



สถาบันเศรษฐกิจศาสตร์พลังงาน  
และการวิเคราะห์ทางการเงิน

# วิกฤตที่ซับซ้อนด้านก๊าซ ของประเทศไทย

ความขัดแย้งในอิหร่านเผยให้เห็นถึงความเปราะบางด้าน LNG ของประเทศไทยเป็นครั้งที่สองในรอบสี่ปี

Christopher Doleman

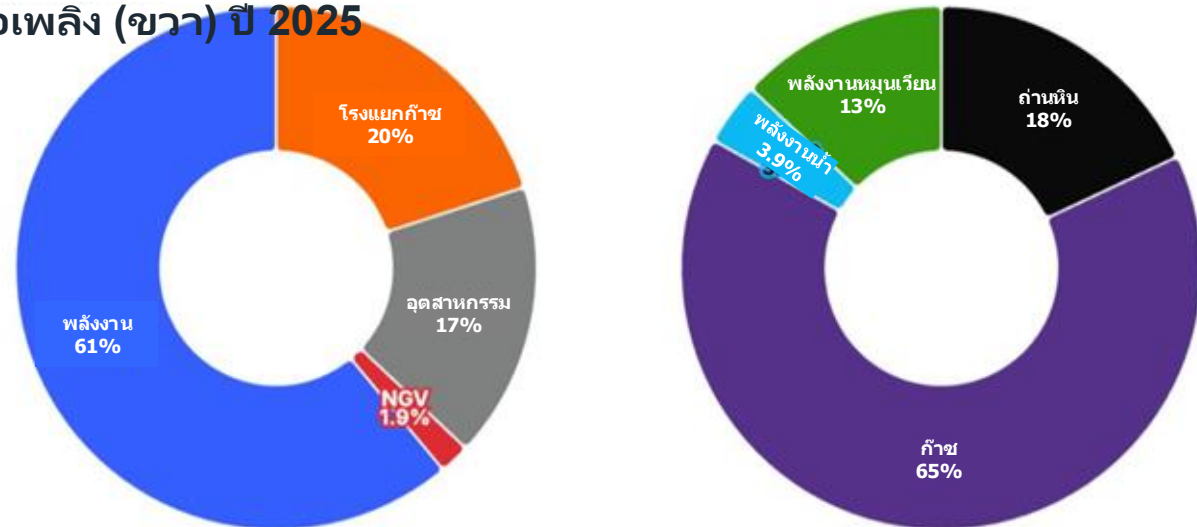
29 เมษายน 2026



# ก๊าซฟุ้งราคาลึกในระบบเศรษฐกิจไทย

- ประเทศไทยได้พัฒนาอุตสาหกรรมก๊าซในประเทศ ส่วนหนึ่งเพื่อเป็นแนวทางในการลดการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันหลังจากวิกฤตการณ์น้ำมันสองครั้งในช่วงทศวรรษ 1970
- สี่ทศวรรษต่อมา ก๊าซเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญสำหรับการผลิตไฟฟ้า อุตสาหกรรม และเป็นวัตถุดิบสำหรับอุตสาหกรรมปิโตรเคมี
- การปรับปรุงภาคพลังงานให้สอดคล้องกับเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก NDC3.0 (ลดลง 47% จากระดับปี 2019 ภายในปี 2035) และการบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2050 จะกำหนดให้ประเทศไทยต้องจัดการกับการพึ่งพาก๊าซนี้

รูปที่ 1: สัดส่วนความต้องการใช้ก๊าซของประเทศไทยแยกตามภาคส่วน (ซ้าย) และการผลิตไฟฟ้าแยกตามเชื้อเพลิง (ขวา) ปี 2025



ที่มา: EPPO Ember; การคำนวณของ IEEFA

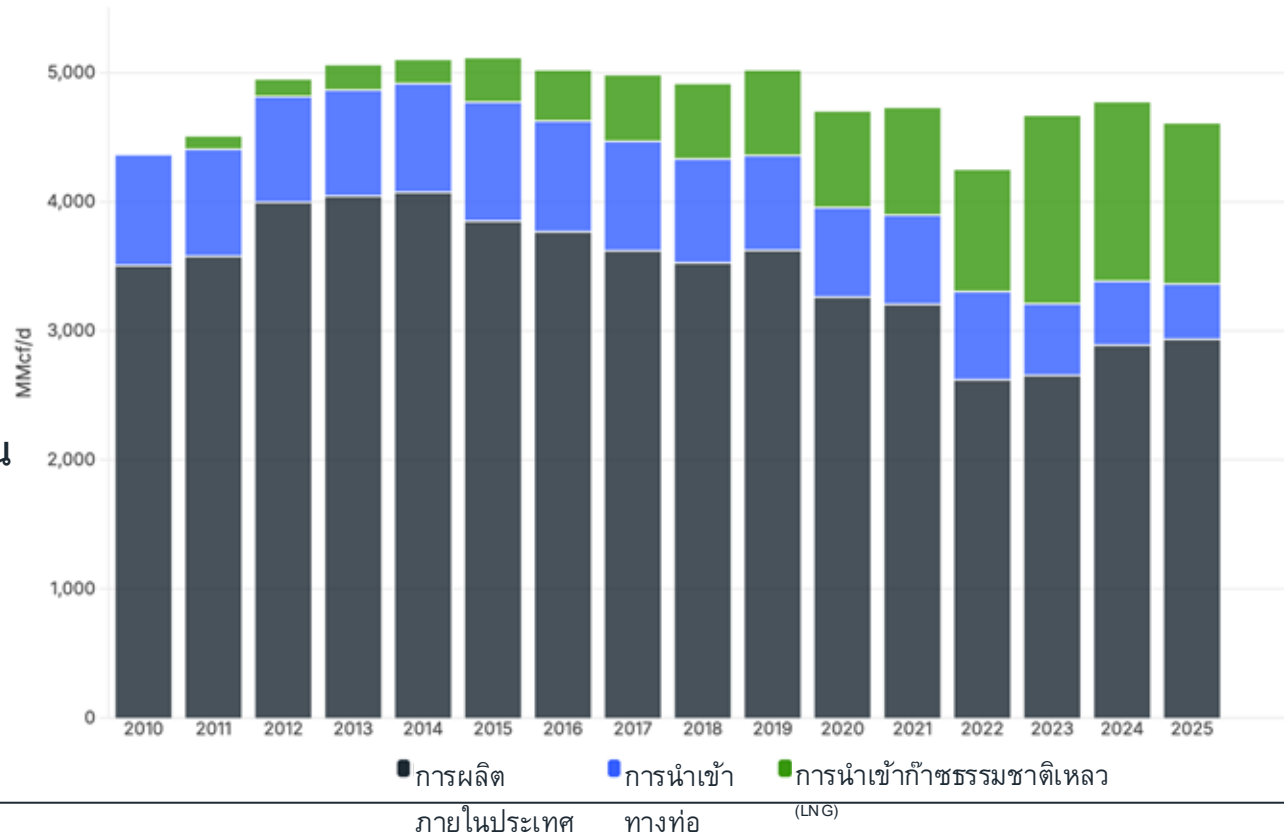
หมายเหตุ: GSP = โรงงานแยกก๊าซ; NGV = การใช้ยานยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการขนส่ง



# การผลิตก๊าซที่ลดลงส่งผลให้การพึ่งพา LNG เพิ่มสูงขึ้น

- การผลิตที่ลดลงทำให้สัดส่วนของ LNG ในการจัดหาก๊าซเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัวเป็น 27% ในปี 2025
- ราคา LNG สูงเป็นสองเท่าของราคาจากแหล่งในประเทศ และสูงกว่าการนำเข้าผ่านท่อส่ง 29% ในปี 2025
- รัฐบาลได้ปรับโครงสร้างราคาก๊าซหลายครั้งตั้งแต่ปี 2022 ซึ่งบ่งชี้ว่าเป็นเรื่องยากที่จะกระจายภาระจากส่วนแบ่งที่เพิ่มขึ้นของ LNG ที่มีราคาสูงไปยังผู้มีส่วนได้ส่วนเสียกลุ่มต่าง ๆ
- ผู้บริโภคและรัฐวิสาหกิจด้านสาธารณูปโภคหรือผู้จัดหาก๊าซอาจไม่สามารถแบกรับภาระดังกล่าวได้

