SCB EIC Industry insight

Power & Solar PV

ในปี 2027 ค่าไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลงจากต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ลดลงตามทิศทางราคา LNG (JKM) ที่อ่อนตัวจากสถานการณ์ในตะวันออกกลางที่คาดว่าจะเริ่มคลี่คลายและมีการขนส่งพลังงานผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ขณะที่ความต้องการไฟฟ้ายังโตต่อเนื่อง โดยเฉพาะจากความต้องการไฟฟ้าใหม่ใน Data center ภาคอุตสาหกรรม และยานยนต์ไฟฟ้า (EV) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนยังมีแนวโน้มขยายตัวต่อจากแผนเพิ่มกำลังการผลิตใหม่ (COD) รวมถึงแรงหนุนจาก PDP 2026 และ Direct PPA ที่คาดว่าจะประกาศรับซื้อไฟฟ้าใหม่ในปี 2027 อย่างไรก็ดี อุตสาหกรรมผลิตชิ้นส่วนและแผงโซลาร์เซลล์ยังเผชิญแรงกดดันจากภาษีสหรัฐฯ การแข่งขันจากจีน และราคาแผงโซลาร์เซลล์ที่ลดลงต่อเนื่อง

November 2026



Executive summary

ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2027 คาดว่าจะยังอยู่ในระดับสูง แม้ว่าจะปรับลดลงมาเล็กน้อยมาอยู่ที่ 3.86 บาทจาก 3.9 บาทต่อหน่วยในปี 2026 จากต้นทุนนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่คาดว่าจะลดลงมาอยู่ที่เฉลี่ย 12.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู แต่ยังอยู่ในระดับสูงตามกำลังการผลิตที่ยังต่ำกว่าความต้องการจากแหล่งของกาตาร์ที่เสียหายยังกลับมาผลิตได้ไม่เต็มที่ ทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติในประเทศ (Pool gas) ปรับลดลงมาอยู่ที่ราว 311 บาทต่อล้านบีทียู ในระยะข้างหน้า คาดว่าค่าไฟฟ้าจะทยอยลดลงตามราคา LNG นำเข้าที่อ่อนตัวลงจากตลาด LNG ที่กลับมา Excess supply อย่างไรก็ดี ค่าไฟฟ้ายังมีประเด็นที่ต้องติดตาม อาทิ ราคานำเข้า LNG (JKM) ที่ผันผวนตามสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่อาจยืดเยื้อกว่าที่คาด รวมถึงแนวทางการคืนต้นทุนค่าเชื้อเพลิงคงค้าง (AF) ของ กฟผ. ที่อาจถูกชะลอการชำระคืนออกไปหากต้นทุน LNG ยังอยู่ในระดับสูง

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2027 คาดว่าจะเติบโตจากการใช้ไฟฟ้าภาคอุตสาหกรรมและความต้องการไฟฟ้าใหม่ในกลุ่ม Data center รวมถึงการใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนจากการชาร์จยานยนต์ไฟฟ้า (EV) ส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้าฯ ของไทยขยายตัว 2.2%YOY และคาดว่าจะเติบโตต่อเนื่องในระยะข้างหน้า นอกจากนี้ ยังมีความต้องการไฟฟ้านอกโครงข่ายไฟฟ้า (ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS) และซื้อไฟฟ้าตรงโดยไม่ผ่านสายส่ง (SPP Direct)) ที่มีแนวโน้มขยายตัวจากภาคอุตสาหกรรมโดยเฉพาะ IPS-Renewable จาก Solar rooftop และการซื้อ-ขายไฟฟ้าสะอาดแบบ Private PPA เพื่อลดภาระค่าไฟฟ้าและลดการปล่อยคาร์บอนในองค์กร

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปี 2027 มีแนวโน้มเติบโตที่ 7.4%YOY จากแผนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยรวมตามสัญญา (COD) ราว 1,295 MW ทั้งพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล และก๊าซชีวภาพ และจะเติบโตต่อเนื่องจากกำหนด COD ในช่วงปี 2027-2030 ซึ่งจะเป็นกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเป็นหลัก อย่างไรก็ดี ยังมีประเด็นที่ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต้องพิจารณาและติดตาม อาทิ การประกาศรับซื้อไฟฟ้าใหม่ตามแผน PDP 2026 ที่กำหนดเป้าหมาย Net zero 2050 ซึ่งต้องเพิ่มกำลังการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนและพลังงานสะอาดในระยะยาว และคาดว่าประกาศรับซื้อจะมีความชัดเจนในปี 2027 อีกทั้ง ยังมีแนวโน้มเพิ่มโครงการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนภาคประชาชน อาทิ โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากโซลาร์ Solar rooftop / Solar on-ground และ Floating solar โครงการโซลาร์ฟาร์ม และการขายไฟฟ้าพลังงานสะอาดกับภาคเอกชนให้ซื้อ-ขายโดยตรง (Direct PPA) สำหรับ Data center และอุตสาหกรรมที่ต้องการไฟฟ้าสะอาดสูง

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลปี 2027 มีแนวโน้มลดลงจากโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ถูกปรับลดการผลิต ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเล็กน้อย โดยกำลังการผลิตไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติยังมีแผนสร้างหน่วยผลิตใหม่จาก กฟผ. รวม 2,100 MW ในระยะข้างหน้า การผลิตไฟฟ้าจากฟอสซิลมีแนวโน้มลดลงต่อเนื่อง จากการปรับลดสัดส่วนไฟฟ้าจากถ่านหินขณะที่ไฟฟ้าจากก๊าซฯมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเล็กน้อย โดย กฟผ. มีแผนสร้างกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่จากก๊าซธรรมชาติรวม 1,940 MW อีกทั้ง ร่าง PDP 2026 มีแผนเพิ่มกำลังการผลิตใหม่จากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ รวม 9,100 MW ในช่วงปี 2027-2037 โดยคาดว่าจะทดแทนโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติและถ่านหินที่หมดอายุสัญญาขายไฟฟ้า อย่างไรก็ดี โรงไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลจะเผชิญแรงกดดันด้านต้นทุนมากขึ้นจากมาตรการเก็บภาษีคาร์บอนและต้นทุนการจัดการคาร์บอนที่คาดว่าจะบังคับใช้ในปลายปี 2027

อุตสาหกรรมการผลิตชิ้นส่วนและแผงโซลาร์เซลล์ปี 2027 คาดว่ายังชะลอตัวต่อเนื่องและยังมีความเสี่ยงสูงจากมูลค่าการส่งออกที่มีแนวโน้มลดลงเล็กน้อยที่ราว -0.5%YOY ซึ่งเป็นผลต่อเนื่องจากมาตรการภาษี AD/CVD ของสหรัฐ ฯที่กระทบความสามารถในการแข่งขันของผู้ผลิตไทยเมื่อเทียบกับประเทศคู่แข่ง เช่น มาเลเซีย และอินโดนีเซีย แม้ว่าในปี 2026 มูลค่าการส่งออกจะเพิ่มขึ้นจากการปรับตัวของผู้ประกอบการไทยที่หาตลาดส่งออกใหม่ประกอบกับผลจากการส่งออกที่มากขึ้นจากปีฐานต่ำหลังประกาศ AD/CVD ในปี 2024 แต่ในระยะข้างหน้า คาดว่ามูลค่าการส่งออกชิ้นส่วนและแผงโซลาร์เซลล์จะทรงตัว จากการแข่งขันที่ยังรุนแรงและราคาแผงโซลาร์เซลล์ที่คาดว่ายังปรับตัวลดลงต่อเนื่อง ซึ่งเป็นผลมาจากอุปทานที่ล้นตลาดและการแข่งขันของผู้ผลิต Solar Module ในประเทศจีน



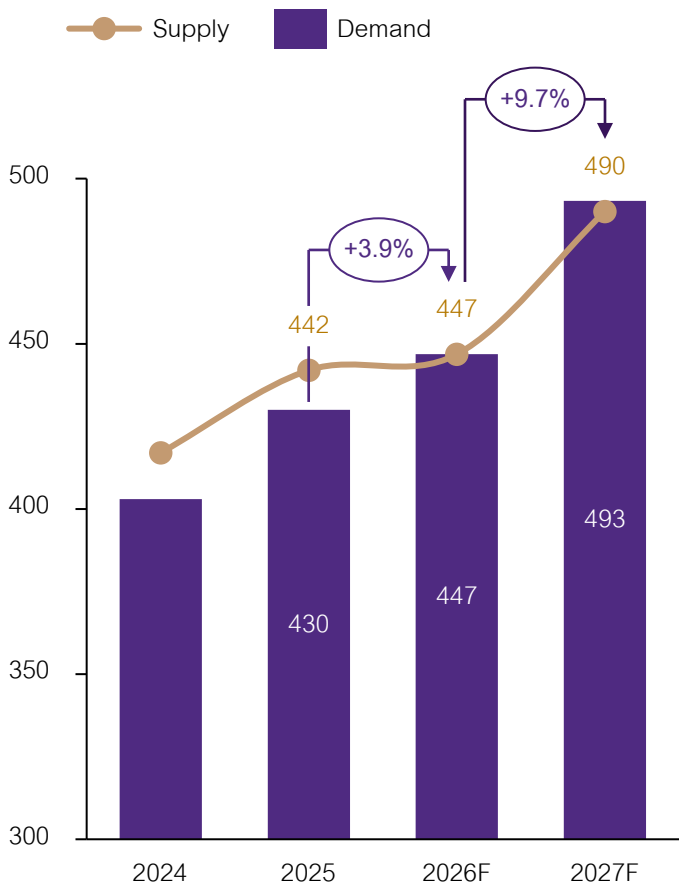
สงครามสหรัฐฯ–อิหร่าน
ส่งผลต่อราคาพลังงาน ต้นทุนเชื้อเพลิง และค่าไฟฟ้าของไทยอย่างไร?

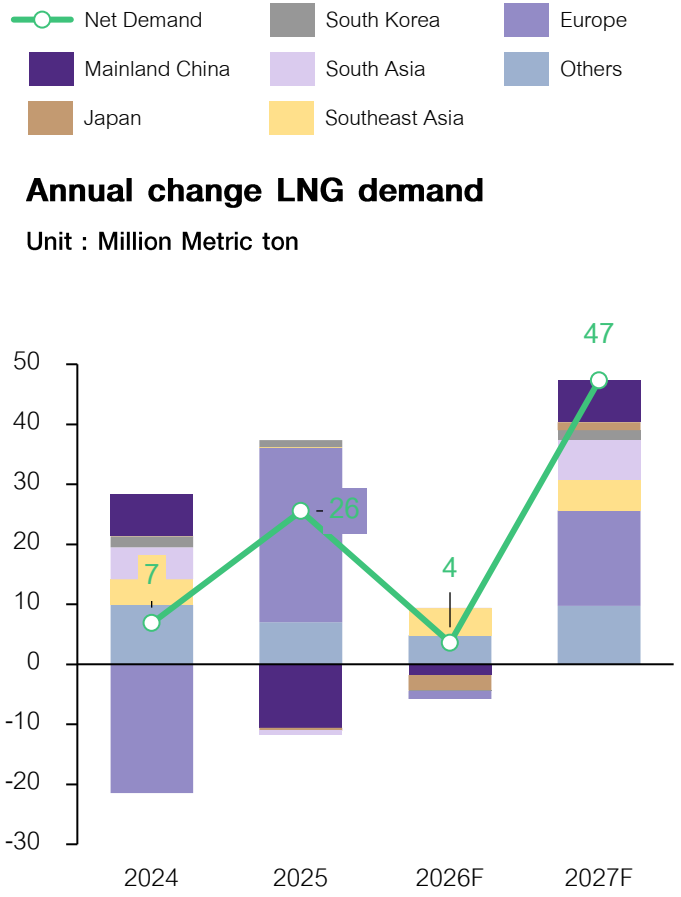
ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2027 คาดว่าจะยังอยู่ในระดับสูง แม้ว่าจะลดลงมาอยู่ที่ 3.86 บาทจากเฉลี่ยปี 2026 ที่ 3.9 บาทต่อหน่วย
จากต้นทุนนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่คาดว่าจะลดลงแต่ยังสูงกว่าช่วงก่อนสงครามที่ราว 12.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู
จากกำลังการผลิตยังต่ำกว่าความต้องการจากแหล่งของกาตาร์ที่เสียหายและยังกลับมาผลิตได้ไม่เต็มที่

ตลาด LNG ปี 2026-2027 จะตึงตัวจากอุปทานใน Ras Laffan ที่หายไป 12.8 ล้านตันต่อปี แต่คาดว่าจะเริ่มมี Excess supply ราว 10-20 ล้านตันต่อปี จากกำลังการผลิตใหม่ในสหรัฐฯ และการกลับมาผลิตได้มากขึ้นของกาตาร์ ในระยะข้างหน้า

ปริมาณสมดุล (Demand-supply balance) ก๊าซธรรมชาติปี 2024-2027

หน่วย : ล้านตัน





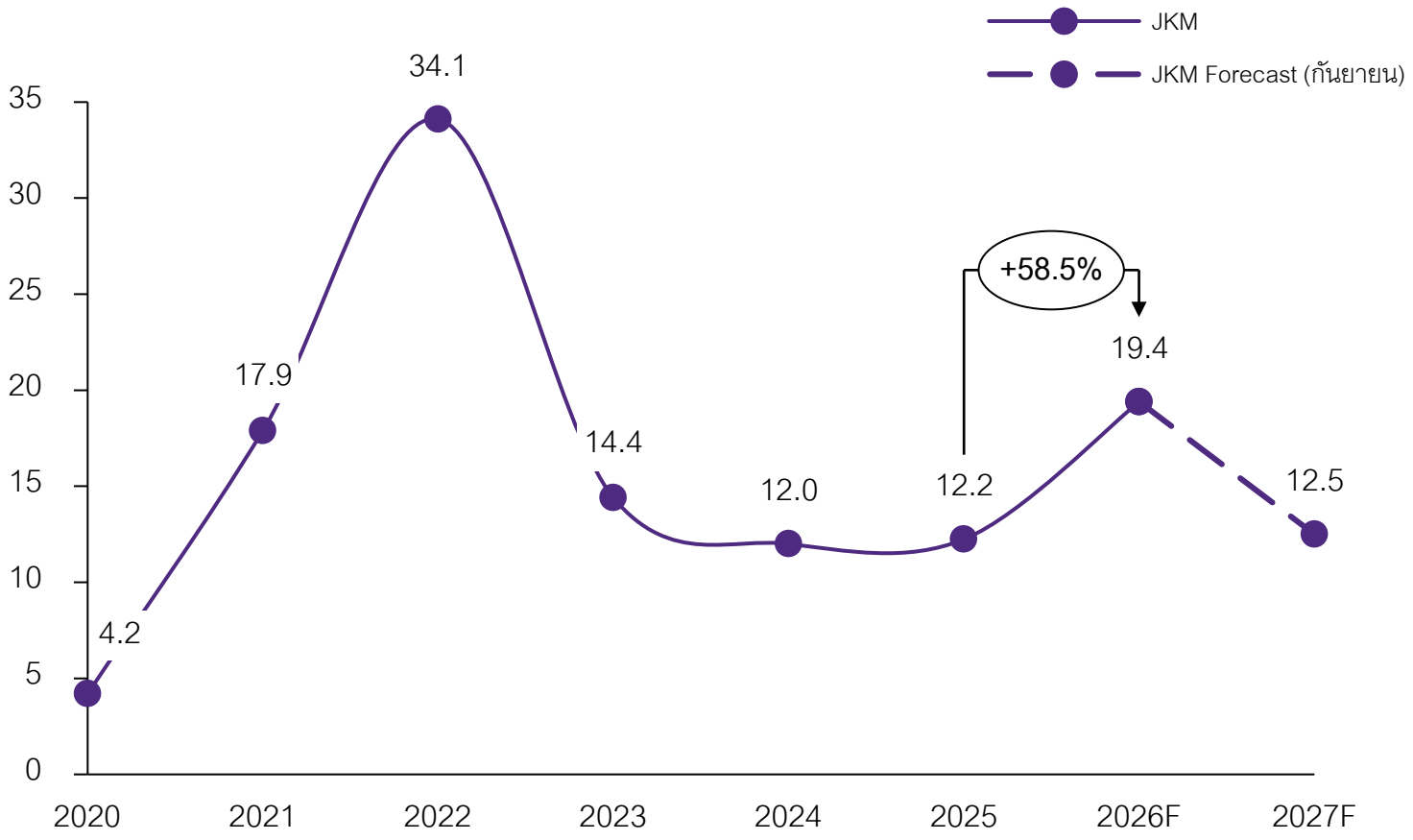
- **ในปี 2026 กำลังการผลิตของกาตาร์ลดลง 12.8 ล้านตันต่อปี จากสงครามในตะวันออกกลาง (3% ของอุปทาน LNG โลก) และต้องใช้เวลาในการซ่อมแซมและฟื้นฟูการผลิตให้กลับมา 100% ภายใน 3-5 ปี** อย่างไรก็ดี อุปทานที่หายไปยังมีอุปทานจากสหรัฐฯ และออสเตรเลียที่เพิ่มกำลังการผลิต LNG มาทดแทนส่วนของกาตาร์ โดยคาดว่าปี 2026 ยังมีความต้องการ LNG มากขึ้นราว 3.9% จากปี 2025 จากการใช้ LNG ในภาคพลังงานทั้งในโรงไฟฟ้าและภาคอุตสาหกรรม ทำให้ตลาด LNG ตึงตัวขึ้นจากอุปสงค์และอุปทานที่ 447 ล้านตันต่อปี แต่อาจมีความเสี่ยงของฝั่งอุปทานจากการขนส่งที่ติดขัดในช่องแคบฮอร์มุซที่ทำให้ไม่สามารถส่งมอบ LNG ได้
- **ปี 2027 อุปสงค์ LNG โลกคาดว่ายังมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้าและอุตสาหกรรม** ประกอบกับการเติบโตจากฐานต่ำในปี 2026 ที่แหล่งอุปทานในตะวันออกกลางลดการผลิตจากความเสียหายและราคา LNG ที่พุ่งสูง โดยปี 2027 อุปทานคาดว่าจะเพิ่มสูงขึ้นจากการเพิ่มกำลังการผลิตของแหล่งก๊าซฯเดิมราว 10% หรือ 13 ล้านตันต่อปี
- **ในระยะข้างหน้า คาดว่าอุปสงค์ LNG โลกมีแนวโน้มเติบโตต่อเนื่องจากความต้องการในประเทศจีนและเอเชีย** ส่วนด้านอุปทาน ผู้ผลิตได้มีแผนการเพิ่มกำลังการผลิตจากแหล่งใหม่อย่างต่อเนื่องปีละ 10-20 ล้านตันต่อปี โดยสหรัฐฯ ยังเป็นแหล่งผลิต LNG หลักอันดับ 1 ของโลก และคาดว่า **ตลาด LNG จะกลับมามี Excess supply ถึงราว10-20 ล้านตันต่อปี** จากการเพิ่มแหล่งผลิตใหม่ของแหล่งสหรัฐฯ และการกลับมาผลิต LNG ของกาตาร์ ซึ่งเป็นปัจจัยให้ราคา LNG ในตลาดโลกทยอยลดลง

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ Bloomberg

ราคาก๊าซฯ ที่ใช้ในเอเชีย (JKM) ในปี 2026 มีแนวโน้มปรับตัวสูง 37.4%YOY เนื่องจากตลาดก๊าซธรรมชาติโลกเผชิญกับการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซที่ติดขัดจากสงครามสหรัฐฯ-อิหร่าน โดยคาดว่าราคาจะปรับลดลงในปี 2027 จากอุปทานที่ฟื้นตัวและการขนส่ง LNG ผ่านช่องแคบฮอร์มุซที่เพิ่มขึ้น

ราคาก๊าซธรรมชาติในตลาด JKM ปี 2020-2027

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐ/MMBTU



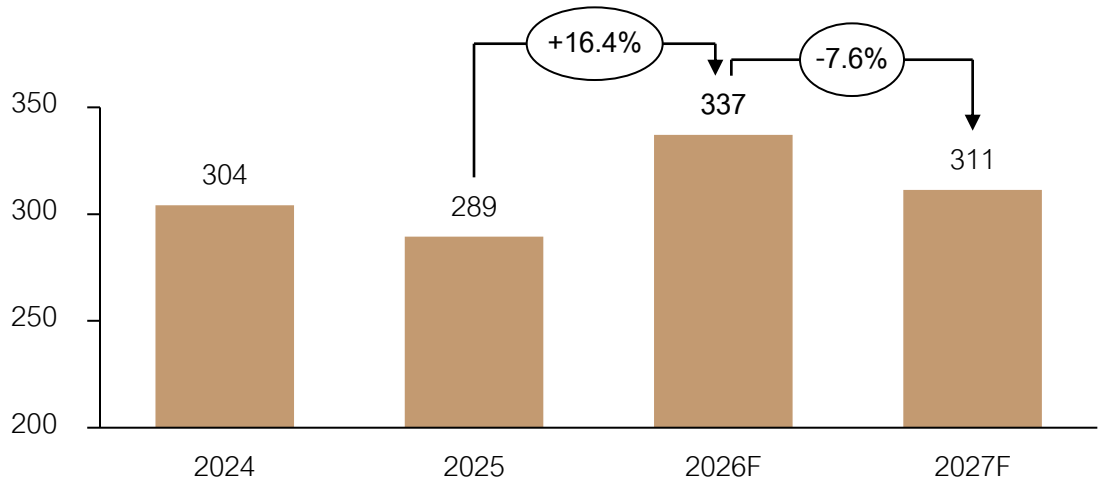
- **ก๊าซธรรมชาติ (JKM) ที่ไทยนำเข้าปี 2026 มีราคาพุ่งสูงจากสงครามในตะวันออกกลางที่ส่งผลให้การขนส่ง LNG ติดขัดในช่องแคบจากฮอร์มุซ** และแหล่งผลิต LNG Ras Laffan ของกาตาร์เสียหาย อย่างไรก็ดี นักวิเคราะห์ด้านพลังงานและการเมืองระหว่างประเทศ คาดว่าการขนส่ง LNG ผ่านช่องแคบฮอร์มุซจะกลับมาเพิ่มขึ้นในช่วงปลายปี 2026 จนถึงต้นปี 2027
- **ปี 2027 ราคามีแนวโน้มลดลงแต่ยังอยู่ในระดับสูง** จากความต้องการที่เพิ่มสูงขึ้นแต่กำลังการผลิต LNG ยังต่ำกว่าความต้องการจากแหล่งของกาตาร์ที่เสียหายยังไม่กลับมาผลิตได้เต็มที่
- **ในระยะข้างหน้า คาดว่าราคาจะทยอยลดลงสู่ระดับ 8-9 ดอลลาร์สหรัฐต่อMMBTU** จากตลาด LNG ที่กลับมา excess supply จากที่คาดว่าสหรัฐฯจะทยอยเพิ่มกำลังการผลิตและกาตาร์สามารถกลับมาส่งออก LNG ได้เต็มกำลังการผลิต

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ Bloomberg

ราคานำเข้า LNG ที่พุ่งสูงในปี 2026 จะทำให้ราคา Pool gas ปรับตัวสูงขึ้น แต่คาดว่าในปี 2027 ราคา Pool gas จะปรับตัวลดลง จากราคานำเข้า LNG ที่ทยอยลดลง และคาดว่าจะลดลงต่อเนื่องในระยะข้างหน้า

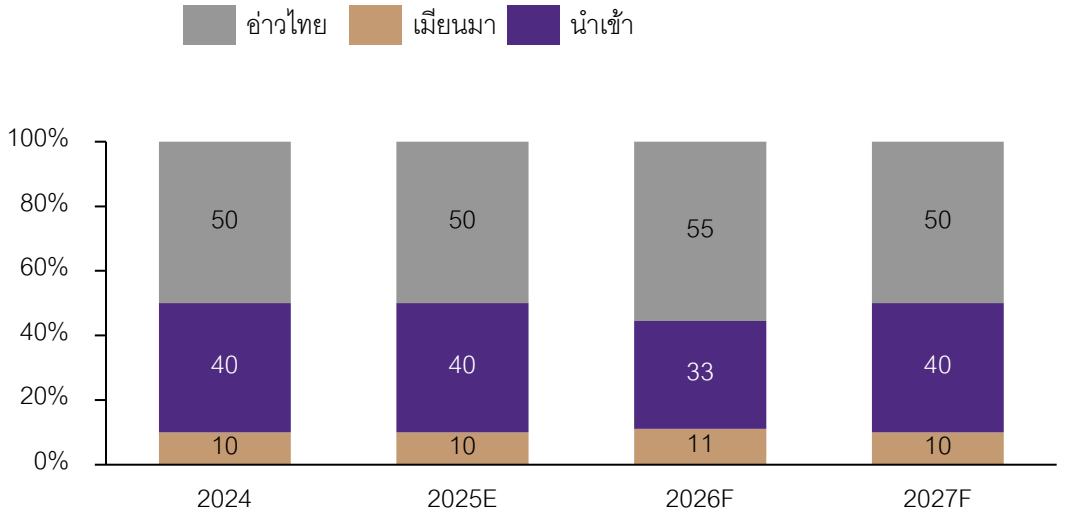
ราคาก๊าซธรรมชาติรวมในไทย (Pool gas) ปี 2024-2027

