังงานหมุนเวียน (RE) เดิม ตามสัญญา PPA และโอกาสจากการเพิ่มกำลังการผลิตใหม่ของ RE ใน PDP 2024



PDP 2024 (ฉบับใหม่)

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) อยู่ระหว่างจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า หรือ PDP ฉบับใหม่ปี 2024



Fossil power generation

Natural gas
Coal / Lignite



Renewable power generation

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าในปี 2025 คาดว่าจะขยายตัว 2.5% และในช่วงปี 2025-2028 ขยายตัวราว 3.0% ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าของไทย ขณะที่ค่าไฟฟ้าในปี 2025 คาดว่าจะอยู่ที่ 4.1-4.2 บาทต่อหน่วย และลดลงในปี 2026-2028

ในปี 2025

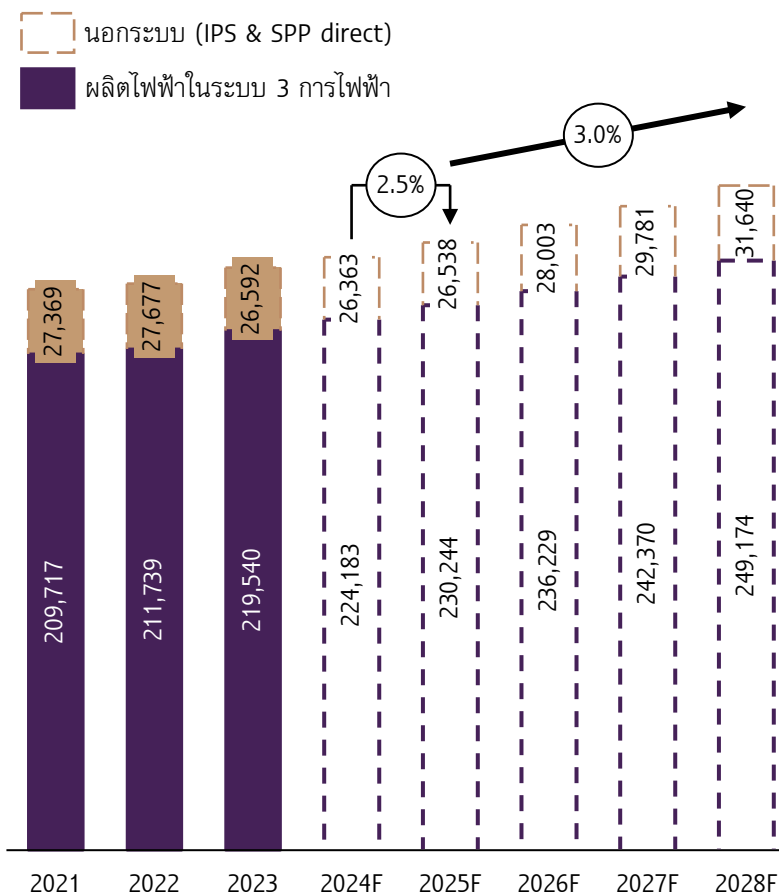
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าในไทยยังคงเติบโตตามการเติบโตของเศรษฐกิจ โดยแนวโน้มไฟฟ้าในระบบทยอยเพิ่มสัดส่วนมากขึ้น ส่วนหนึ่งมาจากการผลิตไฟฟ้าใช้เอง โดยเฉพาะในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้คาดว่าจะการใช้ไฟฟ้ารวมจะขยายตัว 2.5%YOY ในปี 2025 และ 3.0% (CAGR) ในระยะกลาง
- ค่าไฟฟ้าในปี 2025 คาดว่าอยู่ที่ 4.1-4.2 บาทต่อหน่วย จากนโยบายลดค่าพลังงานของรัฐบาล โดยคาดว่าจะขยายหนึ่งค่างค่าเชื้อเพลิงออกไปก่อน อย่างไรก็ตาม หากราคาก๊าซธรรมชาติสูงกว่ากรอบที่ภาครัฐไม่สามารถบริหารจัดการได้ ค่าไฟฟ้าอาจจะสูงขึ้นมาอยู่ที่ 4.2-4.4 บาทต่อหน่วย

ในระยะกลางปี 2026-2028

- คาดว่าค่าไฟฟ้าจะทยอยลดลงต่ำกว่า 4 บาทต่อหน่วยในปี 2028 จากราคาก๊าซธรรมชาติโลกที่ลดลง โดยการเพิ่มขึ้นของค่า Ft ในปี 2025-2026 จะส่งผลบวกต่อรายได้ของโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่รายได้อ้างอิงกับค่า Ft เช่น IU (SPP/VSP)
- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลมีความเสี่ยงที่จะถูกกดดันมากขึ้นจากแผน PDP 2024 ซึ่งอาจส่งผลต่อการเติบโตของโรงไฟฟ้าในกลุ่มดั้งเดิม โดยเฉพาะกลุ่มถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ โดยจะมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้นจากการนำไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำเข้ามาเป็นเชื้อเพลิง

ปริมาณการผลิตไฟฟ้าของไทยรายปี

หน่วย : GWh



ประเด็นสำคัญที่จะส่งผลกระทบต่อภาวะธุรกิจ (Key themes to monitor)

- แนวทางของนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาลไทย ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อค่า Ft และต้นทุนก๊าซเพื่อการผลิตไฟฟ้า อาทิ การแก้ปัญหาภาระหนี้ของ EGAT (AF) ที่รอการชำระคืน และการปรับโครงสร้างก๊าซธรรมชาติ
- แผน PDP2024 ที่จะลดสัดส่วนไฟฟ้าจากฟอสซิลเหลือ 48%
- นโยบายและแผนการดูแลการปล่อย GHG ของทั้งโลกและไทยที่จะเพิ่มต้นทุนการผลิตไฟฟ้า เช่น การถูกบังคับให้ใช้ Low-carbon hydrogen และ Green ammonia ทดแทนก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ในการผลิตไฟฟ้า

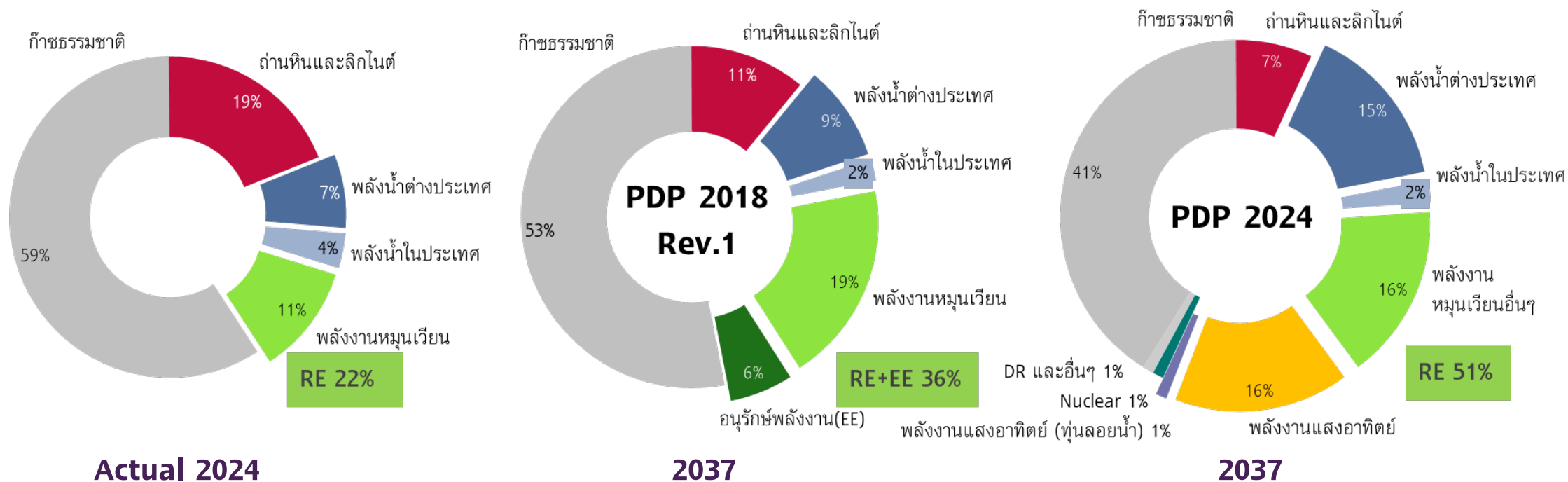
กลุ่มโรงไฟฟ้าที่อาจได้รับผลกระทบจากประเด็นสำคัญข้างต้น

- โรงไฟฟ้าในกลุ่มที่รายได้อ้างอิงกับค่า Ft เช่น IU & Private PPA
- การปรับตัวด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้ากลุ่มฟอสซิล โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าถ่านหิน

PDP 2024 มีการเพิ่มไฟฟ้า RE เป็น 51% จากเดิมที่ตั้งเป้าไว้เพียง 36% ใน PDP 2018 rev.1 ขณะที่ไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมีการปรับลดสัดส่วนลงทุกชนิด ทั้งถ่านหินและก๊าซธรรมชาติที่ลดลงเหลือ 7% และ 41% ตามลำดับ

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

หน่วย : %



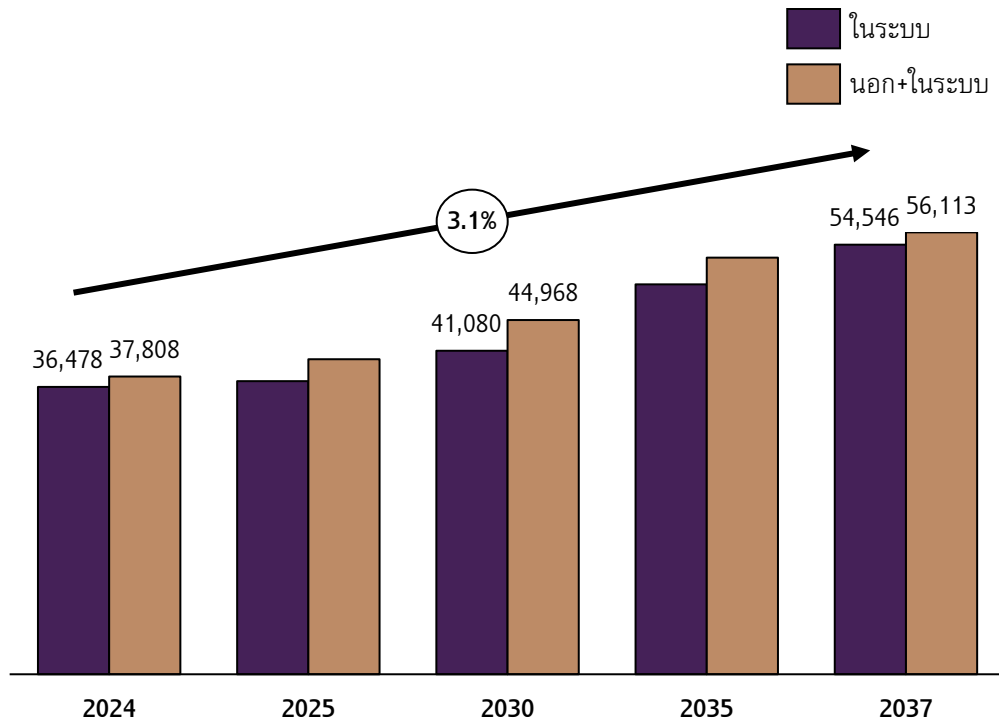
Key update PDP 2024

- RE รวมมากกว่า 51% โดยเพิ่ม Solar มากที่สุดที่ 2.4 หมื่น MW และเพิ่ม SMR (Nuclear) 600 MW ในปี 2037
- มีแผนลดการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าเหลือราว 41% โดยในส่วนของก๊าซธรรมชาติจะเริ่มผสม H2 ที่ 5% ในปี 2030

ความต้องการใช้ไฟฟ้าไทยตามร่าง PDP 2024 เติบโตตามพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าและโครงสร้างพื้นฐานใหม่ อาทิ EV/EEC/HST และ Solar สำหรับ Private PPA และ Self-Consumption

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามร่าง PDP 2024 (กรณีฐาน) ทั้งในระบบ 3 การไฟฟ้า (กฟผ. กฟน. กฟภ.) และความต้องการไฟฟ้านอกระบบ

หน่วย : MW



ความต้องการไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้า		ความต้องการไฟฟ้านอกระบบ	
รายการ	Peak (MW)	รายการ	Peak (MW)
+ EV	13,889	+ Solar (IPS + Off-Grid)	3,154
+ EEC	1,290	+ Hydro	17
+ HST	609		
+ BTS&MRT& Airport link	160		
- EEP	8,763		

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้าตามร่าง PDP 2024 เติบโตเฉลี่ยปีละ 3% (2024-2037) จากประมาณการความต้องการไฟฟ้าที่มากขึ้นจาก EV/EEC/HST/Public Transportation
- ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวม (ในระบบ+นอกระบบ) ตามร่าง PDP 2024 เติบโตเฉลี่ยปีละ 3% (2024-2037) โดยจะมีส่วนเพิ่มจาก Solar เช่น solar rooftop /solar private ppa

ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RE) ใน PDP 2024 รวม 34,741 MW โดยส่วนใหญ่จะเพิ่มขึ้นตั้งแต่ปี 2030 เป็นต้นไป

ปริมาณกำลังการผลิตที่ COD ตามสัญญาของโครงการพลังงานหมุนเวียนใหม่ที่ PPA/ตอบรับซื้อแล้ว และแผนตาม PDP 2024

หน่วย : MW

Renewable	PPA / ตอบรับซื้อแล้ว									แผนตาม PDP 2024								
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	2024-2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total
Solar	-	330	412	461	468	730	488	481	3,370	800	1,248	6,767	1,835	1,475	8,387	1,470	2,430	24,412
Floating solar (กฟผ.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,656	10	-	5	5	-	5	-	2,681
Wind ⁽¹⁾	-	-	298	220	258	246	270	183	1,475	-	810	800	750	750	750	750	735	5,345
Biomass	85	2	-	138	-	-	-	-	225	249	156	120	120	141	141	95	24	1,046
Biogas	-	-	-	149	-	-	-	-	149	-	160	160	160	160	160	136	-	936
Waste (MSW)	22	22	32	154	-	-	-	-	230	-	200	-	-	-	-	100	-	300
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	21
Total	5,449									34,741								

(1) : ตอบรับซื้อแล้วแต่ยังไม่ PPA

ร่าง PDP 2024 จะเพิ่มแรงกดดันให้กับธุรกิจโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ในขณะที่ธุรกิจ RE โดยเฉพาะ Solar และ Wind จะได้รับปัจจัยบวกเพิ่มขึ้น ซึ่งจะช่วยสนับสนุนให้ธุรกิจมีแนวโน้มเติบโตต่อเนื่อง

ตารางเปรียบเทียบแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าเข้าระบบของโรงไฟฟ้าหลักในระบบ จาก Actual COD+PPA และเป้าหมาย PDP 2018 Rev.1 / PDP 2024

หน่วย : MW

	PDP 2018 rev.1	PDP 2024
Fossil Power		
Natural gas	32,112	27,780
Coal/Lignite	4,843	2,673
Alternative Power (Renewable)		
Hydro	3,174	3,260
Solar	14,754	36,305
Solar PV / Solar + BESS	12,029	33,516
Floating solar	2,725	2,789
Wind	2,989	9,379
Biomass	4,694	4,565
Biogas	1,565	1,521
Waste	828	1,391
Geothermal	0.3	21.3
Nuclear (SMR)	0	600

Fossil Power plant

- **โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ** : โดยรวมจะมีกำลังการผลิตลดลง โดยจะมีสร้างใหม่เพื่อทดแทนรวม 6,300 MW (เอกชน : 2,800 MW และ กฟผ. 3,500 MW) ซึ่งจะมีก๊าซธรรมชาติจะเริ่มผสม H2 ที่ 5% ในปี 2030
- **โรงไฟฟ้าถ่านหิน** : จะไม่มีการสร้างใหม่

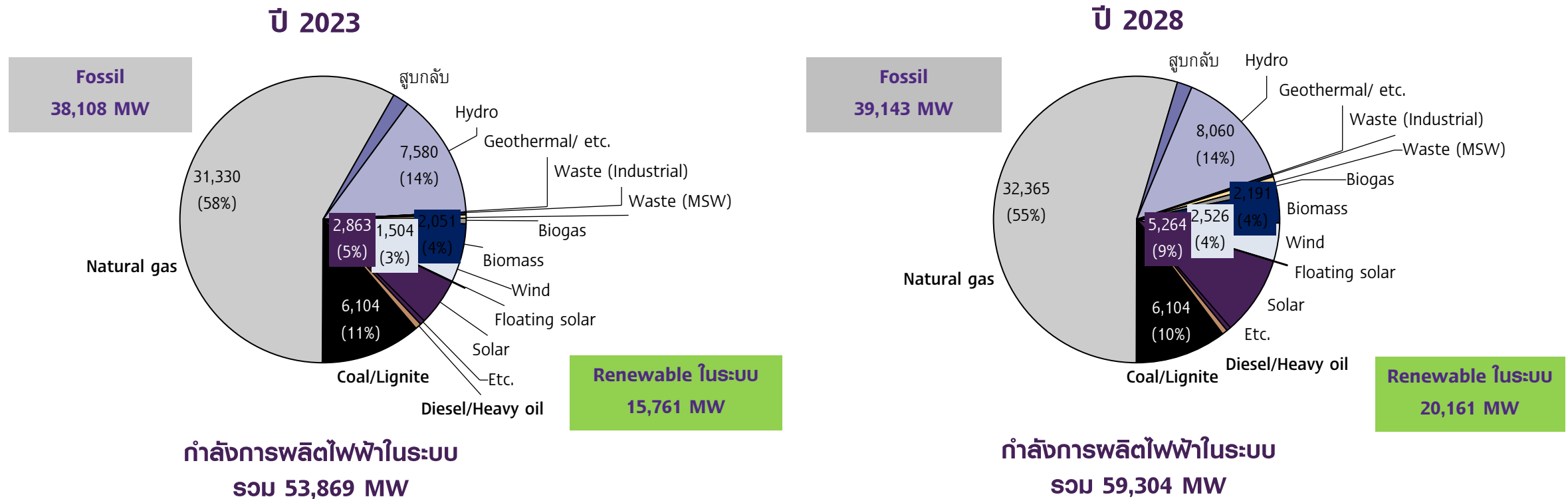
Alternative Power plant

- **Solar และ Wind** : มีโอกาสทางธุรกิจที่จะเติบโตสูงที่สุด จาก
 - กำลังการผลิตเพิ่มมากขึ้นเป็นอันดับต้น ๆ ตาม PDP
 - มีปัจจัยสนับสนุนอื่น ๆ เช่น ราคารับซื้อจากภาครัฐที่จูงใจและคุ้มค่าการลงทุน
- **Waste** ก็มีโอกาสทางธุรกิจที่จะเติบโต จาก
 - กำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นจาก PDP
 - มีปัจจัยสนับสนุนอื่น ๆ เช่น ราคารับซื้อและปริมาณขยะที่ต้องจัดการที่ยังอยู่ในระดับสูง
- เพิ่มพลังงานสะอาดใหม่ อาทิ SMR (Nuclear) 600 MW ในปี 2037

ไฟฟ้าจากฟอสซิลยังเป็นกำลังการผลิตส่วนใหญ่โดยเฉพาะก๊าซธรรมชาติมากที่สุด ตั้งแต่ปี 2023-2028 และไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากเขื่อนของลาว และ Solar wind และ Biomass เป็นหลัก

กำลังการผลิตไฟฟ้าจาก Fossil และ Renewable ในระบบการไฟฟ้า

หน่วย : MW

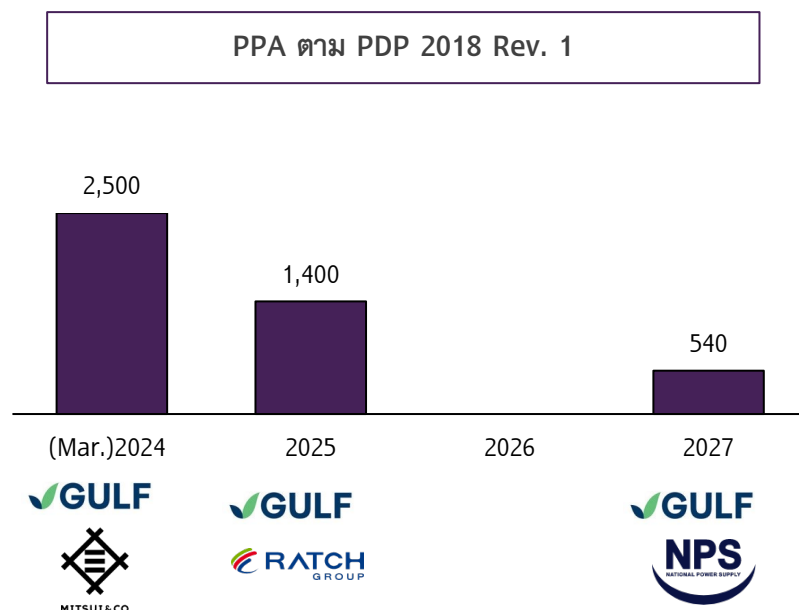


- ปี 2023 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจาก Natural gas เป็นสัดส่วนถึง 58% และยังมีสัดส่วนสูงที่สุดกว่า 55% ในปี 2028
- ปริมาณ Renewable จากพลังงานน้ำมากที่สุด โดยนำเข้าจากเขื่อนในลาว 14% /solar 5% /wind 3%/Biomass 4% โดยในปี 2028 ส่วนของ Solar และ Wind เพิ่มขึ้นเป็น 9% และ 4%

โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ (IPP) ยังมีกำหนด COD รวม 4,400 MW ขณะที่แผน PDP 2024 ลดกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเหลือ 27,780 MW แต่ยังมีแผนการสร้างทดแทนราว 6,300 MW ในช่วงปี 2028-2036

กำหนดกำลังการผลิตส่งมอบ COD ที่ขายไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ (IPP)

หน่วย : MW

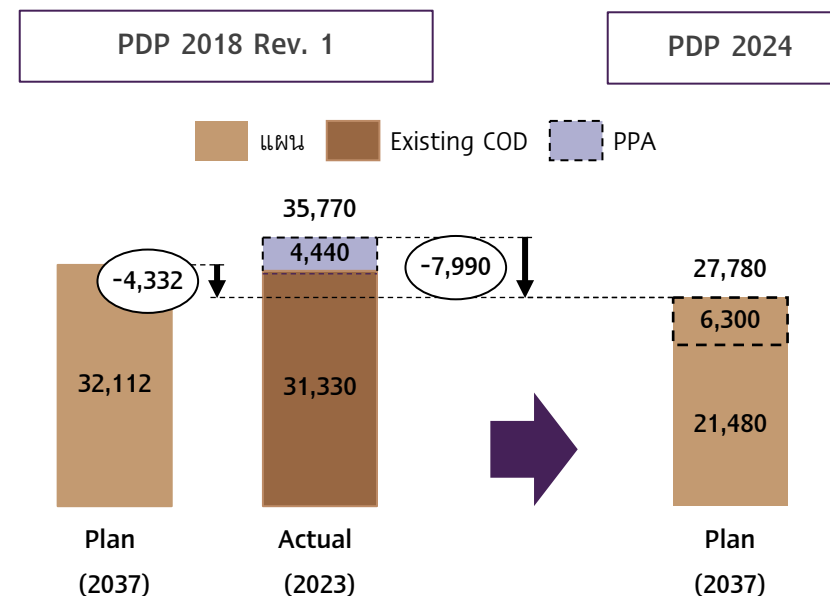


โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ (IPP) เพิ่มเข้าระบบในระบบการไฟฟ้า รวม 4,440 MW จากแผน SCOD

- GPD Project : Contract capacity 2,500 MW
- Hin Kong Power : Contract capacity 1,400 MW
- Burapa Power : Contract capacity 540 MW

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ตามแผน PDP 2024 เทียบกับ PDP 2018 Rev.1

หน่วย : MW

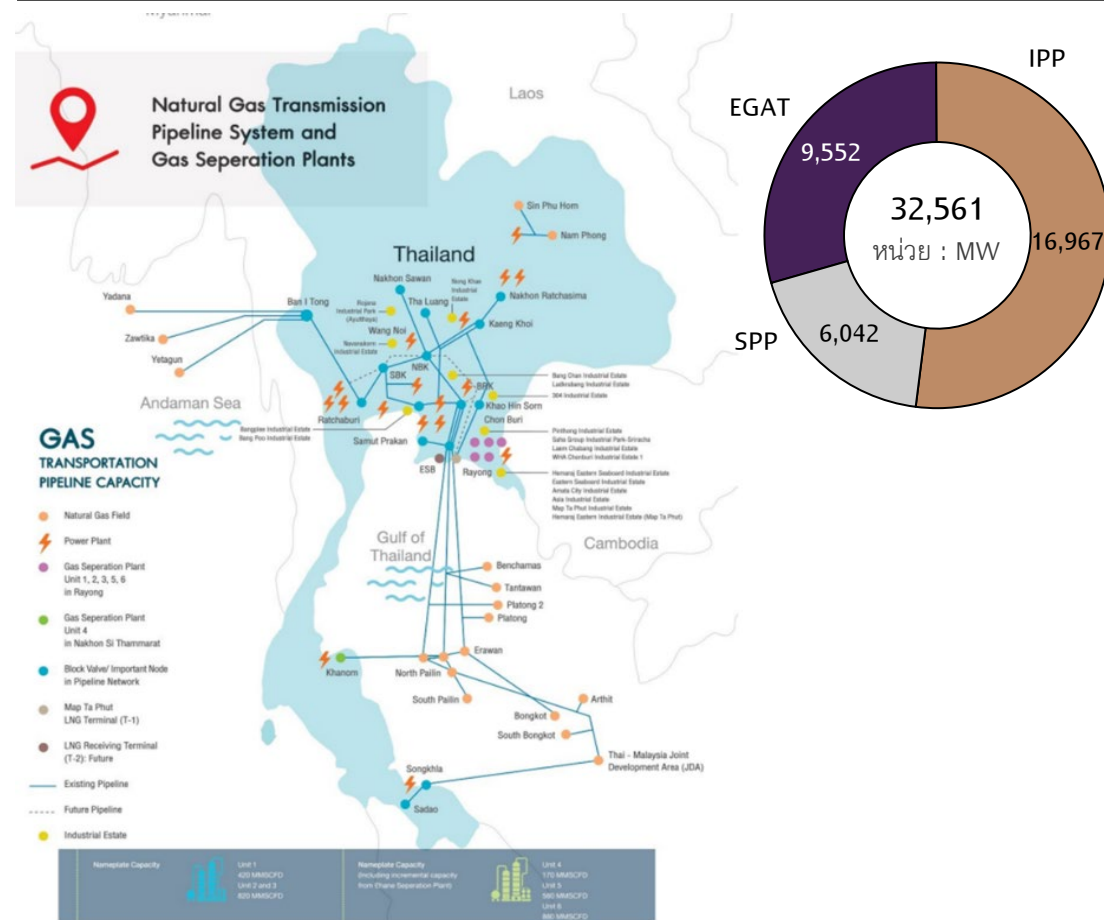


โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติตาม PDP 2024 ลดลงราว 3,550 MW เมื่อเทียบกับปัจจุบัน ถึงแม้จะมีกำลังการผลิตลดลง แต่ใน PDP 2024 มีแผนการก่อสร้างทดแทนราว 6,300 MW แบ่งเป็น 2 ส่วนดังนี้

- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. จำนวน 3,500 MW ที่จะทยอย COD ในปี 2028-2036
- โรงไฟฟ้าเอกชน จำนวน 2,800 MW ที่จะทยอย COD ในปี 2033-2036
- โดยในปี 2030 จะเริ่มใช้ไฮโดรเจนเข้ามาผสมกับก๊าซธรรมชาติผ่านท่อส่งก๊าซฯ ในสัดส่วน 5% ของปริมาณก๊าซฯ ที่ต้องการใช้ในโรงไฟฟ้า

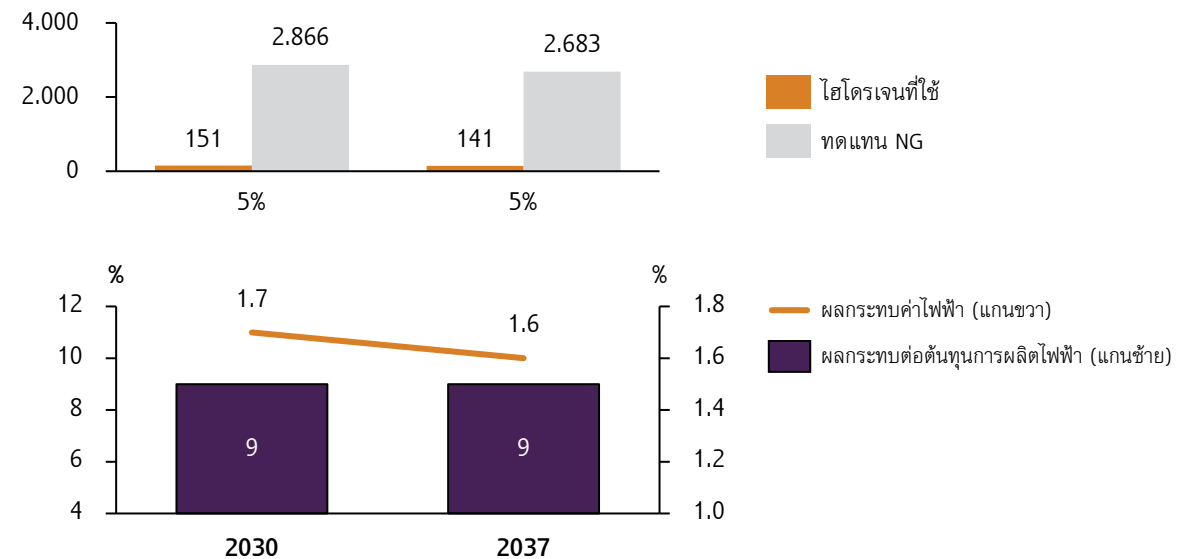
PDP 2024 ปรับให้โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติมาใช้ไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำที่ 5% ในปี 2030 เป็นต้นไป เพื่อลดการปล่อยคาร์บอน โดย SCB EIC ประเมินว่าจะเพิ่มต้นทุนแก่โรงไฟฟ้าที่ราว 9% และกระทบค่าไฟฟ้าที่ราว 1.6-1.7%

ระบบท่อก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ที่ป้อนเข้าโรงไฟฟ้า IPP, SPP และ กฟผ. ตามกำลังการผลิตรวม 32,561 MW



ปริมาณไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำที่ทดแทนก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า และผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

หน่วย : ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

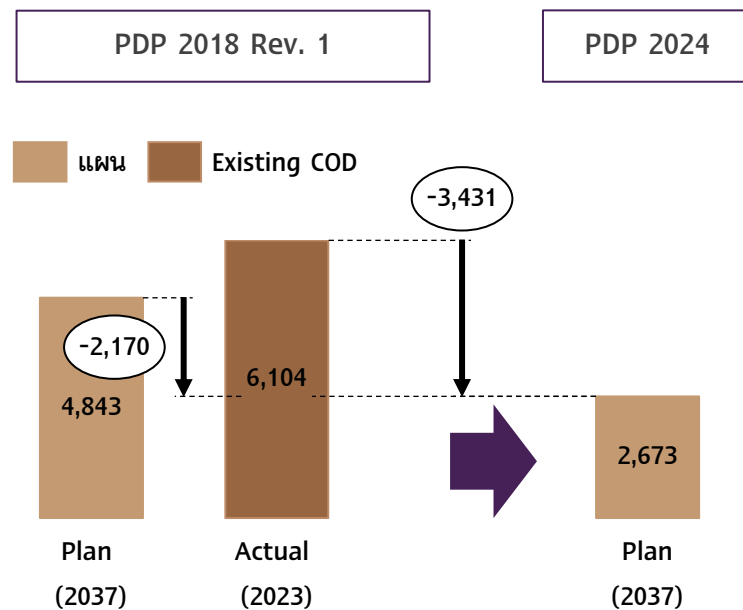


โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นราว 9% จากการผสมไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำที่สัดส่วน 5% เนื่องจากไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำมีราคาที่สูงกว่าก๊าซธรรมชาติประมาณ 2 เท่าในปี 2030 และสูงกว่า 1.5 เท่าในปี 2037

โรงไฟฟ้าถ่านหินคาดว่าจะทยอยลดกำลังการผลิต โดยแผน PDP 2024 มีเป้าลดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินเหลือ 2,673 MW ขณะเดียวกัน ผู้ผลิตได้เร่งการศึกษาเทคโนโลยีลดการปล่อยคาร์บอนตามเป้าหมายบริษัทและประเทศ

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจากถ่านหินตามแผน PDP 2024 เทียบกับ PDP 2018 Rev.1

หน่วย : MW



ศึกษาเชื้อเพลิงทดแทนถ่านหินเพื่อลดการปล่อยคาร์บอน และเทคโนโลยีดักจับคาร์บอน

GPSC - DOOSAN ร่วมศึกษาพัฒนา การใช้เชื้อเพลิงร่วมแอมโมเนีย และเทคโนโลยี CCUS ลดการปล่อยคาร์บอน ปูทางสู่เป้าหมาย NET ZERO

19 ธ.ค. 2567



บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) หรือ เอ็กโก กรุ๊ป ร่วมกับ บริษัท โดosan เอเซีย จำกัด ("โดosan เอเชีย") บริษัทในเครือของบริษัท โดosan จำกัด ("โดosan") พัฒนาระบบการผลิตพลังงานจากแอมโมเนียร่วมกับโรงไฟฟ้าถ่านหิน โดยบริษัทศึกษาการนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจน แอมโมเนีย และเทคโนโลยีการดักจับ การปล่อย และการใช้คาร์บอน (Carbon Capture, Utilization and Storage: CCUS) มาใช้ในอุตสาหกรรมไฟฟ้า ปูทางสู่เป้าหมายการบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอนของเอ็กโก กรุ๊ป ภายในปี 2593



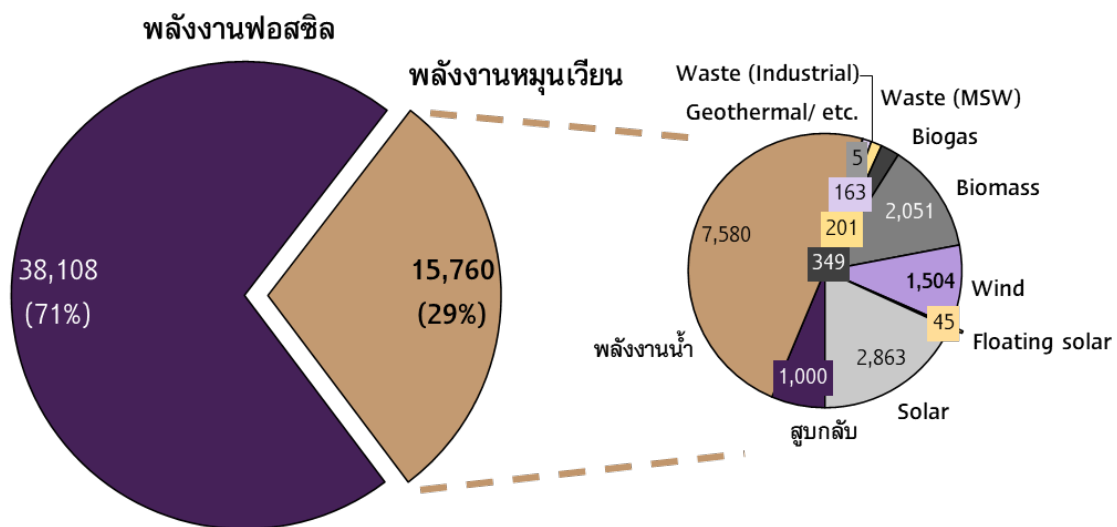
โรงไฟฟ้าจากถ่านหินและลิกไนต์ตามแผน PDP 2024 จะไม่มีการสร้างเพิ่ม แต่จะทยอยปลดจนเหลือ 2,673 MW ในปี 2037

โรงไฟฟ้าจากถ่านหินและลิกไนต์ของ GPSC และ EGCO เป็นโรงไฟฟ้าถ่านหินหลัก (IPP) ที่ผลิตไฟฟ้าให้ กฟผ. รวมประมาณ 2,000 MW ซึ่งคาดว่าจะผลิตไฟฟ้าจนถึงปี 2037 ทำให้ต้องเริ่มพัฒนาเทคโนโลยีต่าง ๆ ในการลดการปล่อยคาร์บอน ตามนโยบายของบริษัทและประเทศ

ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนราว 29% จากกำลังการผลิตไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบทั้งหมด อย่างไรก็ตาม มีไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ยังรอจ่ายเข้าระบบตามกำหนด COD ซึ่งจะเติบโตขึ้นโดยเฉลี่ย 10-11% ต่อปีในช่วง 2024-2028

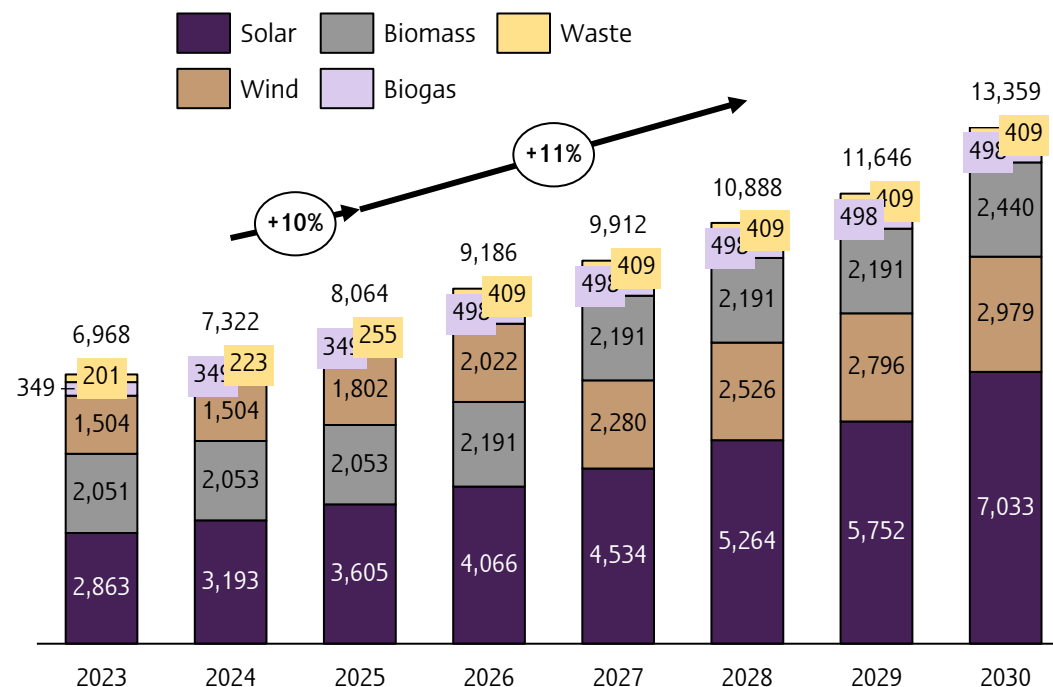
กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนปี 2023

หน่วย : MW



กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้นตามกำหนด COD ช่วงปี 2023-2030

หน่วย : MW



กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าระบบการไฟฟ้าในปี 2024-2025 และปี 2026-2028 จะเติบโตโดยเฉลี่ยปีละ 10%-11% ต่อปี โดยจะมี Solar/Wind/Biomass เป็นสัดส่วนใหญ่



โอกาสของไทยในการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน Renewable Energy (RE)

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยรวมในไทยยังมีแนวโน้มเติบโต โดยคาดว่าในปี 2025 จะขยายตัวได้ต่อเนื่องที่ 5% และในปี 2026-2028 จะขยายตัวต่อเนื่องที่ราว 7% จากปัจจัยหนุนที่สำคัญ 2 ด้าน คือ 1) แผนของ RE ที่จะ COD เข้าระบบราว 700-1,000 MW ต่อปี และ 2) ความต้องการไฟฟ้านอกระบบ (IPS/SPP direct) และ Private PPA ที่จะหนุนให้การผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น ซึ่งหากมองแนวโน้มในระยะยาว (2029-2037) จะยังเติบโตต่อเนื่อง จากการประกาศรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอีก 3,731 MW และกำหนด COD ภายในปี 2030 รวมถึงแผน PDP 2024 ที่เพิ่มสัดส่วน RE มากกว่า 51% ในปี 2037 โดยจะมีกำหนด COD ราว 3,700 MW ภายในปี 2030 และมีมากกว่า 31,000 MW ที่จะทยอย COD ตั้งแต่ 2031-2037 อย่างไรก็ตาม Adder กว่า 2,000 MW ที่จะทยอยครบกำหนดมากกว่า 50% ในปี 2024-2025 เป็นปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม เนื่องจากจะกระทบต่อรายได้ของโรงไฟฟ้า RE ในกลุ่ม Solar และ Wind ที่มีรายได้อิงกับ Adder

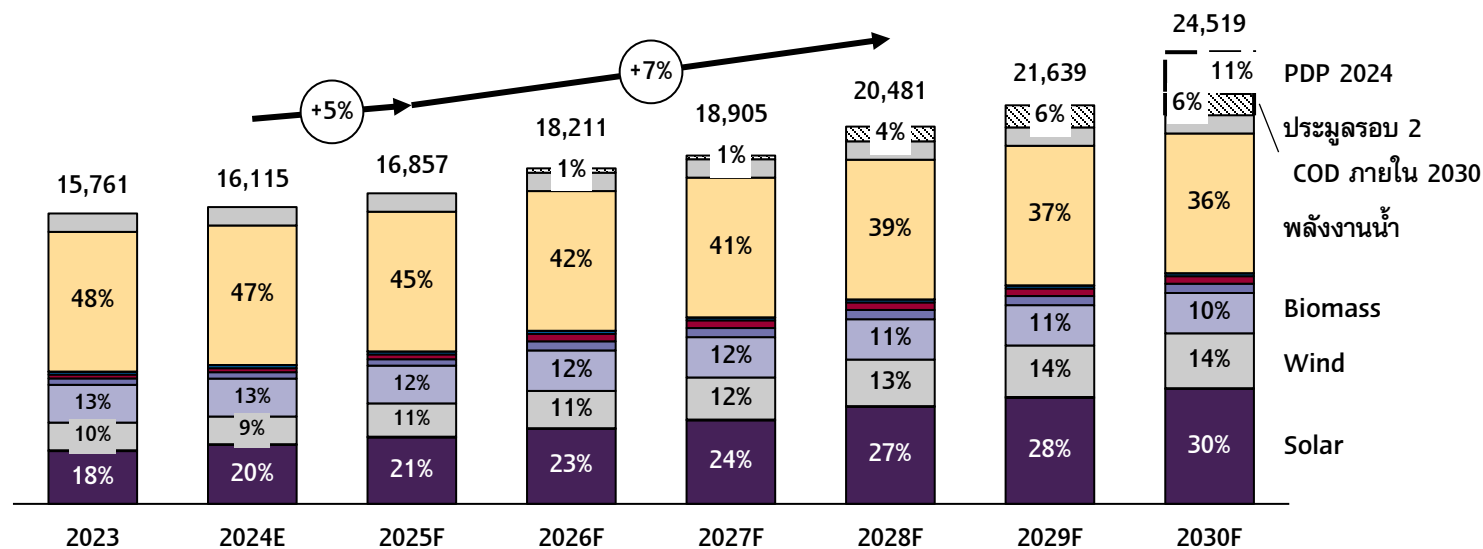
กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2025 และในช่วงปี 2025 – 2028 มีแนวโน้มขยายตัว 5% และ 7% ตามลำดับ โดย Solar และ Wind มีแนวโน้มเติบโตมากที่สุด

ภาพรวมภาวะธุรกิจ

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยรวมในไทยยังมีแนวโน้มเติบโต และคาดว่าปี 2025-2028 จะขยายตัวได้ต่อเนื่องจาก
 - แผน COD จาก RE ที่ทยอยเข้าระบบ รว 700-1000 MW ต่อปี โดยเฉพาะจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ชีวมวล และขยะชุมชน
 - ความต้องการไฟฟ้าจากระบบ (IPS/SPP direct) และ Private PPA ที่หนุนให้ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น
- แนวโน้มในระยะยาว (2029-2037) เติบโตต่อจาก
 - การประกาศรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอีก 3,731 MW ภายในปี 2030 โดยส่วนใหญ่จะเป็นพลังงานแสงอาทิตย์ 2,632 MW พลังงานลม 1,000 MW
 - แผน PDP 2024 ที่เพิ่มสัดส่วน RE มากกว่า 51% ในปี 2037 โดยมีกำหนด COD รว 3,700 MW ภายในปี 2030 และมีมากกว่า 31,000 MW ที่จะทยอย COD ตั้งแต่ 2031-2037
- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั่วโลกก็มีแนวโน้มเติบโตโดยเฉพาะทวีปเอเชีย เช่น ไต้หวัน เกาหลีใต้ เวียดนาม ญี่ปุ่น อินเดีย จีน และทวีปออสเตรเลีย ที่มีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- ปัจจัยที่ต้องพิจารณาและติดตาม
 - โรงไฟฟ้า RE ในกลุ่ม Solar และ Wind ที่รายได้อิงกับ Adder กว่า 2,000 MW ที่จะทยอยหมดมากกว่า 50% ในปี 2024-2025 ซึ่งประเมินว่าจะกระทบต่อรายได้รวมของโรงไฟฟ้าให้ลดลงกว่า 11,800 ล้านบาท*

กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าภายในปี 2030

หน่วย : MW



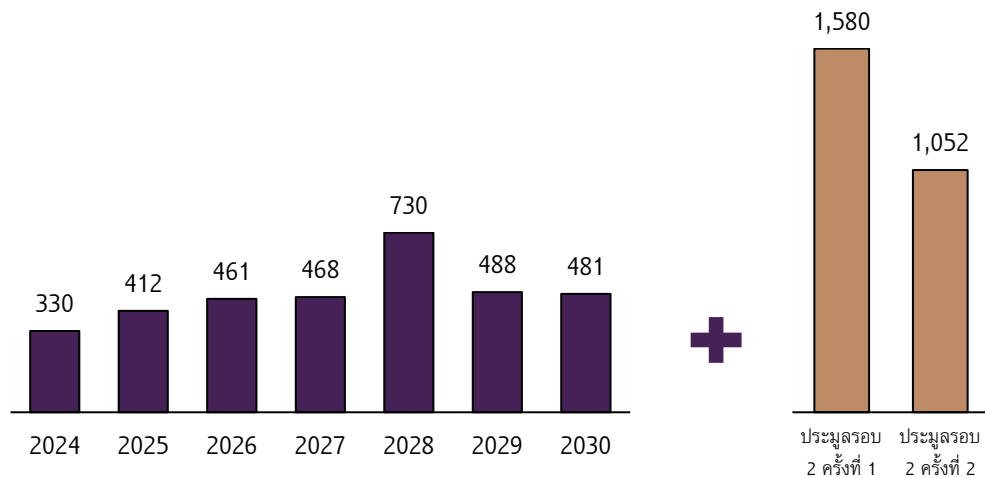
กลุ่มโรงไฟฟ้าที่อาจได้รับผลกระทบ จากประเด็นสำคัญข้างต้น

- โรงไฟฟ้าจากลมที่อาจมีการเลื่อนผลิตไฟฟ้า (COD) ของ 22 โครงการที่อยู่ระหว่างการพิจารณาในชั้นศาล
- โรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีความเสี่ยงจากปริมาณชีวมวลไม่เพียงพอและไม่ได้คุณภาพ จากการถูกแบ่งไปทำประโยชน์อย่างอื่นที่ราคาสูงกว่า รวมถึงการจัดการเรื่องปล่อยคาร์บอน
- โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพมีความเสี่ยงจากปริมาณและคุณภาพของก๊าซชีวภาพ ส่งผลให้ผลิตไฟฟ้าไม่มีประสิทธิภาพและมีการปล่อยคาร์บอนสูงขึ้น
- โรงไฟฟ้าขยะชุมชนที่มีปริมาณที่ อปท. จัดการไม่เพียงพอหรือไม่ตรงตามการศึกษาโครงการ รวมถึงการจัดการเรื่องปล่อยคาร์บอน

ไฟฟ้าจาก Solar ยังคงป้อนเข้าระบบไฟฟ้าต่อเนื่องถึงปี 2030 ยิ่งไปกว่านั้น ในแผน PDP 2024 กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจาก Solar เพิ่มขึ้นจาก PDP 2018 Rev.1 21,551 MW ซึ่งจะช่วยสนับสนุนการเติบโตของธุรกิจ Solar โดยส่วนใหญ่จะทยอย COD ในช่วงปี 2031-2037

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจาก Solar ที่จะ COD ในปี 2024-2030

หน่วย : MW

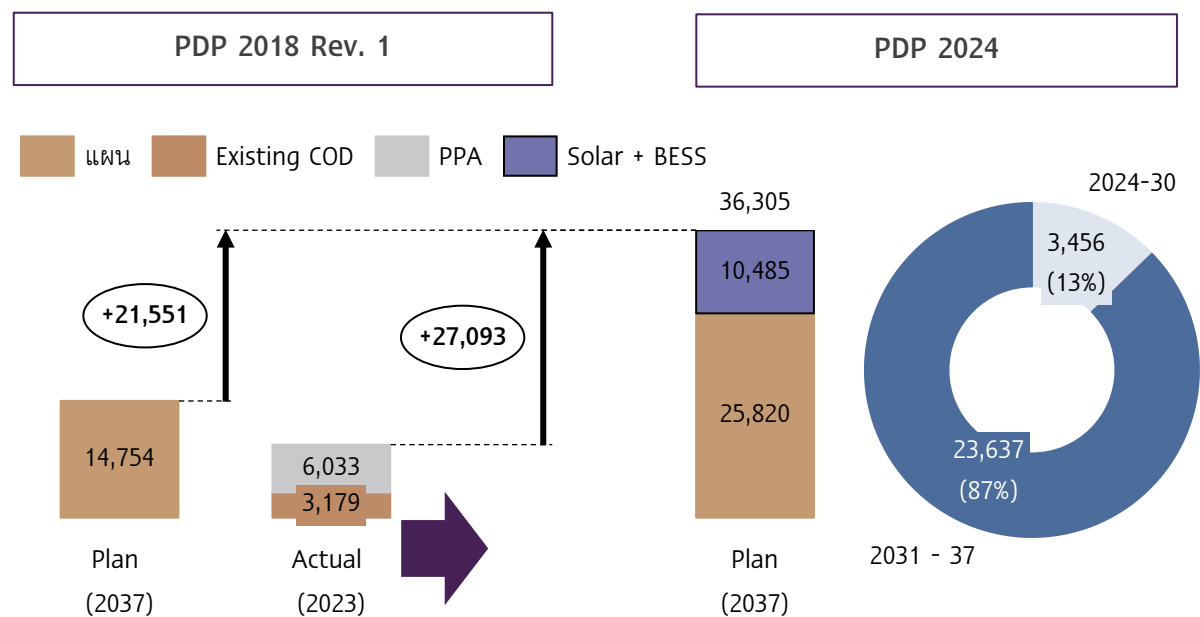


รูปแบบ	ราคาซื้อแบบ FiT	ระยะเวลา
Solar PV	2.1679 บาทหน่วย	25 ปี
Solar PV + Battery	2.8331 บาทต่อหน่วย	25 ปี

- ปัจจุบัน Solar PV COD แล้ว 3,179 MW และส่วนที่ได้รับ Adder รวมกว่า 1,300 MW จะทยอยหมดอายุไปจนถึงปี 2027
- กำหนด COD ใหม่เข้าระบบของ Solar PV ทั้งรอบที่ประมูลจบแล้วรวม 1,914 MW และประกาศล่าสุดโดย กบง. ได้ประกาศรับซื้อรอบ 2 ครั้งที่ 1 ไปแล้วไม่เกิน 1,580 MW ภายใน 2024 และ ไม่เกิน 1,052 MW ในอนาคต ทำให้มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบต่อเนื่องในอนาคตทุกปีตั้งแต่ปี 2024-2030

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจาก Solar ตามแผน PDP 2024 เทียบกับ PDP 2018 Rev.1

หน่วย : MW (Solar + floating solar)