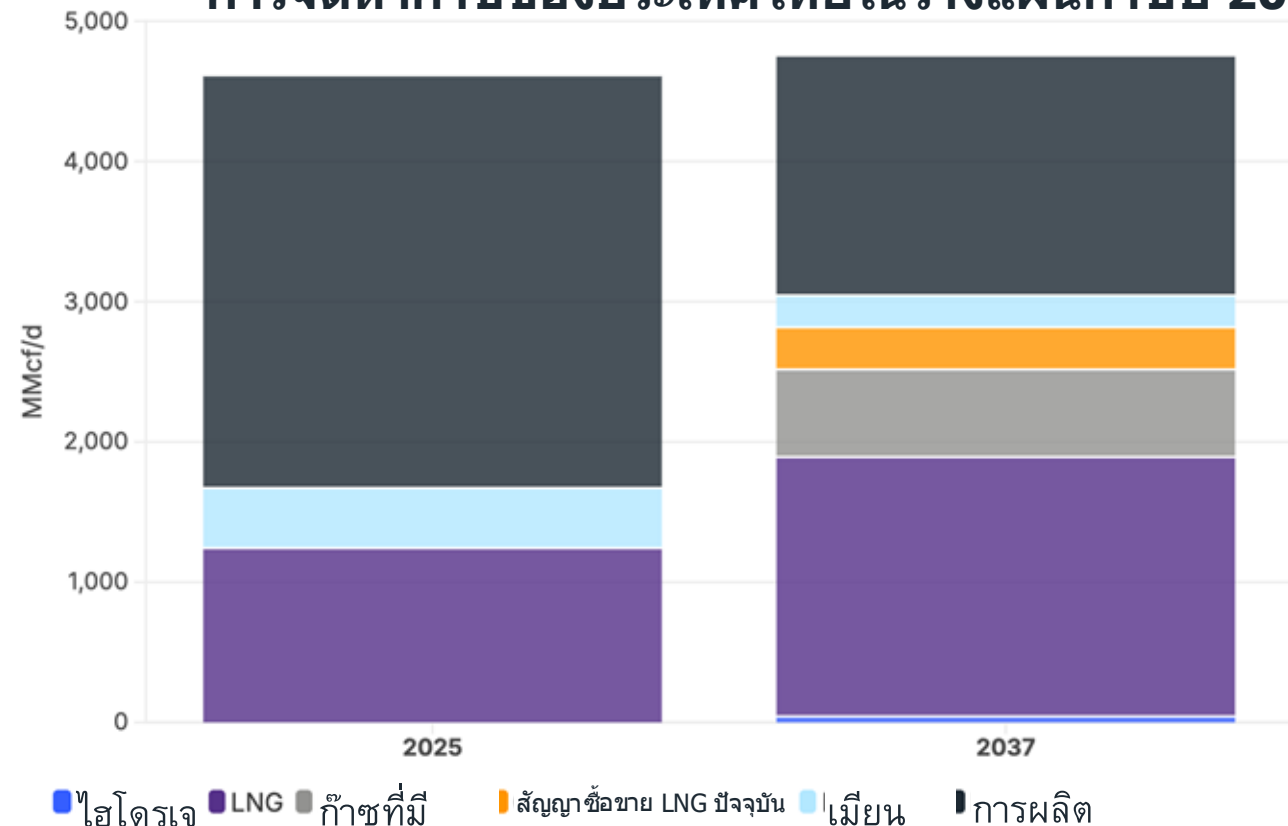
การ จัดหา ก๊าซ ของ ประเทศไทย แยก ตาม แหล่ง ที่ มา



# แผน PDP อาจเพิ่มความเสี่ยงด้าน LNG อย่างมีนัยสำคัญ

- แม้จะมีความยากลำบากในด้านความสามารถในการจ่าย แต่แผน PDP ล่าสุดยังคงวางแผนสำหรับอนาคตที่ก๊าซยังคงพึ่งตัวอยู่ในระบบเศรษฐกิจ
- ร่างแผน PDP2024 รวมถึงกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่จากก๊าซจำนวน 6.3 กิกะวัตต์
- การดำเนินการตามนี้จะเพิ่มสัดส่วนการนำเข้า LNG จาก 39% ถึง 46% เพิ่มขึ้นจาก 27% ในปัจจุบัน
- หากประเทศไทยกำลังประสบปัญหาในการกระจายต้นทุนของ LNG ในขณะนี้ ประเทศไทยจะจัดการกับสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นนี้ได้อย่างไรในอีกไม่กี่ปีข้างหน้า

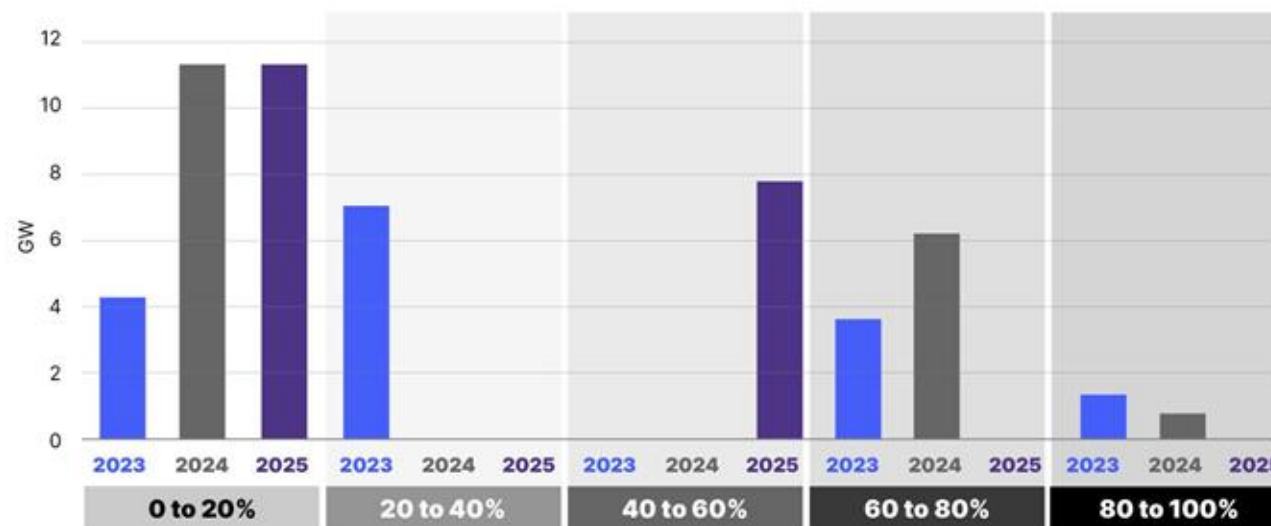
การจัดหาก๊าซของประเทศไทยในร่างแผนก๊าซปี 2024



# อย่างไรก็ตาม สิทธิประโยชน์ด้านก๊าซจำนวนมากของประเทศไทยยังถูกใช้งานต่ำกว่าศักยภาพ

- ตุลาคม 2025: กพช. ระบุการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าก๊าซขนาด 4 กิกะวัตต์ และเลื่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของโรงไฟฟ้าบูรพาขนาด 0.6 กิกะวัตต์ ออกไปเป็นปี 2029
- คำอธิบายสำหรับการระบุคือสถานะกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเกินความต้องการ
- เหตุใดแผน PDP จึงเรียกร้องให้มีการขยายกำลังผลิตจากก๊าซ หากสิทธิประโยชน์ที่มีอยู่เดิมยังถูกใช้งานต่ำกว่าศักยภาพ
- การระบุนี้เป็นโอกาสสำหรับแผน PDP ฉบับถัดไปในการแยกประเทศไทยออกจากการพึ่งพาก๊าซในอนาคต

กำลังการผลิตโรงไฟฟ้า IPP ของประเทศไทย จัดเรียงตามอัตราการใช้ประโยชน์ ปี 2023 ถึง 2025



ที่มา: รายงานทางการเงินของบริษัท การคำนวณของ IEEFA

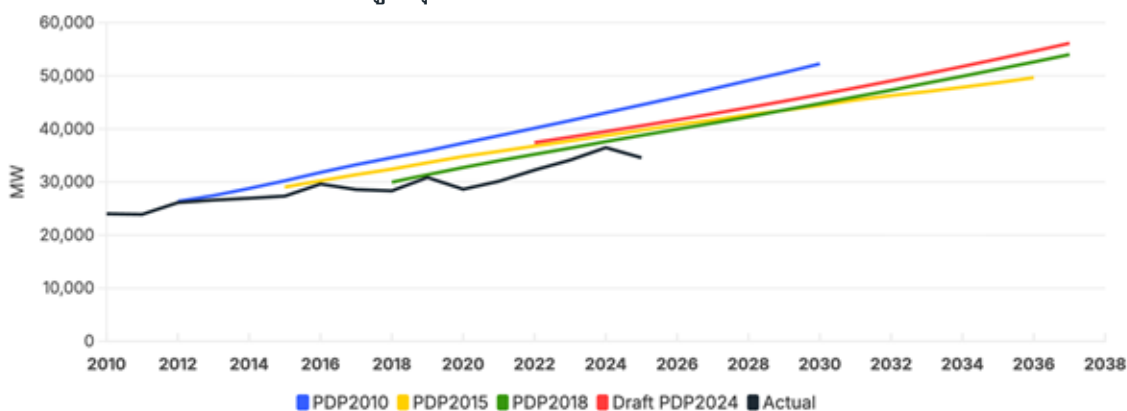
IEEFA



# ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อสถานะกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองล้นเกิน