หน่วย : บาท/MMBTU



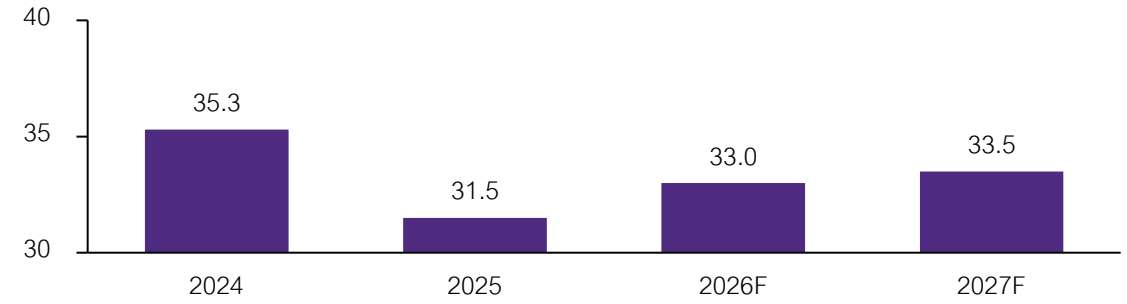
สัดส่วนก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่าง ๆ ใน Pool gas ปี 2024-2027

หน่วย : %



อัตราแลกเปลี่ยน

หน่วย : บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ

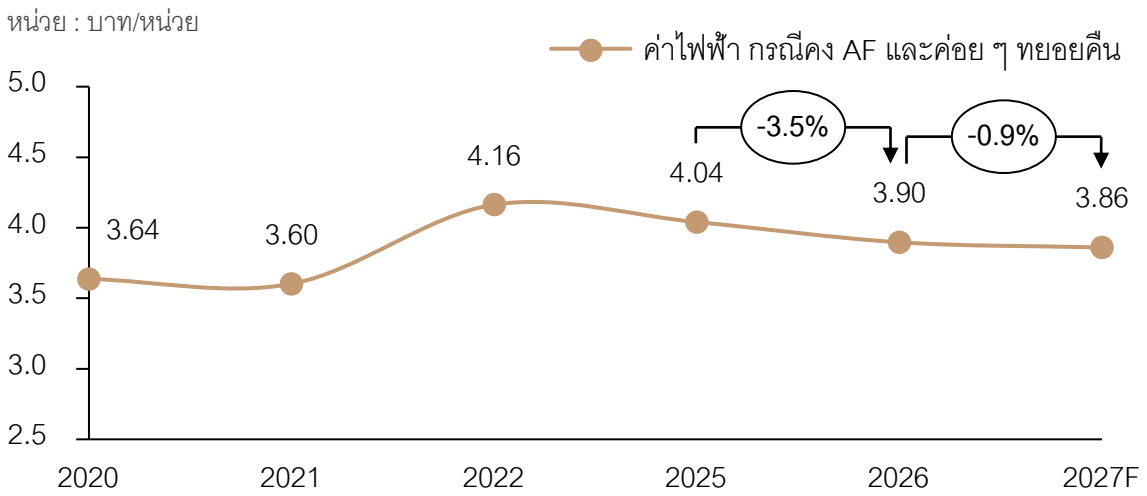


- **ต้นทุนก๊าซธรรมชาติในไทย** (Pool gas) **เฉลี่ยทั้งปี 2026 คาดว่าจะอยู่ที่ราว** 337 THB/MMBTU สูงขึ้นจากปีก่อนหน้าที่เฉลี่ย 289 THB/MMBTU จากราคาก๊าซธรรมชาตินำเข้า (JKM) ที่สูงขึ้น
- **ปี 2027 ราคา** Pool gas **มีแนวโน้มลดลงจากราคา** LNG **นำเข้าที่ลดลง แต่คาดว่าจะยังอยู่ในระดับสูง ราว 311 บาท/MMBTU** จากราคา LNG ที่ยังสูงราว 12.5 USD/MMBTU และค่าเงินบาทที่ระดับ 33.5 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ
- **ในระยะข้างหน้า คาดว่าราคา** Pool gas **จะปรับลดเหลือราว 250-260 บาท/MMBTU** จากราคานำเข้า LNG ที่ปรับลดมาอยู่ที่ระดับ 8-9 USD/MMBTU ที่สัดส่วนการนำเข้า LNG ระดับ 50% ซึ่งเป็นปัจจัยอ่อนไหวต่อราคา Pool gas หากราคา LNG ในตลาด JKM พุ่งสูงขึ้น

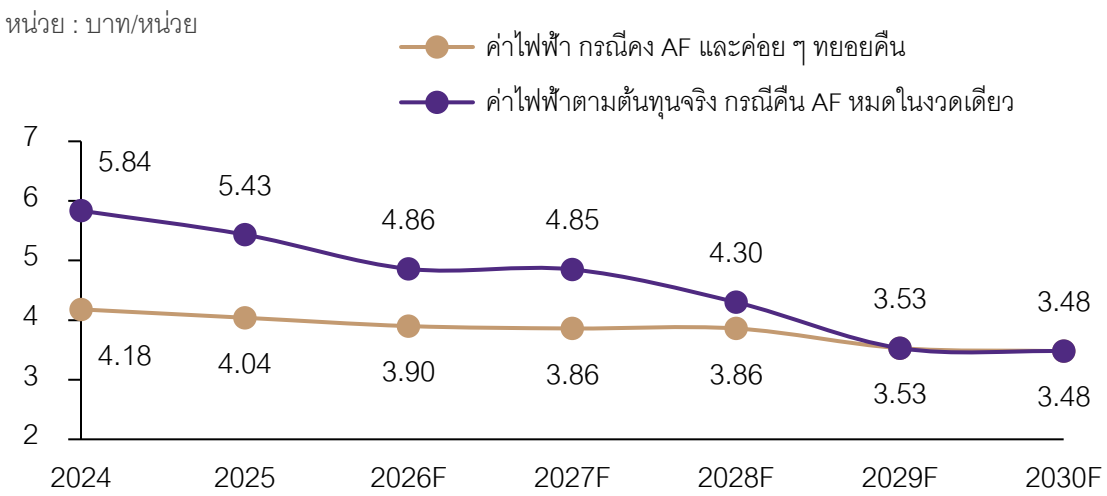
ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ERC, World Bank, ทีม Macroeconomics Research SCB EIC และร่าง Gas Plan 2024

แม้ต้นทุนหลักคือก๊าซธรรมชาติจะปรับขึ้น แต่ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2026 ปรับตัวลดลง -3.5%YOY มาอยู่ที่ 3.90 บาท/หน่วย และอาจปรับลดลงเล็กน้อยมาอยู่ที่ 3.86 บาทต่อหน่วย จากต้นทุนก๊าซฯ ที่ยังสูงแต่มีการช่วยชะลอคืนหนี้ค่าเชื้อเพลิงคงค้าง (AF)

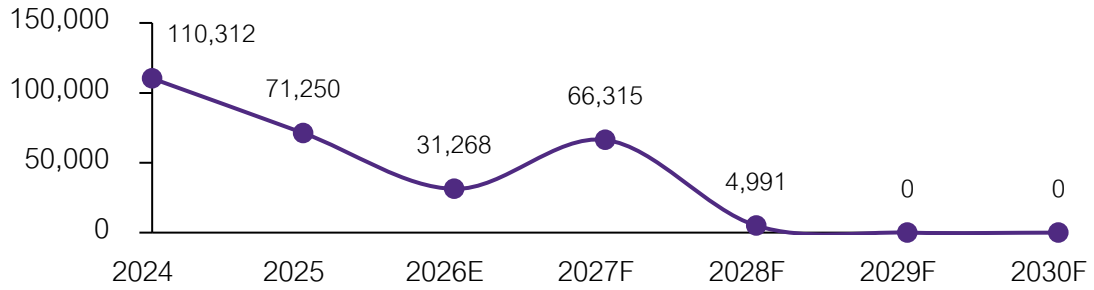
ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยปี 2024-2027



ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยขายปลีกกรณีต้นทุนจริงและกรณีทยอยคืน AF ปี 2024-2030



ภาระหนี้คงค้างของ กฟผ. และPTT กรณีประเมินค่าไฟฟ้าแบบทยอยคืน AF ปี 2024-2030



- **กพช. และ กกพ. มีมติปรับลดค่าไฟฟ้าฐาน 9 สตางค์ จาก 3.7833 บาทต่อหน่วย เหลือ 3.6933 บาทต่อหน่วยทำให้ค่าไฟฟ้าลดลงเหลือ 3.86 บาทต่อหน่วย โดยเริ่มในงวดไฟฟ้า ก.ย. 2026 เป็นต้นไป** จากการนำปริมาณและต้นทุนไฟฟ้าส่วนของไฟฟ้าถนนท้องถิ่นออกจากการคิดค่าไฟฟ้า และทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2026 อยู่ที่ 3.90 บาทต่อหน่วย
- **ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2027 คาดว่าจะยังทรงตัวในระดับสูงโดยปรับลดลงเล็กน้อยมาอยู่ที่ 3.86 บาทต่อหน่วย**จากราคา LNG นำเข้าที่ยังสูงในปี 2027 และยังมีหนี้คงค้าง EGAT (AF) ที่อยู่ในระดับสูงที่อาจเพิ่มขึ้นในต้นปี อยู่ที่ 6.6 หมื่นล้านบาทตามราคา LNG ที่ยังทรงตัวในระดับสูง
- **ในระยะข้างหน้า คาดว่าจะยังทรงตัวที่ 3.86 บาทต่อหน่วย** แม้ราคา LNG นำเข้าจะลดลง ขณะเดียวกัน ก็สามารถเริ่มทยอยจ่ายคืนหนี้ค่าเชื้อเพลิง (AF) ได้และไม่กระทบต่อค่าไฟฟ้า

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ERC, EPPO, EGAT, World Bank และ PDP 2024



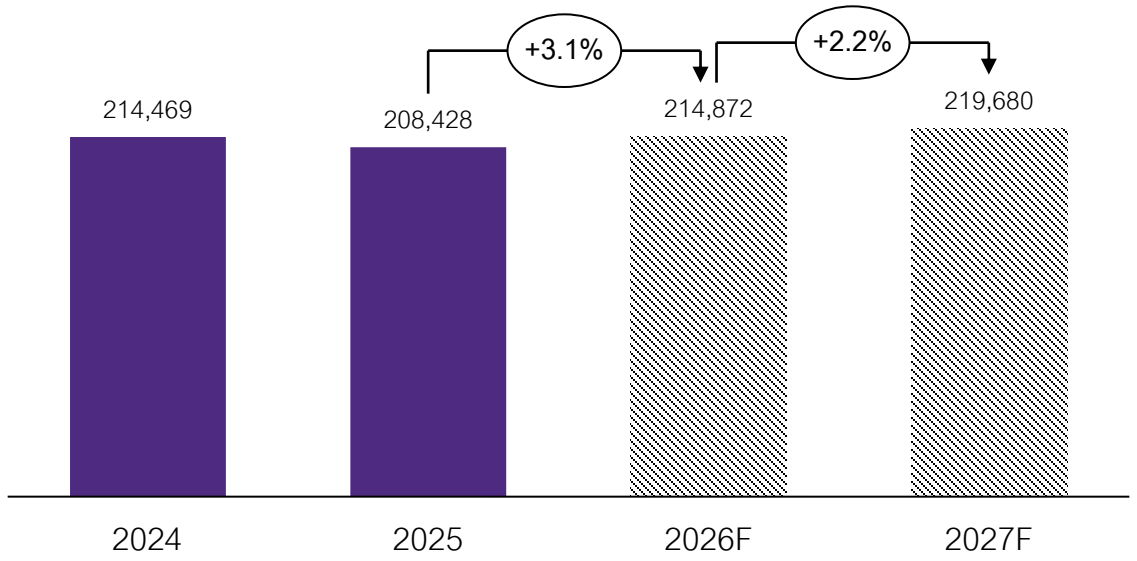
ความต้องการไฟฟ้าของไทย เมื่อเศรษฐกิจโตต่ำ จะกระทบความต้องการใช้ไฟฟ้าเพียงใด?

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี 2027 คาดว่าจะเติบโตจากการใช้ไฟฟ้าภาคอุตสาหกรรม กลุ่ม Data center และการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) ส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้าฯ ของไทยขยายตัว 2.2%YOY นอกจากนี้ ยังมีความต้องการไฟฟ้านอกโครงข่ายไฟฟ้า (ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS) และซื้อไฟฟ้าตรงโดยไม่ผ่านสายส่ง (SPP Direct)) ที่มีแนวโน้มขยายตัวจากการซื้อ-ขายไฟฟ้าสะอาดแบบ Private PPA

การใช้ไฟฟ้าปี 2027 คาดว่าขยายตัว 2.2%YOY จากความต้องการไฟฟ้าในอุตสาหกรรมและครัวเรือนที่เติบโตตามการขยายตัวของเศรษฐกิจ ส่วนในระยะข้างหน้าคาดว่าจะเติบโตต่อเนื่อง

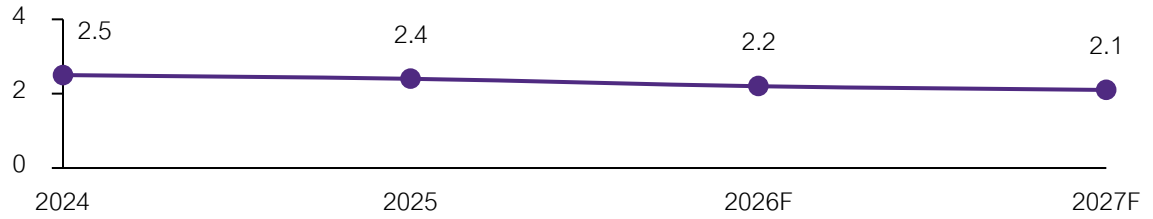
การใช้ไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้า (EGAT, MEA และ PEA) ปี 2024-2030 (คาดการณ์ 2026-2027)

หน่วย : GWh



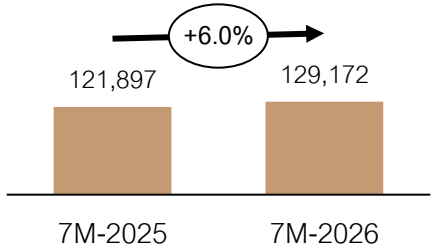
ประมาณการ GDP Growth ช่วงปี 2026-2027

หน่วย : %YOY



ปริมาณการใช้ไฟฟ้าช่วงเดือน ก.ค. 2025 และ ก.ค. 2026

หน่วย : GWh



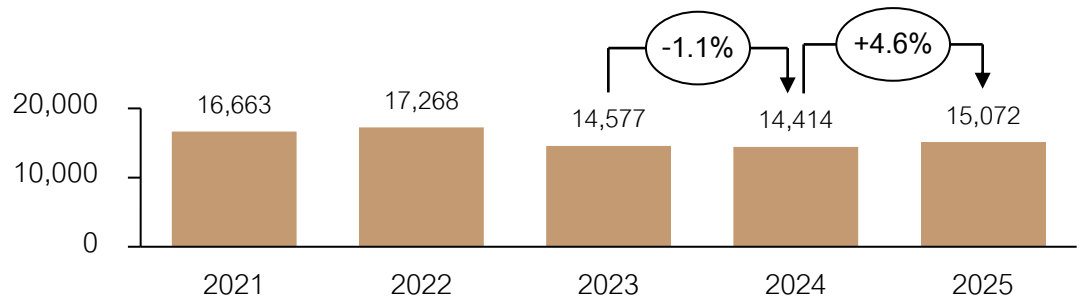
- **ปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2026 คาดว่าเติบโตราว 3.1% จากการใช้ไฟฟ้าในครัวเรือน ภาคธุรกิจและภาคอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น โดย 7 เดือนแรกของปี 2026 มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปี 2025 ราว 6%YOY** อย่างไรก็ดี การใช้ไฟฟ้าในครึ่งหลังของปีมีแนวโน้มการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าจากอุณหภูมิที่คาดว่าจะสูงขึ้นจากปรากฏการณ์เอลนีโญ และการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมที่คาดว่ายังทรงตัวใกล้เคียงปี 2025
- **ปริมาณการใช้ไฟฟ้าปี 2027 คาดว่าเติบโตได้ต่อเนื่องราว 2.2% จากการเติบโตทางเศรษฐกิจที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามากขึ้นโดยเฉพาะภาคอุตสาหกรรมและความต้องการไฟฟ้าใหม่ในกลุ่ม Data center และการใช้ไฟฟ้าในภาคครัวเรือนที่มีแนวโน้มสูงขึ้นจากการชาร์จยานยนต์ไฟฟ้า (EV)**

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ERC และ EPPO

การใช้ไฟฟ้านอกระบบในปี 2027 คาดว่าจะเติบโตต่อเนื่อง จากความต้องการไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม โดยเฉพาะไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีแนวโน้มเติบโตสูงในระยะข้างหน้า

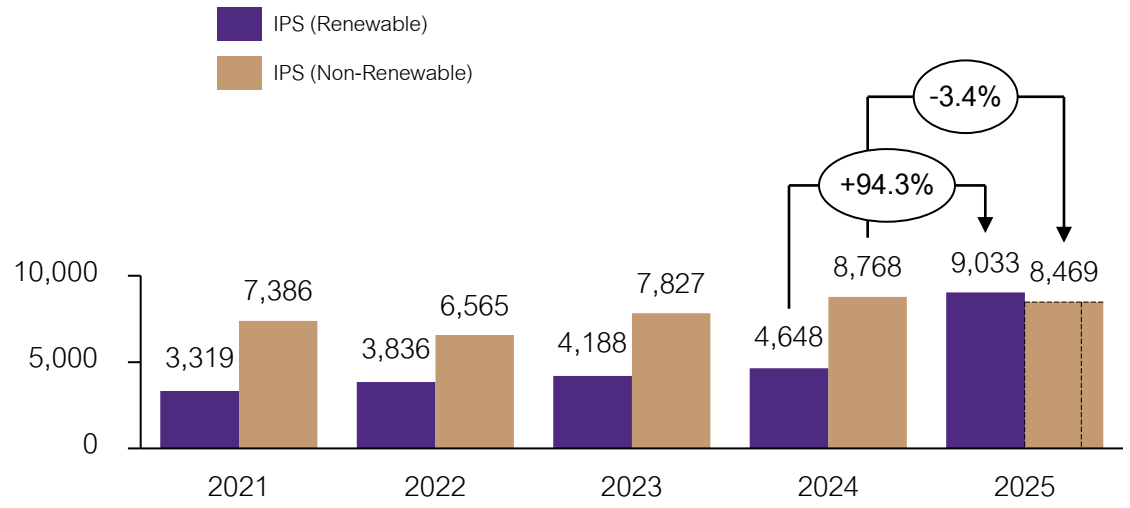
ปริมาณการใช้ไฟฟ้า SPP Direct

หน่วย : GWh



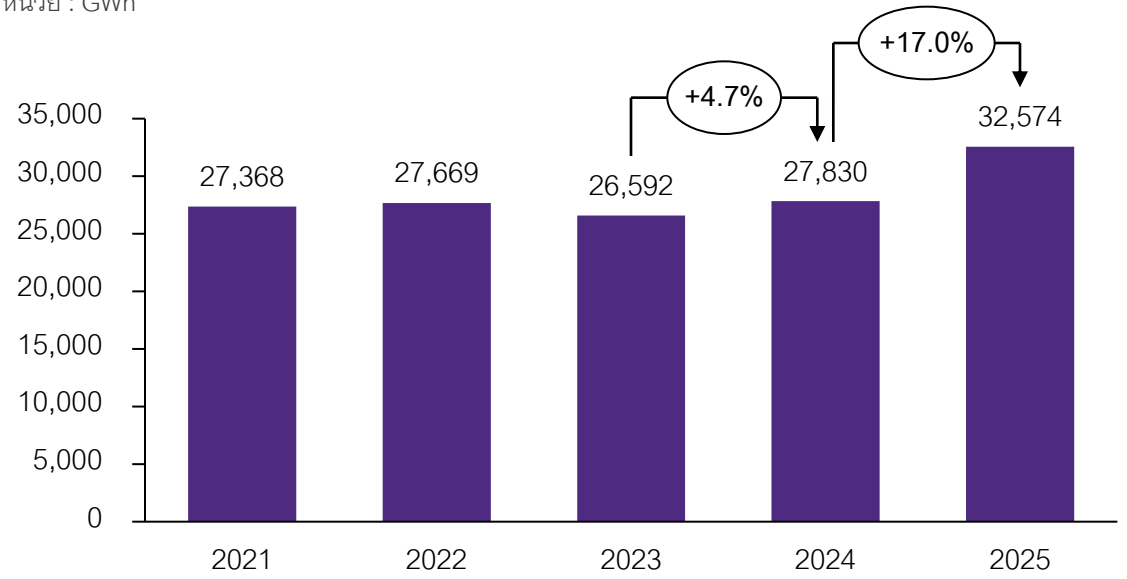
ปริมาณการใช้ไฟฟ้า IPS Renewable และ IPS Non-Renewable

หน่วย : GWh



ปริมาณการใช้ไฟฟ้านอกระบบ (IPS + SPP Direct)

หน่วย : GWh



- **ข้อมูลล่าสุดปี 2025 ความต้องการไฟฟ้านอกระบบเติบโตราว 17% จากทั้ง SPP direct และ IPS จากพลังงานหมุนเวียนที่เติบโตสูง**โดยเป็นผลจากภาคเอกชนและอุตสาหกรรมที่ต้องการไฟฟ้าสะอาดในการผลิตสินค้าและความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมที่เพิ่มสูงขึ้น
- **แนวโน้มการใช้ไฟฟ้านอกระบบในระยะข้างหน้าคาดว่ายังเติบโตได้ต่อเนื่อง** จากความต้องการไฟฟ้าพลังงานสะอาดที่ผลิตใช้เอง (IPS Renewable) และกลุ่ม SPP Direct ที่ต้องการไฟฟ้าในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม โดยเฉพาะ Data center ในพื้นที่นิคมที่ต้องการใช้ไฟฟ้าสูง

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ERC และ EPPO





นโยบายพลังงานหมุนเวียนคืบหน้าแค่ไหน และจะมีผลต่อผู้ประกอบการอย่างไร?