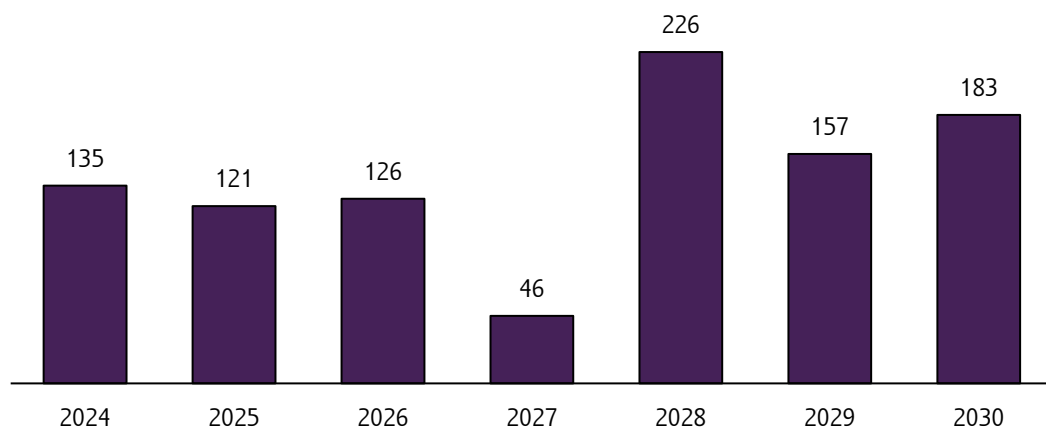


- โรงไฟฟ้าจาก Solar ใน PDP 2024 จะมี Floating Solar 2,789 MW ซึ่งใกล้เคียง PDP 2018 Rev.1 ที่ 2,725 MW และมีส่วนของ Solar + Battery รวม 10,485 MW
- ปัจจุบันกำลังการผลิตของ Solar ยังน้อยกว่าแผนตาม PDP 2018 Rev.1 ทำให้มีส่วนต่างจาก PDP 2024 รวม 27,093 MW

ราคาแผงโซลาร์และแบตเตอรี่ที่ลดลงในอนาคตจะยิ่งหนุนให้การลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจาก Solar + BESS มีความน่าสนใจมากขึ้น โดย SCB EIC ประเมิน IRR ในปี 2024-2027 อยู่ที่ 19-33%

กำหนด COD ที่ขายไฟฟ้าจาก Solar + Battery

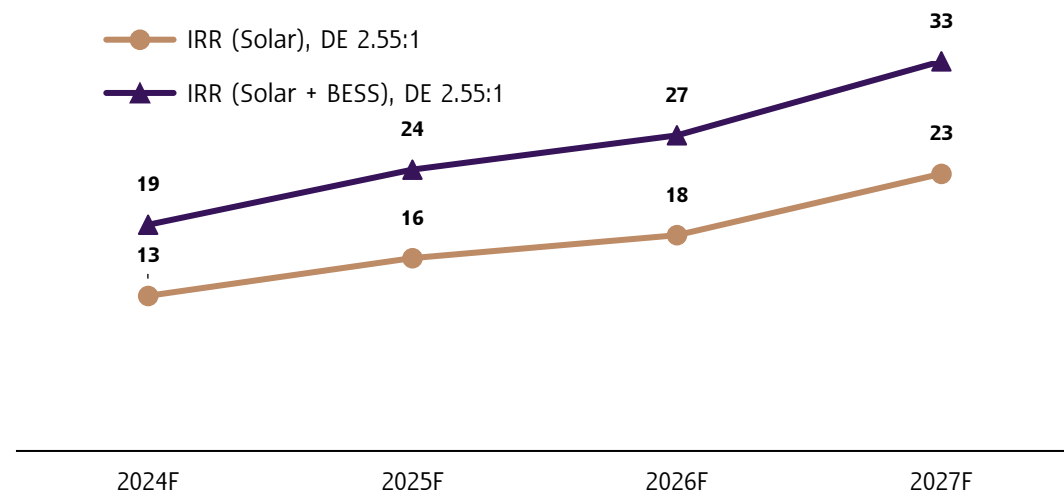
หน่วย : MW



- BESS จากแผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าแห่งชาติ และมีการเปิดประมูลไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (Solar + BESS) ไปแล้วเมื่อ 5 เมษายน 2023 มีจำนวน 1,000 MW หรือคิดเป็น 30% (2,368 MW จาก Solar + 1,000MW จาก Solar & BESS = 3,368 MW)
- การรับซื้อไฟฟ้าเป็นสัญญาประเภทใหม่ที่เรียกว่า Partial-Firm agreement ซึ่งได้ระบุให้เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าที่มากจากการกักเก็บพลังงานในแบตเตอรี่ที่ผลิตมาจากไฟฟ้าแสงอาทิตย์อีก 2 ชั่วโมงที่ 60% ของกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาที่ราคา 3.8331 บาทต่อ kWh (หน่วย) โดยจะเริ่มทยอยจ่ายไฟฟ้า (SCOD) ในปี 2024-2030

อัตราผลตอบแทน IRR ของโครงการผลิตไฟฟ้าจาก Solar และ Solar+BESS

หน่วย : พันหน่วย

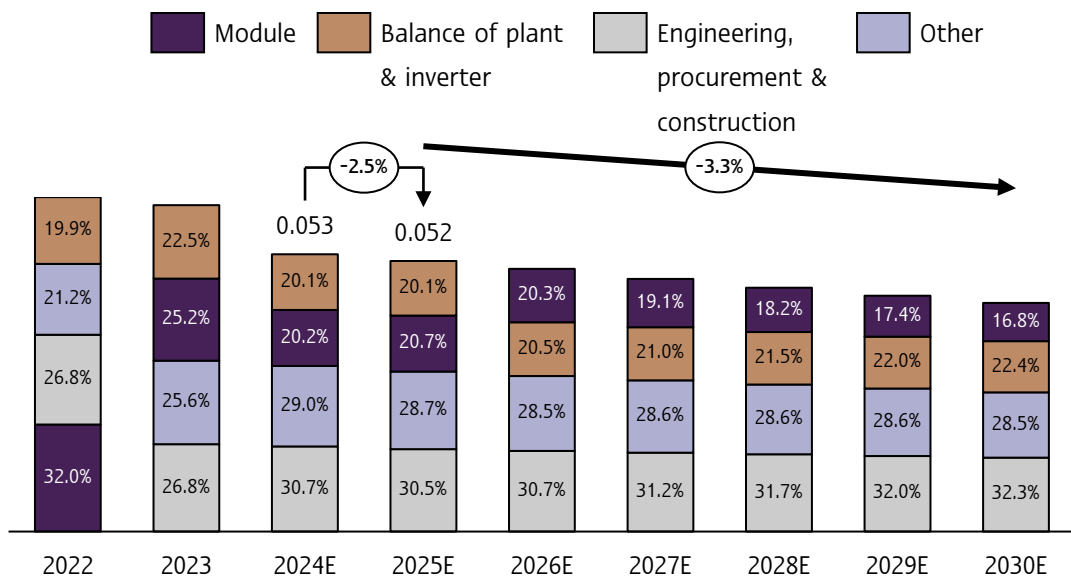


- SCB EIC ประเมินว่าในปี 2024-2027 IRR (ที่ D/E = 2.55) จะอยู่ในช่วง 19-33% จากราคาแบตเตอรี่ที่มีแนวโน้มลดลงต่อเนื่อง (คาดว่าราคาแบตเตอรี่ในปี 2024 จะลดลง 21% และทยอยลดลงเฉลี่ยปีละ 12% กอปรกับราคาแผงโซลาร์ที่มีแนวโน้มลดลงต่อเนื่องในปี 2024-2027 ทำให้ต้นทุนรวมของโครงการ Solar+BESS มีแนวโน้มลดลง โดย SCB EIC ประเมินว่าต้นทุนรวมของโครงการจะลดลงเฉลี่ยที่ 15% ต่อปี ในปี 2022-2027

ราคาของแผงโซลาร์ รวมไปถึงส่วนประกอบต่าง ๆ ยังคงมีแนวโน้มลดลงต่อเนื่อง ประกอบกับราคาแบตเตอรี่ที่ลดลง ล้วนเป็นปัจจัยหนุนให้กับโครงการ Solar power ในอนาคต

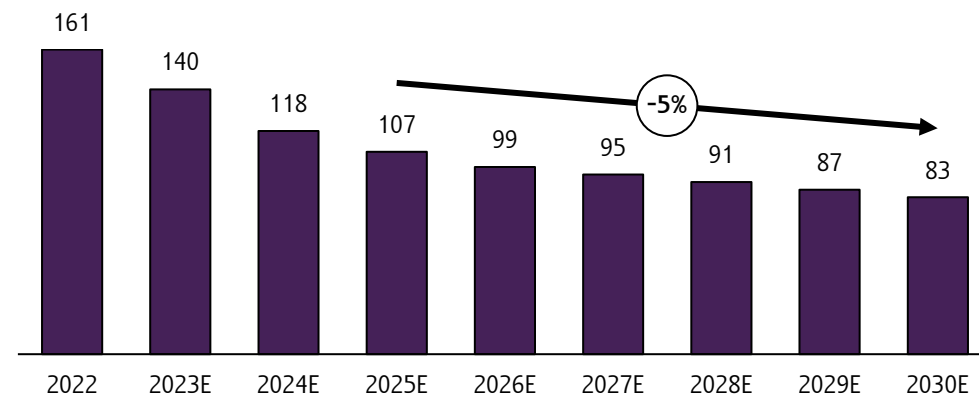
ต้นทุนใหญ่ในการดำเนินโปรเจกต์โซลาร์ของฝั่งสาธารณูปโภค (Utility)

PV Capex Benchmark, Utility (USD/W)



ราคาแบตเตอรี่ Li-Ion ในตลาดโลกปี 2022-2030

(USD/KWh)



แนวโน้มราคาแผงโซลาร์ในปี 2025 คาดว่ายังคงลดลงต่อเนื่องจากปีนี้ ปัจจัยสำคัญมาจาก

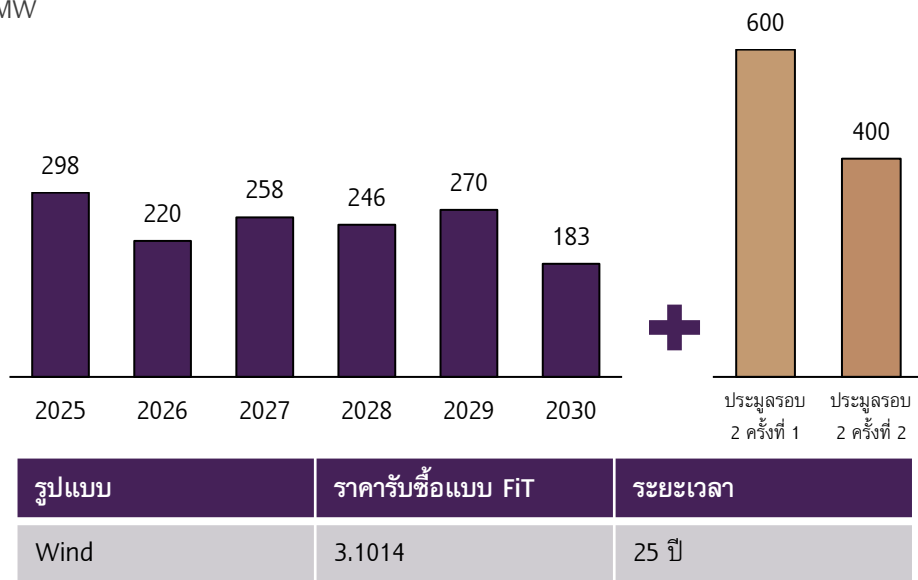
1. อุปทานที่ล้นตลาดของแผงโซลาร์ตลอด Value chain โดยเฉพาะ Polysilicon
2. การแข่งขันของผู้ผลิต Module ที่รุนแรงมากขึ้น รวมถึงกำลังการผลิตที่ยังเติบโตต่อเนื่อง
3. เทคโนโลยีที่เปลี่ยนแปลงไว จนผู้ผลิต Solar ที่เป็นเทคโนโลยีเก่า (PERC Technology) จำเป็นต้องขายสินค้าที่ยังค้างอยู่ใน Inventory จำนวนมากในราคาส่วนลด

ราคาสินแร่หลักของแบตเตอรี่ Li-Ion มีแนวโน้มลดลง โดยเฉพาะแร่ลิเทียม ผนวกกับการพัฒนาเทคโนโลยี และกระบวนการผลิตที่ดีขึ้น ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยไฟฟ้าลดลง ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่ช่วยให้ราคาแบตเตอรี่ Li-Ion มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง และคาดว่าจะต่ำกว่า 100 ดอลลาร์สหรัฐต่อ KWh ได้ในปี 2026 เป็นต้นไป

ไฟฟ้าจาก Wind ยังคงป้อนเข้าระบบไฟฟ้าต่อเนื่องถึงปี 2030 อีกทั้ง ในแผน PDP 2024 กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจาก Wind เพิ่มขึ้นจาก PDP 2018 Rev.1 6,390 MW ซึ่งจะช่วยสนับสนุนการเติบโตของธุรกิจ Wind โดยส่วนใหญ่จะทยอย COD ในช่วงปี 2031-2037

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจาก Wind ที่จะ COD ใหม่

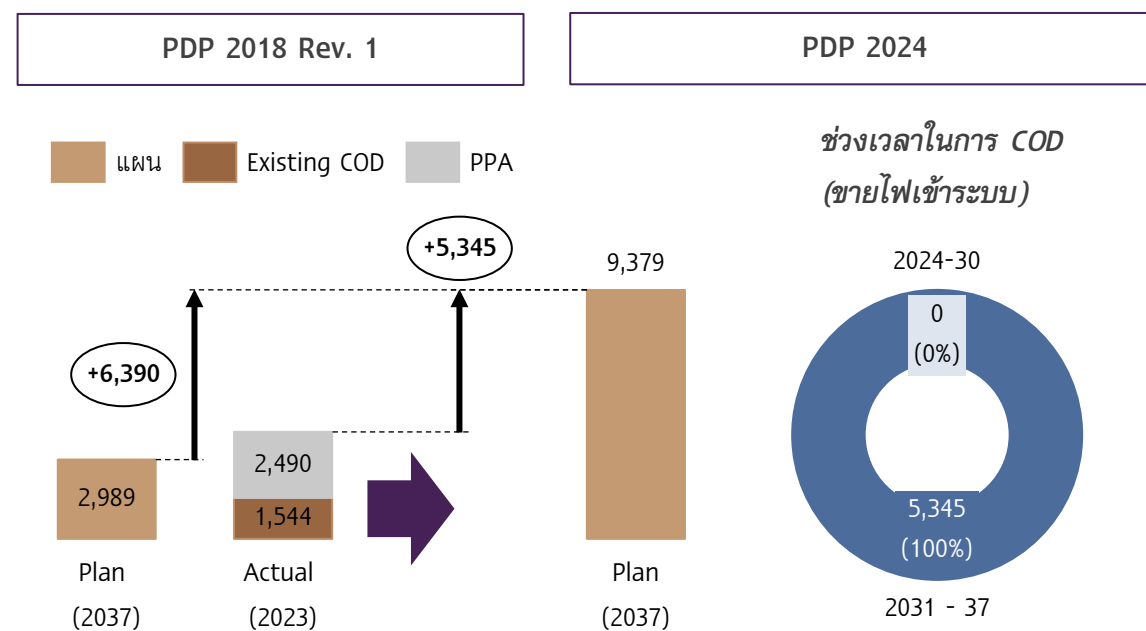
หน่วย : MW



- ปัจจุบัน Wind COD แล้ว 1,544 MW และส่วนที่ได้รับ Adder รวมกว่า 300 MW จะทยอยหมดอายุไปจนถึงปี 2028
- กำหนด COD (ตกลงซื้อแต่ยังไม่ได้ PPA) ใหม่เข้าระบบต่อเนื่องในอนาคตทุกปีตั้งแต่ 2025-2030 รวม 1,493 MW และประกาศล่าสุดโดย กบง. ได้ประกาศรับซื้อรอบ 2 ครั้งที่ 1 ไปแล้วไม่เกิน 600 MW ภายใน 2024 และ ไม่เกิน 400 MW ในอนาคต อย่างไรก็ตาม กำหนด COD อาจเปลี่ยนแปลง จากที่ กบง. ได้ประกาศอนุญาตให้เลื่อนกำหนด COD 22 โครงการที่อยู่ระหว่างพิจารณาในชั้นศาลออกไปได้ก่อน

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจาก Wind ตามแผน PDP 2024 เทียบกับ PDP 2018 Rev.1

หน่วย : MW

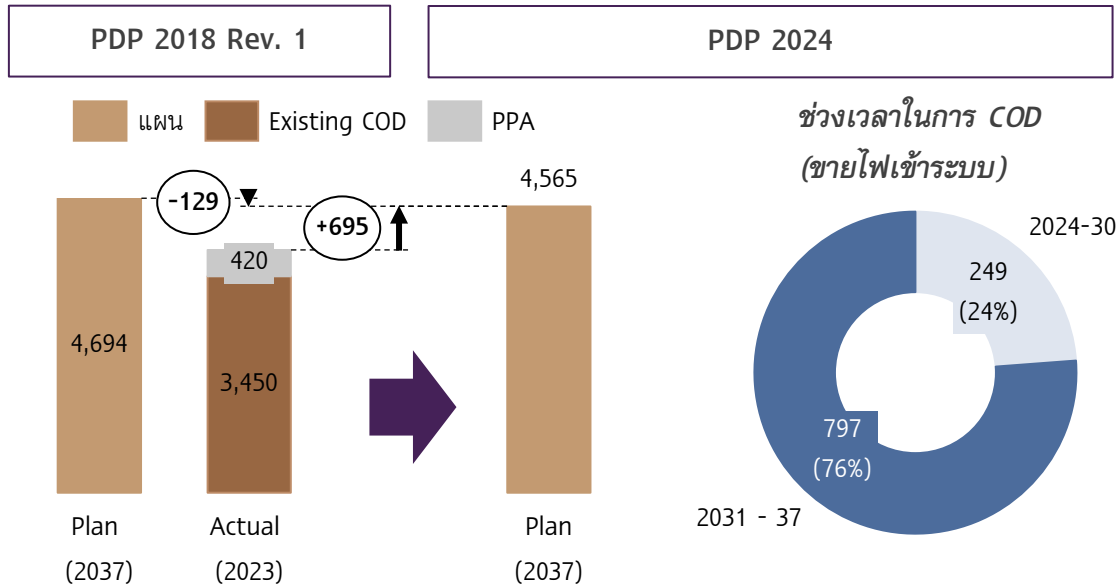


โรงไฟฟ้าจาก Wind ตาม PDP 2024 ยังมีส่วนเพิ่มอีกราว 5,345 MW เมื่อเทียบกับปัจจุบัน จากการประเมินของ พพ. พบว่ากำลังการผลิตที่เหมาะสมและมีศักยภาพในไทย ที่ความเร็วลม 6 m/s มีอยู่ราว 2,000-3,000 MW ที่ความสูง 90 เมตร และ 8,000-13,000 MW ที่ความสูง 150 เมตร

ไฟฟ้าจากชีวมวลยังคงเติบโตต่อจากแผนการ COD ใหม่ภายในปี 2026 ที่สอดคล้องกับปริมาณชีวมวลที่มีศักยภาพเพียงพอ ถึงแม้ PDP 2024 ปรับลดกำลังการผลิตโดยรวมลงเหลือ 4,565 MW แต่ยังมีกำลังการผลิตใหม่อีก 695 MW

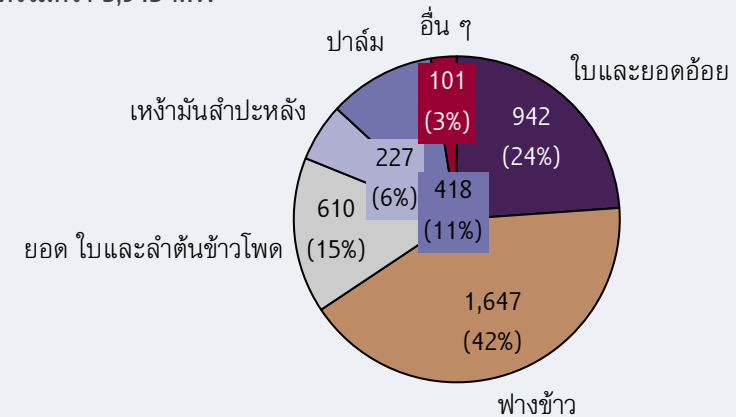
กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจากชีวมวลตามแผน PDP 2024 เทียบกับ PDP 2018 Rev.1

หน่วย : MW (Solar + floating solar)



อัตราารรับซื้อ	FiT _F	FiT _{v, 2560}	FiT	Premium (ใน 8 ปี แรก)
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

- ปัจจุบันโรงไฟฟ้าชีวมวล COD แล้ว 3,450 MW และส่วนที่ได้รับ Adder รวมกว่า 350 MW จะทยอยหมดอายุไปจนถึงปี 2028
- โรงไฟฟ้าชีวมวลใหม่ มีกำหนด COD ตามประกาศเดิมอีก 225 MW ภายในปี 2026
- PDP 2024 ยังมีส่วนเพิ่มอีกราว 695 MW โดยจะมีโรงที่สร้างใหม่เพื่อทดแทนโรงเดิม และสร้างเพิ่มเป็นกำลังการผลิตใหม่ รวม 1,046 MW*
- ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลจากปริมาณชีวมวลคงเหลือ ที่สามารถนำไปผลิตไฟฟ้าได้รวมกว่า 3,943 MW

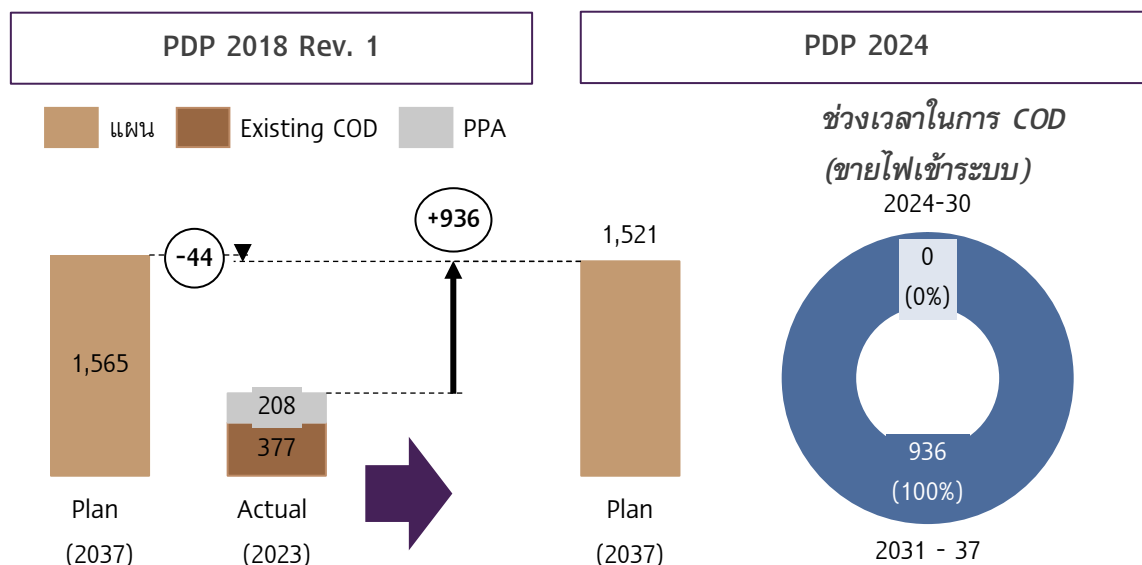


- อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลมีความเสี่ยงจาก
 - ราคาชีวมวลที่สูงขึ้น จากความต้องการชีวมวลที่นำไปทำประโยชน์อย่างอื่นได้คุ้มค่ากว่าการนำมาผลิตไฟฟ้า
 - ปริมาณวัตถุดิบและคุณภาพของชีวมวลอาจไม่เป็นไปตามที่ศึกษา
 - มลพิษและปริมาณการปล่อยคาร์บอนจากการเผาไหม้เพื่อผลิตไฟฟ้ายังมีค่อนข้างมากทำให้อาจไม่ตอบโจทย์แนวโน้มความต้องการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพยังคงเติบโตต่อจากแผนการ COD ใหม่ภายในปี 2026 และประกาศประมูลรอบใหม่ ที่สอดคล้องกับปริมาณก๊าซชีวภาพที่มีศักยภาพเพียงพอ ถึงแม้ PDP 2024 ปรับลดกำลังการผลิตโดยรวม ลงเหลือ 1,521 MW แต่ยังมีกำลังการผลิตใหม่อีก 936 MW

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพตามแผน PDP 2024 เทียบกับ PDP 2018 Rev.1

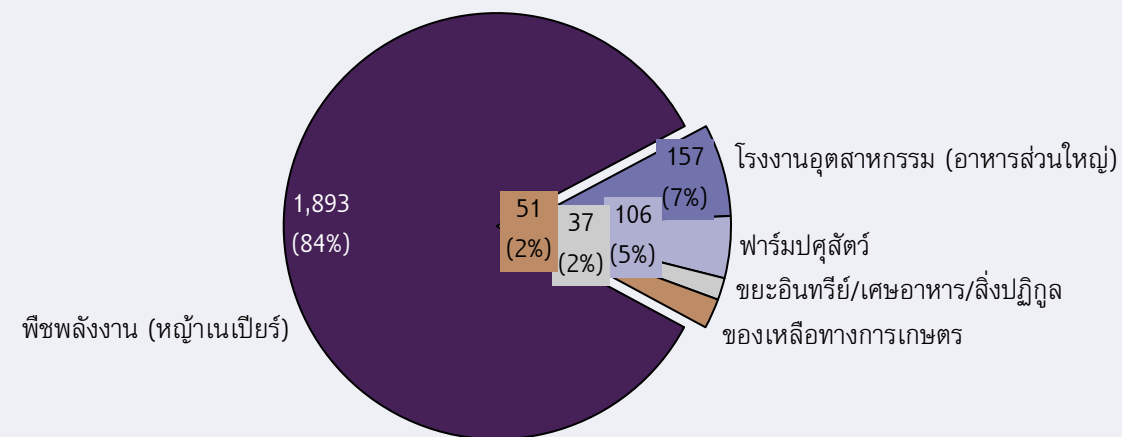
หน่วย : MW



ราคาซื้อแบบ FiT	ระยะเวลา
2.0724	20 ปี

- ปัจจุบันโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ COD แล้ว 388 MW และส่วนที่ได้รับ Adder รวมกว่า 321 MW จะทยอยหมดอายุไปจนถึงปี 2031
- โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพใหม่มีกำหนด COD ตามประกาศเดิมอีก 150 MW ภายในปี 2026 และจะประกาศรับซื้ออีก 6.5 MW ในปี 2024