- **การฟื้นตัวจากโรคระบาดที่ซบเซา:** การสร้างกำลังผลิตที่อ้างอิงจากการคาดการณ์ GDP และความต้องการที่คาดการณ์สูงเกินจริงในแผน PDP
- **กำลังผลิตสำรอง:** การมุ่งเน้นที่การรักษาระดับกำลังผลิตสำรองที่ 15% ด้วยมาตรการการคำนวณกำลังผลิตที่ระมัดระวัง ได้ผลักดันให้กำลังผลิตสำรองพุ่งสูงถึง 70%
- **พลังงานหมุนเวียน:** กำลังผลิตโซลาร์เพิ่มขึ้นเป็นเท่าตัวที่ 7.1 กิกะวัตต์ ในเดือนธันวาคม 2025 และผลผลิตเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัว
- **สภาพอากาศ** เป็นปัจจัยหนึ่งแต่หลักฐานบ่งชี้ว่าไม่ใช่ความผิดปกติที่ขับเคลื่อนด้วยสภาพอากาศในปี 2025 เพียงอย่างเดียว

ความต้องการสูงสุดในอดีตและที่คาดการณ์ไว้ในแผน PDP ฉบับต่าง ๆ



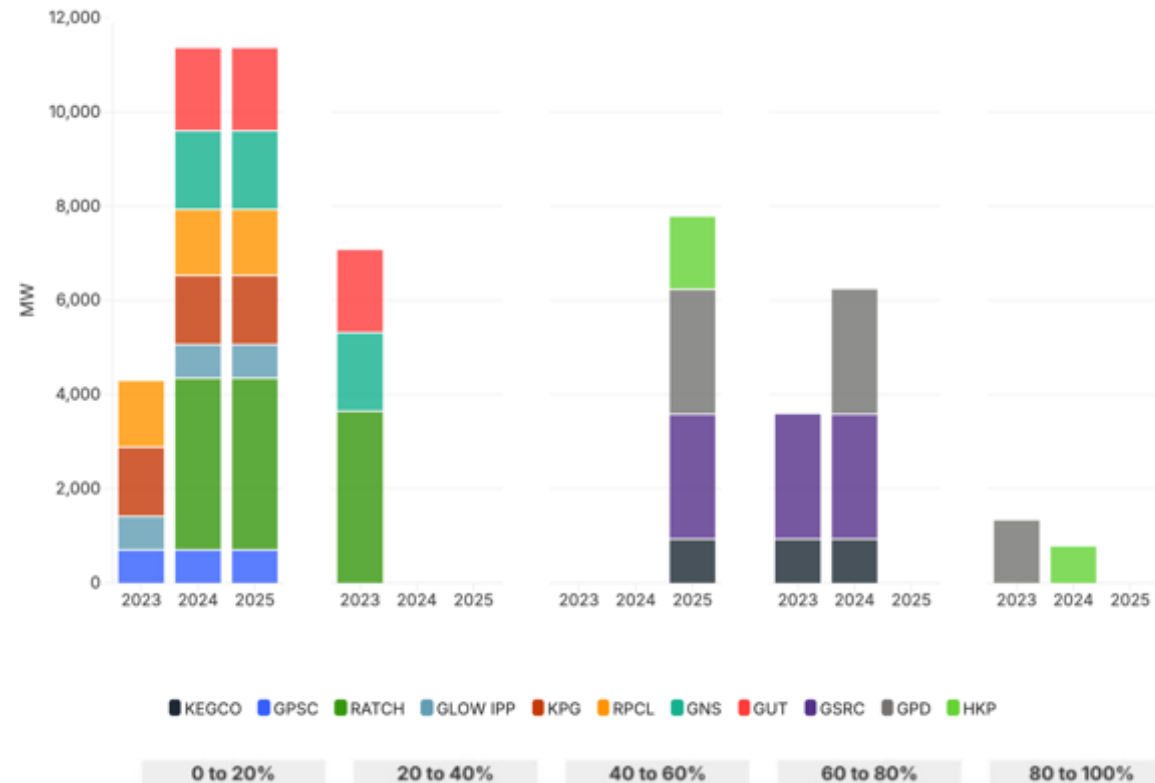
ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สะสมในประเทศไทยจนถึงปัจจุบัน เทราวัตต์-ชั่วโมง



# การใช้งานต่ำกว่าศักยภาพเป็นปัญหามาตั้งแต่ปี 2023

- ตั้งแต่ปี 2023 โรงไฟฟ้าอิสระ (IPP) ที่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิงจำนวนเจ็ดแห่ง รวม 11 กิกะวัตต์ ถูกใช้งานในอัตราต่ำกว่า 30%; ในปี 2025 การใช้งานลดลงต่ำกว่า 10%
- กฟผ. ภายใต้รูปแบบผู้รับซื้อรายเดียวได้จ่ายเงินให้กับโรงไฟฟ้าเหล่านี้ไปแล้ว 1.59 แสนล้านบาท ตั้งแต่ปี 2023
- ค่าความพร้อมจ่ายในเดือนที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าให้กับสิทธิ์เหล่านี้ตั้งแต่ปี 2023 สูงเกินกว่า 6.1 หมื่นล้านบาท
- อัตราการใช้ประโยชน์โรงไฟฟ้า "ใหม่" หลายแห่ง (อายุไม่เกินห้าปี) ก็ลดลงเช่นกันในช่วงสามปีที่ผ่านมา

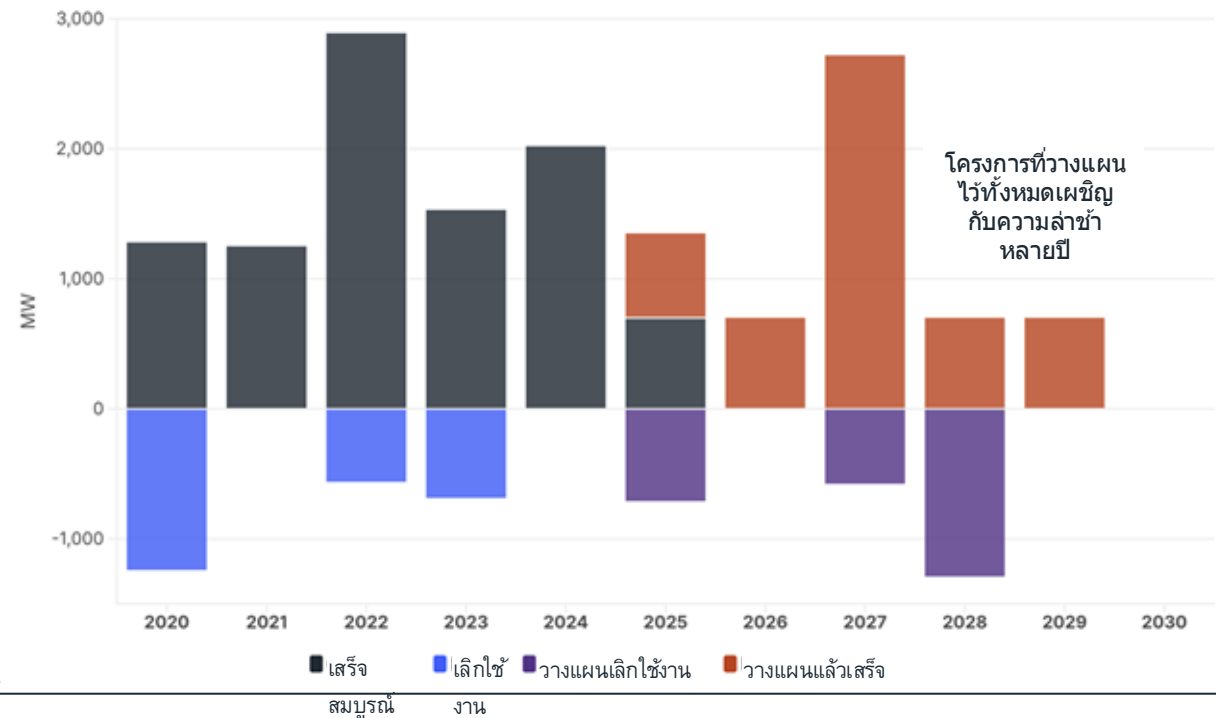
กำลังผลิตของโรงไฟฟ้า IPP จัดตามปัจจัยการใช้งาน ปี 2023 ถึง 2025