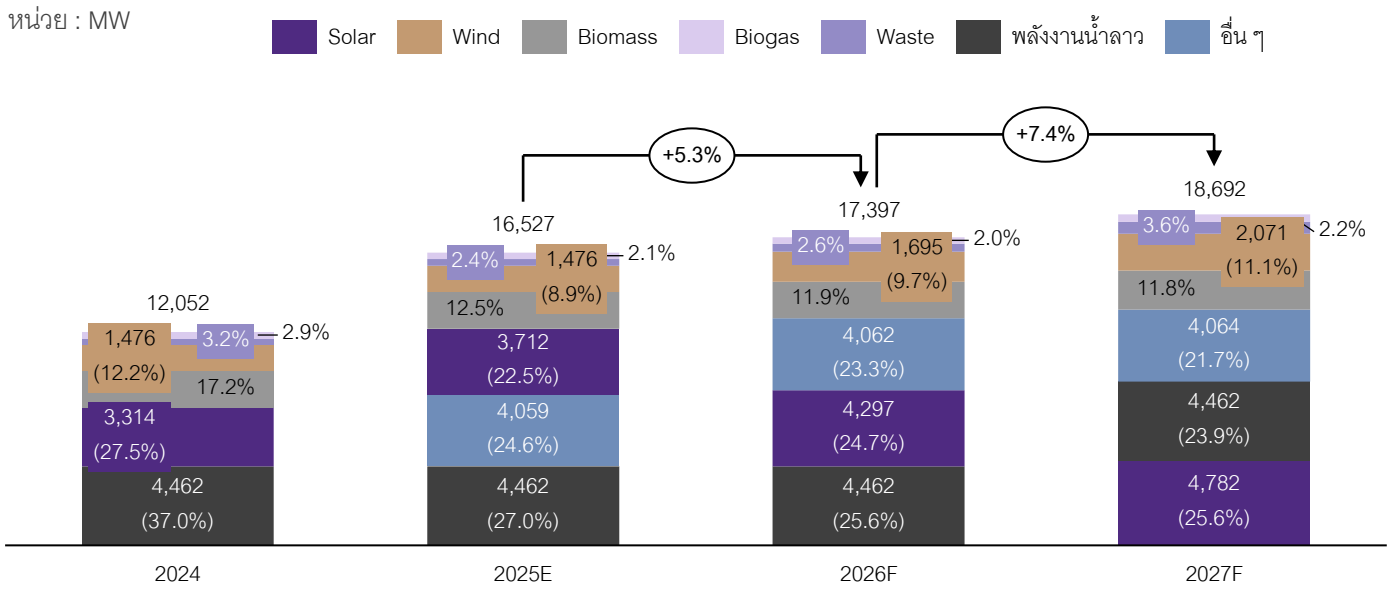
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยรวมในไทยยังมีแผนผลิตเข้าระบบไฟฟ้าตามสัญญา (COD) ในปี 2027 รวมราว 1,295 MW โดยเฉพาะจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม อย่างไรก็ดี ยังมีปัจจัยที่ต้องติดตามซึ่งจะส่งผลกระทบต่อธุรกิจ อาทิ การประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนใหม่ตามร่างแผน PDP 2026 การเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อป โครงการโซลาร์ภาคประชาชน และนโยบายขายไฟฟ้าพลังงานสะอาดภาคเอกชนโดยตรง (Direct PPA) สำหรับ Data center และอุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานสะอาดสูง

ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มเติบโตสูงในปี 2027 จากกำหนดการผลิตไฟฟ้าจากโครงการใหม่ และคาดว่าจะเติบโตต่อเนื่องในระยะข้างหน้า จากแผนรับซื้อไฟฟ้าใหม่ตาม PDP 2026 โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

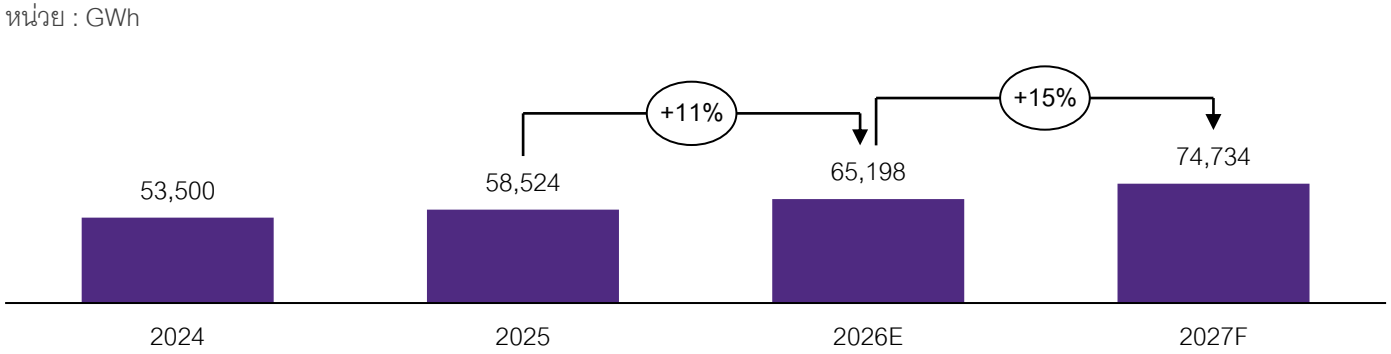
ภาพรวมภาวะธุรกิจ

- **การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยรวมในไทยมีแนวโน้มเติบโตสูง** และคาดว่าปี 2027 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน COD จะขยายตัวต่อเนื่องที่ 7.4%YOY โดยมีกำหนดเพิ่มโรงไฟฟ้าตาม PDP Rev.1 จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ราว 480 MW และพลังงานลมราว 376 MW ในระยะข้างหน้า คาดว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน COD จะขยายตัวที่ราว 6.5%CAGR โดยมีกำหนดเพิ่มโรงไฟฟ้าตาม PDP Rev.1 ต่อเนื่องราว 800-2,100 MW ต่อปี โดยเฉพาะจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ชีวมวล ขยะชุมชน และพลังงานน้ำจากลาว (ปี 2030 รวมราว 1,400MW)
- **นโยบายรัฐที่ต้องติดตาม** (Policy Monitor)
  - **แผนรับซื้อไฟฟ้าใหม่ตามร่าง PDP 2026 ที่กำหนดเพิ่มไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสูง**ในพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลมและแบตเตอรี่
  - **นโยบาย Direct PPA และ TPA** ซึ่งหากเริ่มใช้ได้แล้วจะทำให้ความต้องการไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในกลุ่ม Data center และอุตสาหกรรมมากขึ้น
  - **ราคารับซื้อใหม่ของ RE ในร่าง PDP 2026 ที่อาจถูกปรับลดลงในอนาคต**
- **ปัจจัยที่ต้องติดตามของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน**
  - **โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลและโรงไฟฟ้าขยะที่ขอเลื่อนการส่งมอบไฟฟ้าออกไป 1 ปี รวมถึงประเด็นเรื่องสิ่งแวดล้อม**จากการปล่อยมลพิษของโรงไฟฟ้าขยะในพื้นที่ใกล้เคียง ซึ่งส่งผลต่อการประเมินความเสี่ยงเรื่องผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและการปล่อยคาร์บอน
  - **ความคืบหน้าการเจรจาตัด Adder กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเก่าจำนวน 1,507.15 MW (44 โครงการ)**

กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ปี 2024-2027



ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนช่วงปี 2024-2027

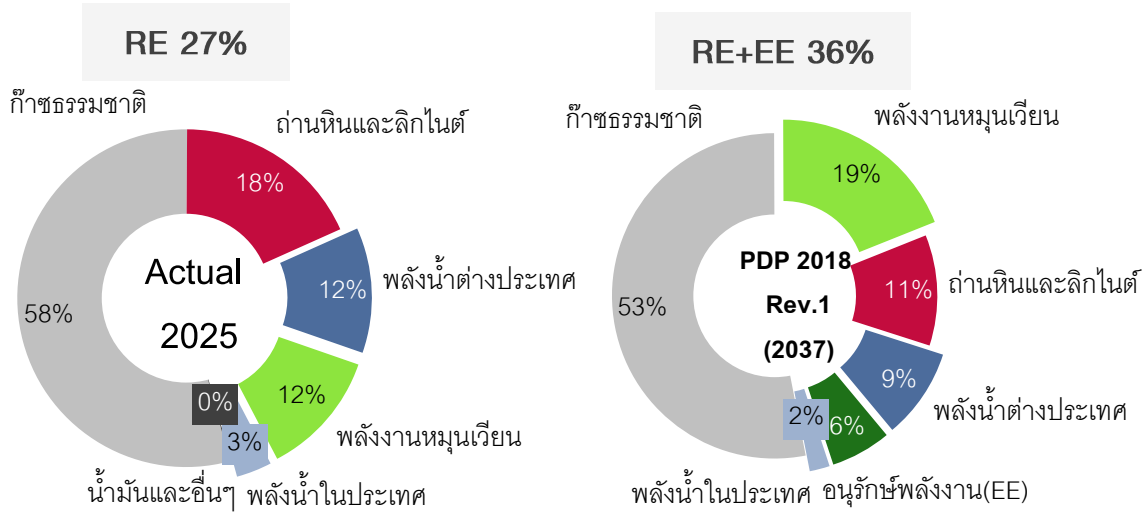


ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ERC, EPPO, DEDE และ EGAT

PDP 2026 มีกำลังการไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดรวมไม่ต่ำกว่า 65% จากเดิมที่ตั้งเป้าไว้เพียง 36% ใน PDP 2018 rev.1 โดยเพิ่มพลังงานสะอาดกลุ่ม Solar/BESS สูงที่สุด อย่างไรก็ดี ปัจจุบันอยู่ระหว่างรับฟังความคิดเห็นและคาดว่าจะประกาศใช้ปลายปี 2026

เป้าหมายสัดส่วนของแหล่งไฟฟ้าปี 2025 PDP 2018 Rev.1 และ PDP ฉบับใหม่ ณ ปี 2050 (2593)

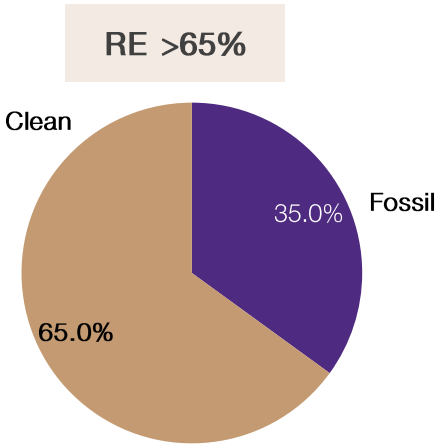
หน่วย : %

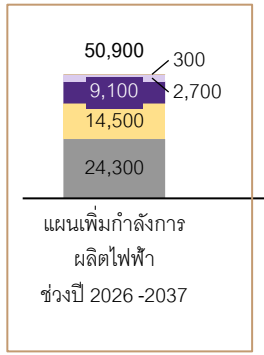


Key update PDP ใหม่

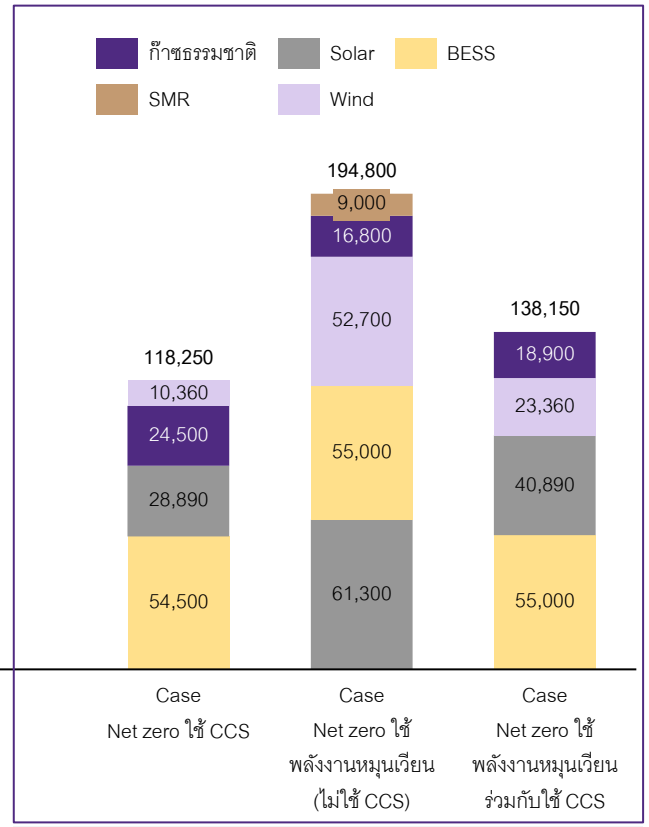
- กำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจะมีพลังงานสะอาดสูงไม่ต่ำกว่า 65% ในปี 2037 เพิ่มขึ้นจาก PDP 2026 ที่ 36% โดยกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกลุ่ม Solar / BESS / Wind มีแนวโน้มเพิ่มสูงในทุกทางเลือก
- ปัจจุบันร่าง PDP 2026 ได้รับฟังความคิดเห็นแล้วและเตรียมเสนอ กพช. และ ครม. โดยคาดว่าจะประกาศใช้ภายในปี 2026 เพื่อให้สอดคล้องกับแผนผลิตใหม่ตั้งแต่ปี 2027 เพื่อบรรลุเป้าหมาย Net zero 2050

กำลังการผลิตส่วนเพิ่มสุทธิปี 2050 ของ PDP 2026 (MW)





แผนเพิ่มกำลังการผลิต ระยะที่1

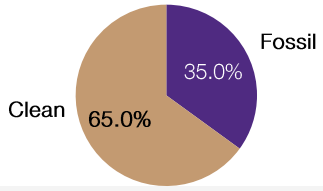
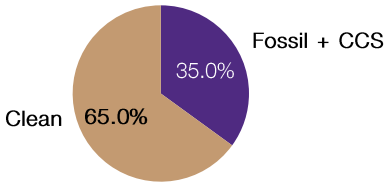
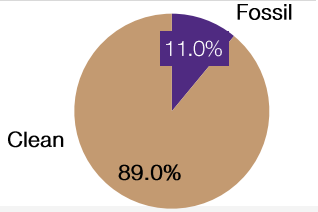
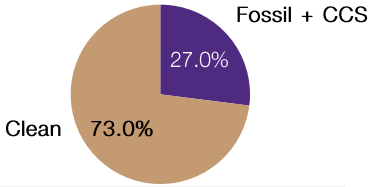
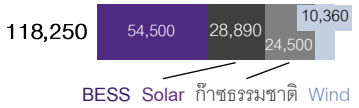


3 ทางเลือก
แผนเพิ่มกำลังการผลิต ระยะที่ 2

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ EPPO PDP 2018 rev.1 และร่าง NDC 3.0

ร่าง PDP 2026 กำหนดสัดส่วนไฟฟ้าสะอาดอย่างน้อย 65% และเพิ่มโครงสร้างพื้นฐานพลังงานเพื่อบรรลุ Net zero มีนัยต่อการลงทุนใหม่ในโครงข่ายไฟฟ้าและโรงไฟฟ้าพลังงานสะอาดต่อเนื่องในระยะสั้นและระยะยาว (2027-2050)

รัฐเสนอทาง 4 ทางเลือกสำหรับแผน PDP

	ทางเลือกที่ 1 (Base case)	ทางเลือกที่ 2 Net zero จาก CCS	ทางเลือกที่ 3 Net zero จาก RE	ทางเลือกที่ 4 Net zero จาก RE + CCS
สัดส่วนปริมาณแหล่งผลิตไฟฟ้า				
ปล่อย GHG	51.5 ล้านตัน	19.1 ล้านตัน	16.6 ล้านตัน	19.1 ล้านตัน
กำลังการผลิตส่วนเพิ่ม (MW)				
ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/หน่วย)	3.8267	3.8859	3.8297	3.8364
รัฐลงทุนโครงข่ายไฟฟ้า	**360,00 ล้านบาท**		**700,00 ล้านบาท**	**500,00 ล้านบาท**

นโยบายการพัฒนาโครงสร้างพลังงานไฟฟ้าในร่าง PDP 2026

- **ปลดล็อก** Third Party Access (TPA) **และ** Direct PPA สำหรับ Data center และผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีเป้าหมายลดคาร์บอน
- **พัฒนาโครงข่ายไฟฟ้า** Smart Grid
- **พัฒนา ตลาด** Virtual power plant (VPP) **และ ตลาด** Demand Response (DR) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้า
- **ขับเคลื่อนการพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์** SMR / CCS **และ ไฮโดรเจน**

นัยต่อเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม

- **เพิ่มการลงทุนโครงข่ายไฟฟ้าของรัฐ (รัฐวิสาหกิจ) รวมไม่ต่ำกว่า 3.6 แสนล้านบาท ช่วงปี** 2026-2050 : พัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็น Smart Grid รองรับ Direct PPA /Third party access (TPA) และ Demand Response (DR)
- **เพิ่มการลงทุนภาคเอกชน ต่อเนื่องในช่วงปี** 2027-2050 **โดยในช่วงปี** 2027-2037 (10 ปี) **ประเมินว่าจะมีการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนราว** 1.1 **ล้านล้านบาท และโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ (ทดแทน) ราว** 3 **แสนล้านบาท**
- **ดึงดูดการลงทุนในอุตสาหกรรมดิจิทัลและอุตสาหกรรมสีเขียว เช่น** Data center / Semiconductor / Green Electronics & Smart Devices **และ** EV จากการมีเสถียรภาพไฟฟ้า สัดส่วนไฟฟ้าสะอาดในโครงข่ายไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น การเปิดซื้อ-ขายไฟฟ้าสะอาดโดยตรง (Direct PPA)
- **ลดความผันผวนของค่าไฟฟ้า** จากการลดการนำเข้าก๊าซธรรมชาติ สำหรับทางเลือก Net zero จาก RE และ RE+CCS ที่กำหนดให้ใช้ก๊าซฯในไทยและเพิ่มไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน

แนวทางผลักดันให้ PDP 2026 บรรลุเป้าหมาย

- **กำหนด KPI และจัดตั้งกลไกขับเคลื่อนแผน PDP ร่วมกันของหน่วยงานรัฐ** เพื่อให้บรรลุเป้าหมายอย่างต่อเนื่องและทันต่อสถานการณ์ที่กระทบการผลิตไฟฟ้าทั้งภายในและภายนอกประเทศ
- **เปิดให้ภาคเอกชนร่วมลงทุนโครงสร้างพื้นฐานพลังงานในรูปแบบ PPP เพื่อดึงดูดการลงทุนภาคเอกชนและลดภาระงบประมาณรัฐ** สำหรับโครงการ Smart grid ระบบกักเก็บพลังงาน (BESS) และโรงไฟฟ้า SMR
- **ปรับปรุงกฎหมาย มาตรฐานและระเบียบเพื่อสนับสนุนการพัฒนาเทคโนโลยีใหม่** เช่น กำหนดระเบียบและรูปแบบการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน ระเบียบและรูปแบบระบบ Demand Response (DR) พัฒนามาตรฐานและระเบียบการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ SMR
- **พัฒนากลไก Green Finance และ Energy Transition Fund เพื่อดึงดูดนักลงทุนทั้งในและต่างประเทศให้สนับสนุนการลงทุน**
- **พัฒนาอุตสาหกรรมและห่วงโซ่อุปทานเทคโนโลยีพลังงานสะอาดในประเทศ** เช่น แบตเตอรี่ / Smart Grid Devices / เทคโนโลยีนิวเคลียร์

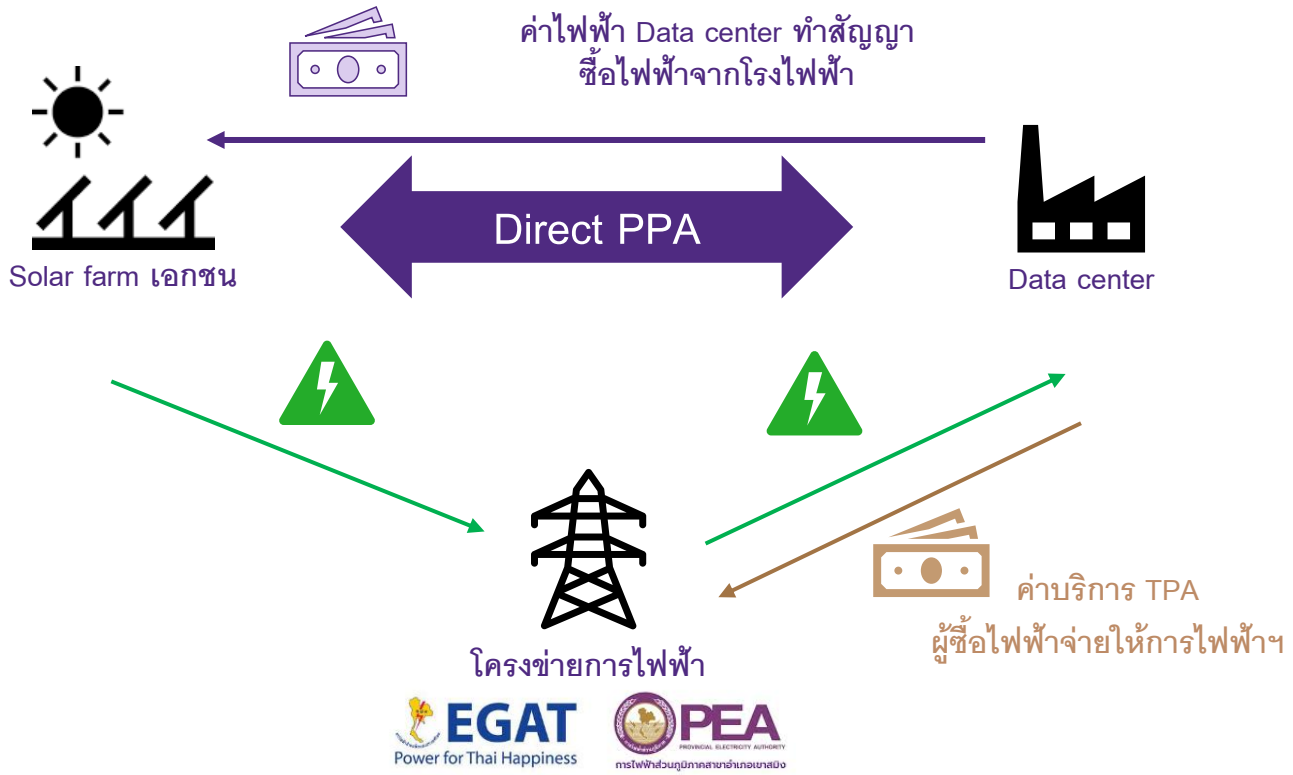
ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลร่าง PDP 2026 และตัวอย่างการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานพลังงานในสหรัฐอเมริกา สิงคโปร์ เกาหลีใต้ และเดนมาร์ก

Direct PPA 2,000 MW โดยรัฐเริ่มจาก Data center ผ่านระบบ Third party access (TPA) ปัจจุบันยังอยู่ในขั้นการพิจารณาของ กกพ. ให้สอดคล้องกับนโยบายรัฐจากคณะทำงานศึกษาและทบทวนนโยบาย Data center และแผนการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้า

Timeline ของ Direct PPA

- **20 ส.ค. 2021** — กกพ. เปิดรับฟังความคิดเห็นหลักเกณฑ์ TPA
- **25 มิ.ย. 2024** — **กพช. มีมติเห็นชอบ**แนวทางการดำเนินการโครงการนำร่องการซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Direct PPA ผ่านการขอใช้ Third party access (TPA) โดยเฉพาะ Data center ในกรอบ 2,000 เมกะวัตต์
- **6 ส.ค. 2025** — รัฐบาลประกาศย้ำ เตรียมเปิด Direct PPA จำนวน 2,000 เมกะวัตต์ ให้กับ Data center ในระยะแรก และเสริมว่าหากสำเร็จจะขยายให้ใช้ในอุตสาหกรรมอื่น ๆ ต่อไป
- **3 ต.ค. 2025** — เปิดรับความคิดเห็น Direct PPA ผ่านระบบ Third party access (TPA) สำหรับธุรกิจ Data center ที่ใช้ไฟฟ้าต่อเนื่อง 50 MW
- **มิ.ย. - ส.ค. 2026** — **กกพ.** : ยังไม่สรุปผลการรับฟังความคิดเห็น Direct PPA คาดว่าจะการประกาศหลังได้ข้อสรุปจากคณะทำงานเพื่อศึกษาและทบทวนนโยบาย Data center
  กกพ. : เริ่มรับฟังความคิดเห็นการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับ Data center
- **ก.ย. 2026** — **ยังไม่มีความชัดเจน และอยู่ระหว่างการสรุปทิศทาง Data center**

ตัวอย่าง กลไกของ Direct PPA



ประเมินค่าบริการรวม TPA

ค่าบริการ TPA ตามร่างเอกสารรับฟังความคิดเห็น จะมี**ค่าบริการเพิ่มจากค่าไฟฟ้าอย่างน้อย** 1.6 (69 KV) – 2.5 **(แรงดันกลาง)บาทต่อหน่วย** (KWh) **(ยังไม่รวม** Ft **ที่ประกาศทุก 4 เดือน)** โดยหากค่าไฟฟ้ามี Ft 0.1667 จะทำให้ค่าบริการรวมเท่ากับ 1.7667-2.6667 บาทต่อหน่วย

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ERC, กระทรวงพลังงาน และสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

มาตรการลดหย่อนภาษีบุคคลธรรมดาติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปไม่เกิน 2 แสนบาท และลดหย่อนภาษี 50% ของการติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์อนุรักษ์พลังงาน ของบุคคลธรรมดา 40(5)-(8) ห้างหุ้นส่วนและบริษัท เริ่มใช้ตั้งแต่ต้นมีนาคมที่ผ่านมา

Timeline ของมาตรการลดหย่อนภาษีโซลาร์รูฟท็อปและการติดตั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์อนุรักษ์พลังงาน

- **8 ส.ค. 2023** — กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และกรมสรรพากร เห็นชอบร่วมกันในแนวทางส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยมาตรการภาษี
- **11 ก.ย. 2023** — รัฐบาลนายเศรษฐา ทวีสิน แถลงนโยบาย การส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปด้วยมาตรการทางภาษีต่อรัฐสภา
- **24 มิ.ย. 2025** — ครม. ในยุครัฐบาล นางสาวแพทองธาร ชินวัตร มีมติเห็นชอบตามข้อเสนอของกระทรวงพลังงาน
- **2 มี.ค. 2026** — ประกาศในราชกิจจานุเบกษา
- **3 มี.ค. 2026** — เริ่มบังคับใช้มาตรการการลดหย่อนภาษีโซลาร์รูฟท็อปและติดตั้งอุปกรณ์อนุรักษ์พลังงาน
- **31 ธ.ค. 2028** — สิ้นสุดมาตรการการลดหย่อนภาษีโซลาร์รูฟท็อปและติดตั้งอุปกรณ์อนุรักษ์พลังงาน

สิทธิประโยชน์และเงื่อนไขของมาตรการ

เงื่อนไขมาตรการส่งเสริมโซลาร์รูฟท็อปในครัวเรือน (มาตรา 3)

ระยะเวลา

3 มีนาคม 2026- 31 ธันวาคม 2028

สิทธิประโยชน์

ลดหย่อนภาษีเงินได้บุคคลธรรมดา**ไม่เกิน 200,000 บาท (รวม VAT)**

1. เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าบุคคลธรรมดา ผู้มีเงินได้ซึ่งมีหน้าที่เสียภาษีเงินได้**บุคคลธรรมดา**
2. ชื่อผู้ใช้สิทธิลดหย่อนภาษีต้อง**ตรงกับชื่อเจ้าของมิเตอร์ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัย**
3. สิทธิการลดหย่อนภาษี **1 บุคคล ต่อ 1 มิเตอร์ ต่อ 1 ระบบ**
4. ระบบโซลาร์รูฟท็อปที่ติดตั้งต้องเป็นระบบ On-grid (ระบบโซลาร์เซลล์ที่เชื่อมต่อกับการไฟฟ้าฯ ซึ่งระบบนี้จะผลิตไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์และใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้ทันที)
5. มีหลักฐาน**ใบกำกับภาษีอิเล็กทรอนิกส์** (e-Tax Invoice) **ตามมาตรา** 86/4 ของการจัดซื้อและติดตั้งระบบโซลาร์รูฟท็อปและเอกสารอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

เงื่อนไขมาตรการส่งเสริมการลงทุนในอุปกรณ์ประหยัดพลังงานประสิทธิภาพสูง (มาตรา 4)