- PDP 2024 ยังมีส่วนเพิ่มอีกราว 936 MW เมื่อเทียบกับปัจจุบัน โดยจะแบ่งเป็น 2 ส่วนได้แก่
 - โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจากน้ำเสีย : เพิ่มขึ้น 360 MW
 - โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน : เพิ่มขึ้น 576 MW
- ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ที่สามารถนำไปผลิตไฟฟ้าได้รวมกว่า 2,244 MW

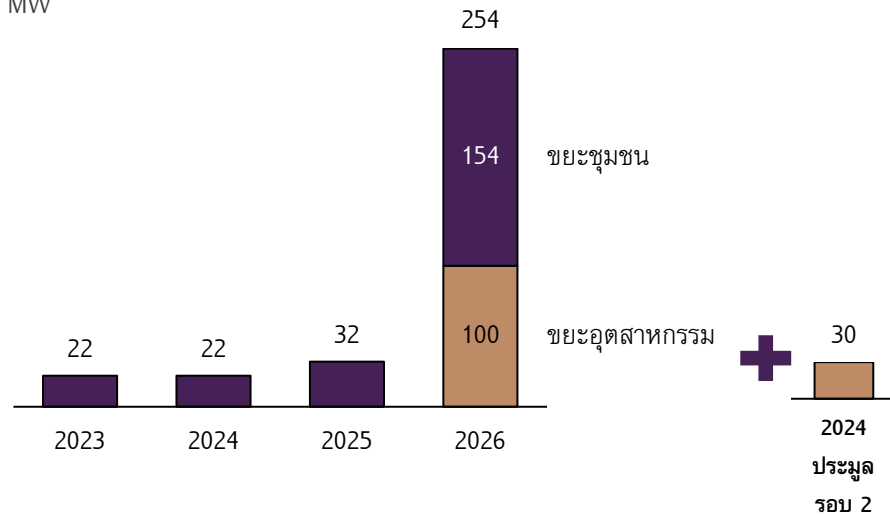


- อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพมีความเสี่ยงจาก
 - ปริมาณวัตถุดิบในการผลิตก๊าซชีวภาพที่ไม่คงที่ เช่น จากการผลิตอาหารและวัตถุดิบทางการเกษตร และอาจส่งผลต่อคุณภาพก๊าซชีวภาพด้วย
 - มลพิษด้านสิ่งแวดล้อมและการปล่อยคาร์บอนจากการเผาไหม้เพื่อผลิตไฟฟ้า

ไฟฟ้าจากขยะยังคงเติบโตจากแผนการ COD ใหม่ภายในปี 2026 และประกาศประมูลรอบใหม่ สำหรับขยะอุตสาหกรรม และ PDP 2024 หุ่นกำลังการผลิตโดยรวมเพิ่มขึ้น 312 MW

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจาก Waste ที่จะ COD ในปี 2023-2030

หน่วย : MW

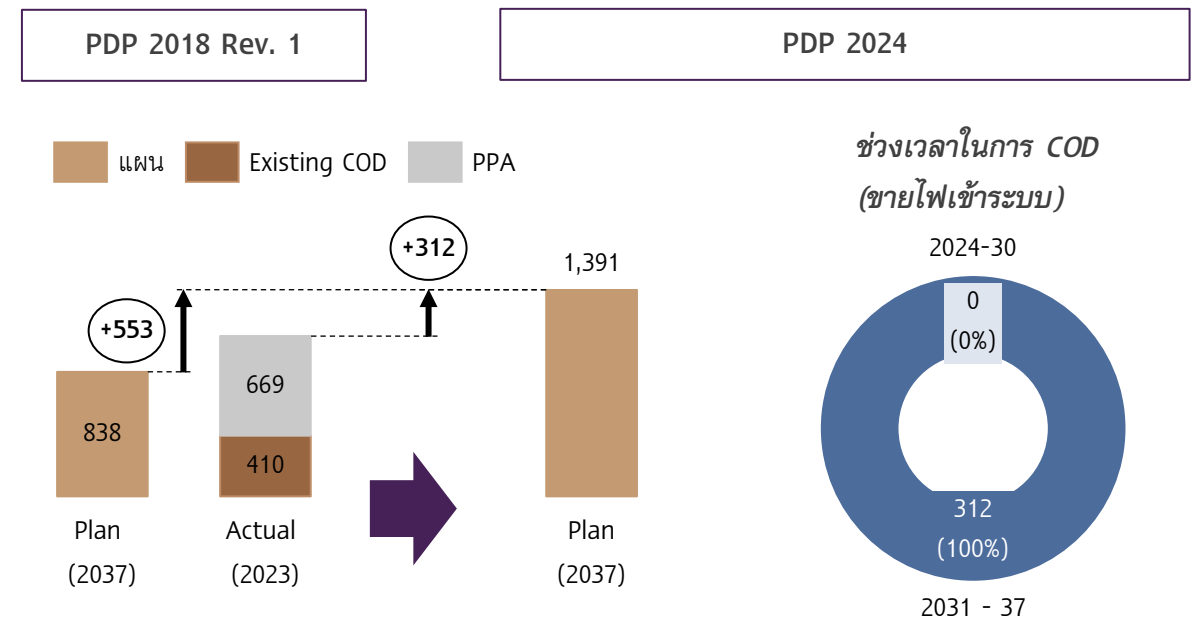


ประเภท	อัตราารรับซื้อ	FiT _F	FiT _{V, 2560}	FiT	Premium (ใน 8 ปี แรก)
ขยะชุมชน	VSP (< 10 MW)	2.39	2.69	5.08	0.70
ขยะชุมชน	SPP (10-50 MW)	1.81	1.85	3.66	-
ขยะอุตสาหกรรม	VSP (< 10 MW)	3.39	2.69	6.08	0.7

- ปัจจุบันมีกำลังการผลิตขยะชุมชนและขยะอุตสาหกรรมที่ COD แล้ว 410 MW และส่วนที่ได้รับ Adder จะทยอยหมดอายุไปจนถึงปี 2029
- กำหนด COD ใหม่เข้าระบบต่อเนื่องในอนาคตจากขยะชุมชน 229 MW ตั้งแต่ปี 2023-2026 และจากขยะอุตสาหกรรมในปี 2026

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจากขยะตามแผน PDP 2024 เทียบกับ PDP 2018 Rev.1

หน่วย : MW



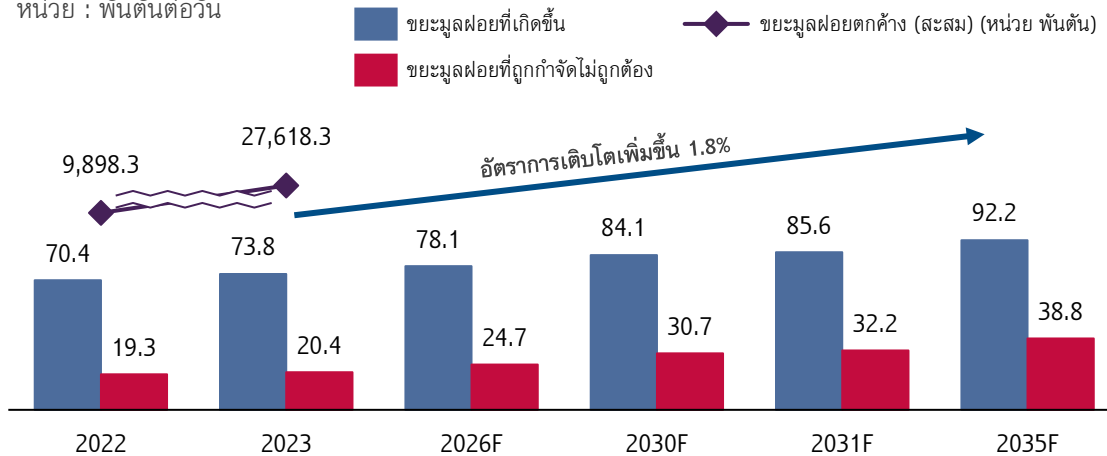
โรงไฟฟ้าจากขยะตาม PDP 2024 ยังมีส่วนเพิ่มอีกราว 312 MW เมื่อเทียบกับปัจจุบัน โดยจะแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ

- โรงไฟฟ้าขยะชุมชน : เพิ่มขึ้น 300 MW (200 MW ปี 2031 และ 100 MW ในปี 2035) ตามการสนับสนุนของภาครัฐที่มีนโยบายการจัดการขยะชุมชนอย่างถูกต้อง ผ่านไปทาง อปท. ในการจัดทำ Cluster เพื่อรวบรวมปริมาณขยะและจัดทำโครงการจัดการขยะ และกำหนดให้โรงไฟฟ้าขยะชุมชนเป็นส่วนหนึ่งในโครงการด้วย
- โรงไฟฟ้าขยะอุตสาหกรรม : เพิ่มขึ้น 12 MW ในปี 2031

SCB EIC คาดว่า การลงทุนในโรงไฟฟ้าขยะชุมชนมีโอกาสขยายตัวต่อเนื่อง จาก 1) กำลังการผลิตใหม่ตามร่าง PDP 2024 ที่เพิ่มขึ้นอีก 242 MW และ 2) ปริมาณขยะที่ยังต้องจัดการยังอยู่ในระดับสูง แต่ต้องติดตามความเสี่ยงจากการแข่งขันที่รุนแรง

ปริมาณขยะมูลฝอยปี 2022-2023 และคาดการณ์ปริมาณปี 2026/2030/2031/2035

หน่วย : พันตันต่อวัน

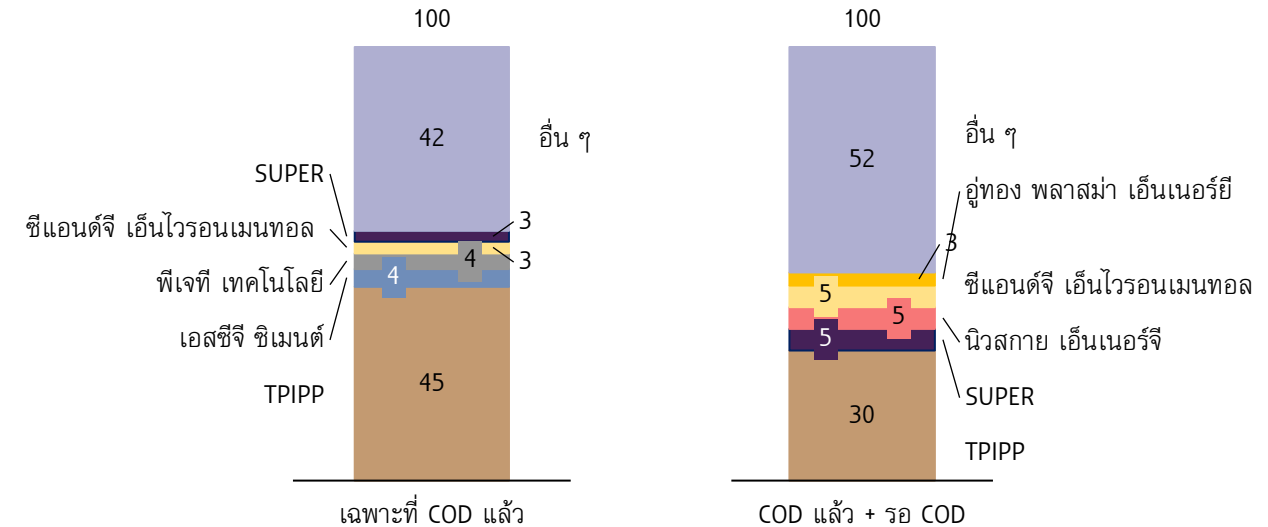


จังหวัดที่มีศักยภาพจากปริมาณขยะมูลฝอยสูงที่ยังไม่ถูกต้องและขยะตกค้างปี 2023

ภาค	จังหวัด	ขยะที่ยังไม่ถูกต้อง (พันตัน/วัน)	ขยะที่ตกค้าง (พันตัน)
กลาง	สมุทรปราการ	2,322	20,000
	ปทุมธานี	0.850	53
	พระนครศรีอยุธยา	0.658	552
	ลพบุรี	0.594	247
ตะวันออก	ชลบุรี	0.811	206
ใต้	สุราษฎร์ธานี	0.791	401
	สงขลา	0.670	104
	นครศรีธรรมราช	0.654	1,420
ตะวันออกเฉียงเหนือ	บุรีรัมย์	0.610	12
	นครราชสีมา	0.857	558

Top 5 ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าขยะชุมชนตามส่วนแบ่งตลาดปริมาณการขายไฟ

หน่วย : %



ความเสี่ยงจากการลงทุนพัฒนาโรงไฟฟ้าขยะชุมชน

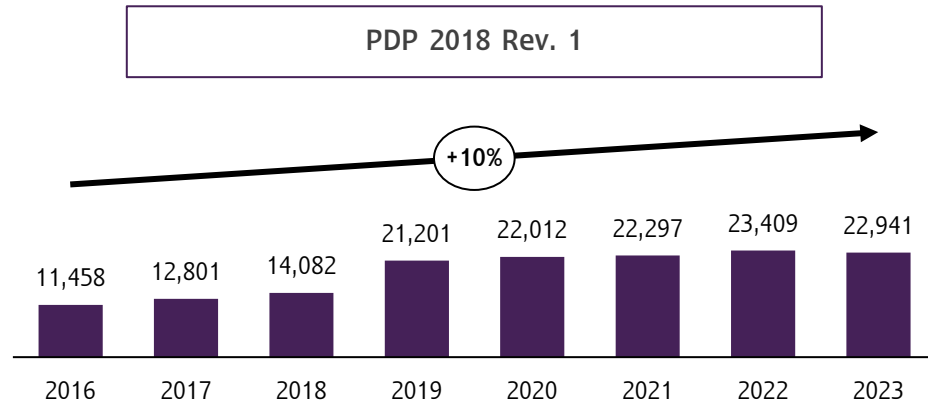
ปริมาณขยะไม่ตรงตามที่มีการศึกษาโดย อบท. ส่งผลให้โรงไฟฟ้าไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามสัญญาขายไฟ

ประเด็นด้านธรรมาภิบาลจากการติดต่อประสานงานกับ อบท. และความร่วมมือของประชาชนในพื้นที่โครงการจากประเด็นเรื่องมลพิษและสิ่งแวดล้อม

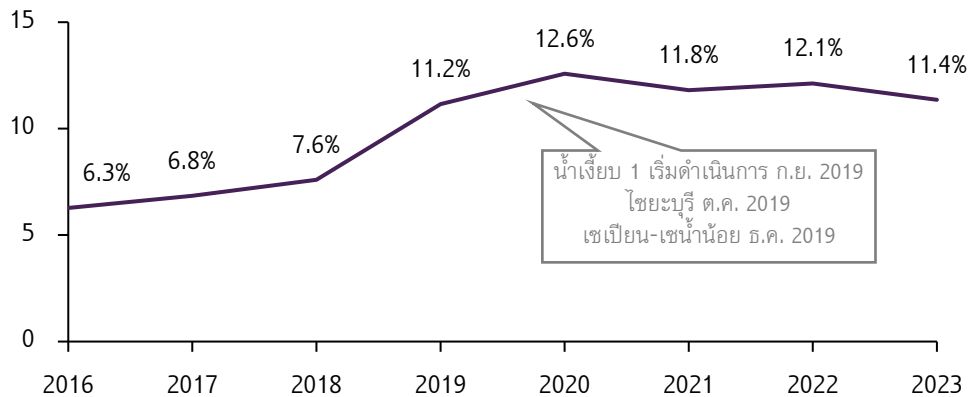
ไทยพึ่งพาไฟฟ้าพลังน้ำจากลาวอยู่ราว 12% ในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา ด้วยต้นทุนนำเข้าที่ต่ำและค่อนข้างคงที่ ซึ่งจะช่วยลดผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากลาว

หน่วย : ล้านหน่วย

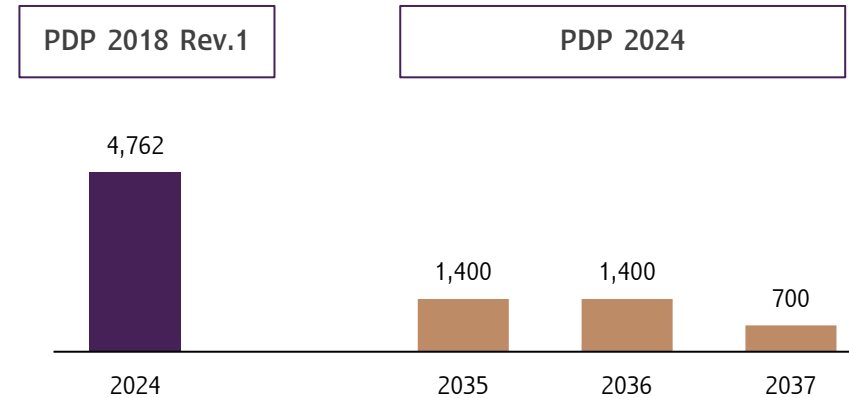


สัดส่วนการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากลาวของไทย (% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าในระบบ)

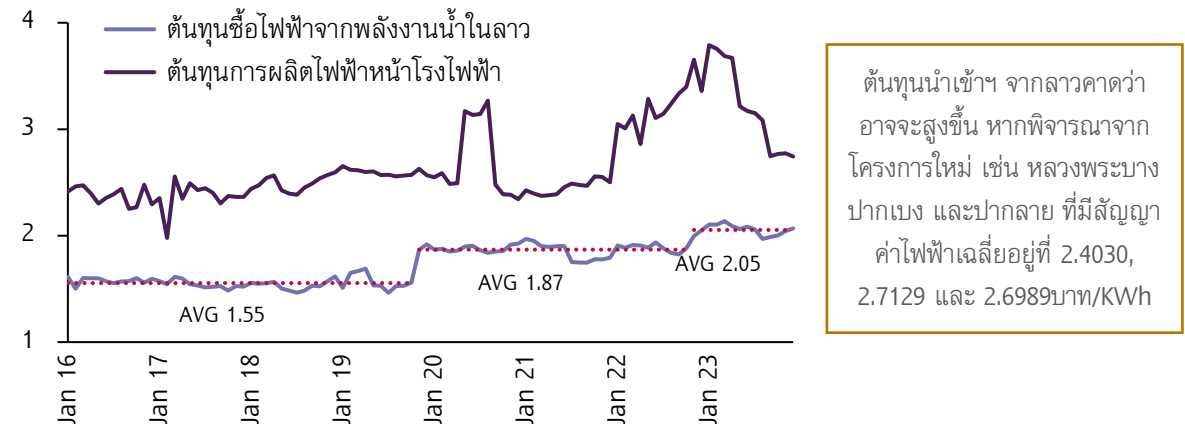


กำลังการผลิตไฟฟ้าจากเขื่อน (Hydro) ที่นำเข้าจากลาว

หน่วย : MW



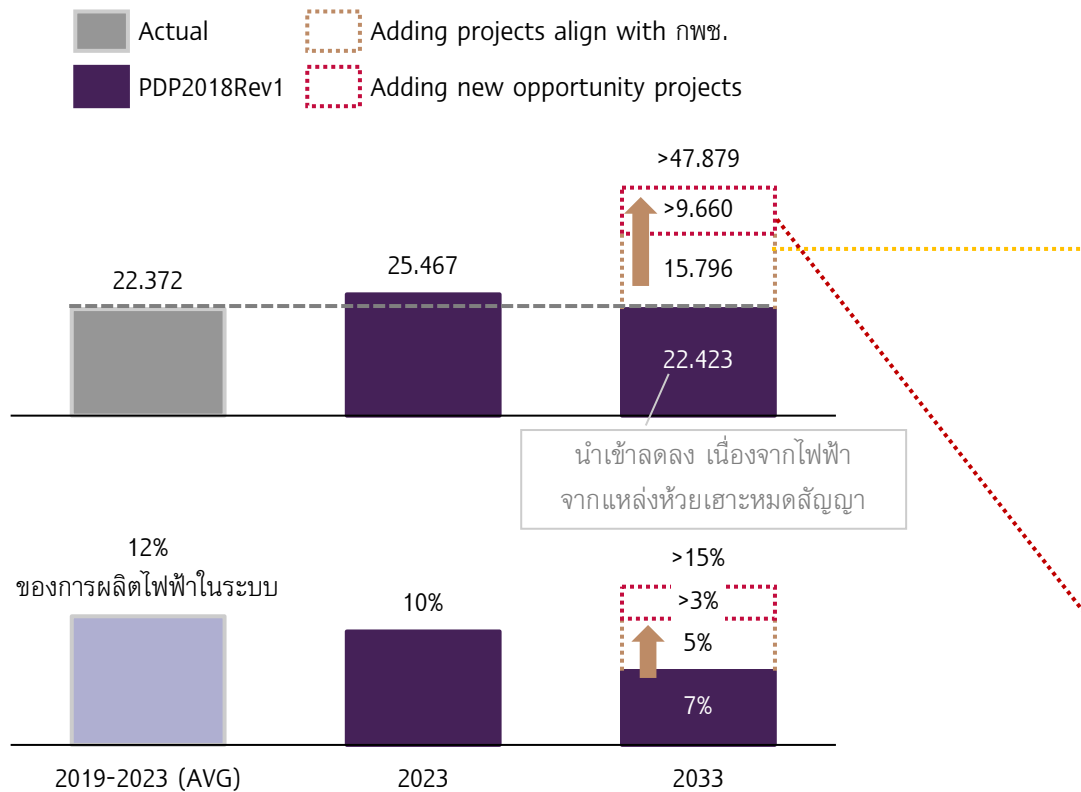
ต้นทุนซื้อไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในลาว เทียบกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน้าโรงงาน (บาท/หน่วย)



แม้การนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากลาวมีสัดส่วนใกล้เคียงกับแผน PDP2018Rev1 แต่คาดว่าในแผน PDP ใหม่ การนำเข้าไฟฟ้าจากลาวอาจเพิ่มสูงขึ้น หากพิจารณาจากโรงไฟฟ้าในลาวโครงการใหม่ที่ไทยมีทำสัญญาซื้อไฟ

การนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากลาวเทียบกับแผน PDP2018Rev1

หน่วย : ล้านหน่วยไฟฟ้า และ % ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าในระบบ



ปริมาณไฟฟ้านำเข้าจากลาวมีโอกาสเพิ่มขึ้นจากแผน PDP2018Rev1 ไม่น้อยกว่า 25,465 ล้านหน่วยต่อปี

Status : ผ่าน กพข.

Projects	Expected COD	Capacity (MW)	Generation Export to TH (mn units)
Nam Ngum 3, Xaisomboun	2026	480	2,083*
Luang Prabang, Luang Prabang	2030	1,460	5,328**
Pak Lay, Xaignabouli	2032	770	3,246**
Pak Beng, Oudomxay	2033	912	3,666***
Xekong 4A&4B, Xekong	2033	355	1,473*

Status : ยังไม่ผ่าน กพข.