# โครงการก๊าซหลายโครงการเผชิญกับการล่าช้าและการยกเลิก

- กฟผ. ได้เลื่อนและยกเลิกการประมูลโครงการก๊าซหลายโครงการ (โครงการขยายโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ, พระนครใต้, สุราษฎร์ธานี, โรงไฟฟ้าน้ำพองทดแทน, บุรพา)
- การขาดแคลนได้ทำให้ต้นทุนเงินทุนของกังหันก๊าซเพิ่มขึ้นสามเท่าในช่วงสองปีที่ผ่านมา
- เช่นเดียวกับ LNG กังหันก๊าซสำหรับโรงไฟฟ้าฐานขนาดใหญ่อาจกลายเป็นของฟุ่มเฟือยสำหรับผู้ให้ราคาสูงสุดเท่านั้น
- ค่าความพร้อมจ่าย (AP) ในอนาคตมีแนวโน้มที่จะต้องเพิ่มขึ้นเพื่อชำระต้นทุนที่สูงขึ้น
- ค่า AP คิดเป็น 17% ของค่าไฟฟ้าฐานงวดแรกของปี 2026 ของ กฟผ.
- ค่า AP จะต้องเพิ่มสูงขึ้นเพียงใดเพื่อชำระค่าโรงไฟฟ้าก๊าซที่สร้างใหม่ในตลาดที่ขาดแคลนกังหันก๊าซ

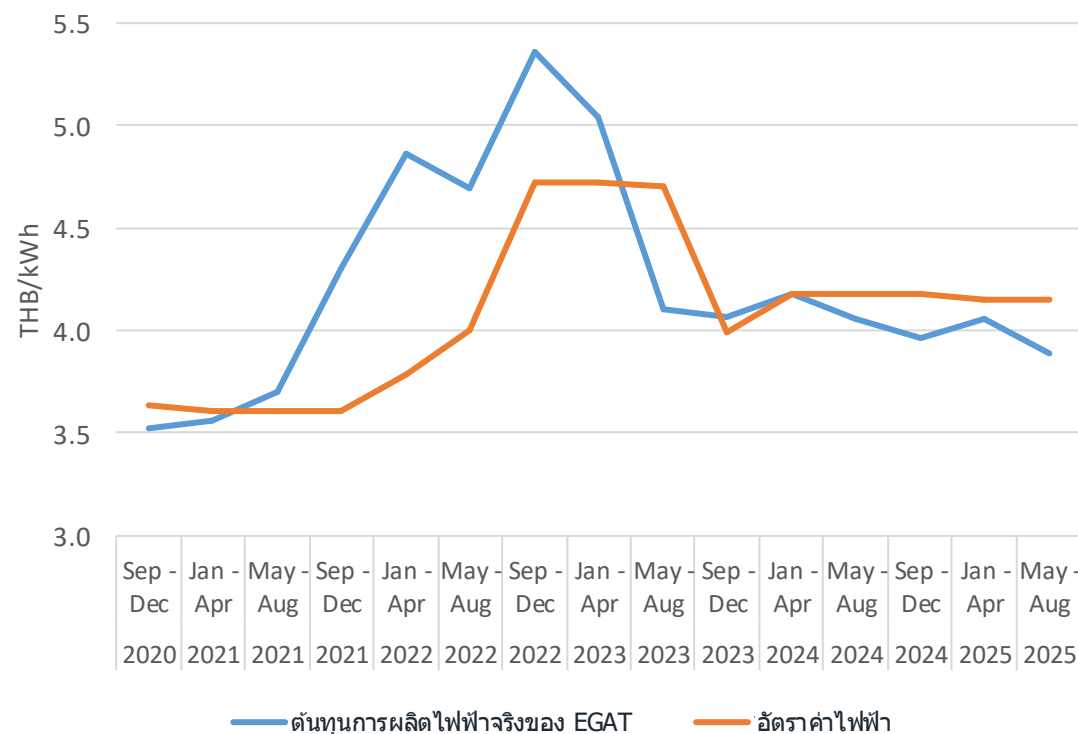
การเพิ่มกำลังผลิตก๊าซล่าสุด โครงการที่น่าเสนอ และการปลดระวางในประเทศไทย (2020–2030)



# ภาระหนี้ที่ยาวนานของ กฟผ. อาจจำกัดการอุดหนุนในอนาคต

- ภาระการอุดหนุนจากวิกฤตพลังงานครั้งล่าสุดพุ่งสูงสุดที่ 1.5 แสนล้านบาท ในปี 2022
- การลดอัตราค่าไฟฟ้าไม่ได้ดำเนินไปในจังหวะเดียวกับต้นทุนเชื้อเพลิงที่ลดลงตั้งแต่ปี 2023 ซึ่งช่วยในการชำระหนี้
- กฟผ. สามารถล้างภาระการอุดหนุนได้มากกว่าครึ่งหนึ่งจนถึงปี 2025 โดยการคงค่าไฟฟ้าไว้สูงกว่าต้นทุนการผลิต
- กฟผ. อยู่ในแนวทางที่จะชำระหนี้คืนได้ภายในปี 2028 ก่อนเกิดการปิดช่องแคบฮอร์มุซ
- จุดอ่อนเชิงโครงสร้างในเศรษฐกิจไทยทำให้ผู้บริโภคมีความสามารถน้อยลงในการรับมือกับการเพิ่มขึ้นของค่าไฟฟ้า

ต้นทุนการผลิตของ กฟผ. เทียบกับอัตราค่าไฟฟ้า



# ความขัดแย้งในอิหร่านเผยให้เห็นว่าราคา LNG นั้นเกินกว่าจะแบกรับได้

- ความไม่แน่นอนยังคงมีอยู่ แต่ตลาด LNG มีแนวโน้มที่จะฟื้นตัวเป็นเวลาหลายปี
- ต้องมีการจัดหาแหล่งทดแทนสำหรับเที่ยวเรือที่ติดอยู่ทางฝั่งตะวันตกของช่องแคบฮอร์มุซในตลาดจร
- ประเทศไทยมีการจัดหาอย่างน้อยหนึ่งเที่ยวเรือที่ราคา 23.50 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MMBtu ซึ่งสูงกว่าราคาก่อนเกิดความขัดแย้งมากกว่าสองเท่า
- ราคตลาดจรในปัจจุบันอยู่ที่ประมาณ 15 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MMBtu ซึ่งสูงกว่าระดับก่อนเกิดวิกฤต 50%
- การอ่อนค่าของสกุลเงินไทยยังมีส่วนทำให้ต้นทุน LNG เพิ่มขึ้นในรูปของสกุลเงินท้องถิ่น
- ท่ามกลางความยากลำบากในการรับมือกับต้นทุน LNG ที่สูงอยู่แล้ว ความขัดแย้งในอิหร่านจะทำให้โจทย์ที่ยากลำบากด้านก๊าซของประเทศไทยรุนแรงขึ้นด้วยราคาที่สูงยิ่งขึ้น

ต้นทุนในการจัดหา LNG แบบซื้อขายทันทีในสกุลเงินของประเทศไทยเพิ่มขึ้นมากกว่าสองเท่าในเดือนมีนาคม 2026



ที่มา: Pacific Exchange Rate Service, Investing.com, รายงานข่าว, การคำนวณของ IEEFA