สิทธิประโยชน์

ลดหย่อนภาษีเงินได้**จำนวนร้อยละ** 50 **ของการใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งเครื่องจักร อุปกรณ์ หรือวัสดุเพื่อการอนุรักษ์พลังงานที่มีประสิทธิภาพสูง**

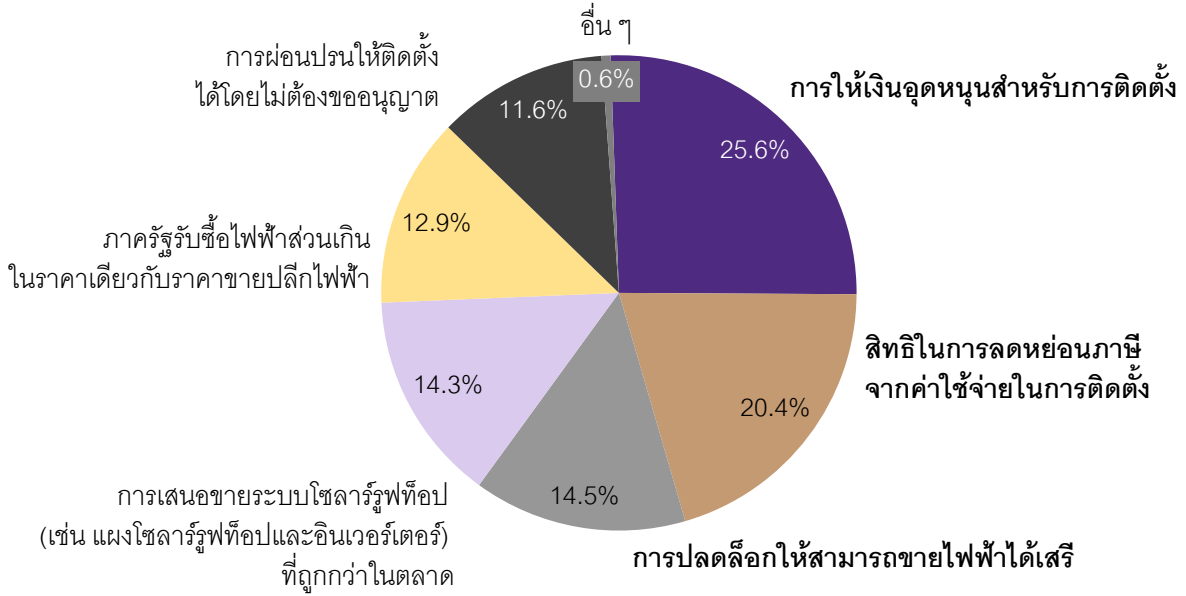
1. เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าบุคคลธรรมดา เป็นผู้มีเงินได้ซึ่งมีหน้าที่เสียภาษีเงินได้**บุคคลธรรมดาตามมาตรา** 40 (5) - (8) **แห่งประมวลรัษฎากร และบริษัทหรือห้างหุ้นส่วนนิติบุคคล**
2. **อุปกรณ์ที่ติดตั้งต้องได้รับรองฉลากแสดงระดับประสิทธิภาพพลังงานระดับ** 5 **ดาว**จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และ กฟผ.
3. มีหลักฐาน**ใบกำกับภาษีอิเล็กทรอนิกส์** (e-Tax Invoice) **ตามมาตรา** 86/4 ของค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของกรุงเทพธุรกิจ, กรมประชาสัมพันธ์ และพระราชกิจจานุเบกษาวันที่ 2 มีนาคม 2569

ภาครัฐมีแผนสนับสนุนติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปต่อเนื่องและคาดว่าจะช่วยผลักดันให้ประชาชนหันมาติดตั้งมากขึ้นได้ โดยจากผลสำรวจผู้บริโภคต้องการให้รัฐสนับสนุนเงินอุดหนุนสำหรับการติดตั้งมากที่สุด ตามมาด้วยการได้สิทธิในการลดหย่อนภาษี

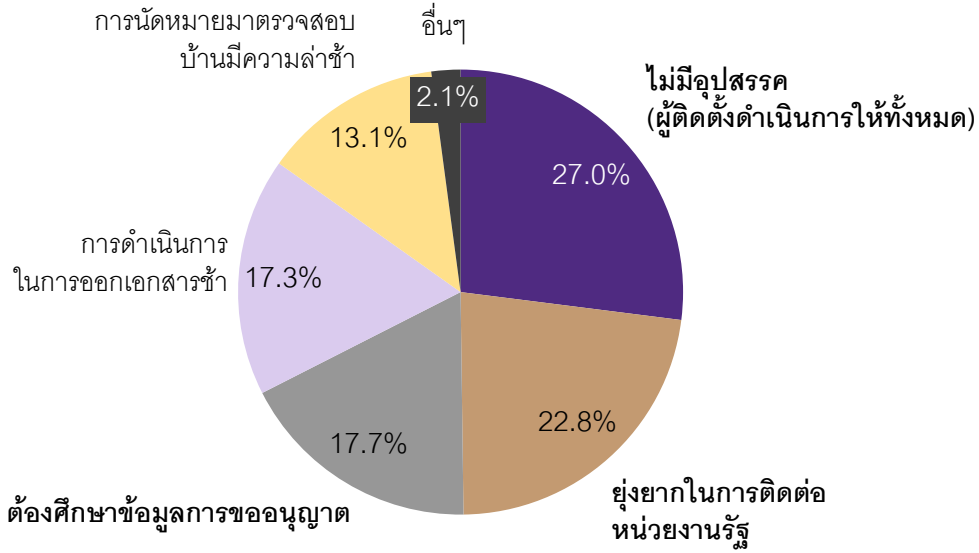
นโยบายรัฐในด้านใดที่จะช่วยสนับสนุนการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปมากที่สุด

หน่วย : % การตอบของผู้ตอบแบบสำรวจกลุ่มที่ติดตั้งแล้วและกลุ่มที่สนใจแต่ยังไม่ตัดสินใจ (n = 1,841 คน)



อุปสรรคที่สำคัญที่สุดในการขออนุญาตติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป

หน่วย : % ของผู้ตอบแบบสำรวจกลุ่มที่ติดตั้งแล้ว (ติดตั้งเอง) (n = 136 คน)



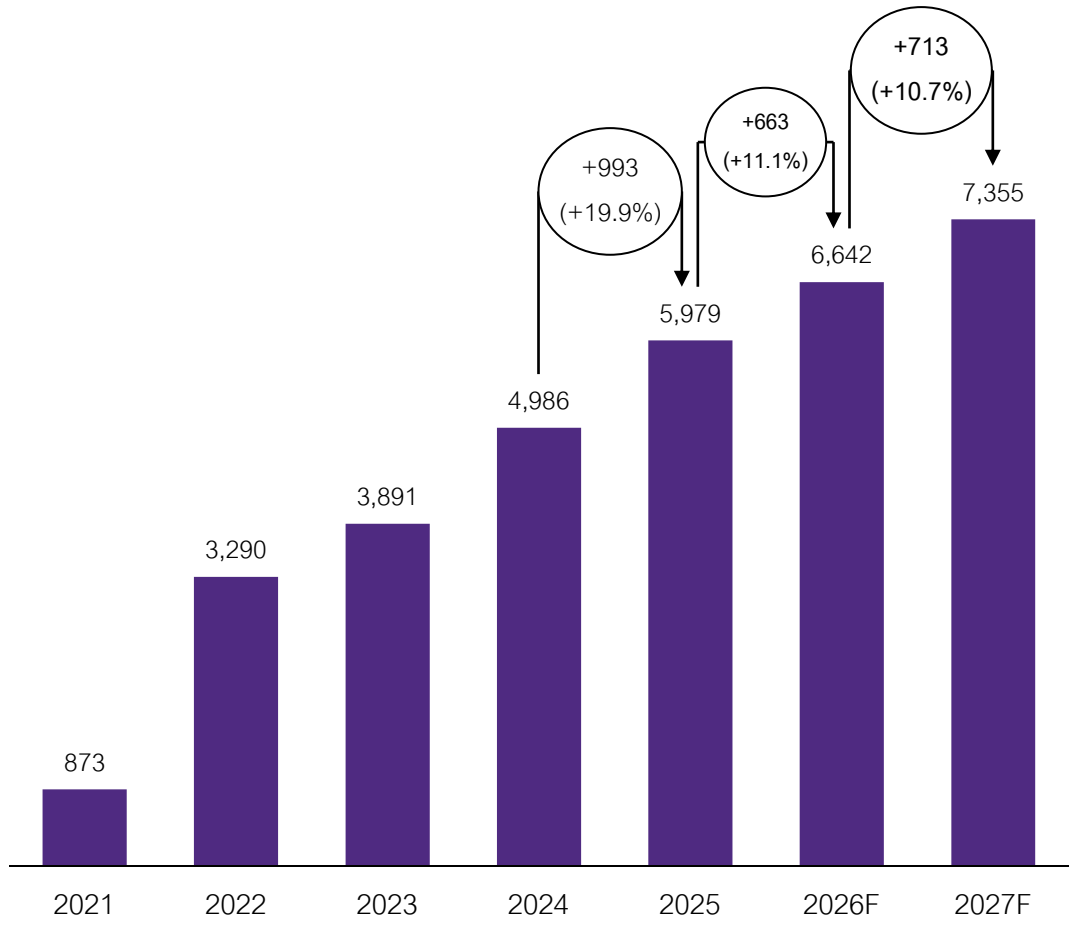
- **โครงการส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปผ่านมาตรการลดภาษีการติดตั้งไม่เกิน 2 แสนบาท คาดว่าสามารถตอบสนองความต้องการของประชาชนและมีส่วนช่วยเร่งให้ตัดสินใจติดตั้งเพิ่มขึ้น** จากผลสำรวจที่สูงเป็นอันดับ 2 ของนโยบายรัฐที่ประชาชนอยากให้สนับสนุน
- **เดือนกันยายนที่ผ่านมา ภาครัฐเปิดเผยว่ามีแผนเพิ่มการส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในครัวเรือน**โดยจะให้เงินอุดหนุน 50,000 บาทต่อการติดตั้ง 1 มิเตอร์ จำนวน 1 ล้านครัวเรือน และมีสินเชื่อดอกเบี้ยต่ำเพื่อการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป **ซึ่งจะเป็นตัวกระตุ้นให้ประชาชนทั่วไปหันมาสนใจติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปมากขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตามผลสำรวจที่ประชาชนอยากให้รัฐสนับสนุนมากที่สุด**
- ภาครัฐและการไฟฟ้าฯ มีแผนจัดทำแพลตฟอร์ม One stop service สำหรับการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเสริมจากที่ยกเลิกขั้นตอนการขออนุญาตติดตั้งแล้วในปีที่ผ่านมา อันจะเป็นส่วนที่ทำให้การขอติดตั้งสะดวกขึ้น

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลการสำรวจความคิดเห็นผู้บริโภค (SCB EIC Consumer survey) “โซลาร์รูฟท็อปแบบไหนที่ใช่ในใจคุณ” ระหว่างวันที่ 22 มกราคม – 13 กุมภาพันธ์ 2025

กำลังการผลิตไฟฟ้าจาก Solar rooftop มีแนวโน้มสูงขึ้นจากนโยบายลดภาษีค่าติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในภาคครัวเรือน และยังมีศักยภาพอีกมาก หากเทียบกับศักยภาพของไทยในการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปได้ไม่ต่ำกว่า 200,000 MW

กำลังการผลิตรวมของ Solar rooftop ในไทย (คาดการณ์ 2026-2027)

หน่วย : MW



- **การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปมีแนวโน้มเติบโตต่อเนื่องในระดับสูง โดยช่วงปี 2026-2027 คาดว่าจะติดตั้งเพิ่มขึ้นราว 10% หรือราว 600-700 MW จากแรงกระตุ้นของภาครัฐที่ให้ครัวเรือนสามารถยื่นลดหย่อนภาษีไม่เกิน 2 แสนบาทจากค่าติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในช่วงปี 2026-2028**
- **นอกจากนี้ ยังมีแรงกระตุ้นการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป จากที่ภาครัฐ (รัฐบาลอนุทิน) ได้มีนโยบายดังนี้**
  - เปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโซลาร์ ทั้งจาก Solar rooftop / Solar on-ground และ Floating Solar ที่ราคา 2.2 บาทต่อหน่วยนาน 20 ปี และรับซื้อไฟฟ้าไม่เกิน 5 KW/meter รวม 500 MW
  - สนับสนุนเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำสำหรับการติดตั้งผ่านธนาคารของรัฐ
  - ใช้งบประมาณ พ.ร.ก. 2 แสนล้านบาทบางส่วนสำหรับเตรียมอุดหนุนค่าติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปครัวเรือนละ 50,000 บาท
- **รวมถึงนโยบายรัฐที่คาดว่าจะประกาศเพื่อส่งเสริมให้ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปภายในปลายปีจนถึงปีหน้า ได้แก่**
  - ใช้งบประมาณ พ.ร.ก. 2 แสนล้านบาทบางส่วนสำหรับระบบ Net billing ในครัวเรือนที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป
  - เตรียมโครงการโซลาร์ล้านหลังคา ไม่มีราคาติดตั้งโดยให้ประชาชนสามารถผ่อนชำระค่าใช้จ่ายผ่านบิลค่าไฟฟ้า

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของรายงานการติดตั้ง Solar rooftop ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และการศึกษาศักยภาพสำหรับการติดตั้ง Solar rooftop ในไทย ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

โครงการโซลาร์ฟาร์มชุมชน 1,500 MW มีความคืบหน้า จากการประกาศระเบียบโครงการรับซื้อไฟฟ้าแล้ว หากรัฐเร่งดำเนินการรับซื้อ คาดว่าจะประกาศระเบียบและให้เข้าร่วมรับซื้อไฟฟ้าได้ภายในปลายปี 2026 จนถึงสิ้นปี 2027

Timeline ของโครงการโซลาร์ฟาร์มชุมชน

- **27 ต.ค. 2025** — กพช. มีมติเห็นชอบหลักการรับซื้อไฟฟ้าโครงการโซลาร์ฟาร์มชุมชน
- **28 พ.ย. 2025** — กพช. ให้เปิดรับฟังความเห็นโครงการ ครั้งที่ 1
- **3 ส.ค. 2026** — กพช. เห็นชอบหลักการที่ กกพ. ได้ปรับปรุงจากผลการรับฟังความคิดเห็นครั้งที่ 1 และเร่งให้**เปิดรับฟังความคิดเห็นครั้งที่ 2 โดยมีการปรับปรุงหลักเกณฑ์ สำคัญ 2 เรื่อง** ได้แก่ 1) ไม่ได้กำหนดให้ 1 ตำบลมีเพียง 1 โรงไฟฟ้า 2) การคัดเลือกผู้ผลิต หากคะแนนคุณภาพเท่ากันให้ใช้วิธีจับฉลาก
- **6-20 ส.ค. 2026** — **เปิดรับฟังความคิดเห็นโครงการครั้งที่ 2**
- **22 ก.ย. 2026** — **ประกาศระเบียบโครงการ**
- **ภายในปลายปี 2026-2027** — **คาดว่าจะเริ่มประกาศรับซื้อสัญญารับซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฯ**

สรุปเนื้อหาสำคัญของระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโซลาร์ฟาร์มชุมชน

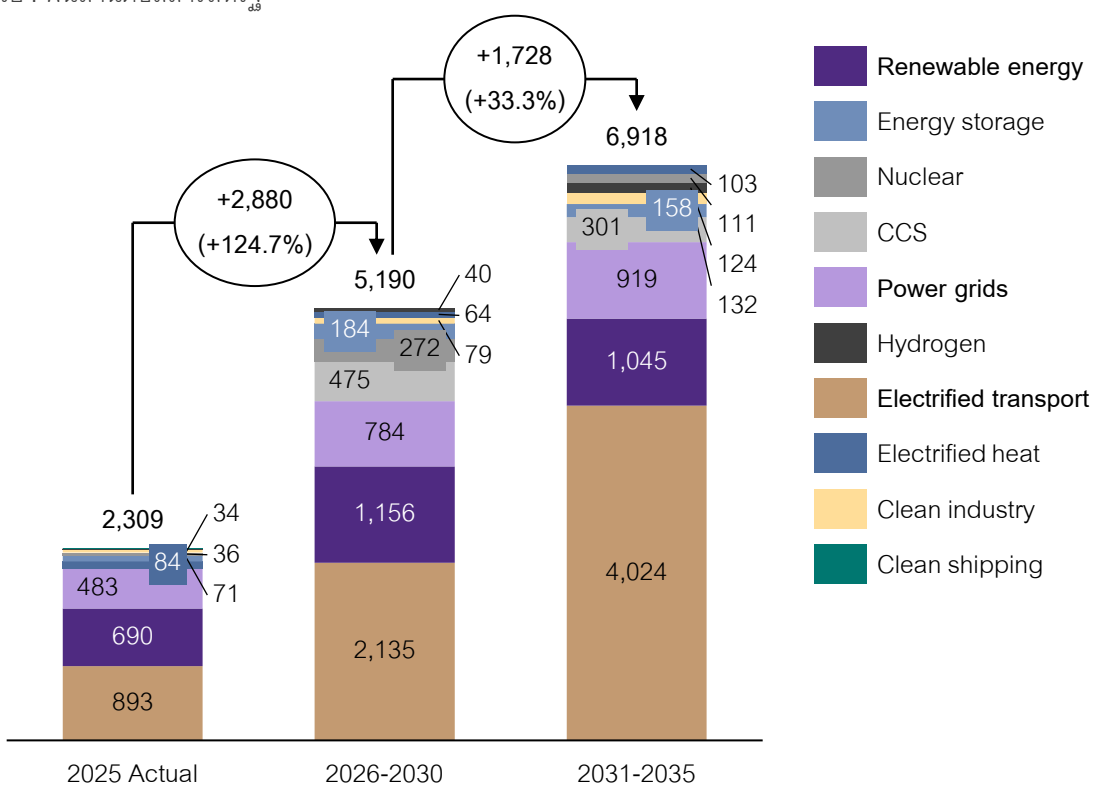
1. **ขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยมีเป้าหมายการรับซื้อรวมไม่เกิน 1,500 เมกะวัตต์**
2. **อัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed in Tariff (FiT) ในอัตรา 2.1679 บาทต่อหน่วย** โดยทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบ Non-Firm เป็นระยะเวลา 25 ปี
3. **การกำหนดขนาดกำลังการผลิตของแต่ละโครงการ** กฟน. และ กฟภ. จะพิจารณาจากปริมาณการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ชุมชน ศักยภาพในการรองรับไฟฟ้าของระบบ (Grid capacity) รูปแบบการใช้ไฟฟ้า (Load profile) และต้องไม่ก่อให้เกิดการไหลย้อนของไฟฟ้าไปยังระบบสายส่งของ กฟผ.
4. **การจัดลำดับโครงการที่ผ่านเกณฑ์ตามคะแนนคุณภาพจากมากไปหาน้อย โดยโครงการที่มีคะแนนสูงสุดจะได้รับคัดเลือกก่อน**ตามลำดับจนกว่าจะครบตามปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าที่กำหนด ในกรณีที่โครงการมีคะแนนคุณภาพเท่ากัน และมีข้อจำกัดของศักยภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือเป้าหมายการรับซื้อให้คัดเลือกโดยวิธีการจับฉลาก
5. **ผู้ยื่นข้อเสนอแต่ละรายมีสิทธิได้รับการคัดเลือกให้เป็นผู้พัฒนาโครงการได้สูงสุดไม่เกิน 30 เมกะวัตต์**
6. **กำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์** (Scheduled Commercial Operation Date : SCOD) **ภายใน 18 เดือน นับจากวันลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า** (PPA)
7. Renewable Energy Certificate (REC) **หรือ** Carbon credit **ที่เกิดขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าเป็นกรรมสิทธิ์ของหน่วยงานรับซื้อไฟฟ้าหรือภาครัฐ โดยผู้พัฒนาโครงการไม่มีสิทธิเรียกร้องผลประโยชน์ดังกล่าวเพิ่มเติม**

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ กกพ.

การลงทุนในไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (RE) ของโลกเติบโตอย่างต่อเนื่องในอดีตจนถึงปี 2025 และยังมีโอกาสเติบโตได้อีก ทั้ง RE และ Clean technology อื่น ๆ จากแรงผลักดันเรื่องนโยบาย Net zero

มูลค่าการลงทุนในเทคโนโลยีพลังงานสะอาด (อ้างอิงตาม Net-zero 2050)

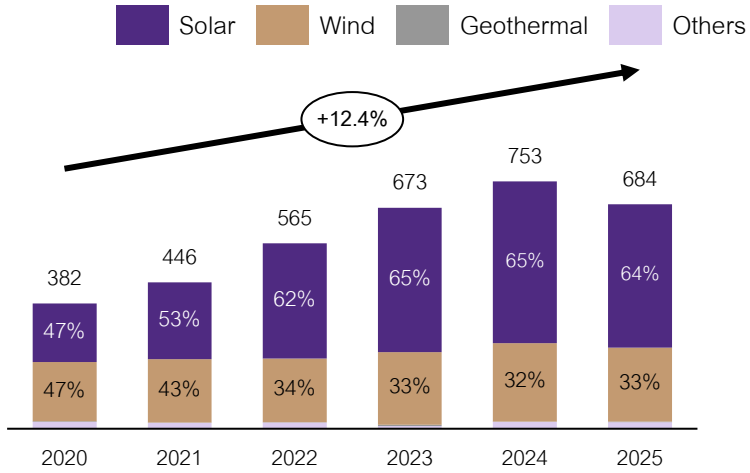
หน่วย : พันล้านดอลลาร์สหรัฐ



เม็ดเงินลงทุนในเทคโนโลยีพลังงานสะอาดช่วงปี 2026-2035 Bloomberg ประเมินว่าจะอยู่ในกลุ่มการขนส่งพลังงานไฟฟ้า (EV) มากที่สุดรวม 6.159 ล้านล้านดอลลาร์สหรัฐ รองลงมาคือโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) รวม 2.201 ล้านล้านดอลลาร์สหรัฐ และการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้า (Power grids) รวม 1.730 ล้านล้านดอลลาร์สหรัฐ

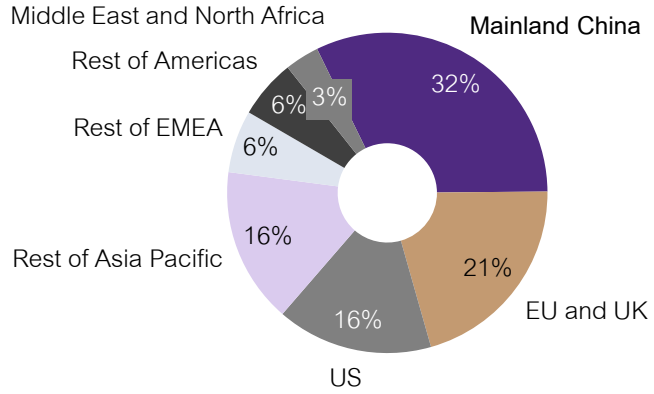
มูลค่าการลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) ทั่วโลก

หน่วย : พันล้านดอลลาร์สหรัฐ



เม็ดเงินลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอดีตช่วงปี 2020-2025 เติบโตสูง จากการลงทุนในโรงไฟฟ้า Solar และ Wind จากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่อยู่ในระดับต่ำ แต่จะพบว่ามูลค่าการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ปี 2025 ลดลงจากมาตรการกันการนำเข้าของสหรัฐฯ ที่ทำให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในสหรัฐฯ ลดลง

สัดส่วนเงินลงทุนในแต่ละประเทศ



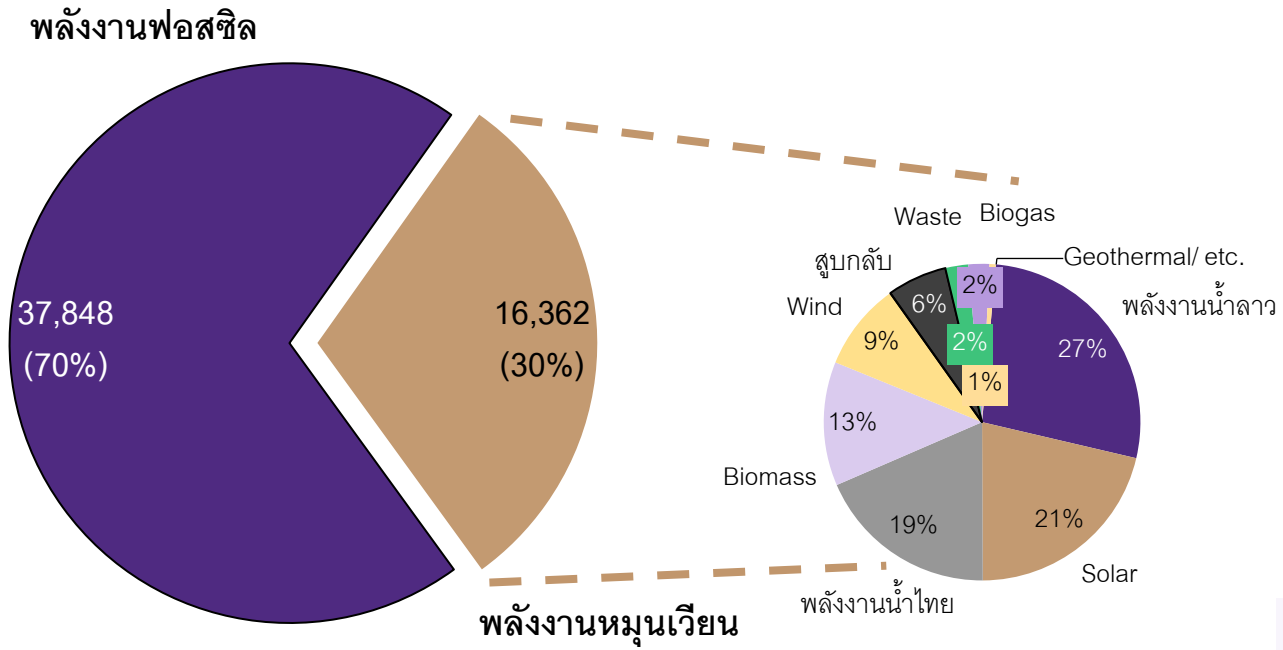
การลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในจีนสูงที่สุดราว 2.2 แสนล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือเป็นสัดส่วน 32% ของเม็ดเงินลงทุนทั่วโลก สะท้อนว่าจีนยังให้ความสำคัญในการลงทุนพลังงานหมุนเวียนจากการเป็นประเทศผู้ผลิตสำคัญของแผงโซลาร์เซลล์ กังหันลมและแบตเตอรี่