Projects	Expected COD	Capacity (MW)	Generation (mn units)****	Export to TH (mn units)
Phou Ngoy, Champasak	2029	728	4,174	Mostly export to TH
Ban Khoun, Champassak	2033	1,872	10,733	9,660
Sanakham, Vientiane	TBC	684	3,922	Mostly export to TH

หมายเหตุ : *ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ไทยเป็นไปตามมติ กพข. ครั้งที่ 2/2023 วันที่ 9 มี.ค. 2023

**ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ไทยเป็นไปตามมติ กพข. ครั้งที่ 4/2022 วันที่ 22 มิ.ย. 2022

***ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าให้ไทยเป็นไปตามมติ กพข. ครั้งที่ 3/2022 วันที่ 6 พ.ค. 2022

****Laos Power Report-Q1/2024, BMI-Fitch Solution ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี

ที่คำนวณจากจำนวนกำลังการผลิต อัตรา Dependable capacity ที่ 77% และ Reliable capacity ที่ 85%

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ EGAT, PDP2018 Revision 1, FitchSolutions, Hobomap, EPPO และ SET

ความเสี่ยงของธุรกิจผลิตไฟฟ้าที่ต้องติดตามในระยะข้างหน้า



ความเสี่ยงของ
Fossil power generation



ความเสี่ยงของ
Renewable power generation

โรงไฟฟ้าจากฟอสซิล ต้องเผชิญความเสี่ยงจากนโยบายรัฐที่หันไปใช้ไฟฟ้าสะอาด และความต้องการไฟฟ้าที่ลดลงจากเศรษฐกิจที่อาจชะลอตัว และต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้น

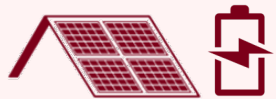
High risk



Policy /Regulation change

นโยบายพลังงาน และ PDP 2024 ที่ลดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหินลงทั้งในไทยและทั่วโลก

การเพิ่มความสำคัญในการเรียกเก็บภาษีจากการปล่อยคาร์บอนในกลุ่มธุรกิจที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิต



Tech disruption / Consumer behavior change

ความต้องการไฟฟ้าสะอาดที่จะมาทดแทนไฟฟ้าดั้งเดิม ทั้งระดับครัวเรือนที่หันไปใช้ Solar rooftop และภาคธุรกิจที่หันไปใช้ Solar จาก Private PPA



Economic slow down

เศรษฐกิจที่ไม่เติบโตตามคาดการณ์ ส่งผลให้ความต้องการไฟฟ้าลดลงไปด้วย

- เศรษฐกิจไทยที่เติบโตต่ำส่งผลกระทบต่อความต้องการไฟฟ้าโดยรวม และการลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าใหม่ลดลง
- เศรษฐกิจโลกที่อาจเติบโตต่ำกว่าคาดทำให้การลงทุนใหม่ลดลง และผู้ประกอบการที่เน้นการลงทุนในต่างประเทศมีโอกาสลงทุนลดลง

Medium - Low risk



Geopolitical risk

ความขัดแย้งของประเทศผู้ผลิตที่ส่งผลกระทบต่อราคาก๊าซธรรมชาติและถ่านหินให้ผันผวน ซึ่งส่งผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

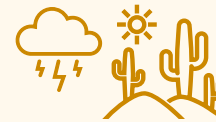
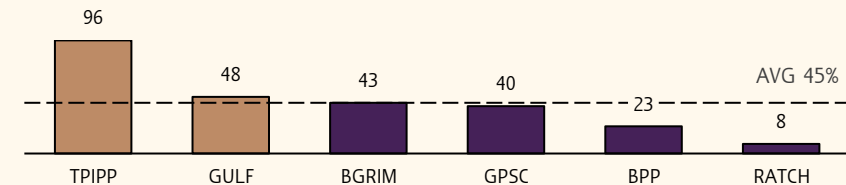


Financial risk

ความเสี่ยงจากการพึ่งพิงตราสารหนี้ในระดับสูง ทำให้บริษัทมีภาระการชำระคืนดอกเบี้ยที่ค่อนข้างสูง ของกลุ่มโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติและถ่านหินในการลงทุนโครงการใหม่ โดยเฉพาะกลุ่ม SPP ที่มีรายได้ไม่แน่นอนจากค่า Ft ที่แทรกแซงโดยรัฐ

ผู้ประกอบการส่วนใหญ่ในกลุ่มโรงไฟฟ้ามีการระดมทุนผ่านตราสารหนี้ค่อนข้างสูง

Corporate bond (% to Interest Bearing Debt), 3Q2023



Climate change risk

ความเสี่ยงจากน้ำท่วมและสภาพอากาศที่อาจส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าและการขนส่งเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าหมุนเวียน ต้องเผชิญความเสี่ยงจาก Climate change ที่จะทำให้ผลิตไฟฟ้าได้ลดลง และเศรษฐกิจไทยที่เติบโตต่ำ อาจกระทบต่อการลงทุนโรงไฟฟ้าหมุนเวียน

High risk



Climate change risk

ความเสี่ยงจากสภาพอากาศที่ผันผวน เช่น

- ปริมาณแสงอาทิตย์ลดลงที่ส่งผลต่อ Solar Pv
- ทิศทางลมและความเร็วลมที่เปลี่ยนไปที่จะกระทบต่อ Wind
- ปริมาณน้ำฝนที่น้อยกว่าคาด ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากเขื่อน (Hydro)



Thailand Economic slow down

เศรษฐกิจที่ไม่เติบโตตามคาดการณ์ ส่งผลให้ความต้องการไฟฟ้าลดลงไปด้วย

- เศรษฐกิจไทยที่เติบโตต่ำส่งผลกระทบต่อความต้องการไฟฟ้าโดยรวม และการลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนใหม่ ไปจนถึงการลงทุนผลิตไฟฟ้าใช้เองที่ลดลงไปด้วย
- เศรษฐกิจโลกที่อาจเติบโตต่ำกว่าคาดทำให้การเปิดลงทุนใหม่ลดลง และผู้ประกอบการที่เน้นการลงทุนในต่างประเทศมีโอกาสลงทุนลดลง

Medium - Low risk

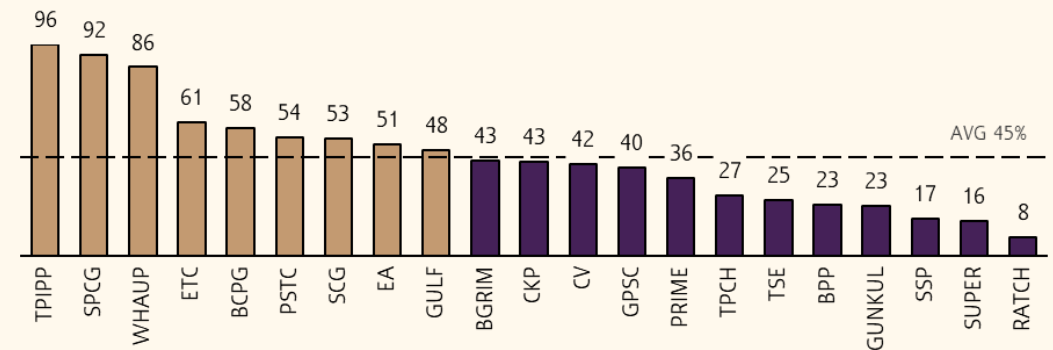


Financial risk

ความเสี่ยงจากการพึ่งพิงตราสารหนี้ในระดับสูง ของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในการลงทุนโครงการใหม่ ๆ ทำให้บริษัทมีภาระการชำระคืนดอกเบี้ยที่ค่อนข้างสูง

ผู้ประกอบการส่วนใหญ่ในกลุ่มโรงไฟฟ้ามีการระดมทุนผ่านตราสารหนี้ค่อนข้างสูง

Corporate bond (% to Interest Bearing Debt), 3Q2023



โอกาสของธุรกิจผลิตไฟฟ้าในระยะข้างหน้า



Utility Green Tariff (UGT)

นโยบายการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว (Utility Green Tariff : UGT) หนึ่งในปัจจัยหนุนการใช้ไฟฟ้าสีเขียวของภาคธุรกิจของไทย ภายใต้การดูแลของการไฟฟ้า



Renewable Energy Certificate (REC)

Renewable Energy Certificate (REC) หรือ ใบรับรองการผลิตพลังงานหมุนเวียน เป็นกลไกที่ช่วยให้ผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถอ้างสิทธิ์การผลิตและการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เป็นการช่วยสนับสนุนให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ผ่านการซื้อและขายใบรับรองการผลิตพลังงานหมุนเวียน โดยมีหน่วยการซื้อขายคือ REC ซึ่งคำนวณจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจริง (ไฟฟ้า 1 MWh มีค่าเท่ากับ 1 REC)



ESCO Model

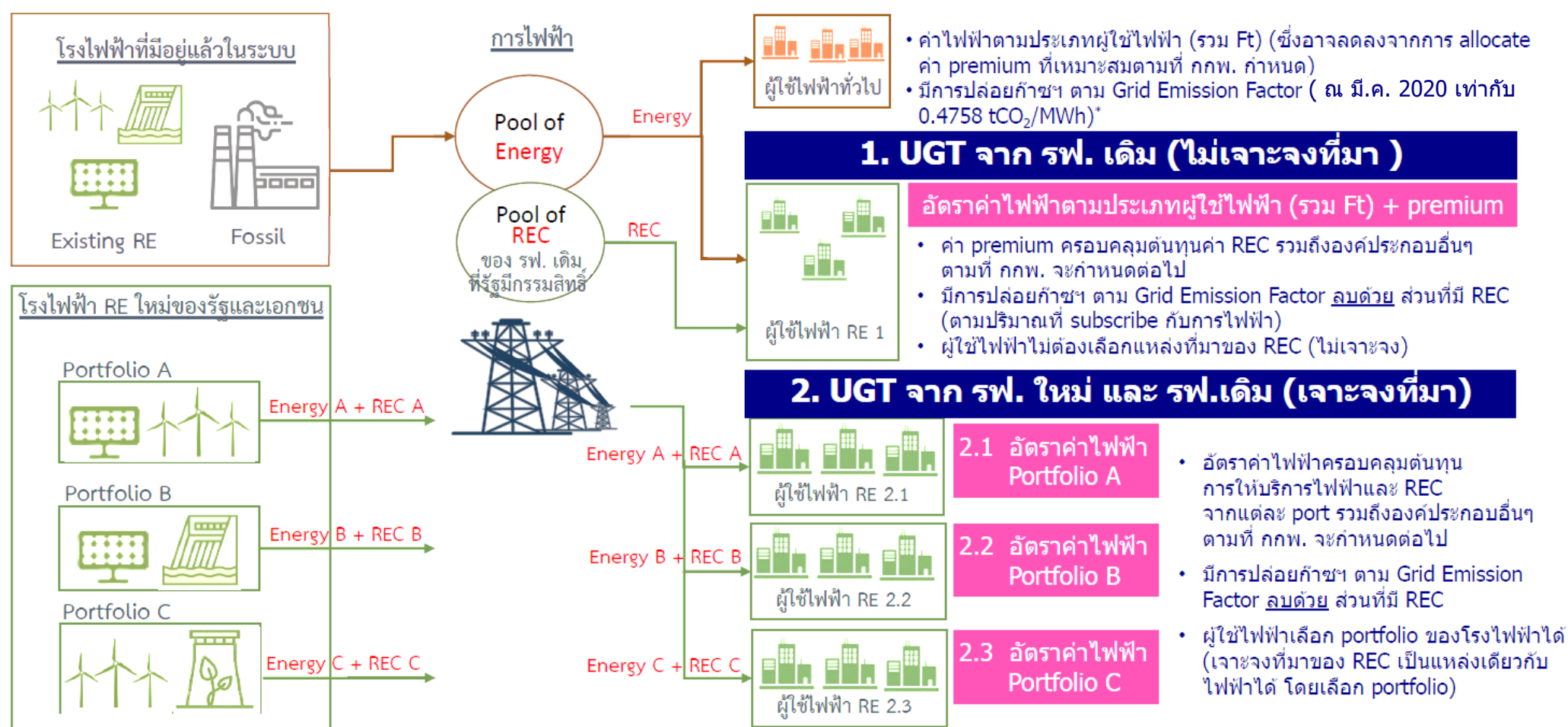
บริษัทจัดการพลังงาน หรือ Energy Service Company (ESCO) คือ บริษัทที่ทำธุรกิจให้บริการในด้านการอนุรักษ์พลังงาน ให้บริการครบวงจร โดยการให้บริการจะครอบคลุมถึงการให้คำปรึกษา การเสนอโครงการ การบริหารโครงการ วิเคราะห์การใช้พลังงาน ติดตั้งอุปกรณ์ และดำเนินงานสำหรับโครงการอนุรักษ์พลังงานและ/หรือพลังงานทดแทน



Global investment opportunity

ผู้ผลิตไฟฟ้าในไทยมีโอกาสมากขึ้นในการไปลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ จากนโยบายที่เปิดรับการลงทุนพลังงานหมุนเวียน ตามเป้าหมาย Net zero

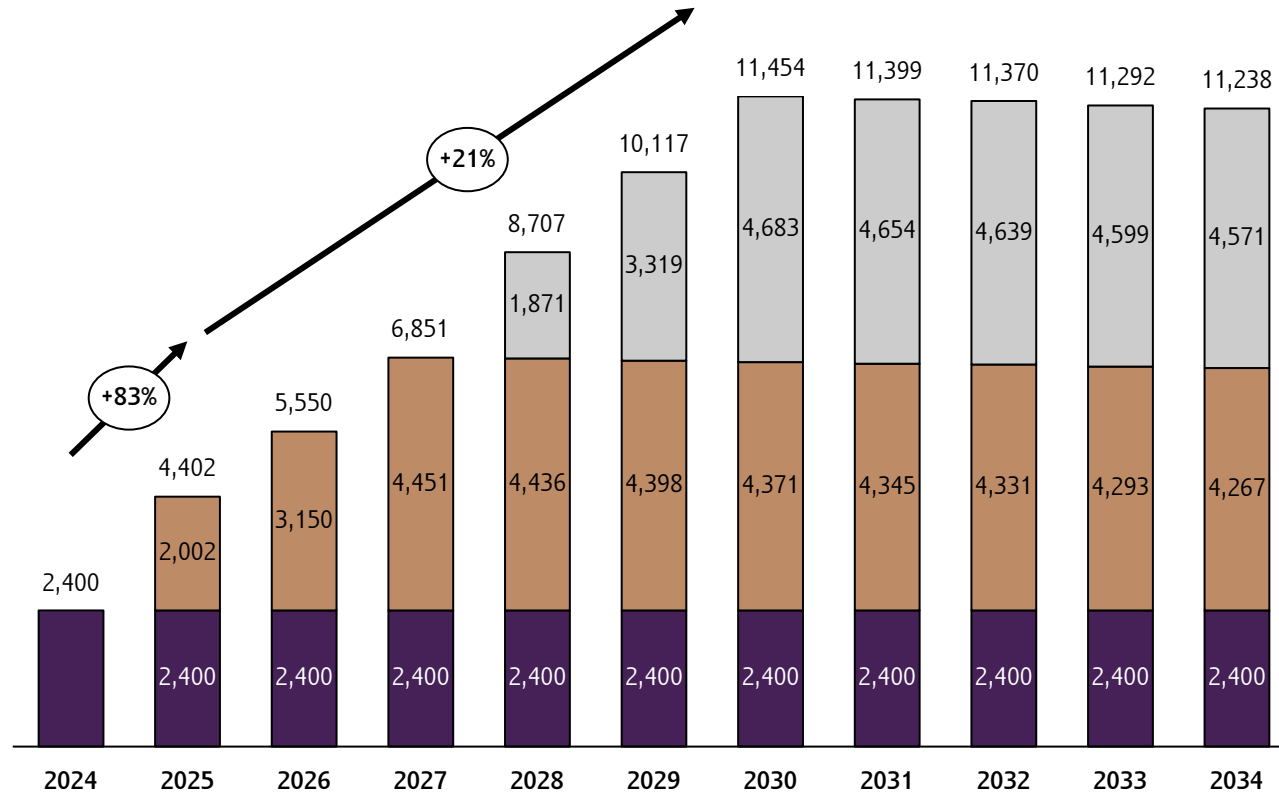
นโยบายการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสีเขียว (Utility Green Tariff : UGT) ของไทยจะแยกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ คือ UGT จากในส่วนโรงไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่ระบุแหล่ง และ UGT ที่ระบุแหล่งไฟฟ้าได้เช่น Solar+Wind



ปริมาณไฟฟ้าสีเขียว (UGT) เข้าสู่ตลาดตั้งแต่ปี 2024 และมีแนวโน้มเติบโตเฉลี่ยปีละ 21% ในปี 2025-2030 จะช่วยสนับสนุนความต้องการ UGT ของเอกชน โดยในปี 2030 จะรองรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่ม 3-5* ได้ประมาณ 10%

ปริมาณไฟฟ้าสีเขียวที่ถูกจำหน่ายโดย 3 การไฟฟ้า

หน่วย : GWh



ปริมาณไฟฟ้าสีเขียวมี Upside เพิ่มขึ้นจากปริมาณไฟฟ้าส่วนเหลือที่ผลิตได้จากโรงงานไฟฟ้าพลังงานน้ำของ EGAT เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำของ EGAT สามารถผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ยปีละกว่า 5,000 GWh ซึ่งนำเข้าสู่ UGT1 เพียง 23-61% เท่านั้น ยังเหลือปริมาณไฟฟ้าสีเขียวอีกราว 2,000-4,000 GWh ที่ยังไม่ได้เข้าตลาด UGT

ค่าใช้จ่าย	F	V	UGT2
ราคาขายปลีก	4.3011	0.2464	<u>4.5475</u>
ราคาขายส่ง	3.5426	0.1043	<u>3.6469</u>

Portfolio B (Solar, Solar+BESS, Wind)

ค่าใช้จ่าย	F	V	UGT2
ราคาขายปลีก	4.3159	0.2464	<u>4.5622</u>
ราคาขายส่ง	3.5567	0.1043	<u>3.6610</u>

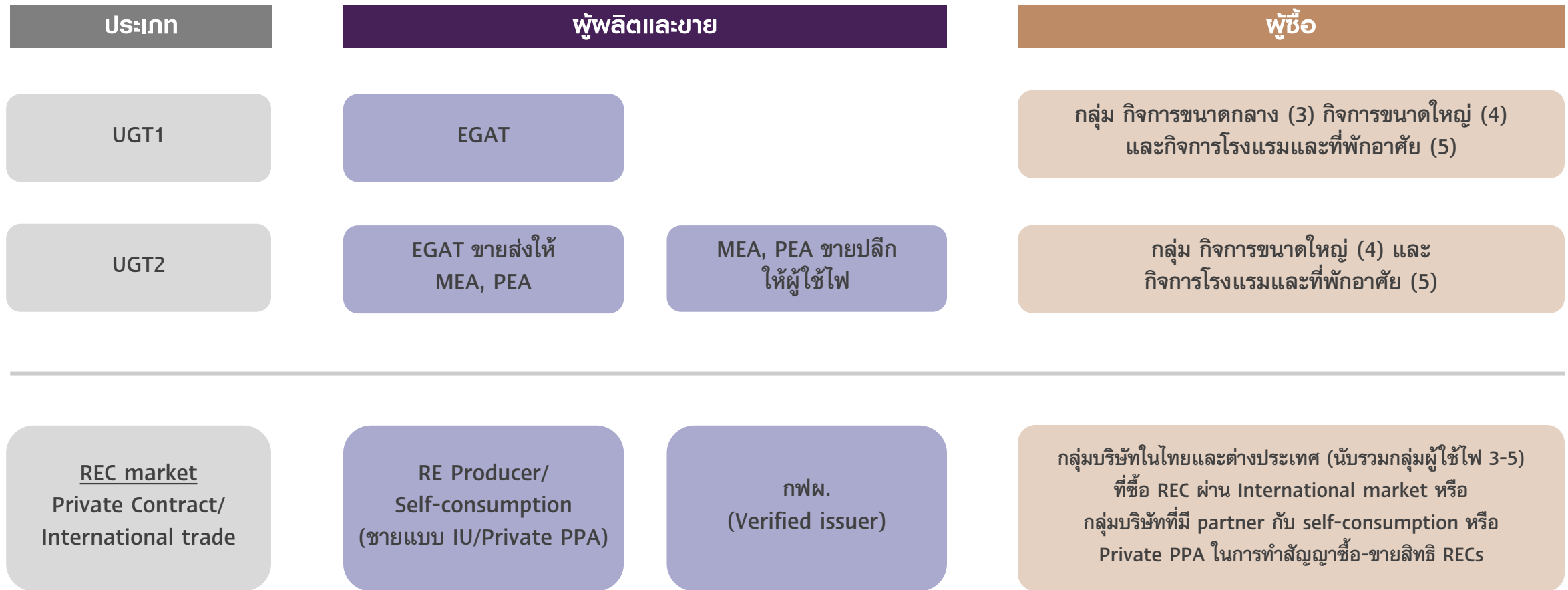
Portfolio A (Solar, Solar+BESS, Wind)

ค่าใช้จ่าย	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย	P	UGT1
ราคาขายปลีก	4.1805	0.0594	<u>4.2399</u>
ราคาขายส่ง	4.1552-4.1596	0.0594	<u>4.2146-4.2190</u>

Hydro by EGAT (ค่าเฉลี่ยระหว่าง 1,300-3,500GWh)

*กลุ่ม กิจการขนาดกลาง (3) กิจการขนาดใหญ่ (4) และกิจการโรงแรมและที่พักอาศัย (5)

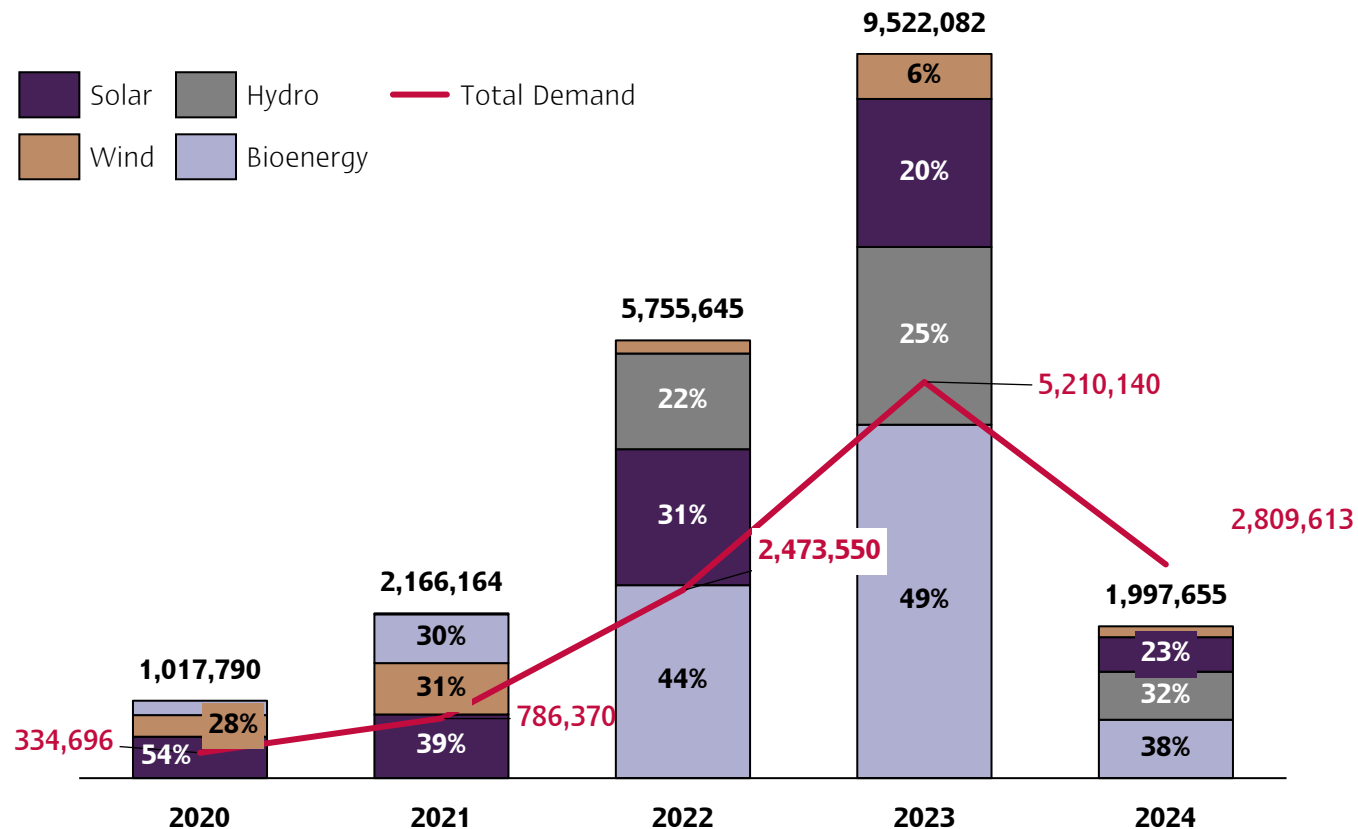
กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าสีเขียวน่าจะเป็นผู้ได้รับประโยชน์หลักจากนโยบาย UGT เนื่องจากสามารถเข้าถึงแหล่งไฟฟ้าสีเขียวที่ใหญ่ที่สุดของไทย ซึ่งอยู่ในการดำเนินการของ 3 การไฟฟ้า



ตลาด REC ของไทยในช่วงต้นปี 2024 เกิด Excess demand ซึ่งคาดว่าจะได้แรงสนับสนุนจากภาครัฐที่เปิดให้ซื้อไฟฟ้าสีเขียวและสิทธิ RECs ประกอบกับความต้องการ RECs ที่มากขึ้น ในการนำไปใช้ลดการปล่อยคาร์บอนในองค์กร

ปริมาณและสัดส่วนของ RECs issued ของไทย (2020-Mar/2024)

หน่วย : REC (MWh)



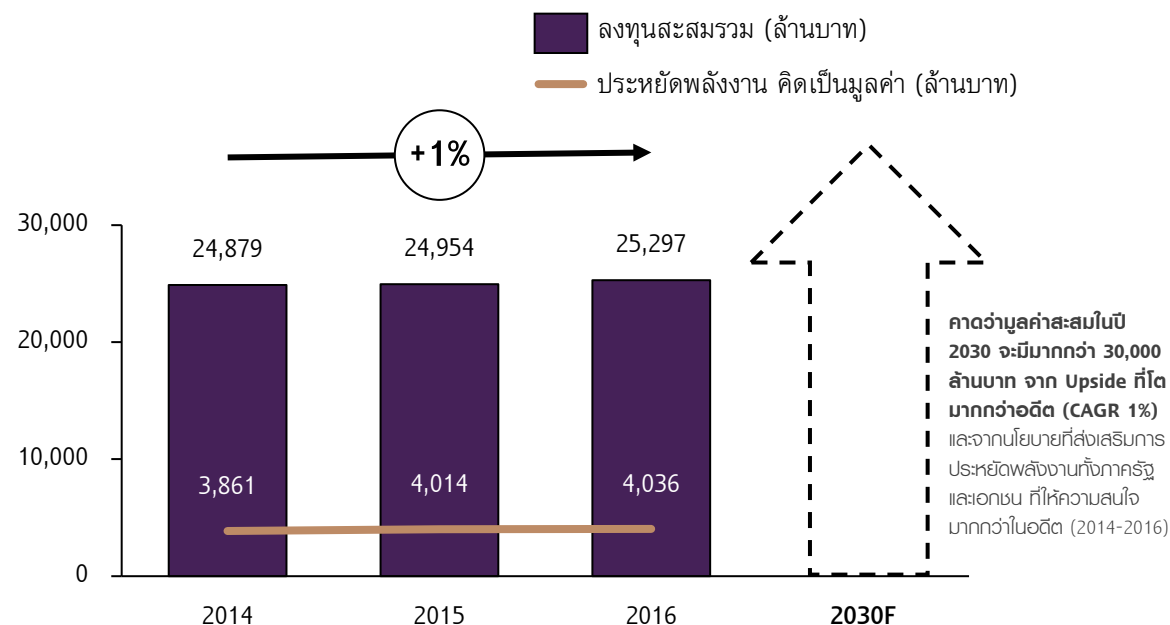
Market : ปี 2024 เริ่มมี Excess demand จากเดิมที่ Oversupply ซึ่งประเมินว่าเกิดจากนโยบายสนับสนุน UGT ของภาครัฐที่นำ RECs เปิดขายเข้าระบบไฟฟ้าหลักในรูปแบบ UGT และจากปัจจัยที่ภาคเอกชนมีความต้องการ RECs มากขึ้น เพื่อให้บรรลุเป้าหมาย Net zero own operation 2030

RECs price : ราว 50THB/REC (หรือราว US\$ 1-1.4/REC) อ้างอิงจากโครงสร้างราคา UGT1 ที่คิดราคา REC ราว 0.05 บาท/KWh (หรือคิดเป็น 50บาท/MWh) ในรูปแบบของราคา Premium* อย่างไรก็ตาม ราคา REC จากไทยในตลาดสากลจะมีแนวโน้มราคาที่สูงขึ้น (Upside) มากกว่า US\$1-1.4/REC จากสถานะตลาดที่เกิด Excess demand