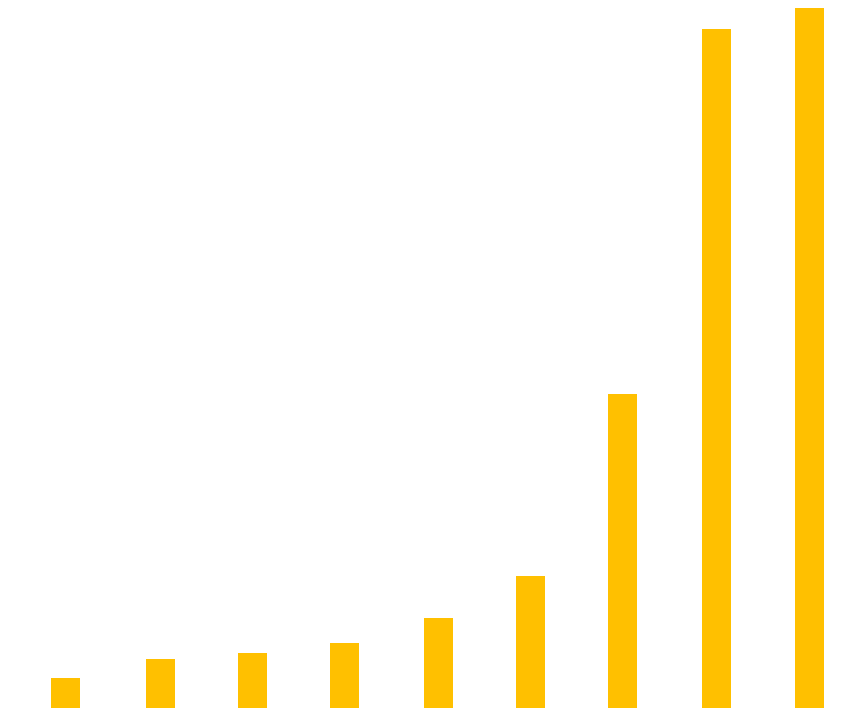
IEEFA



# การเปลี่ยนผ่านจากก๊าซไปสู่โซลาร์สามารถเกิดขึ้นได้ รวดเร็วเพียงใด

- การพึ่งพา LNG ในปากีสถานส่งผลให้เกิดความไม่มั่นคงทางพลังงานอย่างรุนแรงและต้นทุนค่าไฟฟ้าที่พุ่งสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว
- การจัดหาไฟฟ้าที่ไม่เสถียร อัตราค่าไฟฟ้าที่สูงเกินเอื้อม โครงการหักลบหน่วยไฟฟ้าที่จูงใจ และราคาแผงโซลาร์ที่ต่ำ ได้กระตุ้นให้ผู้บริโภคนำเข้าแผงโซลาร์เพื่อความมั่นคงทางพลังงาน
- การนำเข้าแผงโซลาร์ของปากีสถานเพิ่มขึ้นสี่เท่าตั้งแต่นั้นปี 2022
- ในปี 2023 รัฐบาลกล่าวว่าจะไม่มีการสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้ LNG เป็นเชื้อเพลิงอีกต่อไป
- ในปี 2016 ปากีสถานต้องการเป็นผู้นำเข้า LNG รายใหญ่อันดับสอง ภายในปี 2025 แต่กลับกลายเป็นตลาดแผงโซลาร์รายใหญ่อันดับหกแทน
- ปากีสถานมีก๊าซส่วนเกินก่อนเกิดความขัดแย้ง
- แผงโซลาร์กำลังลดความรุนแรงและระยะเวลาของเหตุการณ์การตัดไฟฟ้า (Load Shedding) เมื่อเทียบกับวิกฤตครั้งที่แล้ว

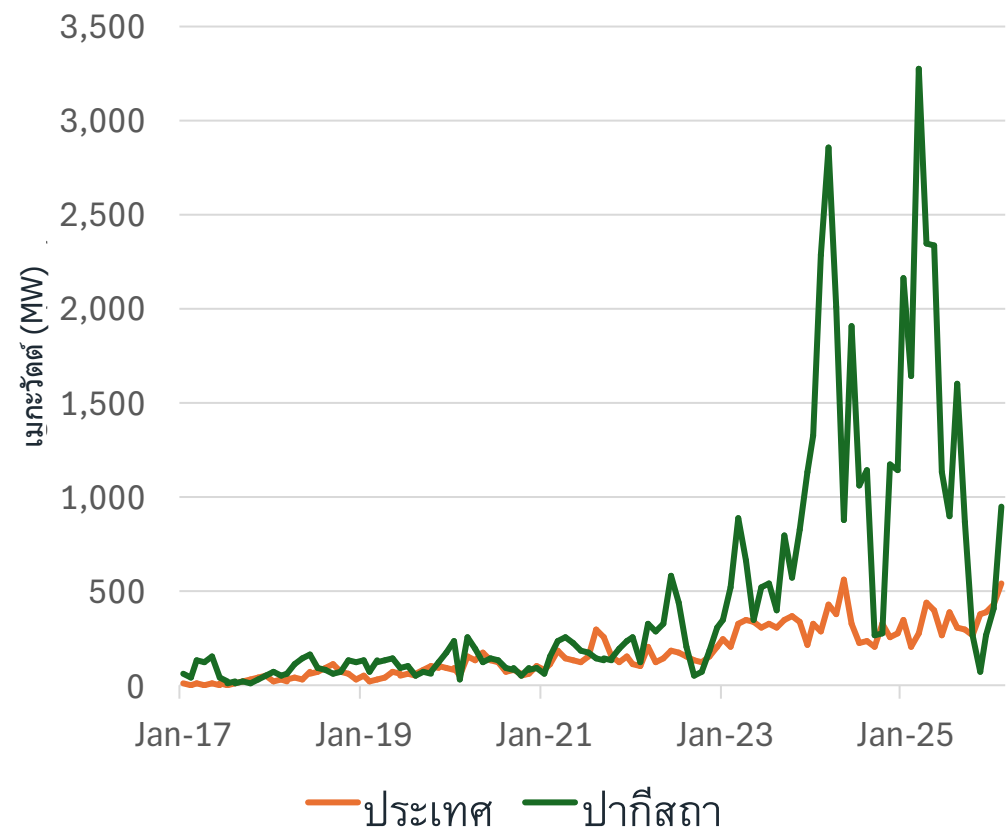
## การนำเข้าแผงโซลาร์จากจีนของปากีสถาน



# สิ่งนี้สามารถเกิดขึ้นในประเทศไทยได้หรือไม่

- ปากีสถานเป็นตัวอย่างที่รุนแรง แต่ประเทศไทยมีเครื่องมือที่จะเลียนแบบการขยายตัวที่คล้ายคลึงกันจากการติดตั้งโซลาร์ผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นฝั่งลูกค้ามากกว่าการขยายตัวที่ขับเคลื่อนโดยการติดตั้งในระดับสาธารณูปโภค
- ต้นทุนแผงต่อหน่วยจากจีนลดลงในขณะนี้ โดยลดลง 66% ตั้งแต่ปี 2022 และ 50% ตั้งแต่ปี 2023
- นโยบายกำลังกำจัดการอุปสรรคต่าง ๆ รวมถึง: การยกเลิกข้อกำหนดใบอนุญาตโรงงาน (2024); การขยายการยกเว้นการดัดแปลงอาคารเพื่อติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป (2025); และมาตรการจูงใจทางภาษีเงินได้สำหรับแผงโซลาร์ภาคครัวเรือน (2026)

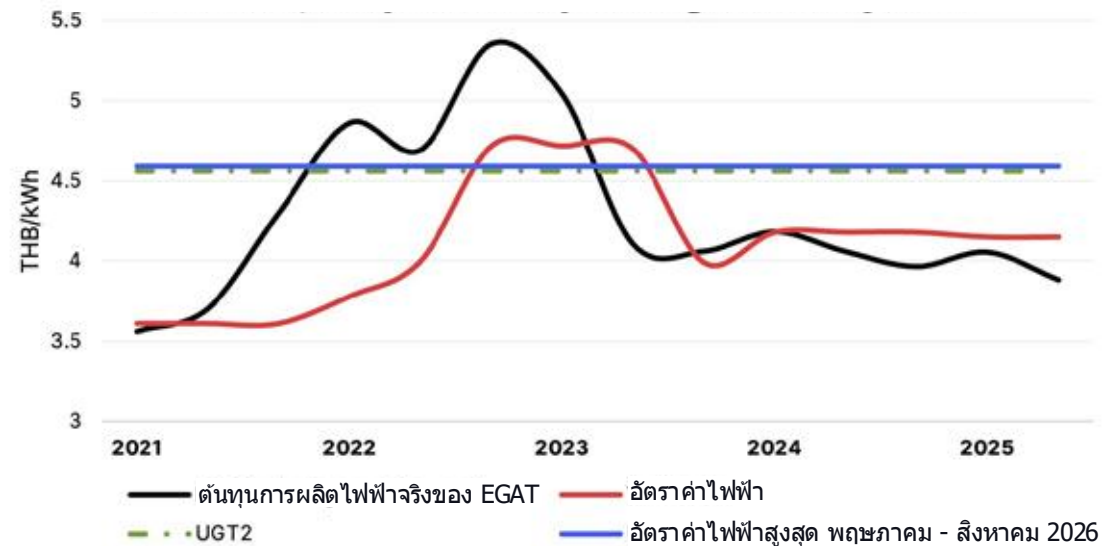
ยอดการนำเข้าแผงโซลาร์จากจีนรายเดือน



# ผู้บริโภคอาจหันไปใช้โซลาร์เพื่อบรรเทาต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น

- กฟผ. (และ ปตท.) ยังคงอยู่ระหว่างการชำระหนี้คงค้างจากวิกฤตครั้งล่าสุด ซึ่งจะจำกัดความสามารถในการแบกรับภาระต้นทุนของ LNG ที่มีราคาแพง
- อัตราค่าไฟฟ้า UGT2 สอดคล้องกับราคาที่ใช้ กฟผ. จำเป็นต้องเรียกเก็บเพื่อให้เป็นไปตามเป้าหมายในการชำระหนี้ให้หมดสิ้น
- ความขัดแย้งในอีหร่านจะขยายปัจจัยลบที่เผชิญกับเศรษฐกิจไทย ซึ่งอาจลดความเต็มใจหรือความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้น
- การส่งผ่านต้นทุน LNG ที่สูงขึ้นไปยังค่าไฟฟ้าอาจนำไปสู่การแยกตัวออกจากระบบโครงข่ายเนื่องจากผู้บริโภคที่ถูกบีบคั้นมองหาการใช้แผงโซลาร์เพื่อเพิ่มความสามารถในการจ่ายและความมั่นคงทางพลังงาน