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ BloombergNEF

สำหรับไทย กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนราว 30% ของกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยปี 2027 ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีกำหนด COD สูงถึง 1,292 MW และคาดว่าจะ COD ต่อเนื่องในระยะข้างหน้าตามแผนการรับซื้อ RE lot1

กำลังการผลิตไฟฟ้ารวมปี 2026 (อัปเดต ณ สิงหาคม 2026) ราว 54,210 MW

หน่วย : MW

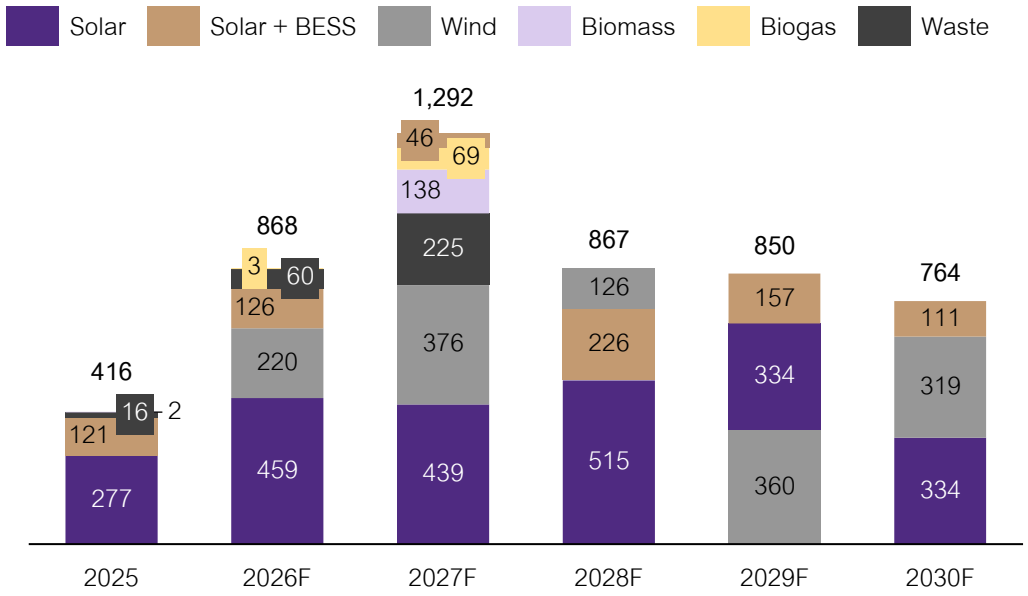


กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าระบบไฟฟ้าปี 2026 ณ เดือนสิงหาคม เพิ่มขึ้นจากปี 2025 เล็กน้อยจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ

โดยต้องติดตามโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ส่วนใหญ่ที่จะเริ่มผลิตไฟฟ้าตามสัญญาขายไฟฟ้ารวมราว 850 MW ในช่วงปลายปี 2026

กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามกำหนด COD ช่วงปี 2025-2030

หน่วย : MW



กำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีกำหนดผลิต (COD) ในช่วงปี 2027-2030 ต่อเนื่องทุกปี โดยจะมี Solar/ Solar + BESS และ Wind เป็นส่วนใหญ่ในทุก ๆ ปี

โดยในปี 2027 จะมีแผนผลิตไฟฟ้าพุ่งสูง เนื่องจากโรงไฟฟ้าชีวมวล (Biomass) และขยะชุมชน (Waste) ได้ขยายเวลามา COD ในปี 2027 ราว 360 MW จากเดิมที่กำหนด COD ปี 2026

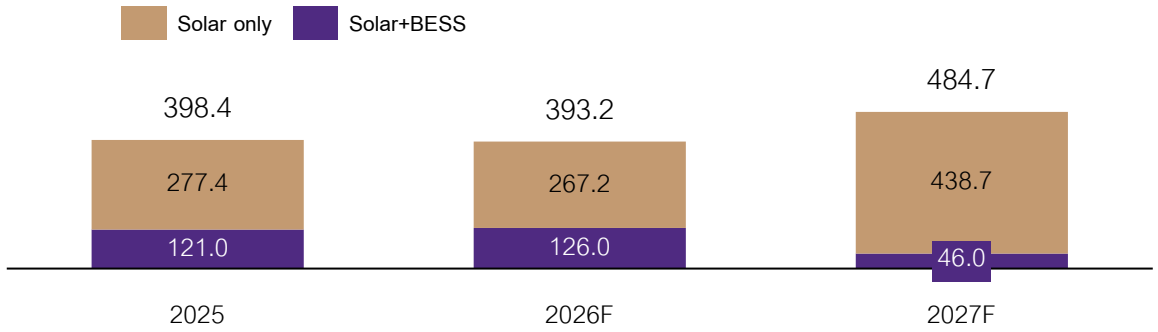
อย่างไรก็ดี ช่วงปี 2028-2030 โรงไฟฟ้าชีวมวล ก๊าซชีวภาพและขยะยังไม่มีประกาศรับซื้อไฟฟ้าใหม่เพิ่มตามแผน PDP 2018rev.1 จึงต้องติดตาม PDP ฉบับใหม่ (2026) ที่คาดว่าจะประกาศเพิ่มกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าชีวมวล ก๊าซชีวภาพและขยะเพิ่มขึ้น

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ERC,EGAT, DEDE และ EPPO

ไฟฟ้าจาก Solar PV และ Solar PV + BESS มีแผนเริ่มจ่ายไฟฟ้าต่อเนื่องในปี 2027 ซึ่งจะช่วยสนับสนุนการเติบโตของโรงไฟฟ้า Solar PV และยังมีแรงหนุนการเติบโตจากการรับซื้อ Lot 2 ที่อยู่ในช่วงการทำสัญญา

กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (ส่วนเพิ่ม) จากโครงการจัดหาพลังงานหมุนเวียน Feed-in-tariff (FiT) (Lot 1) ช่วงปี 2025-2027

หน่วย : MW



ปี 2026 : Solar PV COD แล้ว 14.57 MW และมีแผน COD อีก 252.6 MW ส่วน Solar PV + BESS มีแผน COD 126 MW

ปี 2027 : แผน COD ของ Solar PV รวม 438.7 MW และ Solar PV + BESS รวม 46 MW

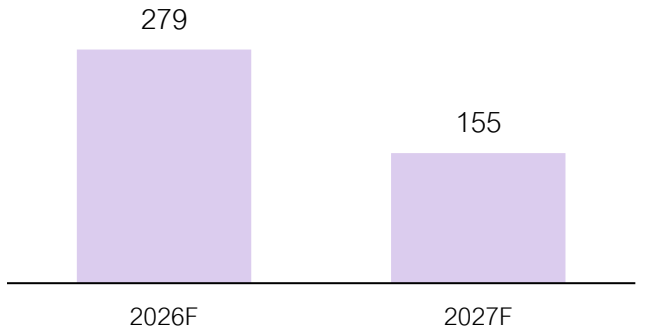
ระยะข้างหน้า คาดว่ามีแผน COD ของ Solar PV รวมราว 333 MW – 514 MW และ Solar PV + BESS รวมราว 111 MW – 226 MW จะทยอยทำสัญญาซื้อ-ขายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าฯกับผู้ผลิตไฟฟ้า ภายในปี 2025-2028

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

อย่างไรก็ดี **กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงปี 2027-2030 อาจมีการเปลี่ยนแปลงจาก PDP ฉบับใหม่ (2026)** ที่ต้องการเพิ่มไฟฟ้าจากทั้ง Solar และ BESS มากขึ้น และยังต้องติดตามราคารับซื้อไฟฟ้าใหม่ตาม PDP ใหม่ที่อาจถูกปรับลดตามต้นทุนอุปกรณ์ แผงโซลาร์เซลล์และแบตเตอรี่ที่มีแนวโน้มลดลง

กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar only) (ส่วนเพิ่ม) จากโครงการจัดหาพลังงานหมุนเวียน Feed-in-tariff (FiT) (Lot 2: 1,580 MW) ช่วงปี 2026-2027

หน่วย : MW



Solar PV ของ Big lot2 จำนวน 1,580 MW ผ่านการเห็นชอบให้รับซื้อได้ โดยกำหนดราคารับซื้อลดลง 1 สตางค์ เหลือ 2.1579 บาทต่อหน่วย อย่างไรก็ดี ยังต้องติดตามความคืบหน้าของสัญญาระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้าฯ เพื่อให้ทันการผลิตไฟฟ้า (SCOD) ตามกำหนด

กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รวม Lot 1 และ Lot 2 ช่วงปี 2025-2027

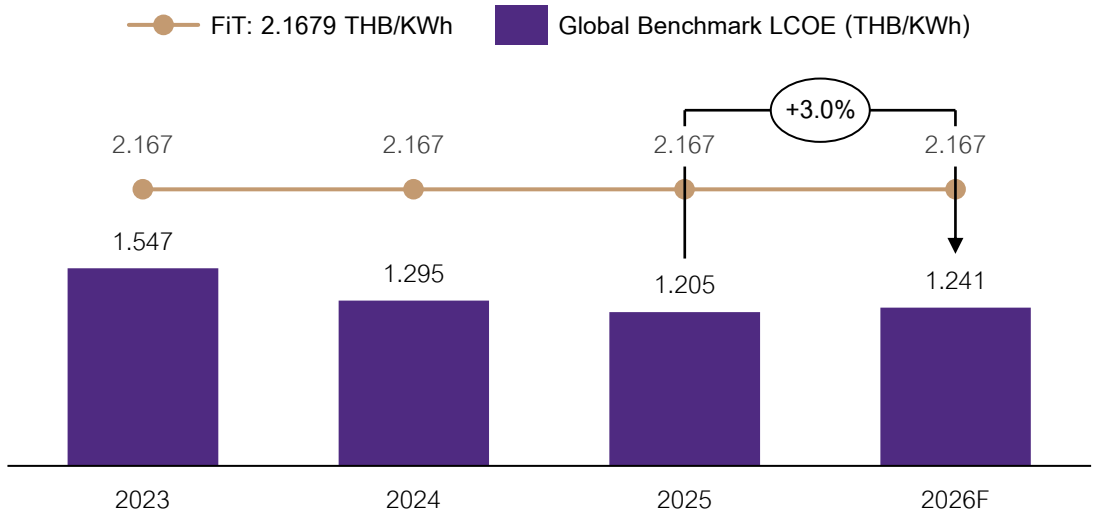
ปีที่ COD	Solar only (MW)	Solar + BESS (MW)
2025	277.4	121.0
2026	546.2	126.0
2027	593.7	46.0

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ กกพ. EPPO PDP 2018 rev.1 และ มติ กพช. วันที่ 21 สิงหาคม 2025

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโซลาร์และโซลาร์ร่วมกับแบตเตอรี่มีแนวโน้มลดลง แต่จะปรับขึ้นเล็กน้อยในปี 2026 จากต้นทุนวัตถุดิบและพลังงานที่สูงขึ้นจากสงครามสหรัฐฯ-อิหร่าน แต่ยังมีโอกาสปรับลดลงต่อเนื่องในปี 2027 หากสงครามคลี่คลายในปลายปี 2026

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์ (Solar fixed-axis)*

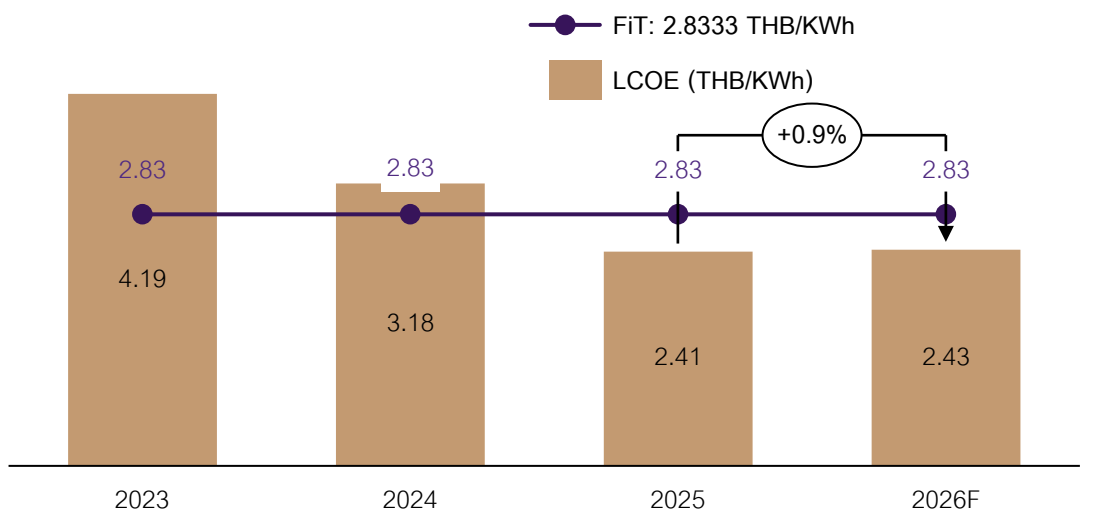
หน่วย : THB/KWh



- **ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์** (Global benchmark) **ในช่วงปี** 2023-2025 **มีแนวโน้มลดลง** จากราคาแผงโซลาร์เซลล์ที่ปรับลดลงจากสภาวะการแข่งขันสูงและภาวะ Oversupply ในตลาด
- **อย่างไรก็ดี ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์ปี** 2026 **คาดว่าจะเพิ่มขึ้นราว** 3% **จากต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้นจากราคาพลังงานและวัตถุดิบในการผลิตแผงโซลาร์เซลล์ที่ปรับตัวขึ้นจากสงครามสหรัฐฯ-อิหร่าน** โดยหลังสถานการณ์ในตะวันออกกลางคลี่คลาย ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์คาดว่าจะปรับลดลงได้อีกต่อเนื่องจากราคาพลังงานและวัตถุดิบในการผลิตแผงโซลาร์เซลล์ที่ลดลง

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์ร่วมกับแบตเตอรี่ (Solar fixed-axis + battery)*

หน่วย : THB/KWh



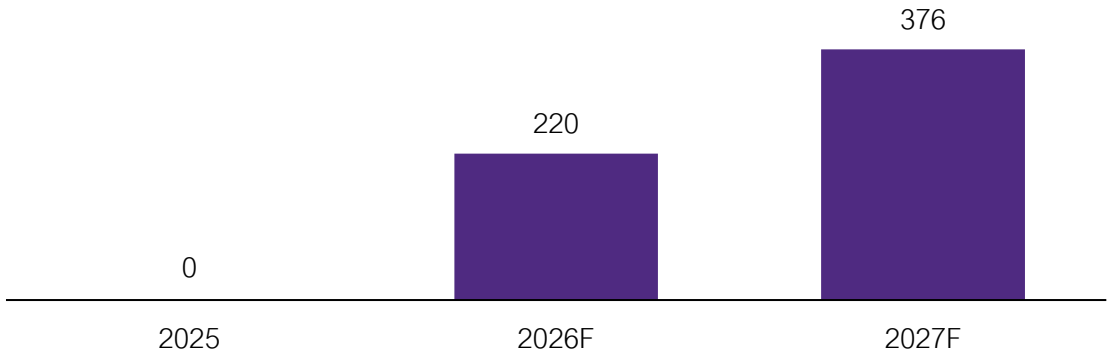
- **แนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์ร่วมกับแบตเตอรี่** (Global benchmark) **ในช่วงปี** 2023-2025 **ลดลงจากราคาแผงโซลาร์เซลล์และแบตเตอรี่ที่ลดลง**
- **อย่างไรก็ดี ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์ร่วมกับแบตเตอรี่ปี** 2026 **คาดว่าจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อย** จากต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้นจากการเร่งตัวของราคาพลังงานและวัตถุดิบที่ปรับตัวสูงขึ้นของแผงโซลาร์เซลล์และแบตเตอรี่ แต่มีโอกาสปรับลดลงหลังสถานการณ์ในตะวันออกกลางคลี่คลาย

หมายเหตุ : *ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าประเมินจาก Global benchmark ของ BloombergNEF
ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ กกพ. และ BloombergNEF

ไฟฟ้าจาก Wind ปี 2027 มีแผนเริ่มจ่ายไฟฟ้าต่อเนื่อง ซึ่งจะช่วยสนับสนุนการเติบโตของธุรกิจ Wind และยังมีแรงหนุนการเติบโตต่อเนื่องจากการรับซื้อ Lot 2 ช่วงปี 2028-2030 จำนวน 565 MW ที่อยู่ในช่วงการทำสัญญา

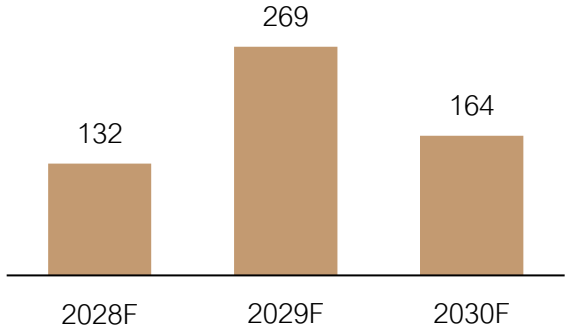
กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบก (Onshore wind) (ส่วนเพิ่ม) จากโครงการจัดหาพลังงานหมุนเวียน Feed-in-tariff (FiT) ช่วงปี 2024-2027

หน่วย : MW



กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมบนบก (Onshore wind) (ส่วนเพิ่ม) จากโครงการจัดหาพลังงานหมุนเวียน Feed-in-tariff (FiT) (Lot 2: 565 MW) ช่วงปี 2028-2030

หน่วย : MW



Onshore wind ของ Big lot2 จำนวน 565 MW ผ่านการเห็นชอบให้รับซื้อได้ โดยกำหนดราคารับซื้อเท่ากับ Lot 1 หรือ 3.1014 บาทต่อหน่วย อย่างไรก็ดี ยังต้องติดตามการเร่งทำสัญญาระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้าฯ เพื่อให้ทันการผลิตไฟฟ้า (SCOD) ตามกำหนด

โครงการไฟฟ้าจากพลังงานลม (Wind) Lot1 รวม 1,474MW ทยอยเดินหน้าทำสัญญาระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้าฯ ซึ่งมีแผน COD เข้าระบบต่อเนื่องทุกปีตั้งแต่ปี 2026-2030 โดย ปี 2026 จะ COD รวม 220 MW ปี 2027 จะ COD รวม 376 MW และในระยะข้างหน้าคาดว่าจะ COD รวมในช่วง 126 MW – 360 MW

อย่างไรก็ดี ยังต้องติดตามโครงการที่กำหนด COD 2026 ที่อาจล่าช้าและขอขยายเวลา COD ไปปี 2027 นอกจากนี้ กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมในช่วงปี 2029-2030 อาจมีการเปลี่ยนแปลง จาก PDP ฉบับใหม่ (2026) ที่ต้องการเพิ่มไฟฟ้าจากพลังงานลมมากขึ้น และยังต้องติดตามราคารับซื้อไฟฟ้าใหม่ตาม PDP ใหม่ที่อาจถูกปรับลดตามต้นทุนกังหันลมที่มีแนวโน้มลดลง

กำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลม รวม Lot 1 และ Lot 2 ช่วงปี 2026-2030

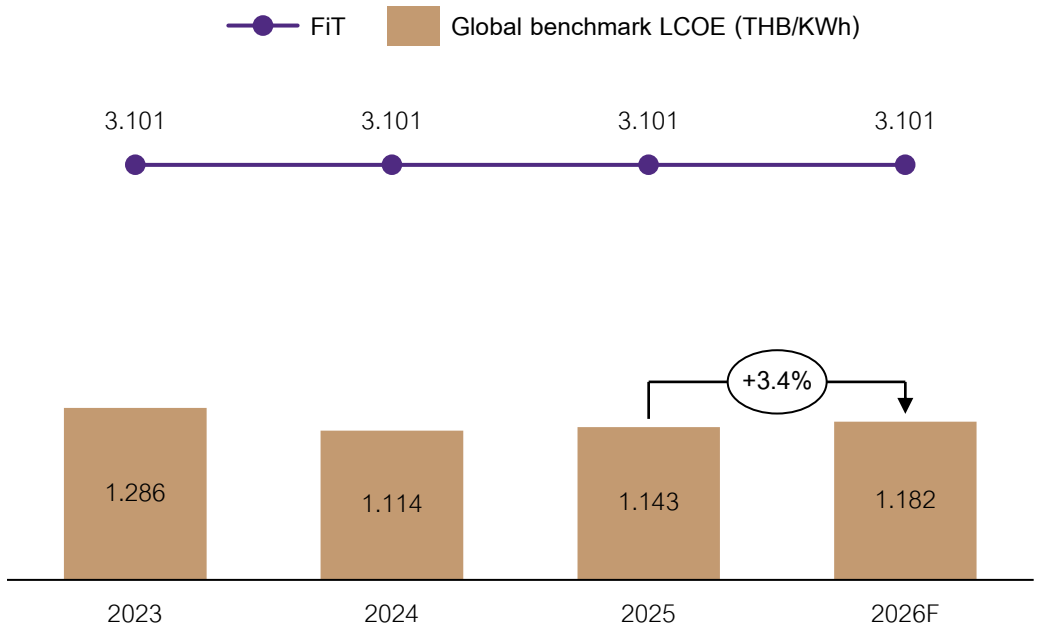
ปีที่ COD	Added Capacity (MW)
2026	220
2027	376
2028	258
2029	629
2030	483

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ กกพ. มติ กพช.วันที่ 21 สิงหาคม 2025

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมปี 2026-2027 ปรับตัวสูงขึ้นจากราคากังหันลมที่สูงขึ้นราว 6% แต่มีแนวโน้มปรับลดลงในระยะข้างหน้า อย่างไรก็ดี ราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานลมค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

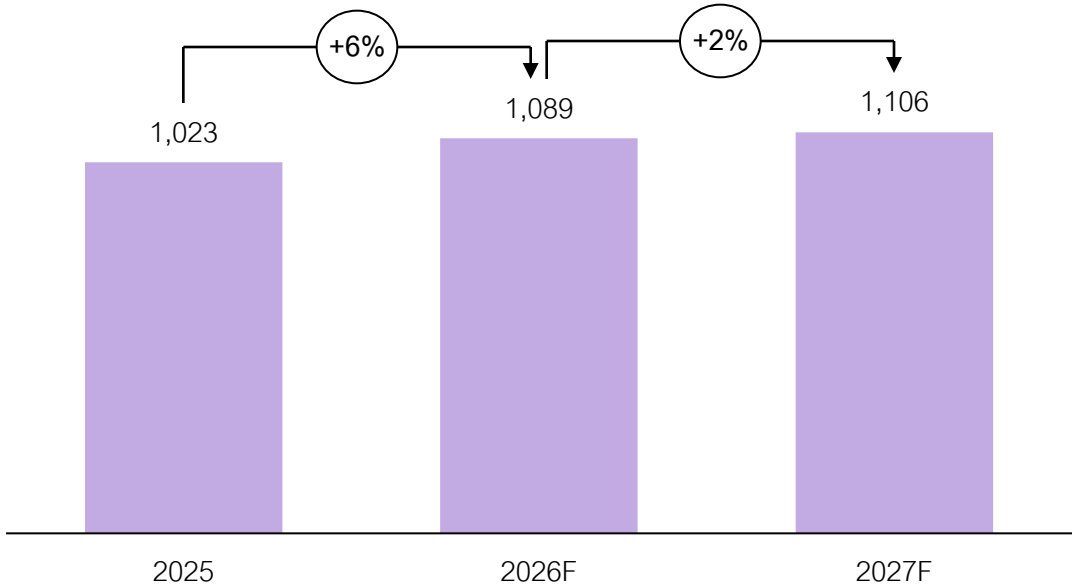
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบนบก (Onshore wind)*

หน่วย : THB/KWh



ราคากังหันลม (Wind turbine)*

หน่วย : ล้านบาท / เมกะวัตต์ (MW)