เทรนด์ประหยัดพลังงานที่มากกว่าอดีตเป็นปัจจัยสนับสนุนแนวโน้มการลงทุนใน ESCO ของไทย ซึ่งปัจจุบันมีบริษัทที่รับทำ ESCO อยู่ที่ 51 แห่ง โดยคาดว่าแนวโน้มไปจนถึงปี 2030 จะมีการลงทุนสะสมไม่น้อยกว่า 3 หมื่นล้านบาท โดยมี ROI อยู่ที่ราว 15-16%

มูลค่า ESCO model ในปี 2014-2016

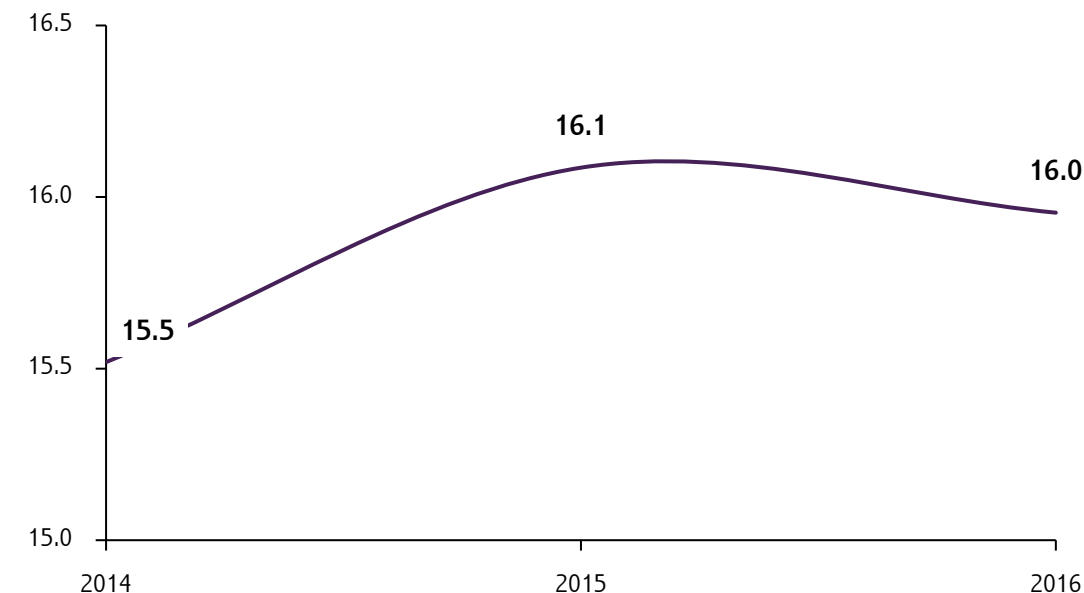
หน่วย : ล้านบาท



- การลงทุน ESCO ในไทย มักจะเป็นแบบ Guaranteed saving ส่วนใหญ่ผู้รับบริการที่ประสบความสำเร็จและคืนทุน 1-6 ปี จะมีเคล็ดลับจากการเลือกผู้ให้บริการ (ESCO) ที่เชี่ยวชาญและมีคุณภาพการตรวจสอบและมีการรับประกันผลงานที่ชัดเจน
- ESCO ในไทยจะถูกผลักดันอย่างเป็นรูปธรรมมากขึ้นจากเป้าหมายการเพิ่มประสิทธิภาพการอนุรักษ์พลังงานซึ่งคาดว่าจะมีการลงทุนสะสมมากกว่า 30,000 ล้านบาทในปี 2030

ROI ในช่วง 2014-2016

หน่วย : %

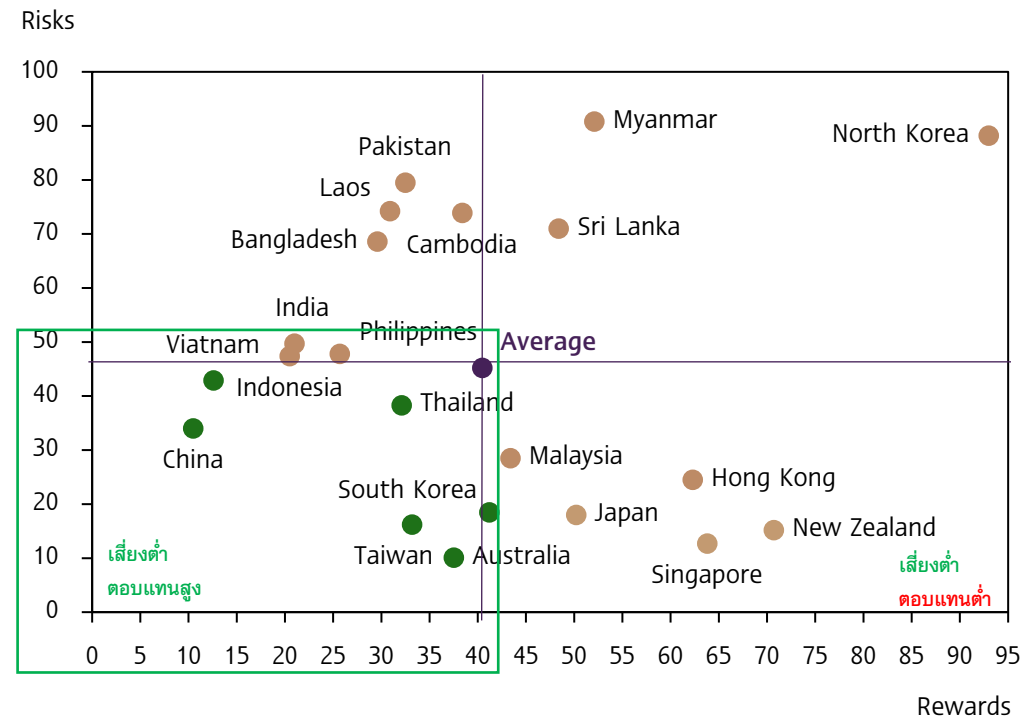


- การลงทุน ESCO ในไทย มี ROI 15-16% ทำให้เกิด ESCO model ที่มีแหล่งเงินทุน จากสถาบันการเงิน ทั้งธนาคารและกองทุนของ พ.ป. เข้ามาช่วยให้ผู้รับบริการที่ไม่มีทุนของตัวเองเพียงพอให้มีโอกาสได้เข้า ESCO Model
- ROI ที่มากกว่า 15-16% (ค่าเฉลี่ยในอดีต) จะเป็น Performance ที่จะใช้อ้างอิงได้ กรณีการพิจารณาทำสัญญา Guarantee saving หรือพิจารณาสัดส่วนการแบ่งผลประโยชน์สำหรับ Shared saving

เอเชียมีโอกาสและความได้เปรียบในการลงทุนในไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนค่อนข้างสูง เนื่องจากนโยบายภาครัฐ เปิดรับโครงการไฟฟ้าพลังงานใหม่ และความเสี่ยงการลงทุนที่น้อยกว่าประเทศอื่น ๆ ทั่วโลก

ดัชนีผลตอบแทนและความเสี่ยงในการลงทุนพลังงานหมุนเวียนในเอเชีย

หน่วย : Index



ตารางผู้ผลิตไฟฟ้าไทยที่ลงทุนต่างประเทศ

	Countries	Conventional	Solar / +Battery	Wind	Hydro	Grids	Others เช่น ธุรกิจบำรุงรักษา
CLMV	CLM	BANPU POWER	IGRIMM SINCE 1979		RATCH SINCE 1979 EGCO SINCE 1979	IGRIMM SINCE 1979	
	Vietnam	Gulf	BANPU POWER SINCE 1979 Gulf SINCE 1979 GUNKUL SINCE 1979	RATCH SINCE 1979 Gulf SINCE 1979 BANPU POWER SINCE 1979 GUNKUL SINCE 1979	RATCH SINCE 1979	IGRIMM SINCE 1979	
ASEAN-5	SG+MY		IGRIMM SINCE 1979 GUNKUL SINCE 1979			S SINCE 1979	
	ID+PH		BANPU POWER RATCH SINCE 1979	RATCH SINCE 1979	RATCH SINCE 1979		IGRIMM SINCE 1979
N Asia	CN+TW	BANPU POWER	BANPU POWER	EGCO SINCE 1979 GPSC SINCE 1979			
	JP+KR	BANPU POWER EGCO SINCE 1979	BANPU POWER SINCE 1979 IGRIMM SINCE 1979 RATCH SINCE 1979 GUNKUL SINCE 1979	IGRIMM SINCE 1979			
APAC	India		GPSC SINCE 1979				
	Australia	RATCH SINCE 1979	BANPU POWER RATCH SINCE 1979	EGCO SINCE 1979 RATCH SINCE 1979			
Others	US	BANPU POWER Gulf SINCE 1979 EGCO SINCE 1979	BANPU POWER SINCE 1979 EGCO SINCE 1979	EGCO SINCE 1979			
	Europe			IGRIMM SINCE 1979 Gulf SINCE 1979			
	M.East+Africa	Gulf	IGRIMM SINCE 1979				

ดัชนีผลตอบแทนและความเสี่ยงในการลงทุนต่างประเทศ พบว่า เอเชียมีความน่าสนใจกว่าทวีปอื่น โดยประเทศในกลุ่มที่มีความเสี่ยงต่ำ และมีผลตอบแทนที่ดี ได้แก่ จีน อินเดีย เวียดนาม เกาหลีใต้ ไต้หวัน ที่ Wind power ค่อนข้างเด่น ส่วนประเทศในกลุ่มที่มีความเสี่ยงปานกลาง และผลตอบแทนสูง ได้แก่ เวียดนาม อินเดีย ฟิลิปปินส์ และออสเตรเลีย (โดดเด่น Wind /Solar)



โอกาสของแผงโซลาร์จากความต้องการใช้ไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่เติบโต

ความต้องการแผงโซลาร์ยังคงเติบโตได้ดีในปี 2025 แต่ในอัตราที่ชะลอลง และคาดว่าจะชะลอลงต่อเนื่องไปถึงในช่วงปี 2026-2028 สภาวะการเติบโตของตลาดในจีนและตลาดยุโรปที่เริ่มชะลอตัว อย่างไรก็ตาม ความต้องการแผงจะขยายตัวราว 9% ในปี 2025 และกำลังการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นยังถือว่าสูงกว่าค่าเฉลี่ย 5 ปีที่ผ่านมา จากปัจจัยสนับสนุนสำคัญมาจาก 1. ความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีมากขึ้น ตาม Net zero pathway ของหลายประเทศ และ 2. ราคาของแผงโซลาร์และราคาแบตเตอรี่ที่ทยอยลดลงจะหนุนให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ลดลงอยู่ในระดับต่ำ ทั้งนี้ความเสี่ยงที่ต้องจับตาในระยะข้างหน้า ได้แก่ 1) อุปทานที่ล้นตลาดของแผงโซลาร์โดยเฉพาะในประเทศจีน 2) การแข่งขันของผู้ผลิต Module ที่รุนแรงมากขึ้น และ 3) เทคโนโลยีที่เปลี่ยนแปลงไวจนผู้ผลิตต้องขายสินค้าที่ค้างสต็อกในราคาส่วนลด และยังคงติดตามความเสี่ยงจากนโยบายกีดกันทางการค้าที่มากขึ้นจากสหรัฐฯ และความเสี่ยงของผู้ประกอบการจากการแข่งขันในด้านราคาซึ่งส่งผลให้อัตรากำไรมีแนวโน้มลดลง

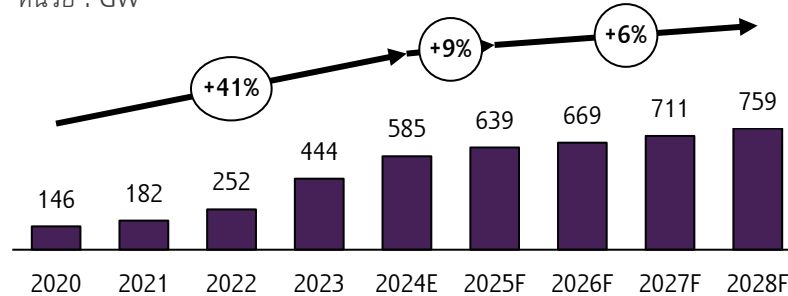
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่สูงขึ้นทั่วโลก หนุนให้ความต้องการแผงโซลาร์ในปี 2025 คาดว่าจะขยายตัว 9% และในช่วงปี 2026-2028 ขยายตัวราว 6% ท่ามกลางความเสี่ยงจากนโยบายทางภาษีจากสหรัฐฯ และสภาวะการแข่งขันที่รุนแรง

ภาพรวมภาวะธุรกิจ

- ความต้องการแผงโซลาร์ยังคงเติบโตได้ดีในปี 2025 แม้ในอัตราที่ชะลอลง และคาดว่าจะชะลอลงต่อเนื่องในระยะกลางเนื่องจากตลาดจีนและตลาดยุโรปที่เป็นสัดส่วนใหญ่ เริ่มมีอัตราการเติบโตของความต้องการแผงโซลาร์ที่ชะลอตัว
- ปัจจัยสนับสนุนสำคัญ มาจาก 1. ความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีมากขึ้นตาม Net zero pathway ของหลายประเทศ และ 2. ราคาของแผงโซลาร์ที่ถูกลง หนุนให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ลดลงอยู่ในระดับต่ำ
- แผงโซลาร์อยู่ในภาวะล้นตลาดตลอด Value chain ทั้งในส่วนของ Polysilicon, Wafer, Cell, และ Module และคาดการณ์ว่าภาวะนี้ยังคงมีอยู่ต่อเนื่องไปในปี 2025
- แนวโน้มราคาแผงโซลาร์ในปี 2025-2028 คาดว่ายังคงลดลงต่อเนื่อง ผลสำคัญมาจาก 1. อุปทานที่ล้นตลาดของแผงโซลาร์โดยเฉพาะในประเทศจีน 2. การแข่งขันของผู้ผลิต Module ที่รุนแรงมากขึ้น และ 3. เทคโนโลยีที่เปลี่ยนแปลงไว จนผู้ผลิตจำต้องขายสินค้าที่ยังค้างอยู่ใน Inventory ในราคาส่วนลด

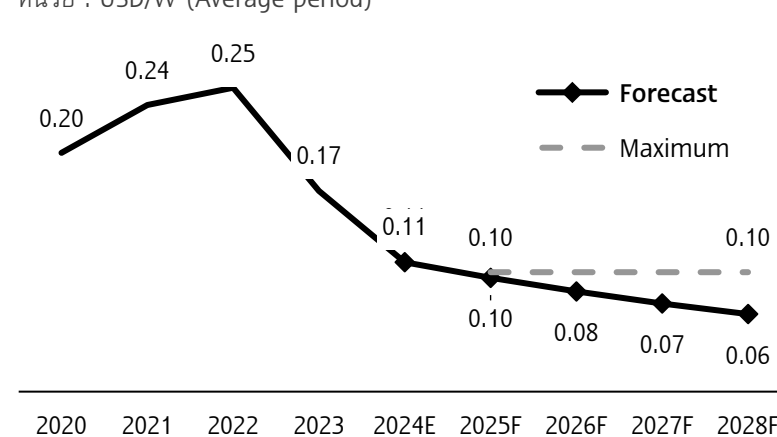
ความต้องการใช้แผงโซลาร์ทั่วโลก

หน่วย : GW



ราคาแผงโซลาร์เฉลี่ยทั่วโลก (Monocrystalline module price)

หน่วย : USD/W (Average period)



ประเด็นสำคัญที่จะส่งผลกระทบต่อภาวะธุรกิจ (Key themes to monitor)

- นโยบายการเพิ่มสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (รวมถึงแสงอาทิตย์) ของหลายประเทศทั่วโลก
- นโยบายกีดกันทางการค้าที่มีเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในประเทศแถบตะวันตก (เช่น สหรัฐฯ และยุโรป) อาจส่งผลกระทบต่อส่งออกของประเทศที่เป็นฐานการผลิตเดิม รวมถึงอาจนำมาสู่การย้ายฐานการผลิตเข้าไปในประเทศที่มีการกีดกันทางการค้า

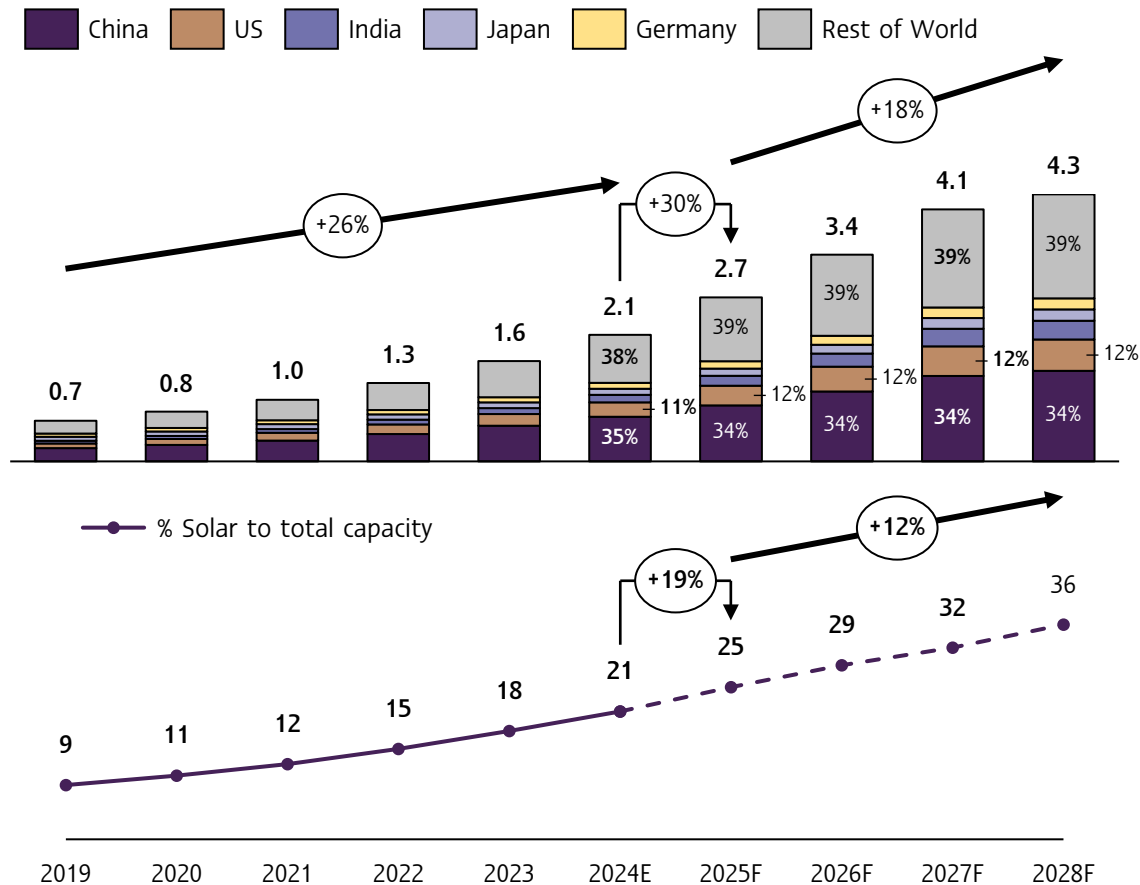
กลุ่มโรงไฟฟ้าที่อาจได้รับผลกระทบจากประเด็นสำคัญข้างต้น

- ผู้ผลิต Solar PV นอกสหรัฐฯ ที่พึ่งพาตลาดในสหรัฐฯ ในสัดส่วนสูง โดยเฉพาะกลุ่มที่ไม่มีแผนของการปรับตัว
- ผู้ผลิต Solar PV ที่มีความเสี่ยงการล้มละลายสูง (Altman-Z scores < 1.8) โดยเฉพาะที่มี High D/E และ Low margin

ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีแนวโน้มเติบโต ซึ่งเป็นผลจากความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด และการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง (Self-consumption) ที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่อยู่ในระดับต่ำ

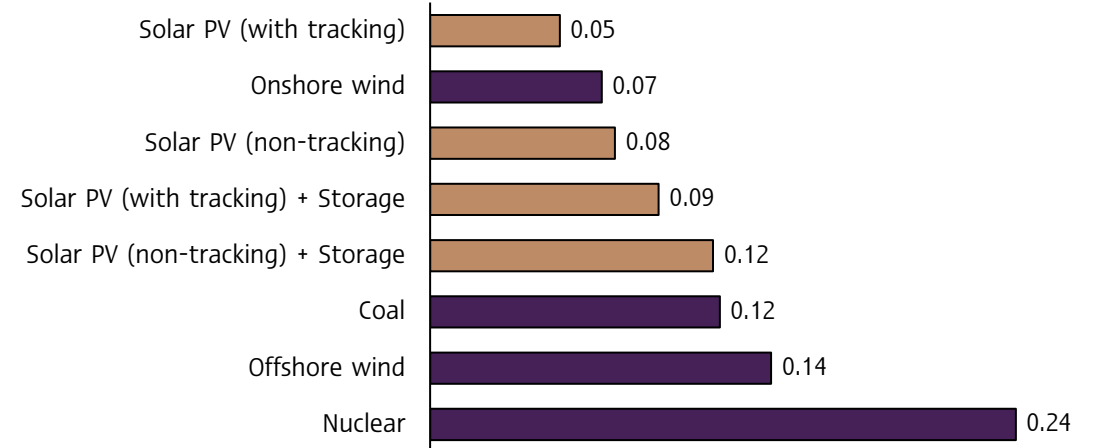
การผลิตไฟฟ้าจากแผงโซลาร์ทั่วโลก

หน่วย : million MW (Global cumulative installed capacity from solar energy)



ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

หน่วย : USD/KWh (Levelized cost of electricity)

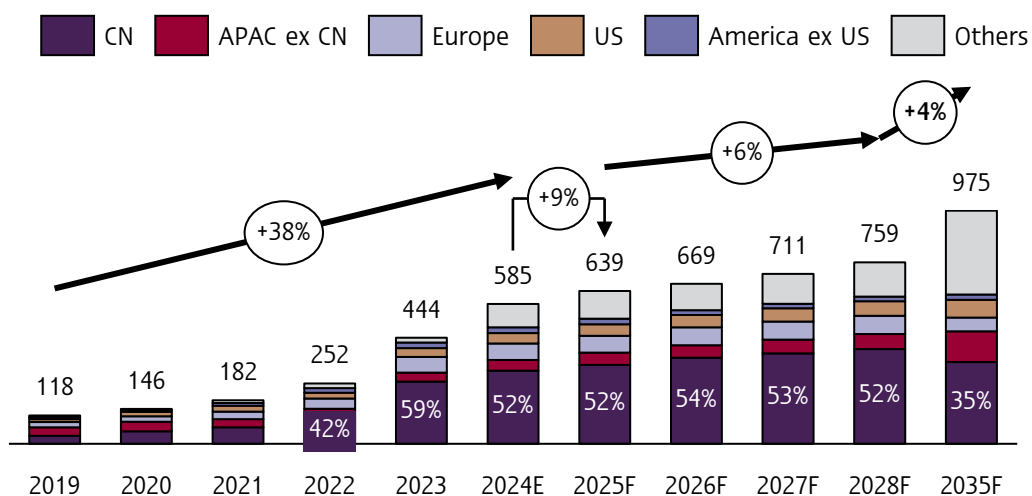


- ตลาดการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ของทั่วโลกยังคงเติบโตได้ดี ในอัตราขยายตัว Double-digit และทยอยเพิ่มบทบาทในการผลิตไฟฟ้าของโลก สะท้อนจากสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นต่อเนื่อง
- ปัจจัยสนับสนุนสำคัญ ได้แก่ 1. การลดการพึ่งพิงไฟฟ้าจากพลังงาน Fossil ที่ราคาพลังงานมีความผันผวน 2. แผนการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อบรรลุเป้าหมายลดก๊าซเรือนกระจกเกือบครึ่งภายในปี 2030 และเข้าสู่ Net zero ภายในปี 2050 3. การอุดหนุนของภาครัฐเพื่อสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง (Self-consumption) และ 4. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต่ำเมื่อเทียบกับแหล่งพลังงานอื่น ๆ
- นอกจากนี้ แนวโน้มการลดลงของต้นทุนของแบตเตอรี่ ESS ที่ทยอยปรับตัวลดลงจะเป็นอีกปัจจัยที่ผลักดันให้การใช้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นด้วย (Adoption rate)

ความต้องการแผงโซลาร์ยังคงเติบโตในปี 2025 แม้อัตราที่ช้าลง เนื่องจากตลาดจีนและตลาดยุโรปมีอัตราการเติบโตชะลอตัว จากที่เคยเติบโตสูงในช่วงปี 2019-2023 ขณะที่ตลาดไทยยังคงมีแนวโน้มเติบโตได้ดีต่อเนื่อง

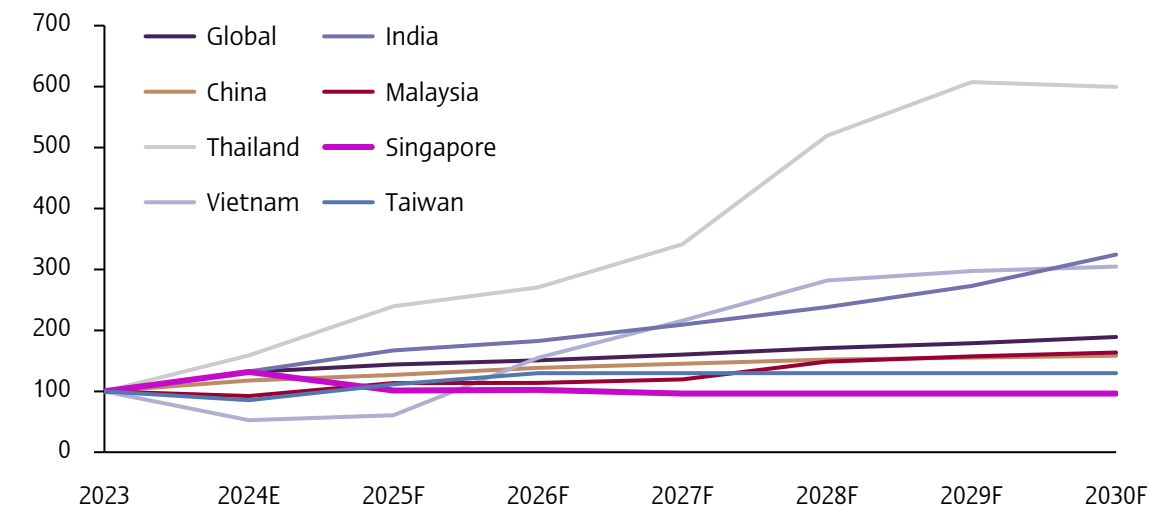
ความต้องการใช้แผงโซลาร์ทั่วโลก

หน่วย : GW (Global new build solar capacity)