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ EGAT เทียบกับอัตราค่าไฟฟ้าในอดีต อัตรา UGT2 และอัตราค่าไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต

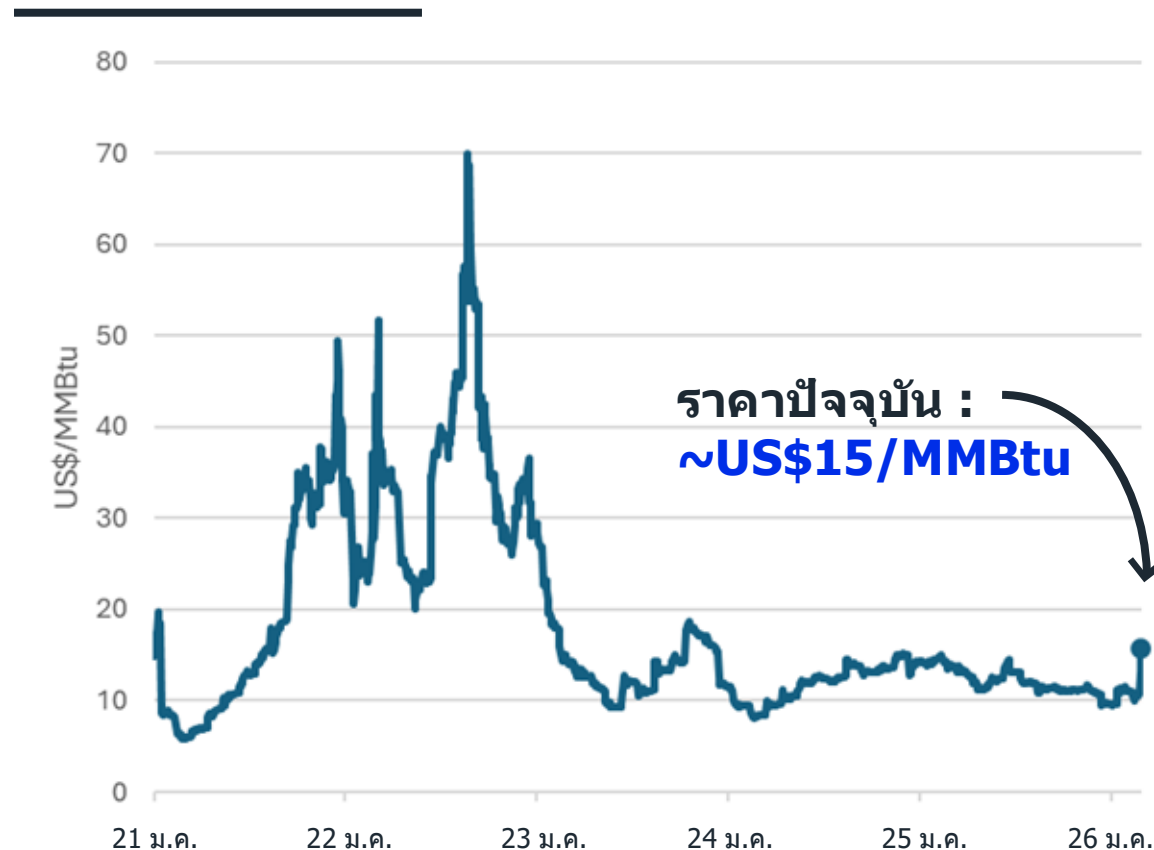


ที่มา: EGAT, ERC, รายงานข่าว, การคำนวณของ IEEFA

IEEFA



# พลังงานหมุนเวียนเป็นเครื่องป้องกันความเสี่ยงที่สำคัญต่อความผันผวนของราคา



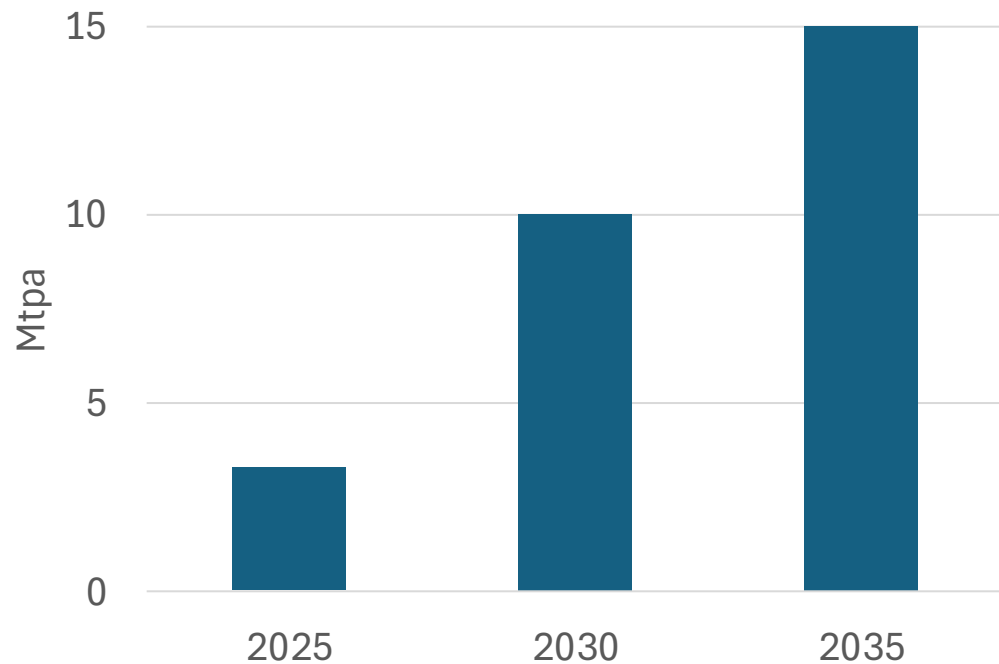
- ที่ราคา 15 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MMBtu เทียบเรือเพียงลำเดียวมีมูลค่า **56 ล้านดอลลาร์**
  - ค่าใช้จ่ายในการนำเข้าเชื้อเพลิงรวมต่อปีสำหรับโรงไฟฟ้า LNG หนึ่งแห่ง: **900 ล้านดอลลาร์**
  - ต้นทุนการผลิต **130 ดอลลาร์สหรัฐต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง (MWh)**
- ต้นทุนเฉลี่ยทั่วโลกสำหรับพลังงานลมบนบกคือ **40 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MWh; 39 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MWh สำหรับโซลาร์เซลล์; และ 60 ดอลลาร์สหรัฐต่อ MWh สำหรับโซลาร์เซลล์พร้อมระบบ BESS**
- โซลาร์ขนาด 7.1 กิกะวัตต์ เพียงพอที่จะชดเชยการนำเข้า LNG ได้ 1.3 เทียบเรือต่อเดือน และลดความต้องการเชื้อเพลิงลงมูลค่า 76 ล้านดอลลาร์
- ในขณะที่ LNG ส่งผลให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าสูงขึ้น ความไม่มั่นคงทางพลังงาน และความตึงเครียดทางการเงินสำหรับตลาดเกิดใหม่ โซลาร์ + BESS กำลังกลายเป็นทางเลือกที่ถูกลงและเป็นไปได้จริง



# ความทะเยอทะยานในการค้า LNG ของ ปตท. จะเพิ่มความเสี่ยงด้าน LNG

- ปตท. กำลังทุ่มงบประมาณประมาณ 94% ของแผนงบลงทุน (CAPEX) ปี 2026-2030 ไปกับการพัฒนาที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ (สูงถึง 7.2 หมื่นล้านบาท) รวมถึง :
  - ความทะเยอทะยานที่จะเพิ่มพอร์ตโพลีโ LNG เป็น 15 ล้านตันต่อปีในปี 2035
  - คลังรับก๊าซ LNG LMPT-3 (8 ล้านตันต่อปี) ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง
- การตั้งเป้าเพื่อเลียนแบบรูปแบบการขายต่อของประเทศญี่ปุ่น
- สร้างขึ้นบนสมมติฐานที่ว่าเอเชีย โดยเฉพาะเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ จะเป็นแรงขับเคลื่อนสำคัญสำหรับการเติบโตของอุปสงค์ LNG ทั่วโลก
- อย่างไรก็ตาม วิกฤตครั้งนี้กำลังสร้างแรงกดดันขาลงอย่างมีนัยสำคัญต่อทิศทางอุปสงค์ LNG ในอนาคต