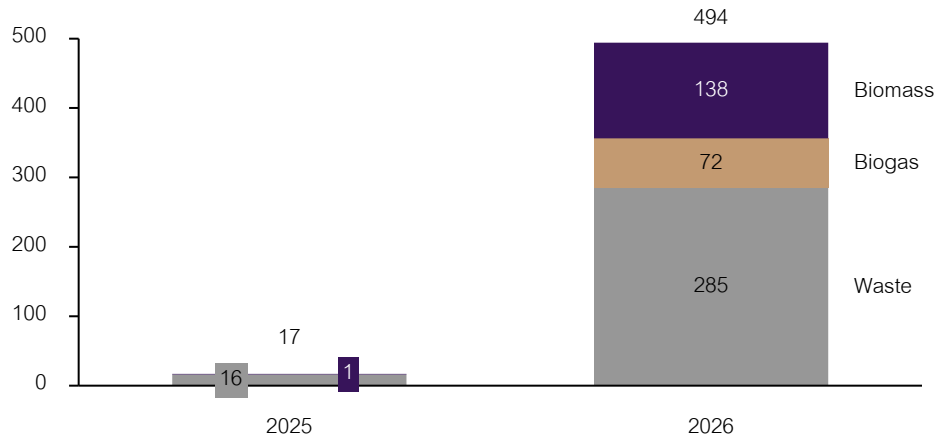
แนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมบนบก (Onshore wind) ในช่วงปี 2026-2027 มีแนวโน้มสูงขึ้นจากต้นทุนวัสดุของ Turbine เช่น ราคาเหล็กและทองแดงมีราคาปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ดี ในระยะข้างหน้าคาดว่าราคาจะลดลงเล็กน้อยจากต้นทุนวัตถุดิบที่ลดลงและผู้ผลิตในจีนที่เพิ่มกำลังการผลิตมากขึ้น ทำให้ราคากังหันลมอาจมีแนวโน้มทรงตัว แต่ด้วยราคารับซื้อไฟฟ้าที่ 3.1014 บาทต่อหน่วยที่ยังอยู่ในระดับสูงเมื่อเทียบกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

หมายเหตุ : * ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าประเมินจาก Global benchmark ของ BloombergNEF
ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ กกพ. และ BloombergNEF

โรงไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพและขยะ มีแผนผลิตในปี 2026 แต่คาดว่าโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่จะสามารถเริ่มผลิต COD ได้ในปี 2027 โดยยังมีปัจจัยเสี่ยงเฉพาะตัวที่เกี่ยวกับการจัดหาเชื้อเพลิงและเรื่องการปล่อยมลพิษ

กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล (Biomass) ก๊าซชีวภาพ (Biogas) และขยะ (Waste) ส่วนเพิ่มช่วงปี 2025-2026

หน่วย : MW



ประเภท	อัตราการรับซื้อ	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
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

ช่วงปี 2026-2030 โรงไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพและขยะจะมีแผนผลิตตามสัญญาในปี 2026 รวมราว 494 MW
ซึ่งโรงไฟฟ้าดังกล่าวจะต้องเริ่มลงนามสัญญาในปี 2024-2025 และเริ่มดำเนินการก่อสร้างแล้ว

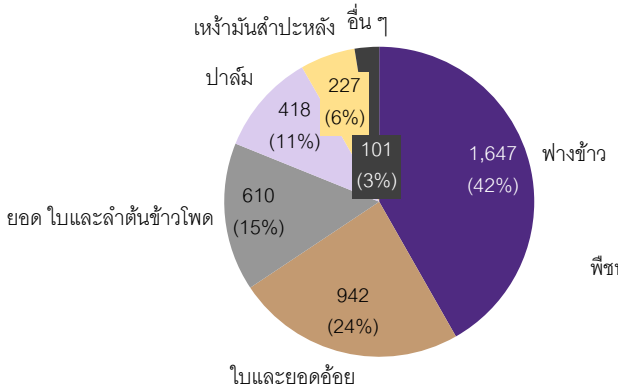
อย่างไรก็ดี ปี 2026 มีเพียงโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ 3 MW ที่ COD แล้ว ส่วนโรงไฟฟ้าอื่น อาทิ โรงไฟฟ้าขยะชุมชน และโรงไฟฟ้าชีวมวล มีแนวโน้มขอเลื่อนการผลิตเพื่อส่งมอบไฟฟ้าไปในปี 2027

โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซชีวภาพ ชีวมวล และขยะ ยังมีความเสี่ยงดังนี้

- ราคาและปริมาณเชื้อเพลิงที่ไม่แน่นอน ส่งผลต่อต้นทุนการผลิตและปริมาณการผลิตไฟฟ้า
- คุณภาพเชื้อเพลิงที่ไม่แน่นอน ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า
- ประเด็นเรื่องสังคม สิ่งแวดล้อมและธรรมาภิบาล อาทิ กลิ่นของกองขยะและก๊าซชีวภาพที่ใช้ป้อนโรงไฟฟ้า และเทคโนโลยีที่ยังมีการปล่อยคาร์บอนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงจากชีวมวลและขยะ เป็นต้น

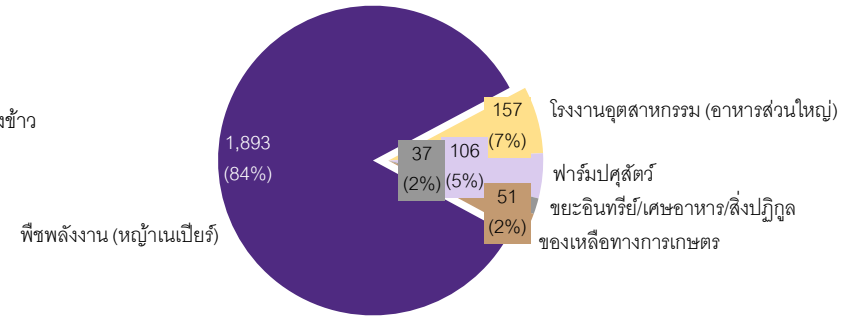
วัตถุดิบชีวมวล

หน่วย : MW



วัตถุดิบก๊าซชีวภาพ

หน่วย : MW

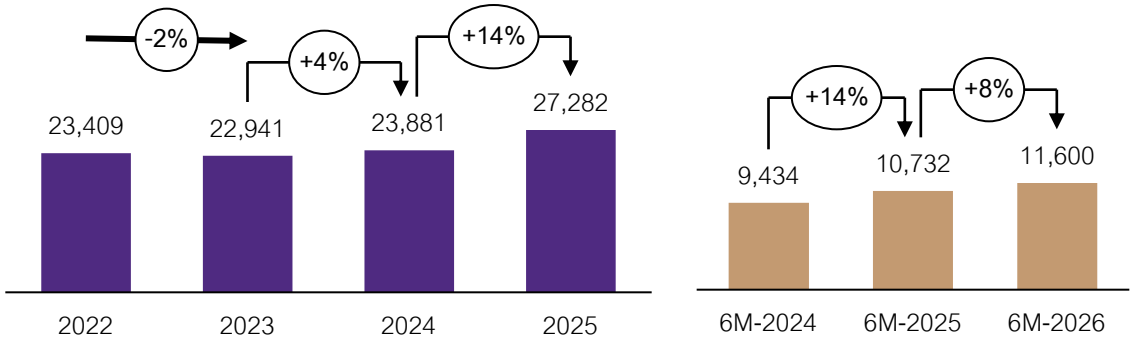


ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ กกพ.และ DEDE

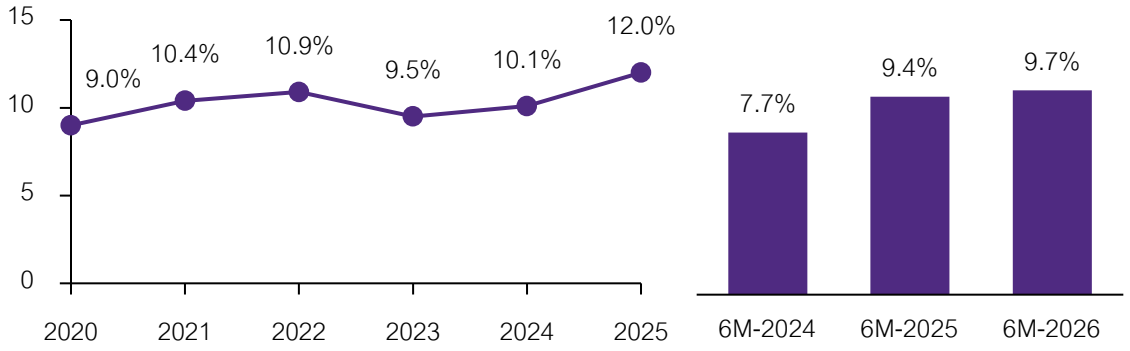
ไฟฟ้าพลังน้ำจากลาวมีแนวโน้มทรงตัวในปี 2026 จากปริมาณน้ำฝนและระดับน้ำที่อาจมีความเสี่ยงจากเอลนีโญ ซึ่งจะส่งผลต่อปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเขื่อนลดลงในช่วงปลายปี 2026 ถึงปี 2027

ปริมาณการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากลาว

หน่วย : ล้านหน่วย

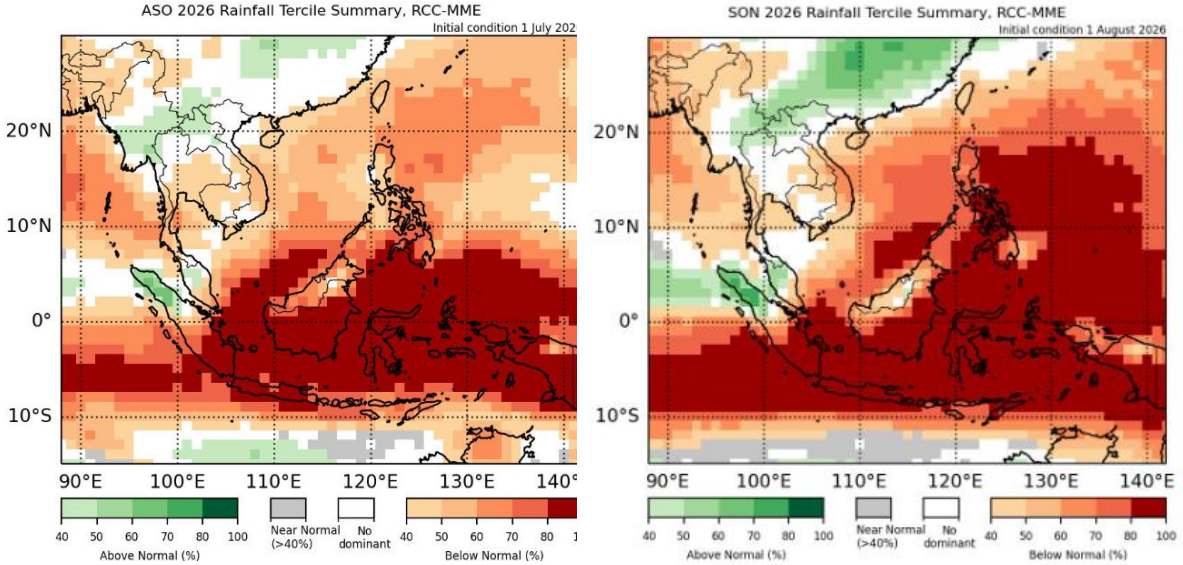


สัดส่วนการนำเข้าไฟฟ้าพลังงานน้ำจากลาวของไทย (% ของปริมาณการผลิตไฟฟ้าในระบบ)



ปี 2026 ไฟฟ้าจากการนำเข้าพลังงานน้ำในช่วง 6 เดือนแรก เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปี 2025 จากปริมาณการไหลของน้ำและปริมาณน้ำในเขื่อนในครึ่งแรกของปี 2026 ที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ดี แนวโน้มของปริมาณการนำเข้าไฟฟ้าพลังงานน้ำปี 2026 มีแนวโน้มใกล้เคียงปี 2025 หรือราว 27,000 ล้านหน่วยจากปริมาณน้ำบริเวณตอนกลางถึงตอนใต้ของลาวจะกลับมาลดลงเล็กน้อยในปลายปี 2026 เมื่อเทียบกับปี 2025 จากสถานการณ์เอลนีโญ

ปริมาณน้ำในเขื่อนอาจมีแนวโน้มลดลงในปลายปี 2026 ถึงต้นปี 2027 จากสถานการณ์เอลนีโญ



รายงานเดือนสิงหาคม

รายงานเดือนกันยายน

คาดการณ์ปริมาณน้ำฝนจาก ASEAN SPECIALISED METEOROLOGICAL CENTRE (ASMC) ในช่วงเดือนกันยายนถึงพฤศจิกายนบริเวณตอนล่างในประเทศลาวมีน้ำฝนลดลงจากช่วงที่คาดการณ์ในเดือนสิงหาคม ซึ่งอาจส่งผลให้ปริมาณน้ำในเขื่อนลดลงในช่วงปลายปี

ทั้งนี้ยังต้องติดตามผลกระทบของเอลนีโญที่อาจทำให้เกิดสภาพอากาศแปรปรวนที่ส่งผลต่อปริมาณน้ำฝนและระดับน้ำในเขื่อนได้ในช่วงปลายปี 2026 ต่อเนื่องไปจนถึงปี 2027

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ EGAT, EPPO และ ASEAN SPECIALSED METROLOGICAL CENTRE (ASMC)

ไฟฟ้าจากพลังงานน้ำนำเข้าจากลาวช่วงปี 2027-2029 คาดว่ายังอยู่ในระดับใกล้เคียงเดิม โดยในปี 2030 คาดว่าจะนำเข้าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากกำหนด COD ของโรงไฟฟ้าหลวงพระบาง

กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ (Signed PPA) ของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำนำเข้าจากลาวปี 2030 และ 2033

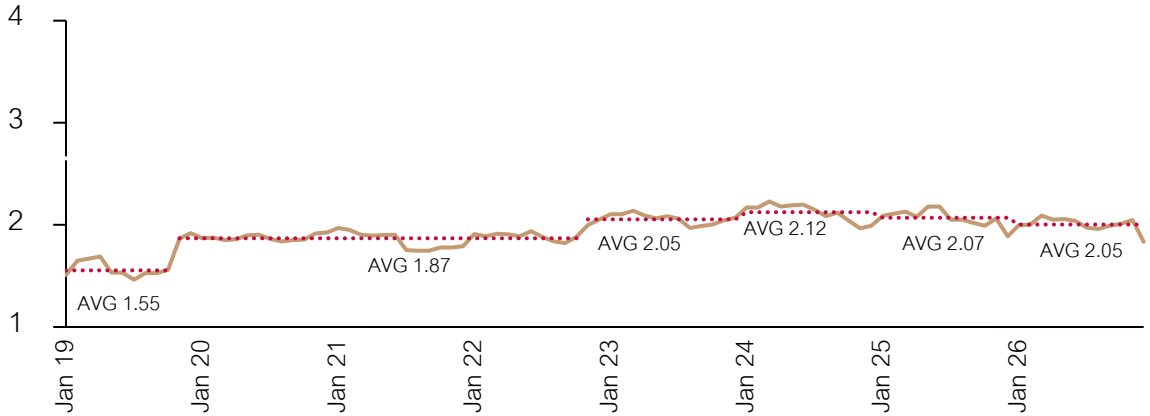
หน่วย : MW

โครงการ	กำหนด COD	Capacity (MW)	ปริมาณผลิตไฟฟ้าส่งมาไทย (ล้านหน่วย)
โครงการหลวงพระบาง (72% progress at Q1/2026)	2030	1,400	5,328
โครงการปากลาย	2033	763	3,246
โครงการปากเบง	2033	897	3,666
โครงการเซกอง 4A&4B	2033	347.3	1,473

โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำได้รับอนุมัติลงนามสัญญาแล้ว 4 โครงการที่กำหนด COD ในช่วงปี 2030-2033 โดยโครงการแรกคือโครงการหลวงพระบางที่จะเริ่มผลิตเพื่อจ่ายไฟฟ้าได้ในปี 2030 ราว 1,400 MW ซึ่งปัจจุบันกำลังอยู่ระหว่างก่อสร้าง และอีก 3 โครงการกำหนดผลิตไฟฟ้าในปี 2033 รวมราว 2,007.3 MW

ต้นทุนซื้อไฟฟ้าจากพลังงานน้ำในลาว

หน่วย : บาทต่อหน่วย



ปัจจุบันต้นทุนการนำเข้าไฟฟ้าพลังงานน้ำอยู่ที่ราว 2.05 บาทต่อหน่วย อย่างไรก็ดี ต้นทุนไฟฟ้าจากพลังงานน้ำมีแนวโน้มสูงขึ้นจากโครงการใหม่ในปี 2030-2033 มีกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าสูงขึ้น เช่น หลวงพระบาง ปากเบง และปากลาย ที่มีสัญญาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ที่ 2.4030, 2.7129 และ 2.6989 บาทต่อหน่วย ตามลำดับ จากต้นทุนโครงการที่สูงขึ้นในการก่อสร้าง ทั้งจากวัสดุอุปกรณ์และการก่อสร้างที่ต้องดำเนินการโดยไม่กระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ EGAT และ PDP2018 Revision 1



โรงไฟฟ้าจากฟอสซิลยังโตต่อหรือชะลอ?
ท่ามกลางแรงกดดันของเป้าหมายการลดคาร์บอน

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลปี 2027 คาดว่ามีแนวโน้มลดลงจากโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ถูกปรับลดการผลิตลง ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเล็กน้อย อย่างไรก็ตาม ปี 2027 กำลังการผลิตไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติยังมีแผนสร้างหน่วยผลิตใหม่จาก กฟผ. ร่วม 2,100 MW

ส่วนในระยะข้างหน้า คาดว่าการผลิตไฟฟ้าจากฟอสซิลยังมีแนวโน้มลดลงต่อเนื่อง จากการปรับลดสัดส่วนไฟฟ้าจากถ่านหิน ขณะที่ไฟฟ้าจากก๊าซฯ มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น

ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมีแนวโน้มหดตัวในปี 2027 จากปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากฟอสซิลที่คาดว่าลดลง โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าถ่านหิน แม้ร่างแผน PDP 2026 จะมีแผนเพิ่มกำลังการผลิตใหม่ แต่คาดว่าใช้สำหรับทดแทนโรงไฟฟ้าเก่า

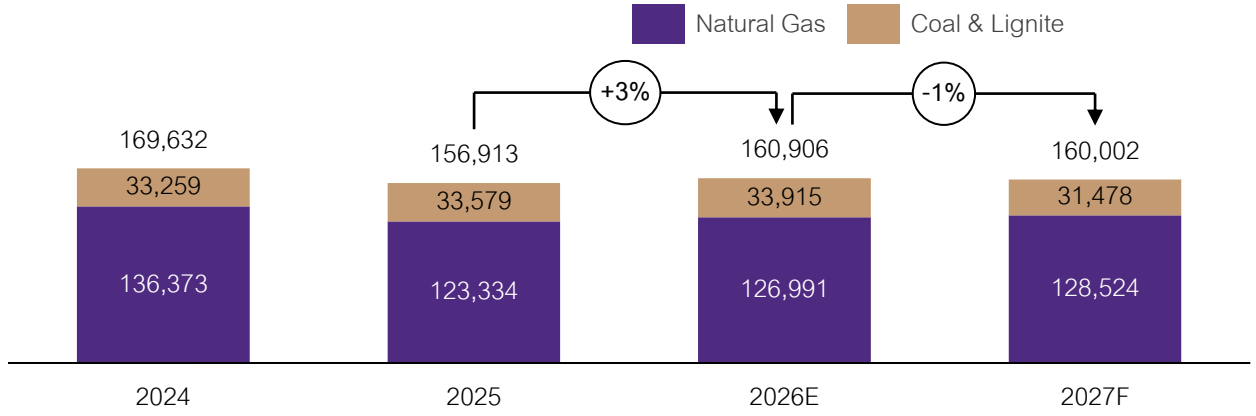
ภาพรวมภาวะธุรกิจ

- **การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลรวมมีแนวโน้มลดลงราว -1%YOY ในปี 2027**
  - **โรงไฟฟ้าถ่านหินลดลงราว -7%YOY** จากการกลับมาลดกำลังการผลิตที่ถูกทดแทนด้วยก๊าซธรรมชาติหลังต้นทุน LNG ปรับลดลง และมีแนวโน้มลดลงในระยะข้างหน้า
  - **โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเล็กน้อยราว 1%YOY** จากต้นทุน LNG ที่เริ่มลดลงจากปี 2026 ที่พุ่งสูงจากสงครามสหรัฐฯ-อิหร่าน อย่างไรก็ดี ปี 2027 กฟผ. มีแผนเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซฯรวม 2,100 MW **และคาดว่าปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซฯ มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในระยะข้างหน้าจากความต้องการไฟฟ้าที่เติบโตสูงจากอุตสาหกรรมและการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า**

- **ปัจจัยที่ต้องพิจารณาและติดตามที่ส่งผลกระทบเชิงลบต่อโรงไฟฟ้าจากฟอสซิล**
  - นโยบายและแผนการดูแลการปล่อย GHG ที่จะเพิ่มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากนโยบายการเก็บภาษีคาร์บอน โดยคาดว่าจะเริ่มบังคับใช้ในปลายปี 2027 ที่อาจทำให้ต้นทุนเพิ่มขึ้นราว 10%-40% ของต้นทุนรวม ซึ่งจะทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องมีต้นทุนเพิ่มขึ้นจากภาษีหรือการใช้เชื้อเพลิงสะอาดที่มีราคาสูงกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลมาผสมเพื่อผลิตไฟฟ้า

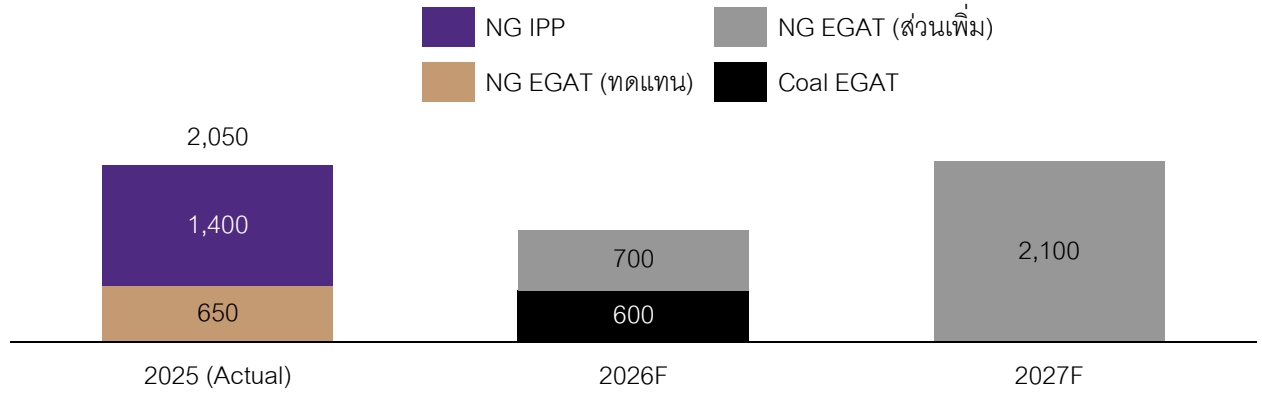
ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหินช่วงปี 2024-2027

หน่วย : GWh



กำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มเข้าระบบจากเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหินปี 2025-2027

หน่วย : MW

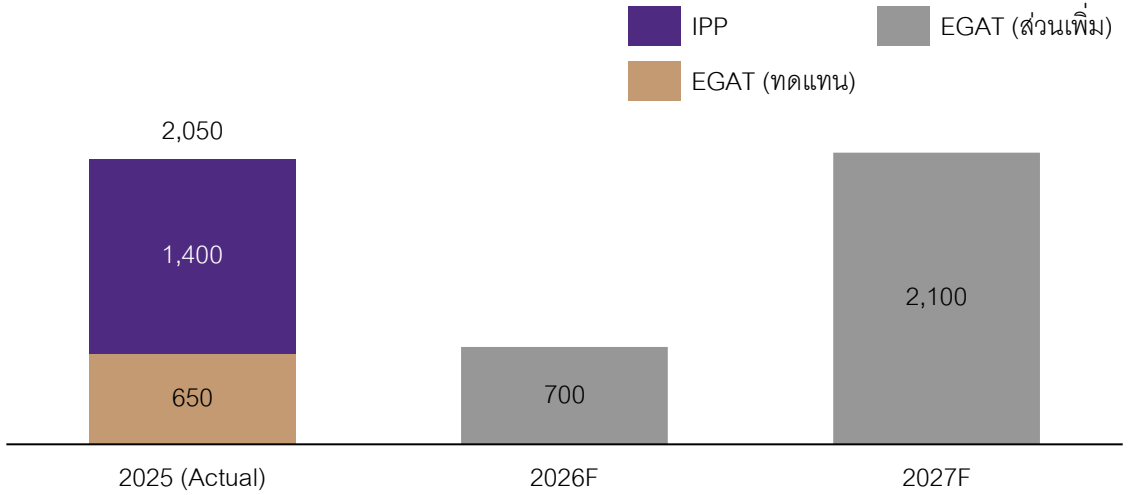


ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ EGAT, NDC 3.0 และ EPPO

โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ช่วงปี 2026-2027 มีแผนเพิ่มกำลังการผลิตต่อเนื่อง ส่วนใหญ่เป็นของ กฟผ. ซึ่งคาดว่าจะมีความชัดเจนหลังประกาศใช้ PDP 2026 ส่วนภาคเอกชน (IPP) ยังมีกำหนด COD 540 MW ในช่วงปี 2029