ตลาดแผงโซลาร์ทั่วโลกและตลาดจีน

Solar annual capacity additions (Index (2023 = 100))

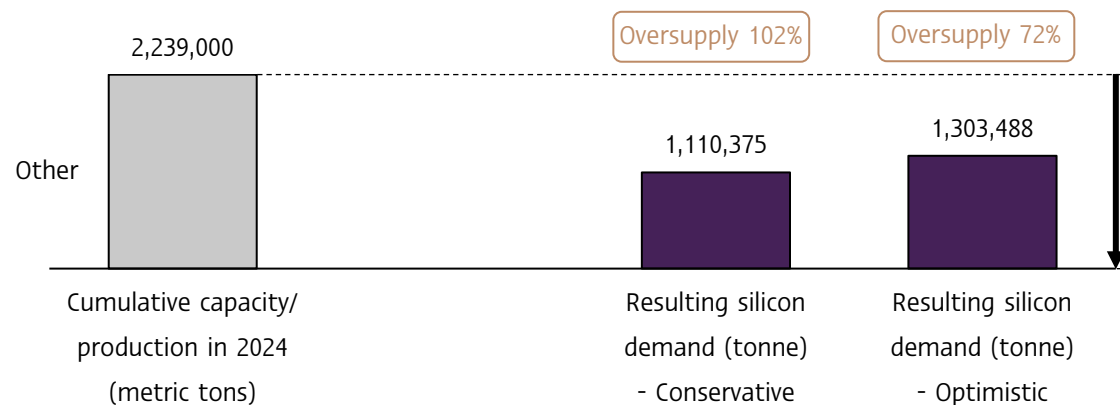


- ความต้องการใช้แผงโซลาร์ทั่วโลกยังคงเติบโตในปี 2025 ในอัตราที่ช้าลง โดยการเติบโตที่ชะลอตัวนี้ คาดว่าจะต่อเนื่องไปถึงในระยะกลางและระยะยาว เนื่องจากการคาดการณ์ว่าตลาดใหญ่ออย่างจีนและยุโรปที่รวมกันมีสัดส่วนมากถึง 63% ของความต้องการแผงโซลาร์ทั่วโลก เริ่มมีอัตราการเติบโตที่ชะลอตัวลง จากที่เคยเติบโตเฉลี่ยต่อปีในช่วง 2019-2023 สูงถึง 30% (EU) และ 70% (China)
- อย่างไรก็ตาม หากดูในเชิง Level (Absolute value) แล้ว กำลังการผลิตที่จะเพิ่มขึ้นในปี 2025 ยังถือว่าสูงกว่าค่าเฉลี่ยของ 5 ปีที่ผ่านมาเป็นอย่างมาก โดยปัจจัยสนับสนุนสำคัญของการเติบโตมาจาก
 1. ความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีมากขึ้นตาม Net zero pathway อาทิ ยุโรป (REPowerEU ที่หนุนให้การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เติบโตก้าวกระโดดมาอยู่ที่ 320GW ภายในปี 2025) สหรัฐฯ (ได้แรงหนุนจาก Inflation Reduction Act : IRA) และหลายประเทศใน APAC ที่มีแผนเพิ่ม RE เช่น อินเดีย เวียดนาม และออสเตรเลีย เป็นต้น
 2. ราคาของแผงโซลาร์ที่ถูกกลง หนุนให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ลดลง ขณะที่ราคาแบตเตอรี่ที่ลดลงจะช่วยสนับสนุนให้การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่ทำงานร่วมกับแบตเตอรี่มีความน่าสนใจมากขึ้นจากระยะเวลาคืนทุนที่สั้นลง

แผงโซลาร์อยู่ในภาวะล้นตลาดตลอด Value chain โดยเฉพาะ Polysilicon ซึ่งเป็นวัตถุดิบต้นน้ำ โดยคาดการณ์ว่าภาวะนี้จะยังคงมีอยู่ต่อเนื่องไปในปี 2025 และคาดว่าจะรุนแรงน้อยลงในปี 2026-2028

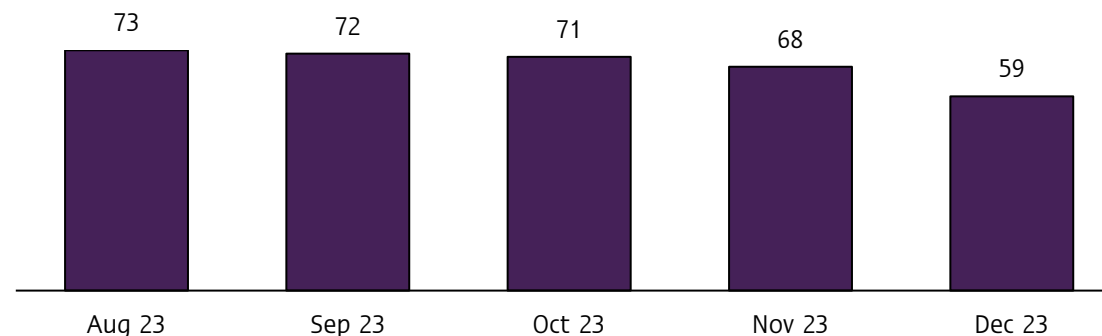
ภาวะล้นตลาดของ Polysilicon

Supply and Demand for solar grade polysilicon, 2024



ภาวะล้นตลาดของ Solar cells

Global solar cell factory utilization rate (%)

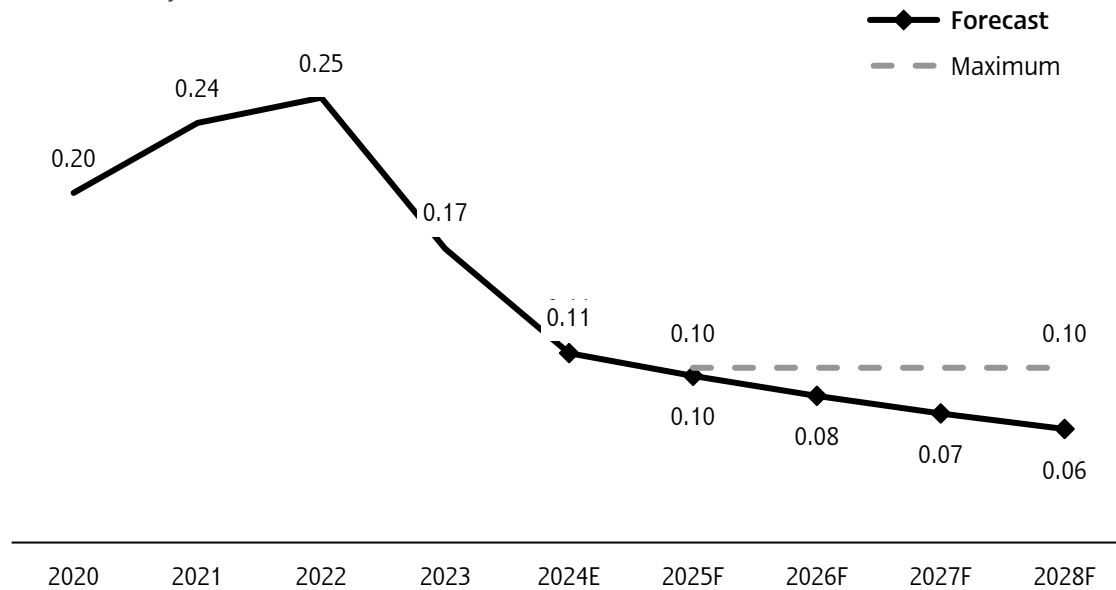


- แผงโซลาร์อยู่ในภาวะล้นตลาดตลอด Value chain ทั้งในส่วนของ Polysilicon, Wafer, Cell และ Module โดยเฉพาะในส่วนของ Polysilicon ที่มีความรุนแรงมาก ผู้ประกอบการบางส่วนได้มีการวางแผนบำรุงรักษาโรงงานเพื่อลดจำนวนของผลผลิตลง หรือมีการ Shut down การผลิต ทั้งนี้ผู้ประกอบการรายใหญ่ยังคงแผนการผลิตส่วนใหญ่ไว้
- ผู้ผลิต Wafer ได้มีการรายงานอัตรากำไรขั้นต้นที่หดตัวลดลง โดยผู้ประกอบการบางส่วน* ได้มีกำไรติดลบในช่วง Q1/2024 ขณะที่ผู้ผลิต Cell ประสบปัญหาเทคโนโลยีที่ก้าวหน้าไปอย่างรวดเร็วจน Solar cell production equipment บางส่วนที่ล้าสมัยแล้ว ทั้งที่ยังไม่ Mature และถูกคาดหวังให้มี Operational lifespan ที่นานกว่านี้ อาทิ การเปลี่ยนผ่านจาก PERC Technology ไปสู่ TOPCon Technology
- Module อยู่ในภาวะล้นตลาดมาระยะหนึ่งแล้ว โดยตลาดเริ่มมีการปลดพนักงานจากปัญหาสินค้าค้างสต็อก รวมไปถึงสถานการณ์ในยุโรปที่แผงโซลาร์ถูกนำมาสร้างรั้วแทนการติดตั้งบนหลังคา เนื่องจากราคาแผงมีราคาถูกเทียบกับราคาติดตั้ง

ราคาของแผงโซลาร์ รวมไปถึงส่วนประกอบต่าง ๆ ยังคงมีแนวโน้มลดลงต่อเนื่อง ส่งผลให้ราคาของแผงโซลาร์ไม่ใช่ต้นทุนที่แพงที่สุดในการดำเนินโครงการโซลาร์อีกต่อไป

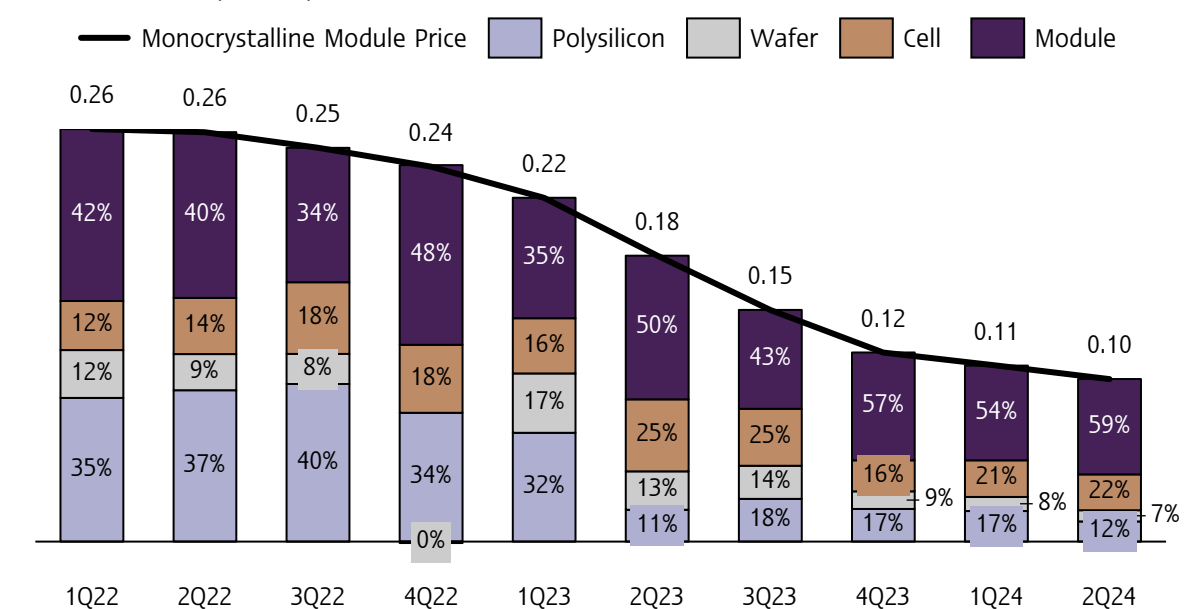
ราคาของแผงโซลาร์

หน่วย : Monocrystalline Module Price (USD/W)



ราคาของส่วนประกอบแผงโซลาร์

หน่วย : Solar component prices (USD/W)



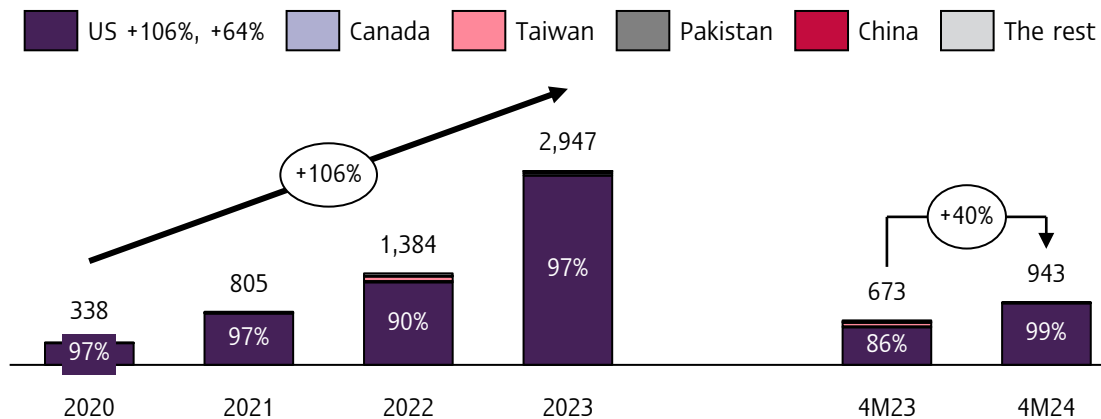
แนวโน้มราคาแผงโซลาร์ในปี 2025-2028 คาดว่ายังคงลดลงต่อเนื่องจากปีนี้ โดยได้รับแรงกดดันมาจากอุปทานที่ล้นตลาดของแผงโซลาร์ตลอด Value chain โดยเฉพาะ Polysilicon

1. อุปทานที่ล้นตลาดของแผงโซลาร์ตลอด Value chain โดยเฉพาะ Polysilicon
2. การแข่งขันของผู้ผลิต Module ที่รุนแรงมากขึ้น รวมถึงกำลังการผลิตที่ยังเติบโตต่อเนื่อง และ
3. เทคโนโลยีที่เปลี่ยนแปลงไว จนผู้ผลิต Solar ที่เป็นเทคโนโลยีเก่า (PERC Technology) จำเป็นต้องขายสินค้าที่ยังค้างอยู่ใน Inventory จำนวนมากในราคาส่วนลด

จับตาความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นจากมาตรการกีดกันทางการค้าของสหรัฐฯ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อผู้ผลิตแผงโซลาร์ในหลายประเทศ ซึ่งมีการใช้วัตถุดิบจากจีนเป็นหลักและส่งออกไปสหรัฐฯ อาทิ ไทย กัมพูชา มาเลเซีย และเวียดนาม

มูลค่าการส่งออก Solar module ของไทย

หน่วย : (mn USD)



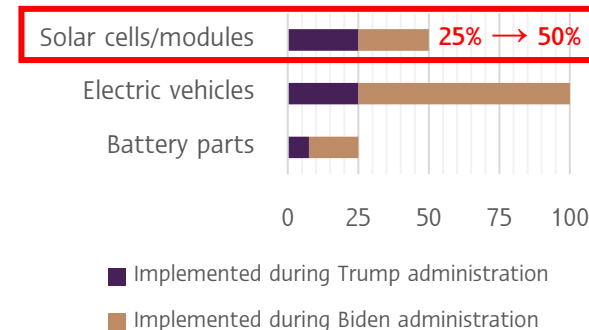
ผู้ผลิต CSPV ในไทยจับตามาตรการ AD/CVD (Round 2) ซึ่งจะมีความชัดเจนในปี 2025

- สินค้าที่ถูกพิจารณา :** Crystalline silicon photovoltaic cells (“CSPV”) ที่ผลิตใน ไทย กัมพูชา มาเลเซีย หรือ เวียดนาม (“SEA”) และผลิตภัณฑ์อื่น ๆ ที่ประกอบขึ้นมาจาก CSPV ที่ผลิตใน SEA เช่น Modules, Laminates และ Panels
 - ‘ประเทศที่ผลิต’ จะถูกกำหนดจากประเทศที่ผลิต Cell เช่น Module ที่เข้ามาในสหรัฐฯ ผ่านทางอินเดีย โดยประกอบจาก Cell ที่ผลิตในไทย ถือว่าอยู่ใน Scope
- วันที่คาดว่าจะมีคำสั่งออกมา :** 5 กุมภาพันธ์ 2025

- สินค้าที่ถูกพิจารณา :** Solar cells และ Modules ที่ประกอบในไทย กัมพูชา มาเลเซีย หรือ เวียดนาม (“SEA”) โดยใช้วัตถุดิบจากจีนเป็นหลัก และส่งออกไปยังสหรัฐฯ
 - Solar cells* ที่ผลิตใน SEA จาก *Wafers* ที่ผลิตในจีน
 - Solar modules/ Laminates/ Panels* ที่ผลิตใน SEA จาก *Wafers* ที่ผลิตในจีน และส่วนประกอบต่อไปนี้มี 2 ชิ้นขึ้นไปผลิตในจีน (ได้แก่ Silver paste, Aluminum frames, Glass, Backsheets, Ethylene vinyl acetate sheets, Junction boxes)
- วันสิ้นสุดของมาตรการยกเว้นภาษี :** 6 มิถุนายน 2024 (ไบเดนได้ยกเว้นภาษีให้ 2 ปี เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตในประเทศให้รองรับตลาดในประเทศได้)

อัตราภาษีที่ได้มีการบังคับใช้ในกลุ่มสินค้าที่นำเข้ามาจากจีนของสหรัฐอเมริกา

หน่วย : %

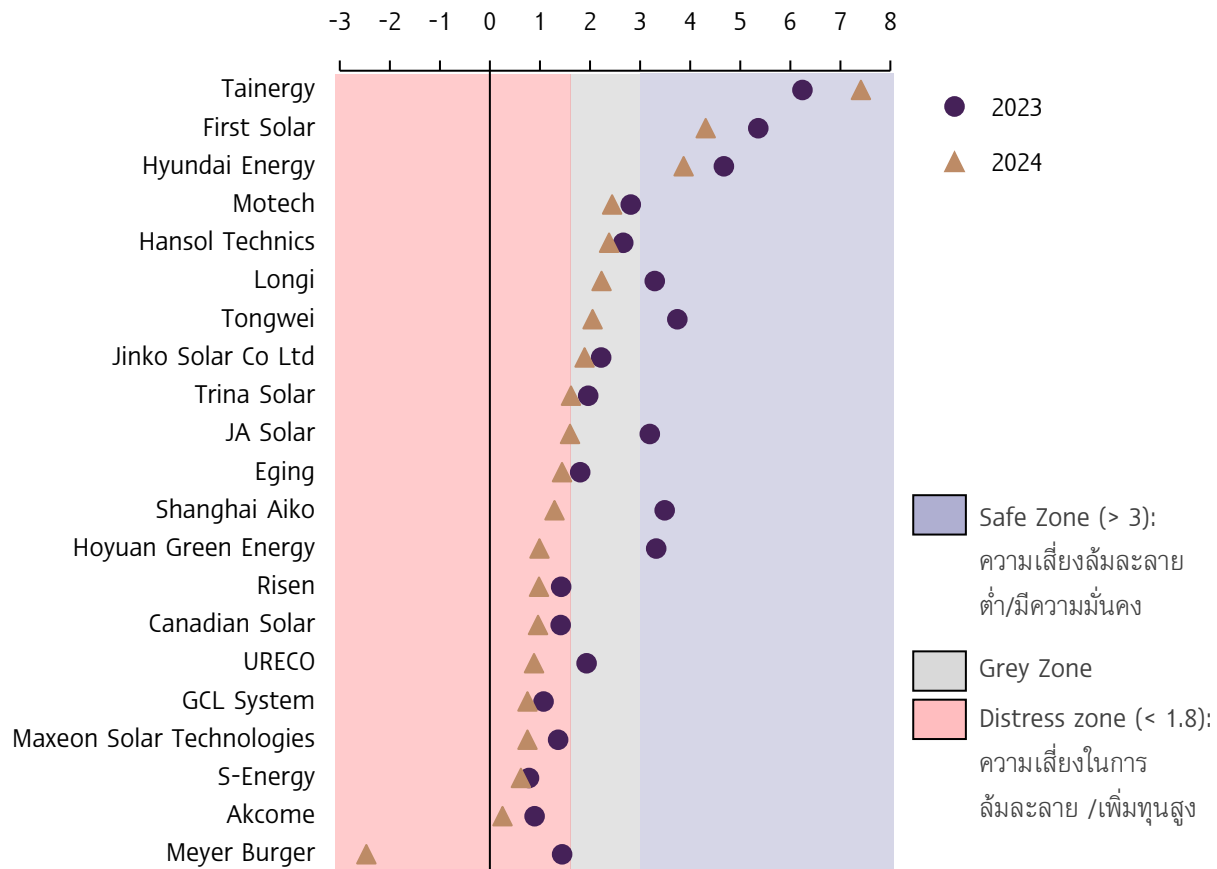


- สินค้าที่ถูกพิจารณา :** สินค้ากลุ่มยุทธศาสตร์ที่นำเข้าจากจีนมายังสหรัฐฯ (รวมถึงสินค้า Solar cell/module)
- วันที่ถูกเสนอให้คำสั่งมีการบังคับใช้ :** 1 สิงหาคม 2024 (สำหรับสินค้า Solar cell/module)

การแข่งขันที่รุนแรงส่งผลให้ผู้ผลิตแผงโซลาร์ส่วนใหญ่มีความเสี่ยงมากขึ้น (สะท้อนได้จากการถูกปรับลด Altman-Z scores) อีกทั้ง อัตรากำไรโดยเฉลี่ยมีแนวโน้มลดลง

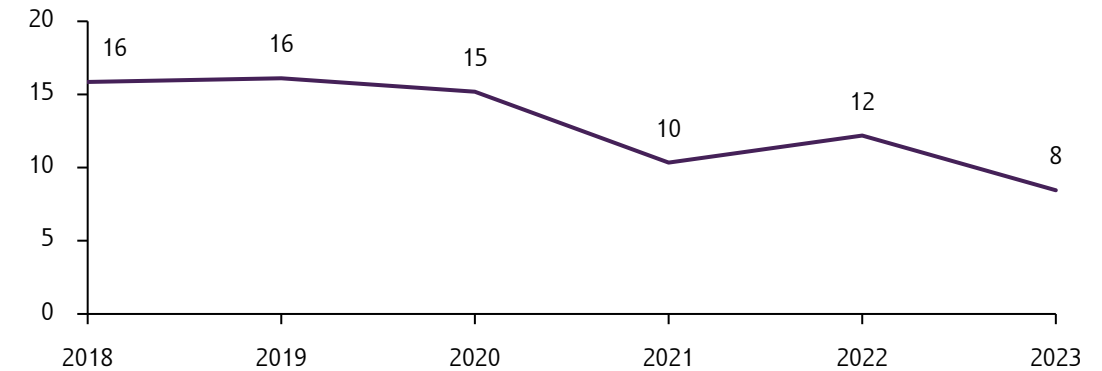
การแข่งขันของผู้ผลิตแผงโซลาร์

Altman-Z scores* of quoted pureplay solar module makers (As of 2Q/2Q24)

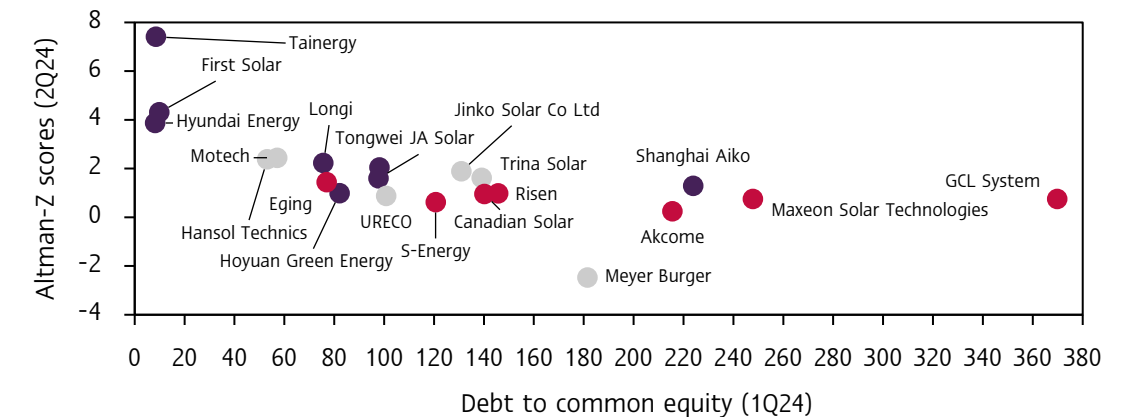


อัตรากำไรของกลุ่ม Module makers

Gross margin (%), for 2024 based on MODL consensus as of Mar 2024



ผู้ผลิตที่มี Altman-Z scores ต่ำ ส่วนหนึ่งเป็นผลจากการก่อหนี้ที่อยู่ในระดับสูง



หมายเหตุ : *พิจารณาจากบริษัทผู้ผลิตที่มีการซื้อขายในตลาดหลักทรัพย์ โดยพิจารณาจากความสามารถในการทำกำไร (Profitability), ภาระหนี้ (Leverage), สภาพคล่อง (Liquidity),

ความสามารถในการชำระหนี้ (Solvency) และกิจกรรมที่มีความเป็นไปได้นสูงที่อาจนำไปสู่การล้มละลาย/ไม่สามารถใช้หนี้สินได้ (Insolvency)