ความทะเยอทะยานของ ปตท. ในการเป็นผู้ค้า LNG ระดับโลก



# วิกฤตนี้กำลังปลุกเมล็ดพันธุ์ของการทำลายอุปสงค์ (Demand Destruction) หรือไม่

## ความพยายามอย่างเด่นชัดในการลดความเสี่ยงจาก LNG ในเอเชียตั้งแต่เดือนมีนาคม 2026

Vingroup ของเวียดนาม  
วางแผนที่จะเปลี่ยน  
วัตถุประสงค์โครงการ  
โรงไฟฟ้า LNG ขนาด 4.8  
กิกะวัตต์

**5 ล้านตันต่อปี**

Sinopec ของจีนยกเลิก  
โครงการขยาย LNG

**1 ล้านตันต่อปี**

ไต้หวันตั้งเป้าที่จะเริ่ม  
เดินเครื่องเตาปฏิกรณ์  
นิวเคลียร์ขนาด 3.84 กิ  
กะวัตต์ อีกครั้งภายในปี  
2028

**3 ล้านตันต่อปี**

เกาหลีใต้เริ่มเดินเครื่อง  
นิวเคลียร์ขนาด 4.75 กิกะวัตต์  
อีกครั้งภายในพฤษภาคม 2026  
และเร่งรัดพลังงานหมุนเวียน  
7 กิกะวัตต์ และระบบกักเก็บ  
พลังงาน 1.3 กิกะวัตต์

**6 ล้านตันต่อปี**

**ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่ออุปสงค์ LNG ในระยะยาว  
15 ล้านตันต่อปี**

ท่ามกลางพัฒนาการเหล่านี้ ปตท. ควรหุ้มเหเงินทุนและทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดเพื่อขยายความเสี่ยงด้าน LNG หรือไม่



# บทสรุป

---

การใช้ประโยชน์สินทรัพย์ที่มีอยู่น้อยเกินไป ต้นทุนการจัดหาก๊าซที่เพิ่มขึ้น และต้นทุนเงินทุนที่พุ่งสูงขึ้น กำลังทำลายแผนการขยายการใช้ก๊าซของประเทศไทย

ความขัดแย้งในอิหร่าน กำลังทำให้ความท้าทายเหล่านี้รุนแรงยิ่งขึ้น จุดอ่อนเชิงโครงสร้างในเศรษฐกิจจะทำลายความสามารถของประเทศไทยในการแบกรับราคา LNG ที่สูงขึ้น

วิกฤตในปัจจุบันเป็นโอกาสในการส่งมอบแผน PDP และนโยบายที่ทำให้ความสำคัญกับพลังงานหมุนเวียน และนำระบบพลังงานของประเทศไทยไปสู่เส้นทางที่น่าเชื่อถือสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์





# ขอบคุณ

---

ข้อมูลติดต่อ

Christopher Doleman

[cdoleman@ieefa.org](mailto:cdoleman@ieefa.org)



สถาบันเศรษฐศาสตร์พลังงาน  
และการวิเคราะห์ทางการเงิน

[www.ieefa.org](http://www.ieefa.org)