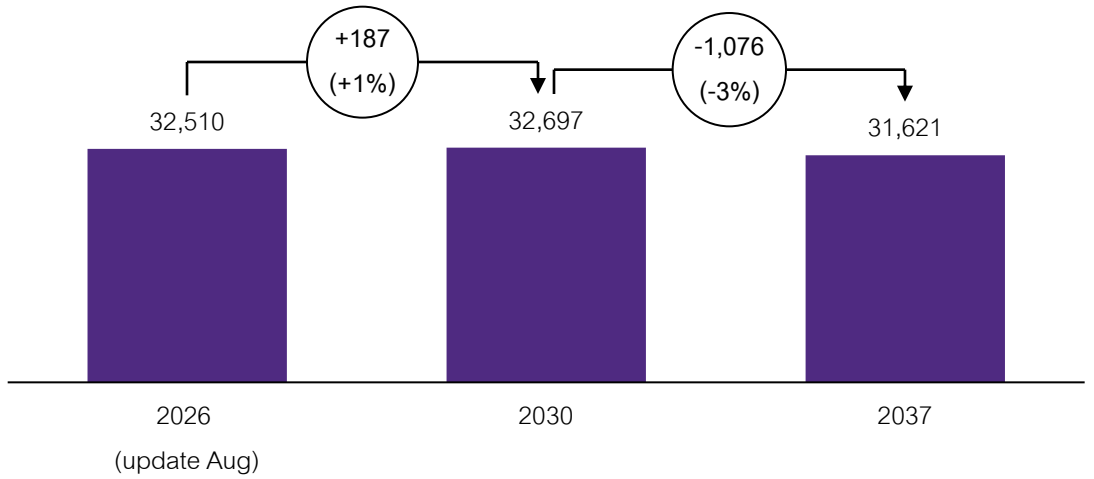
กำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มของโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ

หน่วย : MW



ประเมินกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ตามร่างแผน PDP 2026

หน่วย : MW



โรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมีแผนเพิ่มกำลังการผลิตเข้าระบบการไฟฟ้าในช่วงปี 2026-2027 ส่วนใหญ่จากการเพิ่มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า กฟผ. ราว 700 – 2,100 MW แต่ยังอยู่ในช่วงการขออนุมัติจากภาครัฐในการดำเนินการ ซึ่งคาดว่าจะชัดเจนหลังประกาศใช้ PDP 2026

ส่วนโรงไฟฟ้าเอกชนจะมีแผน COD 1 โครงการในปี 2029 คือ IPP - Burapa Power (BPG) : Contract capacity 540 MW

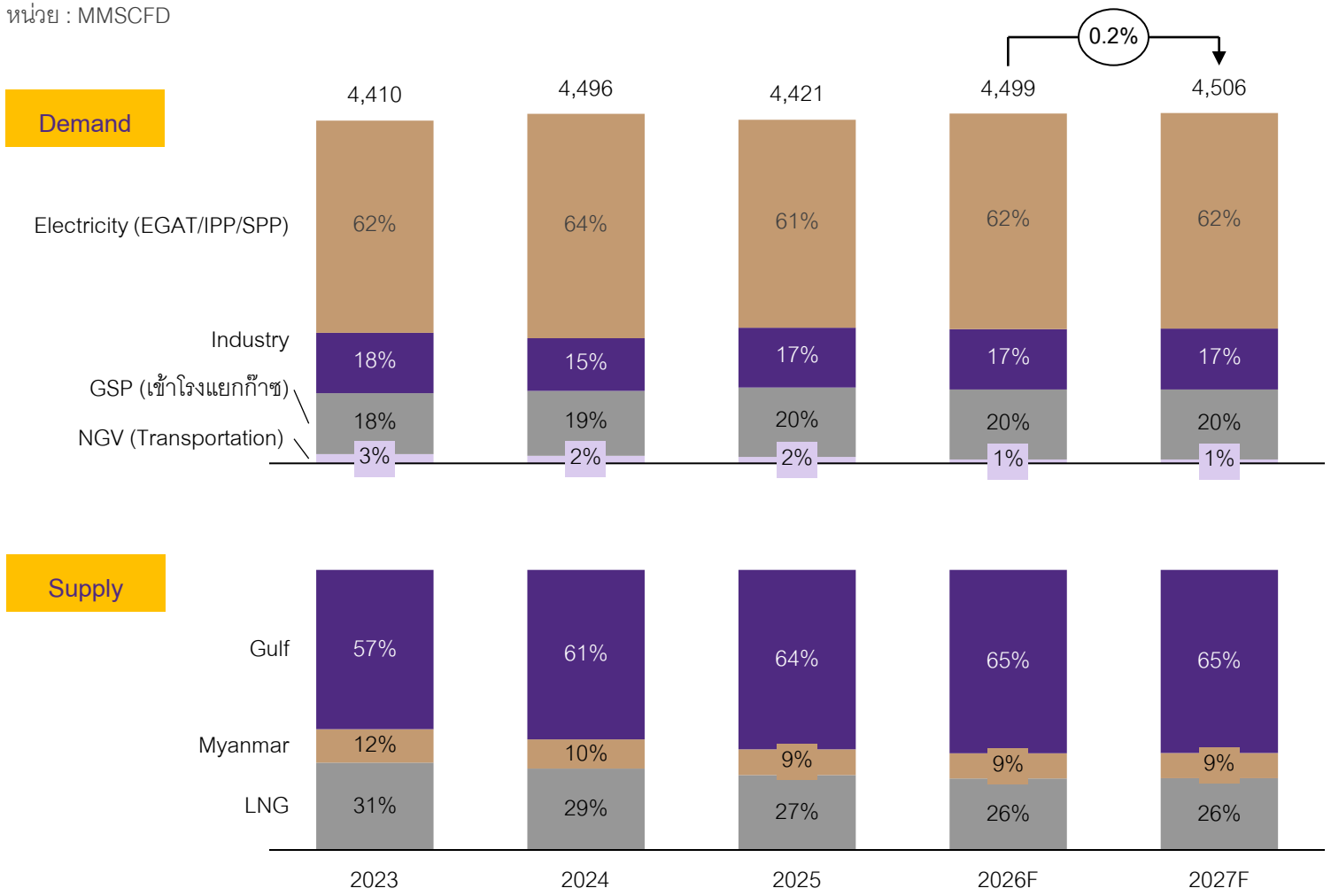
- ประมาณการกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติช่วงปี 2026-2030 ยังมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเล็กน้อยที่ 32,697 MW โดยโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติใหม่จะถูกสร้างเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเก่าที่หมดสัญญาและถูกปลดระวางรวมราว 9,000 MW
- ระยะยาว (2037) ประเมินว่ากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจะลดลงเหลือราว 31,621 MW

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ กฟผ. และร่าง PDP 2026

Demand ก๊าซฯ ของไทยในปี 2026-2027 จะสูงขึ้นเล็กน้อย จาก กกพ. ที่กำหนดให้ใช้ไฟฟ้าจากก๊าซฯ ราว 62% ของแหล่งพลังงานทั้งหมด โดย Supply ก๊าซฯ มาจากแหล่งอ่าวไทยเป็นหลัก แต่ก๊าซฯ จากอ่าวไทยมีแนวโน้มลดลงและเพิ่มสัดส่วน LNG นำเข้ามาทดแทนมากขึ้น

Demand-supply ก๊าซธรรมชาติในไทยปี 2023-2025 และคาดการณ์ ปี 2026-2027

หน่วย : MMSCFD



ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ ในช่วงปี 2027 คาดว่ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเล็กน้อยราว 0.2% จากปี 2026 ทั้งจากส่วนของโรงไฟฟ้าภาคอุตสาหกรรม และยังมีแนวโน้มเติบโตต่อเนื่องในระยะข้างหน้าจากการเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้เป็นฐานในการผลิตไฟฟ้าและภาคอุตสาหกรรมในช่วงการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานสะอาด

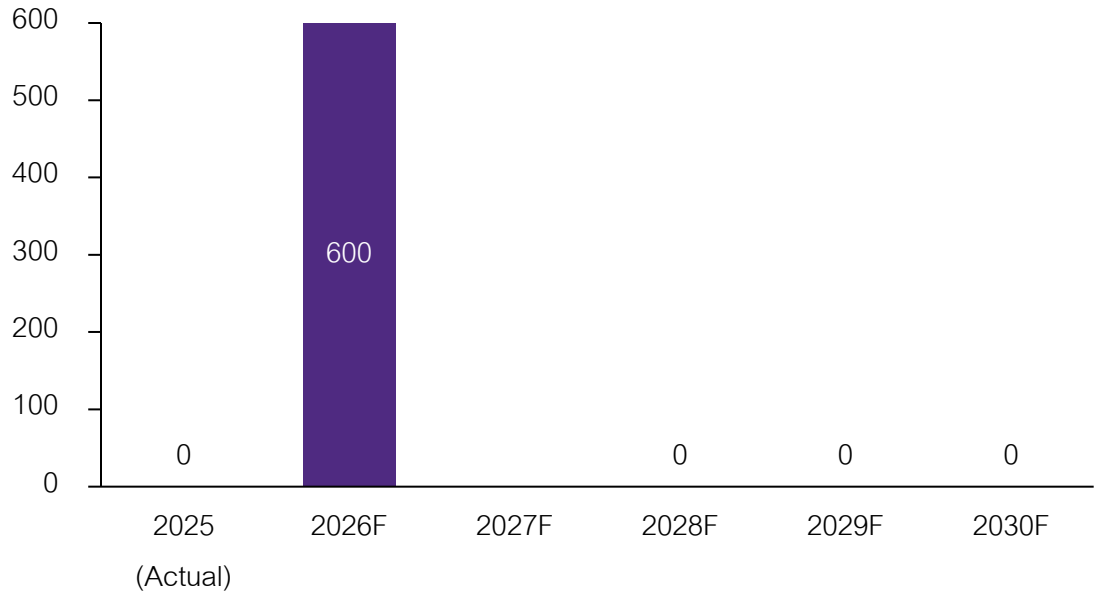
ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Import) ปี 2027 มีแนวโน้มทรงตัวที่สัดส่วนสูงราว 26% แต่ในระยะข้างหน้า คาดว่าสัดส่วนการนำเข้า LNG จะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากความต้องการก๊าซธรรมชาติที่ยังมีอยู่ต่อเนื่องขณะที่แหล่งก๊าซธรรมชาติในเมียนมาและอ่าวไทยมีแนวโน้มลดลง

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ EPPO และ NDC 3.0

โรงไฟฟ้าถ่านหินส่วนของ กฟผ. ยังมีแผนสร้างกำลังการผลิตทดแทน ราว 600 MW ในปี 2026 อย่างไรก็ดี แผน PDP ฉบับใหม่ คาดว่ามีเป้าลดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินเหลือราว 3,000 MW ในปี 2030

กำหนดกำลังการผลิต (ทดแทน) จากถ่านหินและลิกไนต์ (EGAT)

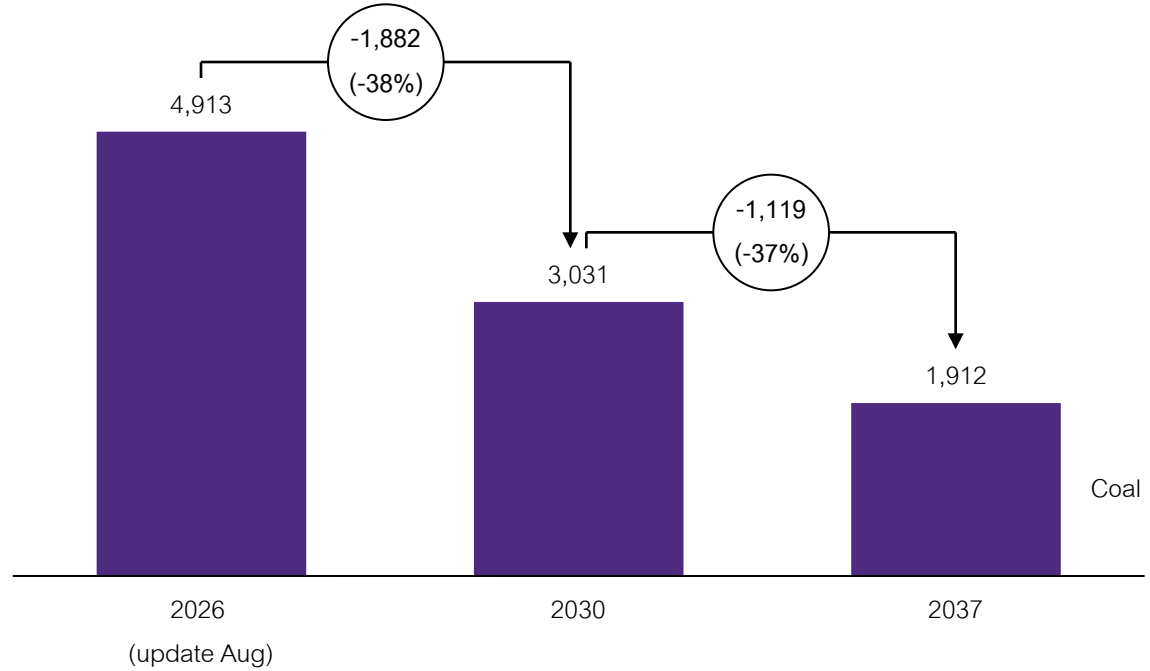
หน่วย : MW



โรงไฟฟ้าจากถ่านหินและลิกไนต์ตามแผนของ กฟผ. กำหนดกำลังการผลิตทดแทนที่ 600 MW ในช่วงต้นทุน LNG พุ่งสูงขึ้นจากสถานการณ์สงครามในตะวันออกกลาง ขณะที่โรงไฟฟ้าภาคเอกชนไม่มีแผน COD ในช่วงปี 2026-2030

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าจากถ่านหินและลิกไนต์ตามร่าง PDP 2026

หน่วย : MW



โรงไฟฟ้าจากถ่านหินช่วงปี 2026-2030 มีแนวโน้มลดลงต่อเนื่องจากระดับ 4,913 MW เหลือ 3,031 MW ในปี 2030 และ 1,921 MW ในปี 2037

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ PDP 2018 rev.1 และร่าง AEDP 2024 และ ร่าง PDP 2024



กำแพงภาษีสหรัฐฯ สะเทือนธุรกิจโซลาร์เซลล์อย่างไร และโอกาสใหม่อยู่ที่ไหน?

อุตสาหกรรมการผลิตชิ้นส่วนและแผงโซลาร์เซลล์ปี 2027 คาดว่ายังชะลอตัวและยังมีความเสี่ยงสูงจากมูลค่าการส่งออกที่ยังอยู่ในระดับต่ำใกล้เคียงปี 2026 โดยคาดว่ามูลค่าการส่งออกในปี 2027 จะมีแนวโน้มลดลงเล็กน้อยที่ราว -0.5% (YOY) ซึ่งเป็นผลต่อเนื่องจากมาตรการภาษี AD/CVD ของสหรัฐฯ ที่กระทบความสามารถในการแข่งขันของผู้ผลิตไทยเมื่อเทียบกับประเทศคู่แข่งขัน

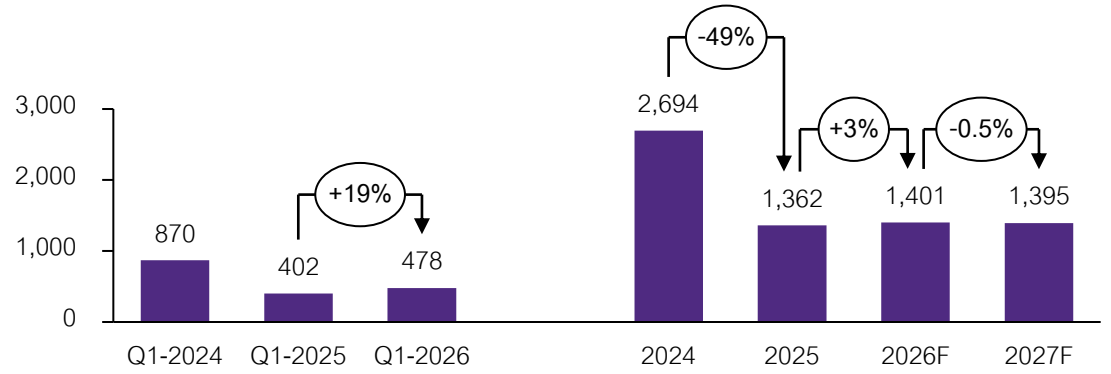
การถูกเรียกเก็บ AD/CVD จากสหรัฐฯ ในอัตราที่สูงจะยังกระทบต่ออุตสาหกรรมส่งออกโซลาร์เซลล์ของไทยต่อเนื่องในปี 2027 เนื่องจากการส่งออกไปสหรัฐฯ ซึ่งเป็นตลาดส่งออกแผงโซลาร์เซลล์และชิ้นส่วนที่สำคัญของไทยยังอยู่ในระดับต่ำใกล้ระดับปี 2026

ภาพรวมภาวะธุรกิจ

- **มูลค่าการส่งออกชิ้นส่วนแผงโซลาร์และแผงโซลาร์เซลล์ไทยไปตลาดโลกปี 2026 คาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปี 2025 ที่เคย Shock ผู้ส่งออกและถูกกดดันการนำเข้าจากภาษี AD/CVD ประกอบกับการปรับตัวในการจัดการภาษีของผู้ส่งออกและผู้นำเข้าที่สามารถลดภาษีได้บางส่วน** <u>**อย่างไรก็ดี ปี 2027 คาดว่ามูลค่าการส่งออกลดลงเล็กน้อยจากต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้นและการแข่งขันทางธุรกิจที่รุนแรง**</u>
- **ในระยะข้างหน้า คาดว่ามูลค่าการส่งออกมีแนวโน้มทรงตัว** แม้ความต้องการแผงโซลาร์เซลล์ในประเทศอินเดียและเอเชียมีแนวโน้มเติบโต แต่ยังมีความกังวลเรื่องการแข่งขันทางธุรกิจที่ยังรุนแรงต่อเนื่องและจากราคาแผงโซลาร์เซลล์ที่เริ่มปรับตัวลดลง
- **ราคาแผงโซลาร์ในปี 2027 และในระยะข้างหน้า คาดว่ายังคงลดลงต่อเนื่อง** ซึ่งเป็นผลจาก 1. อุปทานที่ล้นตลาดโดยเฉพาะในประเทศจีน ซึ่งอยู่ในภาวะล้นตลาดตลอด Value chain ทั้งในส่วนของ Polysilicon, Wafer, Cell, และ Module และคาดการณ์ว่าภาวะนี้จะยังคงมีอยู่ต่อเนื่องและยาวนานกว่าที่คาด 2. การแข่งขันของผู้ผลิต Module ที่รุนแรงมากขึ้น
- **ปัจจัยสำคัญที่จะส่งผลต่อภาวะธุรกิจ**
  - มาตรการ AD/CVD ของสหรัฐฯในประเทศคู่แข่งขัน (ลาว อินเดีย และอินโดนีเซีย) ที่จะกระทบต่อการแข่งขัน

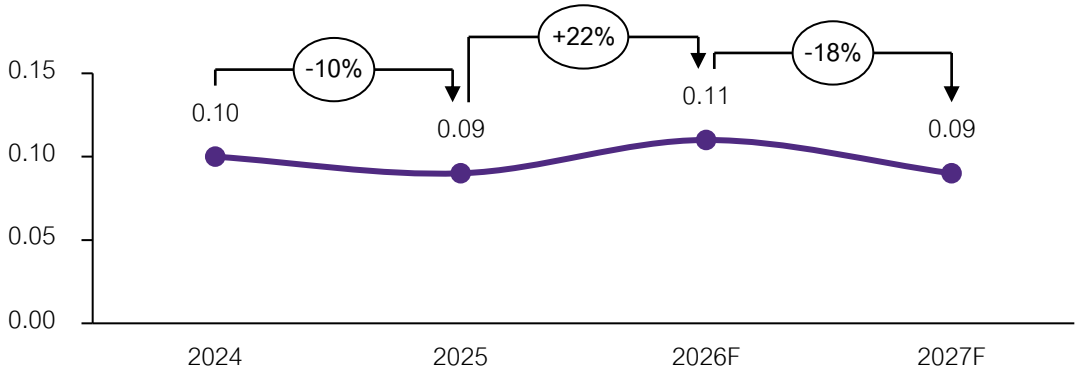
มูลค่าการส่งออกชิ้นส่วนโซลาร์เซลล์และแผงโซลาร์เซลล์ (Module) ไทย ปี 2024-2027

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐ



ราคาแผงโซลาร์เซลล์เฉลี่ยทั่วโลก (Module price) ปี 2024-2027

หน่วย : USD/W

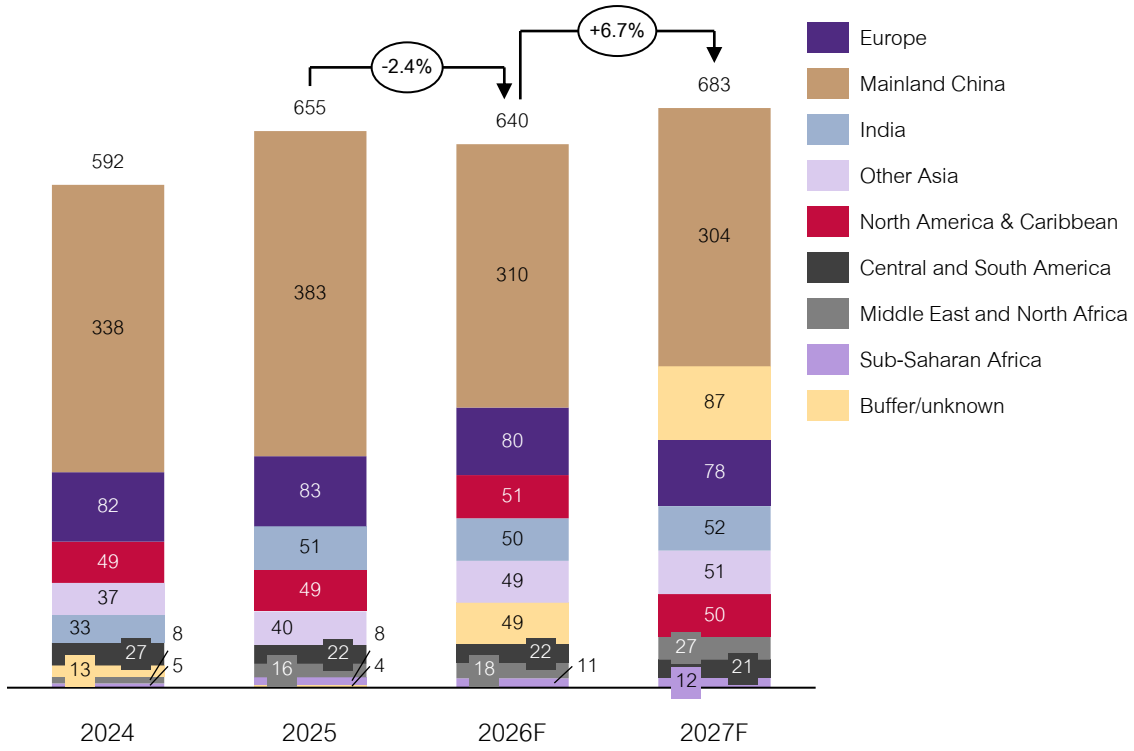


ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูล BloombergNEF และกระทรวงพาณิชย์

ความต้องการแผงโซลาร์เซลล์มีแนวโน้มเติบโตในปี 2027 จากแนวโน้มการลงทุนใหม่ในโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar PV) ที่เพิ่มขึ้นด้วยต้นทุนโครงการที่ลดลงและแรงผลักดันจากเป้าหมาย Net zero

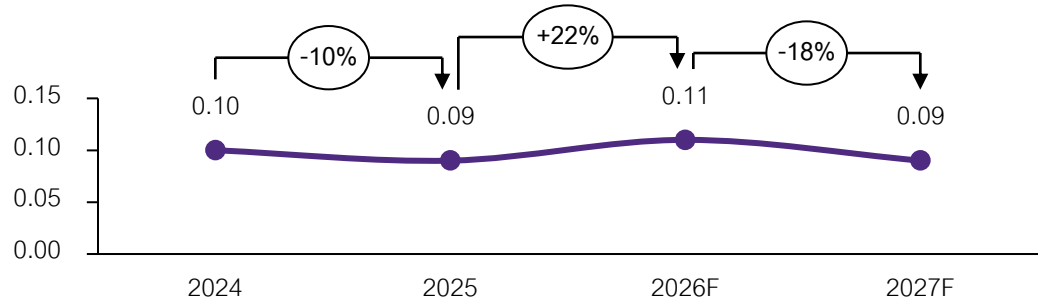
การลงทุนโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar PV) ใหม่ทั่วโลก