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ BloombergNEF และ Bloomberg



ประเด็น ESG เป็นแรงกดดันให้โรงไฟฟ้าปรับตัว

ธุรกิจโรงไฟฟ้าจะให้ความสำคัญต่อประเด็นด้าน ESG ซึ่งโดยส่วนใหญ่ยังมุ่งเน้นไปในด้านสิ่งแวดล้อมเป็นหลัก เนื่องจากพลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่ยังมาจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) เป็นสัดส่วนที่สูง ส่งผลให้ทั่วโลกหันมาให้ความสำคัญกับความพยายามลดการปล่อย GHG เพื่อบรรลุเป้าหมาย Net zero emission ได้ โดยผู้ผลิตไฟฟ้าต้องปรับตัวในการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และยกเลิกการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน รวมถึงนำเทคโนโลยีใหม่ ๆ มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าในช่วงการเปลี่ยนผ่าน เช่น CCUS, Low-carbon hydrogen และ Energy storage system นอกเหนือจากความพยายามลด GHG แล้ว ผู้ผลิตไฟฟ้ายังมีแรงกดดันในด้านอื่น ๆ ด้วย เช่น ผลกระทบต่อ Biodiversity and land use ในการทำโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ ๆ มากขึ้น รวมถึงปัญหาในการจัดการน้ำ ของเสีย หรือมลพิษ จากการผลิตไฟฟ้า ซึ่งผลักดันให้ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องปรับตัวในด้านอื่น ๆ ควบคู่กันไปด้วย

นัยต่อธุรกิจผลิตไฟฟ้าที่ต้องปฏิบัติตามกรอบ ESG



สิ่งแวดล้อม (Environment)

ปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมที่กระทบต่อสังคมและระบบนิเวศ ตามกำหนดหรือขอบเขตของภาครัฐที่อนุมัติโครงการและสถาบันการเงินที่ให้เงินทุน เพื่อได้ตามเป้าหมาย Carbon neutrality และ Net zero อาทิ

- ตั้งเป้าหมายการลด Carbon emission และ GHG
- เป้าหมายการจัดการพลังงานและการผลิตพลังงานหมุนเวียน
- การคำนึงถึงผลกระทบต่อ Biodiversity and land use ในการทำโครงการใหม่
- การจัดการน้ำในการผลิตไฟฟ้า ของเสียหรือมลพิษจากการผลิตไฟฟ้า



สังคม (Social)

การดำเนินธุรกิจโดยให้ความสำคัญต่อสิทธิมนุษยชน และส่งเสริมให้บุคลากรได้พัฒนาความสามารถตามกลยุทธ์ขององค์กร ตลอดจนยกระดับคุณภาพชีวิตและความเป็นอยู่ของคนในสังคม และลดความเหลื่อมล้ำและสร้างประโยชน์ให้ชุมชน อาทิ

- รายงานข้อพิพาทด้านแรงงาน
- จัดอบรมพนักงานทั้งความรู้และความปลอดภัยในการทำงาน
- รายงานกิจกรรมและประโยชน์ รวมถึงรายได้ที่ชุมชนได้รับผ่านการสนับสนุนขององค์กร

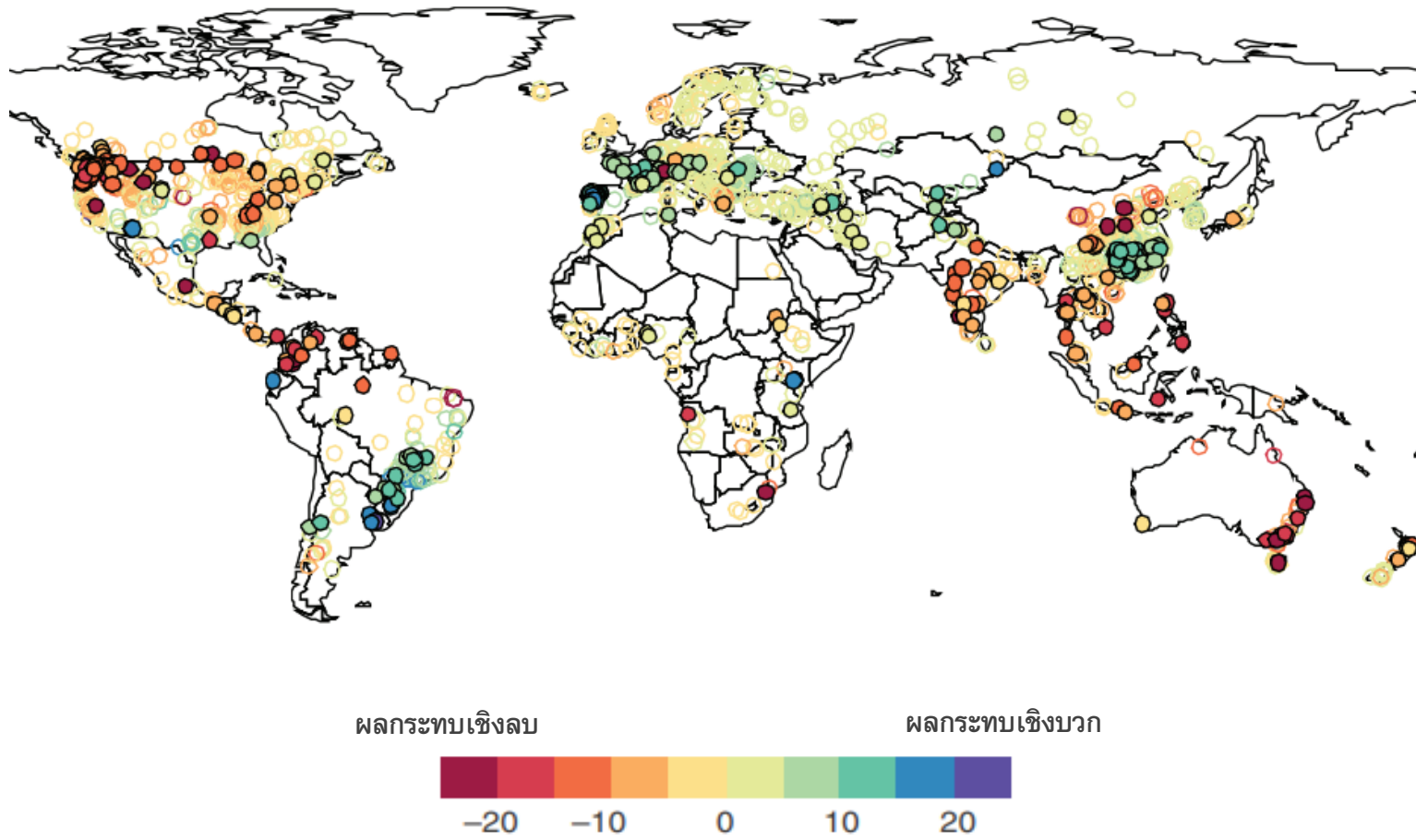


บริษัทภิบาลและเศรษฐกิจ (Governance)

ความโปร่งใสของผู้บริหาร รวมถึงการจัดการความเสี่ยงในการดำเนินการงานและ ESG และการพัฒนาคุณค่าให้ดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืน อาทิ

- ประชานกรรมการเป็นคนละคนกับผู้นำบริษัท
- คณะกรรมการบริษัทและการเข้าร่วมเครือข่ายในการต่อต้านทุจริตคอร์รัปชัน
- คำนึงถึงประเด็น และระบุความเสี่ยงที่เกิดขึ้นใหม่ (Emerging risk)
- การประเมินและคัดเลือกคู่ค้าที่ดำเนินธุรกิจตาม ESG

ธุรกิจไฟฟ้าจากเขื่อน (Hydropower) ต้องเผชิญความเสี่ยง จากผลกระทบของ Climate change ที่เร่งให้ประเด็น ESG เข้มข้นขึ้น



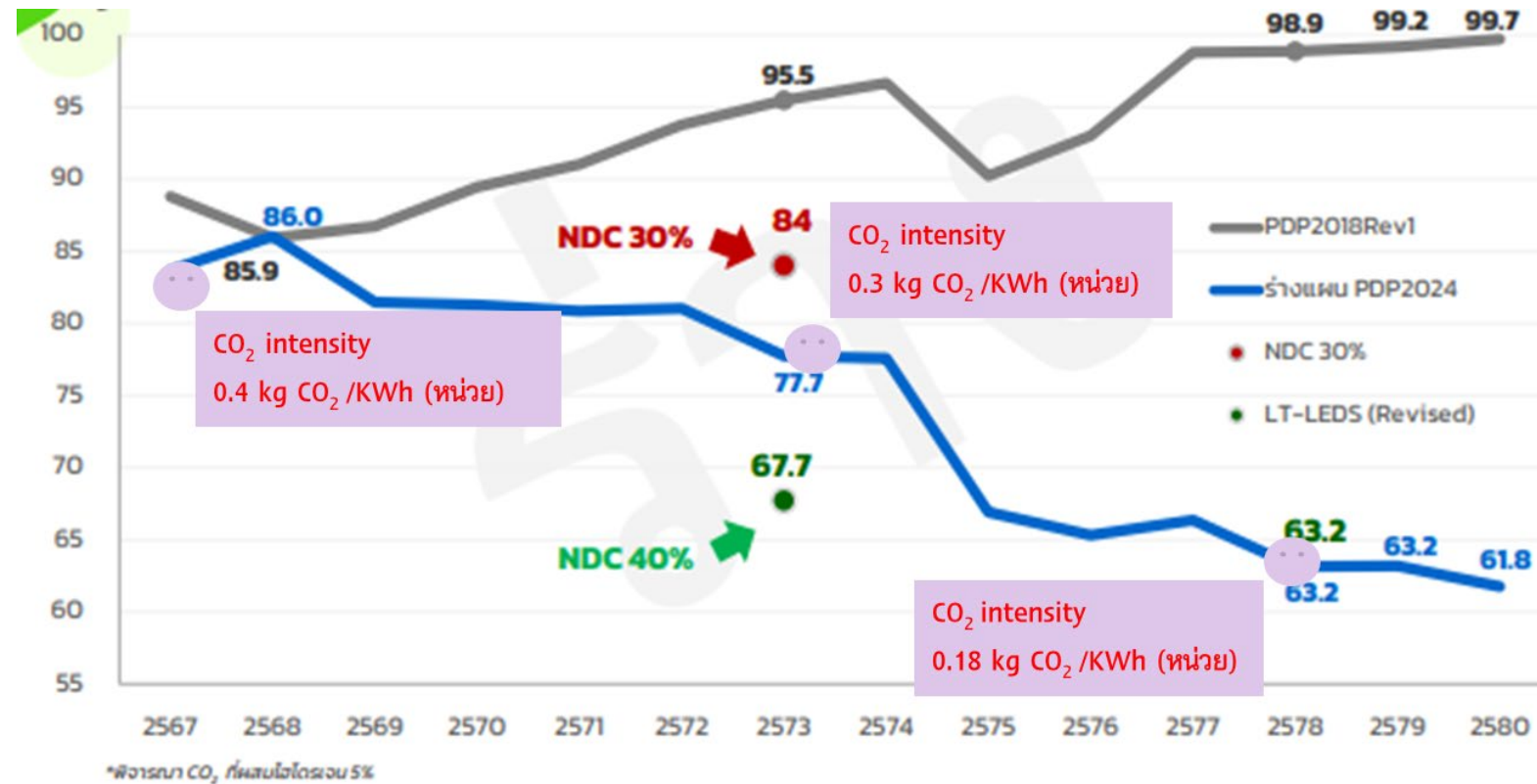
El Nino ส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าจากเขื่อน (พลังงานน้ำ) ที่แตกต่างกันในแต่ละภูมิภาค อาทิ

- **ผลกระทบเชิงลบ**ที่พบว่ามีการผลิตไฟฟ้าลดลงจากปริมาณน้ำฝนที่ตกเหนือเขื่อนลดลงกว่าปกติ ได้แก่ ASIAN, Australia, India และ USA เป็นต้น
- **ผลกระทบเชิงบวก**ที่พบว่ามีการผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้นจากปริมาณน้ำฝนที่ตกเหนือเขื่อนมากกว่าปกติ ได้แก่ Japan, South-Korea, Europe และ South-America เป็นต้น

ผู้ผลิตไฟฟ้าในไทยต้องปรับตัวและเตรียมพร้อมในการลงทุนเพื่อผลิตไฟฟ้าสะอาดตามนโยบายภาครัฐ เพื่อลดการปล่อย CO₂ ตามเป้าหมาย LT-LEDs (Revised)

ประมาณการการปล่อย CO₂ ของระบบ 3 การไฟฟ้า ตามร่างแผน PDP 2024

หน่วย : ล้านตัน CO₂/ปี



จากเป้าหมายที่จะบรรลุเป้าหมาย Carbon neutrality และ Net zero ของไทย ทำ PDP 2024 (ฉบับใหม่) เพิ่มปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น โดยเฉพาะ Solar และ Wind และลดไฟฟ้าจากฟอสซิลลง

ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าในไทย โดยเฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วนของเชื้อเพลิงฟอสซิลสูง ต้องปรับตัวและเตรียมพร้อมสำหรับการลงทุนโครงการ Solar และ Wind ในอนาคต

Taxonomy สำหรับโรงไฟฟ้าได้นำมาใช้ประเมินการปล่อยสินเชื่อโครงการใหม่แล้ว เพื่อจัดกลุ่มที่ผลิตไฟฟ้าและปล่อยคาร์บอนเกินจากกำหนด อย่างโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ และไฟฟ้าจากชีวมวลที่ต้องปรับตัวเพื่อลดการปล่อย GHG

หัวข้อการประเมิน	รูปแบบของโรงผลิตไฟฟ้า				
1. แบ่งกิจกรรมย่อย ตามการดำเนินงานของบริษัท/โครงการ	ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ	ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากถ่านหิน	ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์	ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล	บริการที่ปรึกษาสำหรับโรงไฟฟ้า
2. พิจารณาความครอบคลุมว่าอยู่ในบทที่ 4 หรือไม่	ครอบคลุม (บทที่ 4.1.6)	ครอบคลุมอยู่ใน Red list (บทที่ 4.3)	ครอบคลุม (บทที่ 4.1.1)	ครอบคลุม (บทที่ 4.1.5)	ไม่ครอบคลุม
3. จำแนกตามหมวดหมู่สี ประเมินตามเงื่อนไขและตัวชี้วัดที่เข้าข่ายฯ	 ประเมินตามตัวชี้วัดกลางของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	 กิจกรรมสีแดง	 ต้องไม่นำไฟฟ้าไปใช้ในโครงสร้างพื้นฐานที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	 โรงงานไฟฟ้าเดิมที่ GHG > เกณฑ์พลังงานชีวมวล แต่ < 381 gCO ₂ e/kWh	
4. ส่งผลกระทบเชิงลบด้านอื่น ต้องไม่ส่งผลกระทบมีนัยสำคัญต่อเกณฑ์ DNSH&MSS			ไม่ส่งผลกระทบทั้ง DNSH* (Do No Significant Harm) และ MSS* (Minimum Social Safeguards)	เป็นไปตาม DNSH* แต่ไม่ผ่าน MSS* ทำให้ควรยื่นแผนเยียวยาและจัดการภายใน 3 ปี	
5. สรุปผลการประเมิน	 ประเมินตามตัวชี้วัดกลางของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก หากโครงการที่สร้างใหม่หลัง 2023 จะจัดเป็นสีแดง	 กิจกรรมสีแดง	 กิจกรรมสีเขียว	 กิจกรรมสีเหลือง หากไม่เยียวยาในเวลาที่กำหนดจะถูกยกเลิกสถานะสีเหลือง	
ตัวอย่างการนำไปใช้ในด้านเครื่องมือทางการเงิน	สามารถยื่นขอสินเชื่อเพื่อการปรับตัว หรือ Transition bond	ไม่สามารถใช้เครื่องมือทางการเงินกลุ่มความยั่งยืนได้	สามารถยื่นขอสินเชื่อสีเขียว หรือ Green bond	สามารถยื่นขอสินเชื่อเพื่อการปรับตัว หรือ Transition bond	

หมายเหตุ : *DNSH = หลักการไม่สร้างผลกระทบเชิงลบอย่างมีนัยสำคัญในแง่ของการลดปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศจะต้องไม่ขัดกับเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อมอื่น ๆ เช่น การปล่อยมลพิษและการอนุรักษ์ความหลากหลายทางชีวภาพ

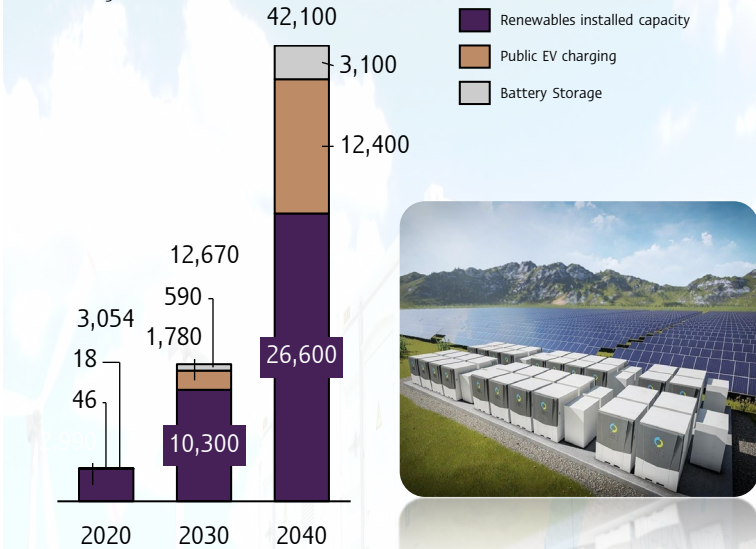
MSS = การคำนึงถึงผลกระทบทางสังคม เช่น เศรษฐกิจชุมชนและจัดให้ลูกจ้างทำงานในสภาพแวดล้อมที่เหมาะสม เป็นต้น

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ธปท. และมาตรฐานการจัดกลุ่มกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่คำนึงถึงสิ่งแวดล้อม (Thailand taxonomy) ระยะที่ 1

เทรนด์ ESG พลักดันให้เกิดการปรับตัว อาทิ การลงทุนใน Energy Storage System เพื่อเสริมประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้า การลงทุนใน CCUS เพื่อลดการปล่อย CO₂ ของโรงไฟฟ้าดั้งเดิม และการลงทุนผลิต Low-carbon hydrogen

Energy storage system (ESS)

หน่วย : Giga Watts

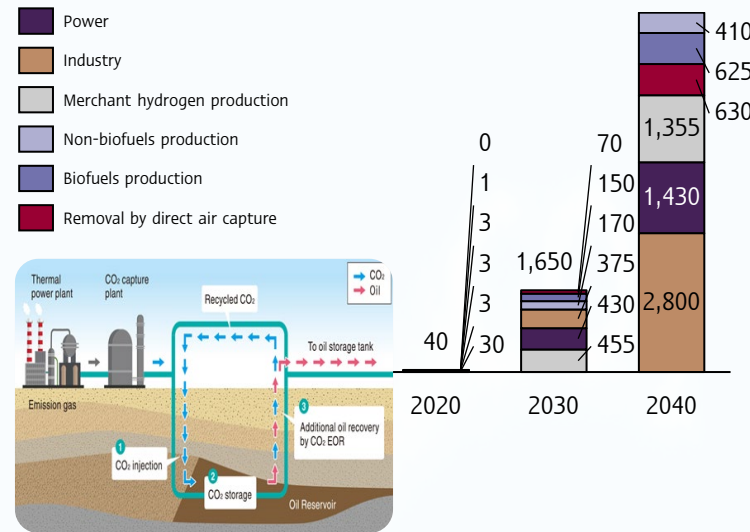


เทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงานสามารถใช้ประโยชน์ในการจัดการพลังงาน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง การเชื่อมต่อกับระบบจ่ายไฟฟ้าสำรองเพื่อจ่ายไฟฟ้าในช่วง Peak load ซึ่งเป็นการเพิ่มผลิตภาพและเสถียรภาพสอดคล้องกับการเติบโตของความต้องการพลังงาน นอกจากนี้ Energy Storage System (ESS) ยังเป็นเทคโนโลยีที่สนับสนุนให้เกิดการเชื่อมต่อและการกระจายไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนไปยัง Grid จนถึงผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วย

ความท้าทาย : ด้านต้นทุนการลงทุนใน Capital cost ที่ยังมีราคาสูงเนื่องจากส่วนประกอบอิเล็กทรอนิกส์ที่มีมูลค่าสูง จึงเป็นปัจจัยสำคัญต่อการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน

Carbon capture, utilization and storage (CCUS)

หน่วย : Million tons CO₂

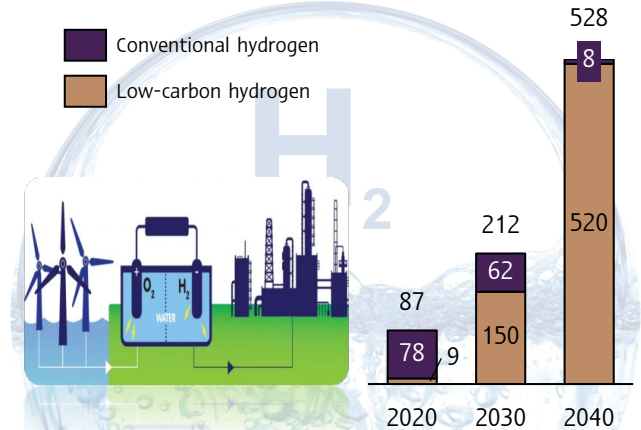


เทคโนโลยีการดักจับคาร์บอนและนำมาใช้ประโยชน์จากการปลดปล่อยคาร์บอนสู่ชั้นบรรยากาศในปริมาณสูงมีแนวโน้มการเติบโตสอดคล้องกับแผนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ อาทิ การนำมาใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ รวมถึงการนำมาใช้ดักจับคาร์บอนจากการปล่อยคาร์บอนจากภาคอุตสาหกรรม เพื่อนำคาร์บอนที่ได้ดังกล่าวกักเก็บและนำไปใช้เป็นตัวดูดซับในการผลิตเชื้อเพลิง อาทิ เมทานอล หรือ มีเทนและก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น

ความท้าทาย : 1. ด้านเทคโนโลยีที่อยู่ในช่วงการทดสอบในระดับ Pilot Scale
2. ความคุ้มค่าในการลงทุน และ Economy of scale ของกำลังการผลิตที่เหมาะสม

Low-carbon hydrogen

หน่วย : Million tons Hydrogen



ความต้องการไฮโดรเจนทั่วโลกเพิ่มขึ้นจากที่น้อยกว่า 90 ล้านตันในปี 2020 เป็น 200 ล้านตันในปี 2030 โดยสัดส่วนของไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำเพิ่มขึ้นจาก 10% ในปี 2020 เป็น 70% ในปี 2030 ซึ่งมากกว่าครึ่งของการผลิตไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำ Electrolysis และ CCUS ของถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเมื่อนำมาใช้ในอุตสาหกรรมต่าง ๆ อาทิ การผลิตไฟฟ้า การกลั่น การก่อสร้าง และการเกษตรขนส่ง และอุตสาหกรรม

ความท้าทาย : ยังอยู่ในช่วงการพัฒนาในระดับ Pilot scale อาทิ Electrolyser จากพลังงานหมุนเวียน รวมถึงเทคโนโลยีการผลิตจาก Biogas และ Biowaste เป็นต้น ทั้งนี้เทคโนโลยีดังกล่าวยังมีต้นทุนการลงทุนสูงในปัจจุบัน

กลุ่มโรงไฟฟ้าจากฟอสซิลตอบสนองนโยบาย ESG โดยเร่งการศึกษา CCUS และ Low-carbon hydrogen รวมถึงลงทุนโครงการ ESS และเตรียมดำเนินการในช่วง 2023-2026*

Player	Renewable energy	CCUS	Low-carbon hydrogen	Energy Storage System (ESS)	Fuel cell – Green hydrogen
 EGAT	● RE 26% and 30% of power generation by 2025 and 2027	● กำหนดเริ่มใช้โรงไฟฟ้าถ่านหินในปี 2040 เป็นต้นไป	● กำหนดเริ่มใช้ผสมโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในปี 2030 เป็นต้นไป	● เริ่มดำเนินการเป็นโครงการนำร่อง Smartgrid โดยใช้ Solar+BESS	● เริ่มดำเนินการแล้วที่โรงไฟฟ้ากังหันลมลำตะคลอง (Wind+ Fuelcell)
 EGCO GROUP	● RE 30% of power generation by 2030	●	● เริ่มดำเนินการในปี 2023 ในโครงการ APEX	● เริ่มดำเนินการในปี 2024 ในโครงการ APEX	●
 GULF	● RE $\geq$ 40% of total capacity by 2035	✗	✗	● เริ่มดำเนินการ Solar+ BESS ในไทย ปี 2024	✗
 GPSC	● RE > 50% of power generation by 2030	●	ศึกษาเทคโนโลยีและความเป็นไปได้ในการลงทุน	● เริ่มดำเนินการผลิตแบตเตอรี่และมีแผนติดตั้งในจีน/USA	✗
 RATCH GROUP	● RE 25% of total capacity by 2027	●	ศึกษาเทคโนโลยีและความเป็นไปได้ในการลงทุนร่วมกับ BIG	● เริ่มดำเนินการ ESS ในออสเตรเลีย ปี 2024-2026	✗
 BANPU POWER	● RE 15% of total capacity by 2025	● เริ่มดำเนินการใน USA ตั้งแต่ ปี 2023	● ศึกษาเทคโนโลยีและความเป็นไปได้ในการลงทุน	● เริ่มดำเนินการ ESS ในออสเตรเลีย ปี 2025	✗
 B.GRIMM SINCE 1878	● RE 50% of total capacity by 2030	✗	✗	✗	✗



ดำเนินการแล้ว และมีเป้าหมายประกาศชัดเจน



กำลังศึกษาเทคโนโลยีและความเป็นไปได้



ไม่มีแผนการศึกษาและดำเนินงาน

หมายเหตุ : *ข้อมูลที่น่าสนใจในตาราง รวบรวมมาแสดงสถานะจากประกาศขององค์กรและบริษัทที่เผยแพร่ทั่วไปผ่าน Website บริษัทและรายงานประจำปีไตรมาส 1/2024

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลเผยแพร่บริษัทในตลาดหลักทรัพย์ และกฟผ.



ท่านพึงพอใจต่อบทวิเคราะห์นี้เพียงใด?

ความเห็นของท่าน สำคัญกับเรา

ร่วมตอบแบบสอบถาม 6 ข้อ
เพื่อนำไปพัฒนามาตรการของ
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

Find us at : [@scbeic](https://www.facebook.com/scbeic)

■ CONTACT US

E-mail: eic@scb.co.th

SCB  EIC