หน่วย : GW



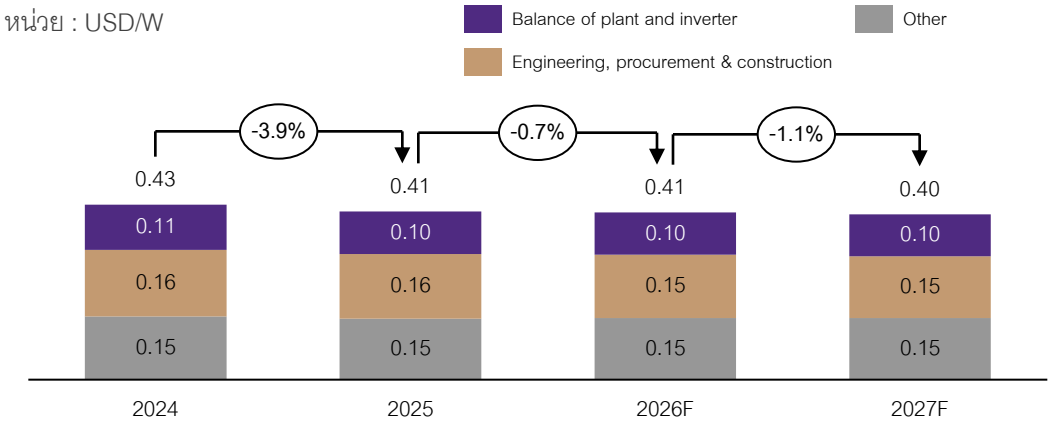
ราคาแผงโซลาร์เซลล์เฉลี่ย (Module price) ปี 2024-2030

หน่วย : USD/W



ต้นทุนก่อสร้างและอุปกรณ์ Inverter เฉลี่ย ปี 2024-2030

หน่วย : USD/W



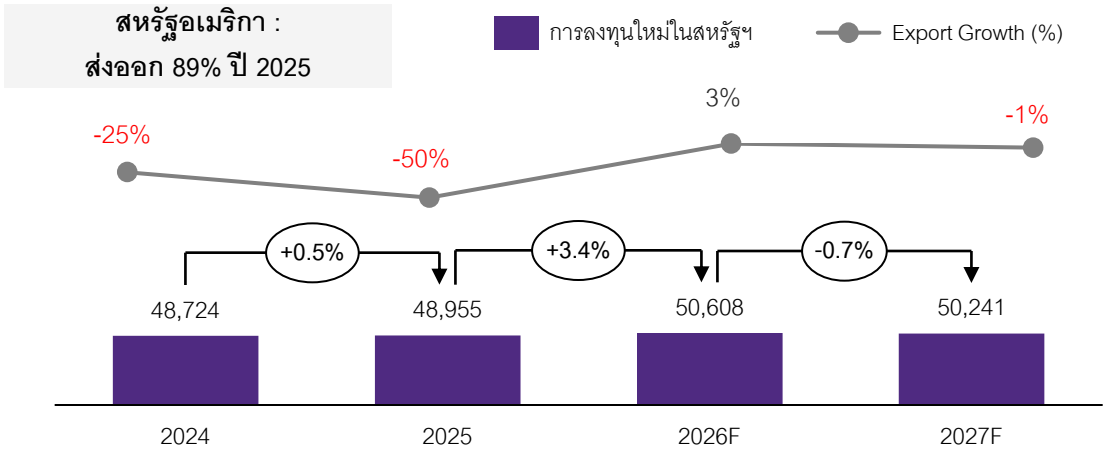
- Bloomberg คาดการณ์การลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากสมมุติฐานตามเป้าหมาย Net zero 2050 เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์มีต้นทุนในระดับต่ำประกอบกับการก่อสร้างและการติดตั้งที่ทำได้ง่ายกว่าโรงไฟฟ้าประเภทอื่น
- การลงทุนในจีน สหรัฐฯ และยุโรปคาดว่ามีการลงทุนในแต่ละปีเพิ่มขึ้นในระดับใกล้เคียงเดิม แต่อินเดียและเอเชียจะเป็นภูมิภาคที่คาดว่าการลงทุนจะมีอัตราการเติบโตสูงต่อเนื่องในช่วงปี 2027-2030

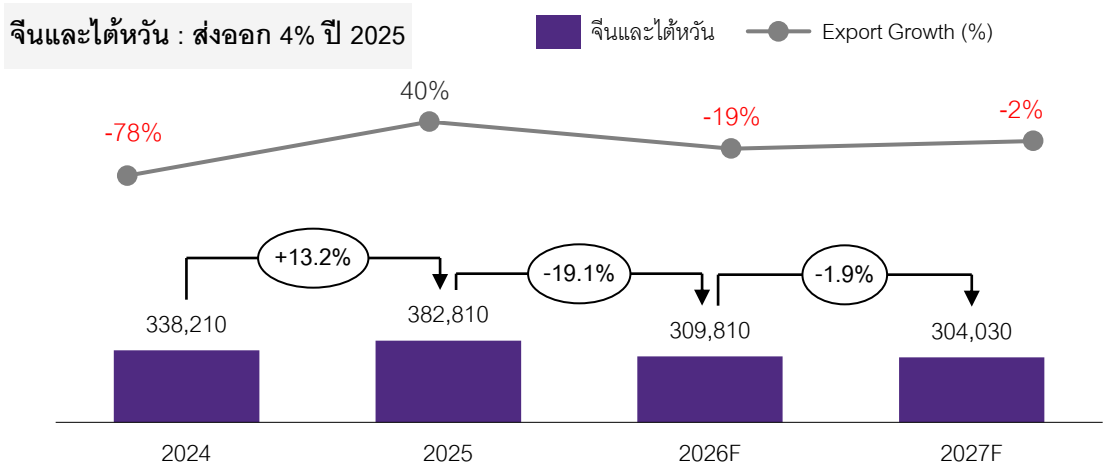
ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูล Bloomberg และ Trademap

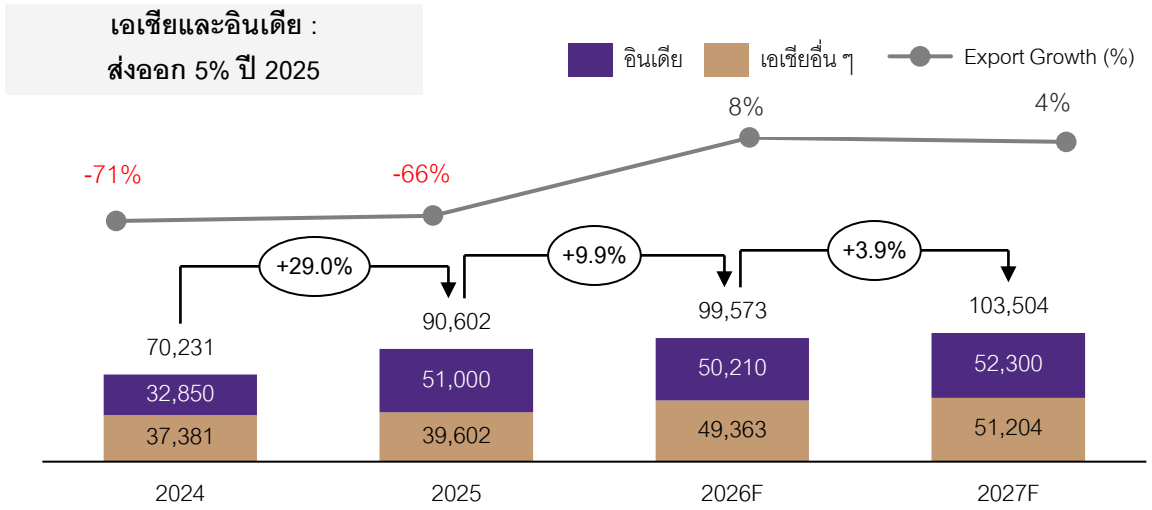
ความต้องการแผงโซลาร์เซลล์ของไทยในตลาดหลักอย่างสหรัฐฯ มีแนวโน้มลดลงในปี 2027 และคาดว่าจะลดลงต่อเนื่องในระยะข้างหน้า จากแนวโน้มการลงทุนในโครงการ Solar PV ที่ลดลงในสหรัฐ ซึ่งจะกดดันการส่งออกแผงโซลาร์เซลล์ของไทย

แนวโน้มการลงทุนและอัตราการเติบโตของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar PV) ในกลุ่มประเทศหลักที่ไทยส่งออกแผงและชิ้นส่วนโซลาร์เซลล์

หน่วย : MW







- ความต้องการแผงโซลาร์เซลล์ในกลุ่มผู้นำเข้ารายใหญ่จากไทยอย่างสหรัฐฯ ปี 2027 คาดว่าจะปรับตัวลดลงและคาดว่าจะทรงตัวในระยะข้างหน้า ซึ่งอาจส่งผลต่อปริมาณการส่งออกและรายได้ของผู้ผลิตแผงและชิ้นส่วนโซลาร์เซลล์ไทย

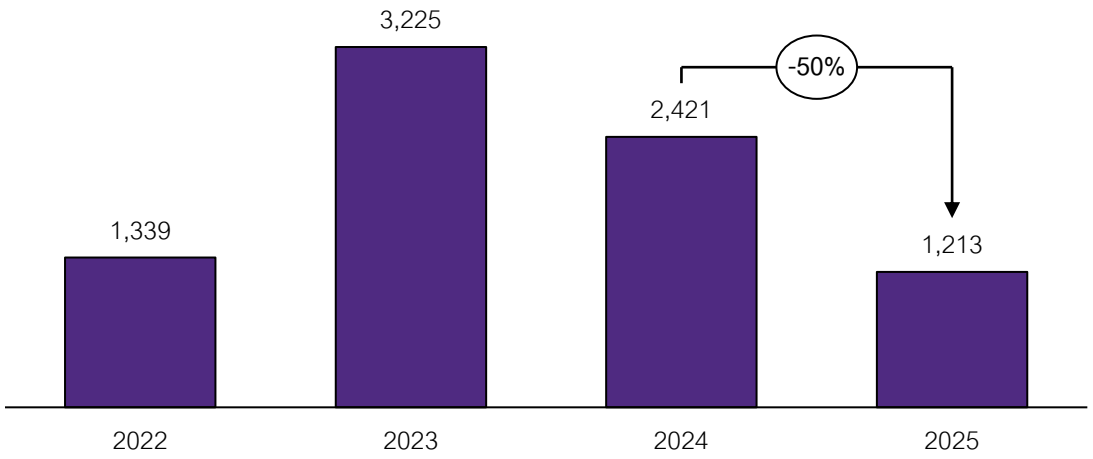
- อย่างไรก็ดี อินเดียและเอเชียยังมีแผนการลงทุนต่อเนื่อง ซึ่งอาจเป็นโอกาสให้ผู้ผลิตไทยขยายตลาดไปยังกลุ่มประเทศที่มีการลงทุนเติบโตมากขึ้นในปี 2027 และคาดว่ายังเป็นกลุ่มที่มีโอกาสเติบโตต่อเนื่องได้ในระยะข้างหน้าจากนโยบายที่เร่งเพิ่มสัดส่วนไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูล Bloomberg และ Trademap

สหรัฐฯ ประกาศเรียกเก็บภาษี AD ขั้นสุดท้าย และ CVD เรียกเก็บกับผู้ผลิตแผงโซลาร์เซลล์และชิ้นส่วนไทยเริ่มต้นที่ 366.84% ส่งผลให้การส่งออกไปสหรัฐฯ ลดลงมากถึง -50%YOY ในปี 2025 แต่มีแนวโน้มฟื้นตัวดีขึ้น

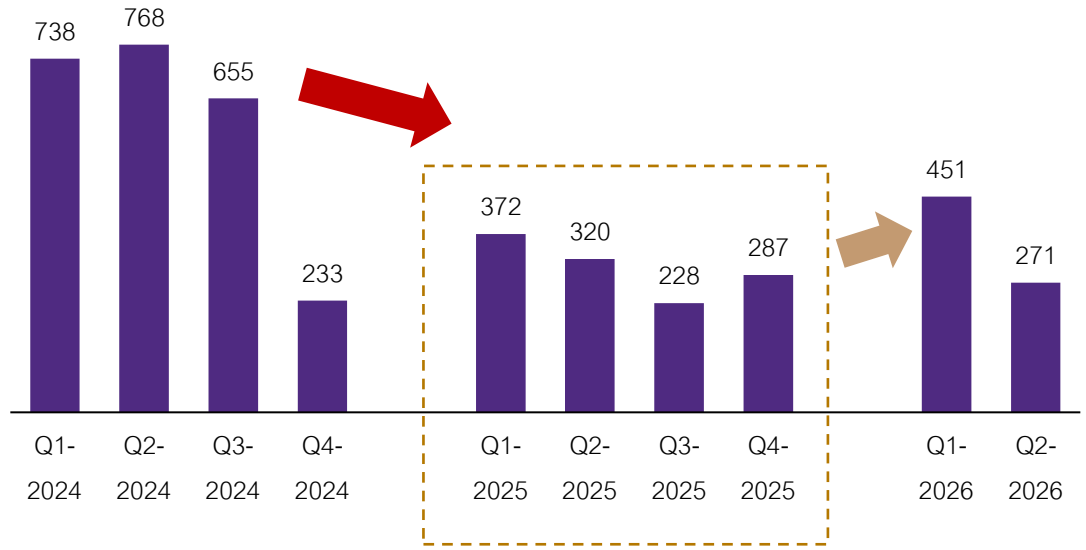
มูลค่าการส่งออกชิ้นส่วนโซลาร์เซลล์และแผงโซลาร์เซลล์ (Module) จากไทยไปสหรัฐฯ ปี 2022 – 2025

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐ



มูลค่าการส่งออกชิ้นส่วนโซลาร์เซลล์และแผงโซลาร์เซลล์ (Module) จากไทยไปสหรัฐฯ รายไตรมาสปี 2024 ถึงไตรมาส 1/2026

หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐ



9 มิ.ย. 2025 สหรัฐฯ ประกาศเรียกเก็บ AD และ CVD ในอัตราขั้นสุดท้ายต่อไทยอย่างเป็นทางการสำหรับผู้ส่งออกทั่วไปแบบไม่เฉพาะเจาะจงในระดับสูงตั้งแต่ 366.84% สูงที่สุดถึง 947.18% ส่งผลให้มูลค่าการส่งออกชิ้นส่วนและแผงโซลาร์เซลล์ลดลงถึง 50% YOY จากระดับ 2.4 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี 2024 เหลือ 1.2 พันล้านดอลลาร์สหรัฐในปี 2025

จาก Shock ของมาตรการ AD/CVD ที่ประกาศในปี 2024 ก่อนประกาศอย่างเป็นทางการในปี 2025 ทำให้การส่งออกไปสหรัฐฯ ลดลงใน Q4/2024-Q3/2025 ก่อนจะปรับตัวขึ้นเล็กน้อยจากการปรับตัวเรื่องการจัดการภาษีของผู้นำเข้าและผู้ส่งออก

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ ITA และ Trademap

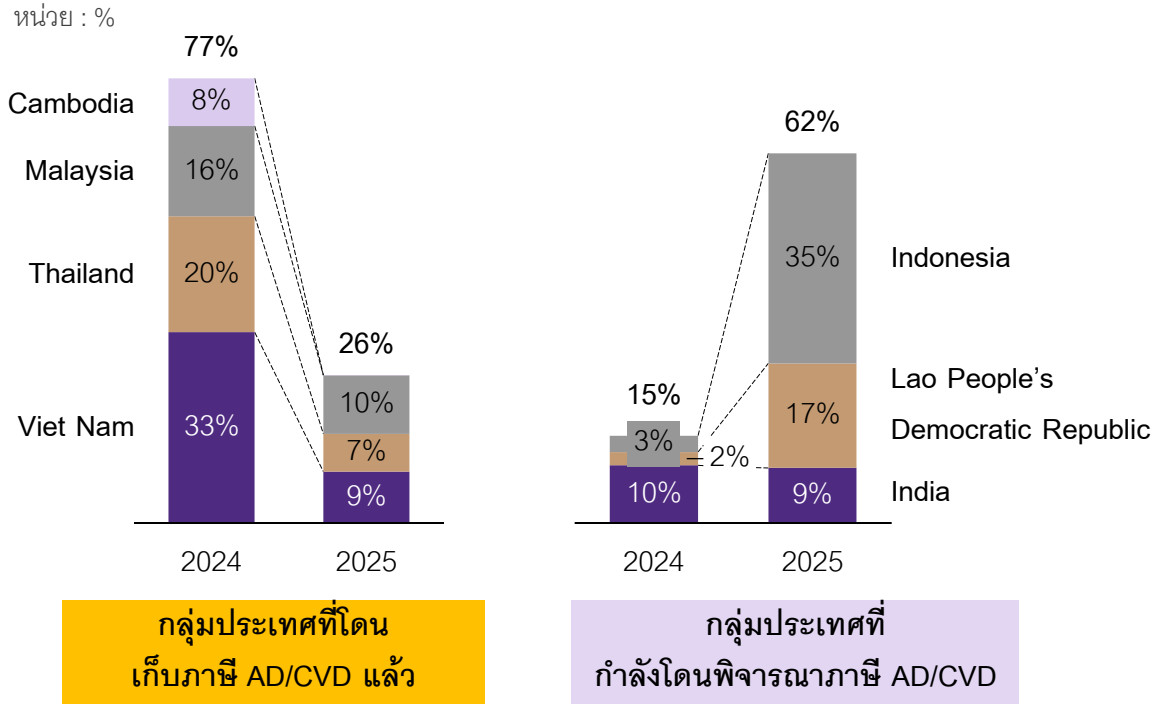
ไทยเสียส่วนแบ่งตลาดการส่งออกแผงโซลาร์เซลล์และชิ้นส่วนไปสหรัฐฯ จาก 20% เหลือ 7% ในปี 2025 จากการสูญเสียความสามารถในการแข่งขันด้านราคาซึ่งเป็นผลจากการเรียกเก็บภาษี AD/CVD

อัตราภาษี AD/CVD ที่สหรัฐฯ ประกาศเรียกเก็บจากผู้ส่งออกแผงโซลาร์เซลล์และชิ้นส่วนจากประเทศกลุ่มเอเชียที่เป็นคู่แข่งขันสำคัญ

กรณี	ประเทศ	อัตราภาษี AD/CVD (มิ.ย.) (ต่ำสุด / บริษัทอื่น ๆ ที่ไม่ได้ระบุชื่อ)	อัตราภาษี AD/CVD ขั้นสุดท้าย (สูงสุด)
ถูกเรียกเก็บ AD/CVD	กัมพูชา	651.85% / 651.85%	3,521.14%
	เวียดนาม	120.69% / 395.85%	813.92%
	ไทย	**366.84%**(1)**/ 366.84%** (1)	**947.18%** (1)
	มาเลเซีย	14.64% / 40.52% (2)	252.16% (2)
กำลังพิจารณา AD/CVD	ลาว	อยู่ระหว่างพิจารณา Preliminary AD/CVD อัตรา 103% - 234% คาดว่าจะประกาศ (final issuance) เดือนตุลาคม 2026	
	อินโดนีเซีย		
	อินเดีย		

(1) ITA มีประกาศปรับ CVD ของไทย ทำให้อัตราภาษี AD/CVD ของบริษัทต่ำสุด/บริษัทอื่น ๆ และสูงสุดได้รับภาษีโดยรวมต่ำลง
(2) ITA มีการประกาศปรับ AD และ CVD ของมาเลเซีย ทำให้อัตราภาษี AD/CVD ของบริษัทอื่น ๆ และสูงสุดเพิ่มสูงขึ้น

ส่วนแบ่งตลาดแผงโซลาร์เซลล์นำเข้าในสหรัฐฯ ของประเทศกลุ่มในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่โดนเก็บภาษี AD/CVD แล้ว และกลุ่มประเทศที่กำลังโดนพิจารณา AD/CVD



อัตราภาษี AD/CVD ส่งผลโดยตรงต่อผู้ผลิตในประเทศที่โดนอัตราภาษีสูง ซึ่งพบว่าส่วนแบ่งตลาดลดลงอย่างมากในปี 2025 โดยประเทศไทยลดลงจาก 20% ในปี 2024 เหลือ 7% ในปี 2025 และยังมีโอกาสเสียความสามารถในการแข่งขันต่อเนื่องในอนาคต แม้ว่ากลุ่มประเทศคู่แข่งขันรายอื่น ๆ ที่กำลังถูกพิจารณา AD/CVD เช่น ผู้ผลิตในลาว อินโดนีเซีย และอินเดีย ที่คาดว่าจะประกาศภาษีเบื้องต้นที่ 103%-234% แต่จะเห็นว่ายังต่ำกว่าที่เรียกเก็บจากผู้ผลิตในไทย ทำให้ปัจจัยดังกล่าวยังเป็นแรงกดดันที่ไทยอาจเสียความได้เปรียบในการแข่งขันด้านราคากับประเทศคู่แข่งขัน

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ Trade Map, กระทรวงพาณิชย์ และ ITA


นัยต่อผู้ประกอบการในอุตสาหกรรมโรงไฟฟ้า
และธุรกิจผลิตชิ้นส่วนและแผงโซลาร์เซลล์

ผู้ประกอบการต้องเร่งปรับตัวรับ Energy transition โดยธุรกิจโรงไฟฟ้าต้องเร่งขยายรายได้จาก RE และต่อยอดสู่โซลูชันพลังงานครบวงจร ส่วนผู้ผลิตแผง Solar ควรเร่งสร้างมูลค่าเพิ่มและกระจายตลาด

ธุรกิจโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน

ปรับกลยุทธ์จากการมุ่งสร้างรายได้จากปริมาณการขายไฟฟ้าไปสู่การผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพและปล่อยคาร์บอนต่ำ เพื่อเตรียมรับมือกับความเสี่ยงจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่ผันผวนและการเรียกเก็บภาษีคาร์บอน ควบคู่ไปกับการเร่งเพิ่มรายได้จากธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อลดความเสี่ยงจากการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน

- ขยายธุรกิจพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้ง **Solar farm** และ **Solar rooftop** และระบบกักเก็บพลังงาน เป็นต้น
- ศึกษาและพัฒนาระบบจัดการและกักเก็บคาร์บอนจากการผลิตไฟฟ้า (CCS/CCUS) ให้สอดรับกับแผน PDP 2026

ธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ปรับกลยุทธ์จากการพึ่งพารายได้จากการขายไฟฟ้าภายใต้สัญญารับซื้อแบบเดิม ไปสู่การเป็นผู้ให้บริการพลังงานสะอาดแบบครบวงจร เพื่อคว้าโอกาสจากความต้องการไฟฟ้าสะอาดรูปแบบใหม่ที่รัฐจะสนับสนุนมากขึ้น เพื่อสร้างรายได้ใหม่และรักษาผลตอบแทนท่ามกลางการแข่งขันที่สูงขึ้นในอนาคต

- วางกลยุทธ์สำหรับพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียนตาม **PDP** ฉบับใหม่ อาทิ **Solar wind** และระบบกักเก็บพลังงาน
- ขยายรายได้จาก **FiT** ไปสู่ **Private PPA** และ **Direct PPA** ในกลุ่มอุตสาหกรรมที่ต้องการไฟฟ้าสะอาดและ **Data center**

ธุรกิจผลิตชิ้นส่วนและแผงโซลาร์เซลล์

ปรับกลยุทธ์จากการแข่งขันด้วยราคาและการพึ่งพาตลาดส่งออกหลักในสหรัฐฯ ไปสู่การสร้างผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าเพิ่มและมีความน่าเชื่อถือของ Supply chain พร้อมกระจายตลาดส่งออกและสร้างฐานลูกค้าในประเทศ เพื่อลดความเสี่ยงจากการแข่งขันด้านราคาและมาตรการทางการค้า

- ขยายตลาดส่งออกไปยังกลุ่มประเทศที่มีความต้องการเติบโตเร็ว อาทิ อินเดียและภูมิภาคเอเชีย ซึ่งเป็นกลุ่มประเทศที่ต้องการใช้แผงโซลาร์เซลล์สำหรับ **Solar farm** และ **Solar rooftop** เพื่อลดการปล่อยคาร์บอนในประเทศ

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC

ผู้จัดทำ



จิรวุฒิ อิ่มรัตน์

นักวิเคราะห์อาวุโส

jirawut.imrat@scb.co.th

Disclaimer

This document is made by The Siam Commercial Bank Public Company Limited ("**SCB**") for the purpose of providing information summary only. Any information and analysis herein are collected and referred from public sources which may include economic information, marketing information or any reliable information prior to the date of this document. SCB makes no representation or warranty as to the accuracy, completeness and up-to-dateness of such information and SCB has no responsibility to verify or to proceed any action to make such information to be accurate, complete, and up-to-date in any respect. The information contained herein is not intended to provide legal, financial or tax advice or any other advice, and it shall not be relied or referred upon proceeding any transaction. In addition, SCB shall not be liable for any damages arising from the use of information contained herein in any respect.



ท่านพึงพอใจต่อบทวิเคราะห์นี้เพียงใด?

ความเห็นของท่าน สำคัญกับเรา

ร่วมตอบแบบสอบถาม 7 ข้อ
เพื่อนำไปพัฒนาบทวิเคราะห์ของ
SCB EIC ต่อไป

คลิกเพื่อทำ
แบบสอบถาม

SCB EIC | ECONOMIC INTELLIGENCE CENTER



INSIGHTFUL ECONOMIC AND BUSINESS
INTELLIGENCE FOR EFFECTIVE DECISION MAKING

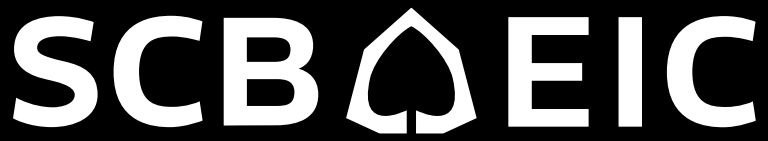
WEBSITE

www.scbeic.com

up-to-date with email notification

LINE OFFICIAL ACCOUNT

SCB EIC


SCB EIC