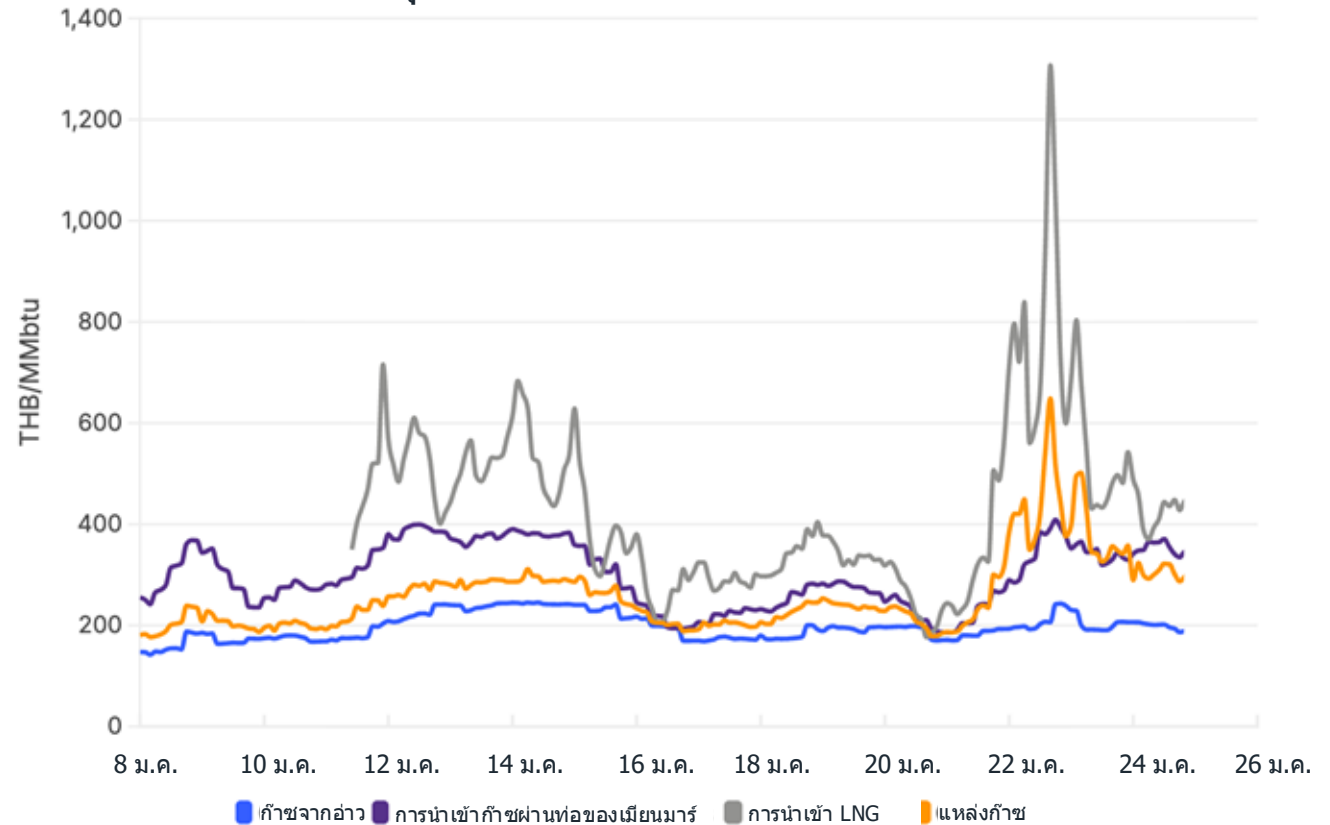
# สไลด์เพิ่มเติม



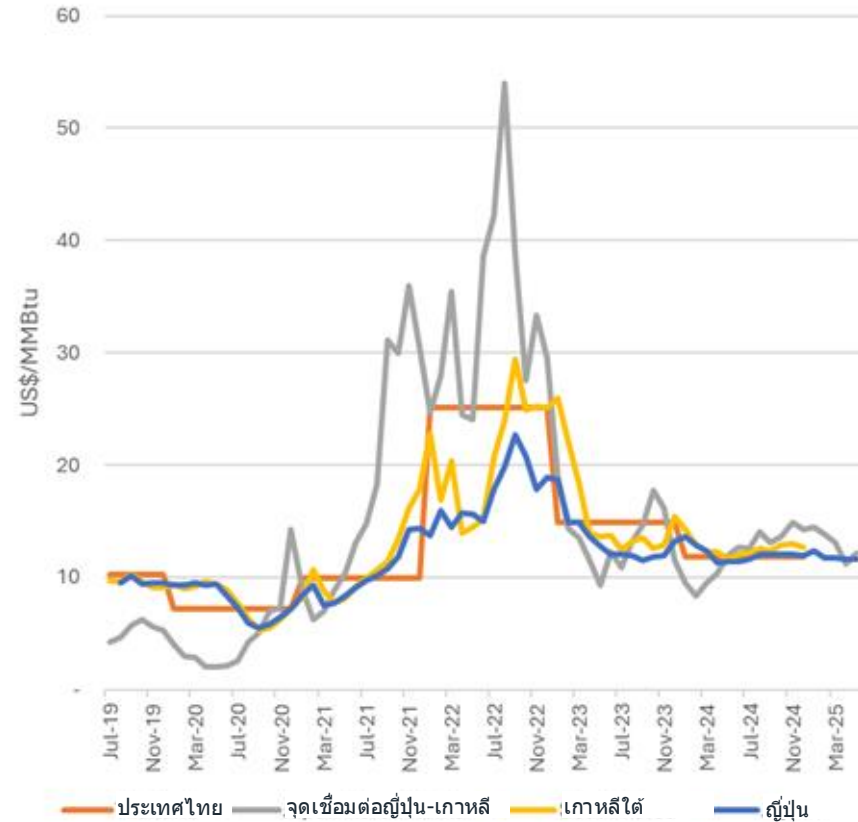
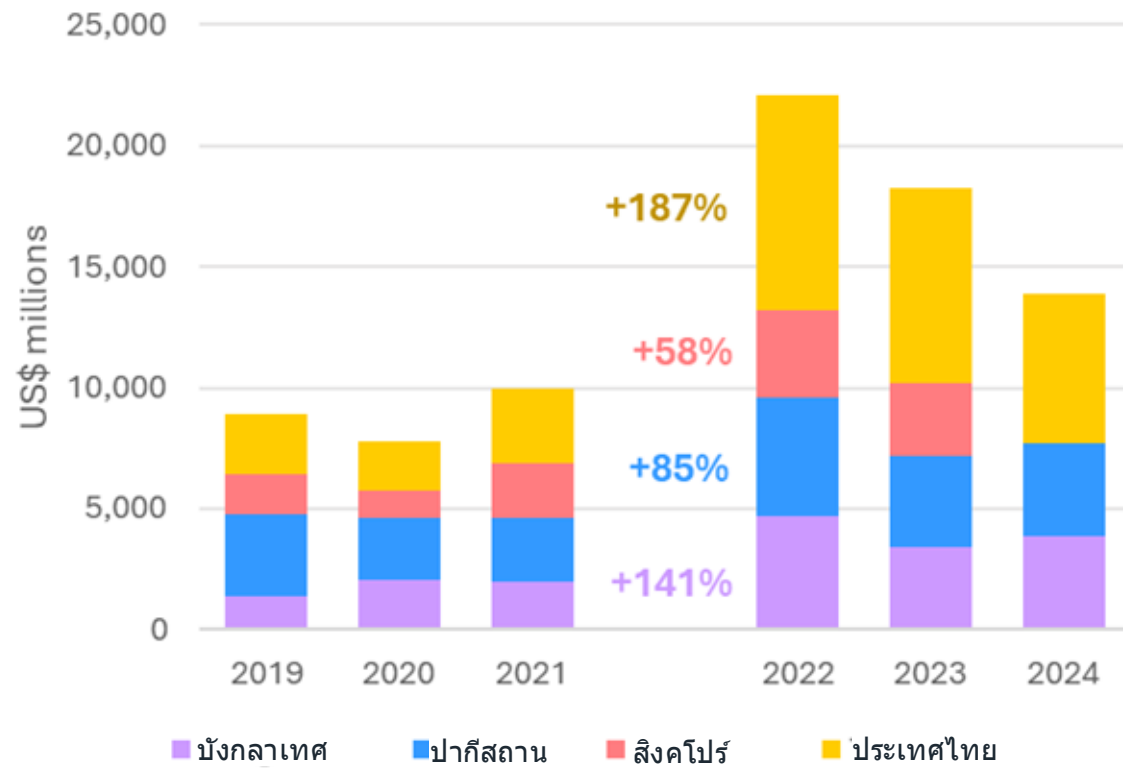
# การปฏิรูปราคาบอยครั้งยังไม่สามารถรองรับการนำ LNG เข้าสู่ระบบได้อย่างราบรื่น

- ราคา LNG สูงเป็นสองเท่าของราคาจากแหล่งในประเทศ และสูงกว่าการนำเข้าผ่านท่อส่ง 29% ในปี 2025
- การปรับโครงสร้างราคาก๊าซหลายครั้ง ตั้งแต่ปี 2022 บ่งชี้ว่ารัฐบาลกำลังประสบปัญหาในการจัดการกับการพึ่งพา LNG ที่เพิ่มสูงขึ้น
- เป็นการยากที่จะกระจายภาระจากส่วนแบ่งที่เพิ่มขึ้นของ LNG ที่มีราคาสูงไปยังผู้มีส่วนได้ส่วนเสียกลุ่มต่าง ๆ
- ผู้บริโภคและรัฐวิสาหกิจด้านสาธารณูปโภคหรือผู้จัดหาก๊าซอาจไม่สามารถแบกรับภาระดังกล่าวได้

ต้นทุนการจัดหาก๊าซของประเทศไทย



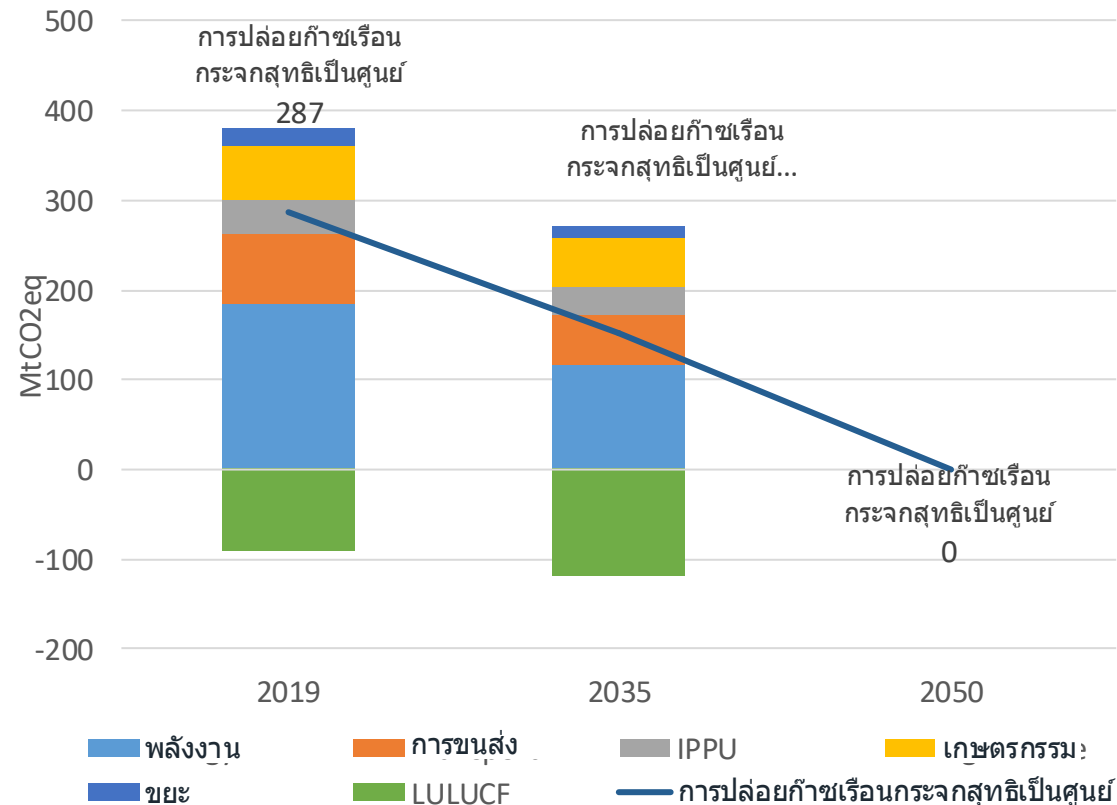
# ค่าใช้จ่ายในการนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในช่วงวิกฤตครั้งล่าสุด



# PDP2026 เป็นโอกาสในการสร้างระบบพลังงานที่มั่นคง

- PDP2026 เป็นโอกาสในการวางแผนอนาคตที่ภาพรวมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของภาคพลังงานสอดคล้องกับเป้าหมายด้านสภาพภูมิอากาศของประเทศไทย
  - 2035: การลดลง 47% จากระดับปี 2019
  - 2050: การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์
- อย่างไรก็ตาม ในขณะนี้ การลดลงตาม NDC3.0 ส่วนใหญ่จะบรรลุได้จากภาคเกษตรกรรมและการใช้ที่ดิน ด้วยแนวทางที่เสียค่าใช้จ่ายสูงและไม่มีประสิทธิภาพ เช่น การเผาไหม้ร่วมกับแอมโมเนีย, เต้าปฏิกิริยานิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) และการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (CCUS)
- ศักยภาพโซลาร์มีสูงถึง 300 กิกะวัตต์

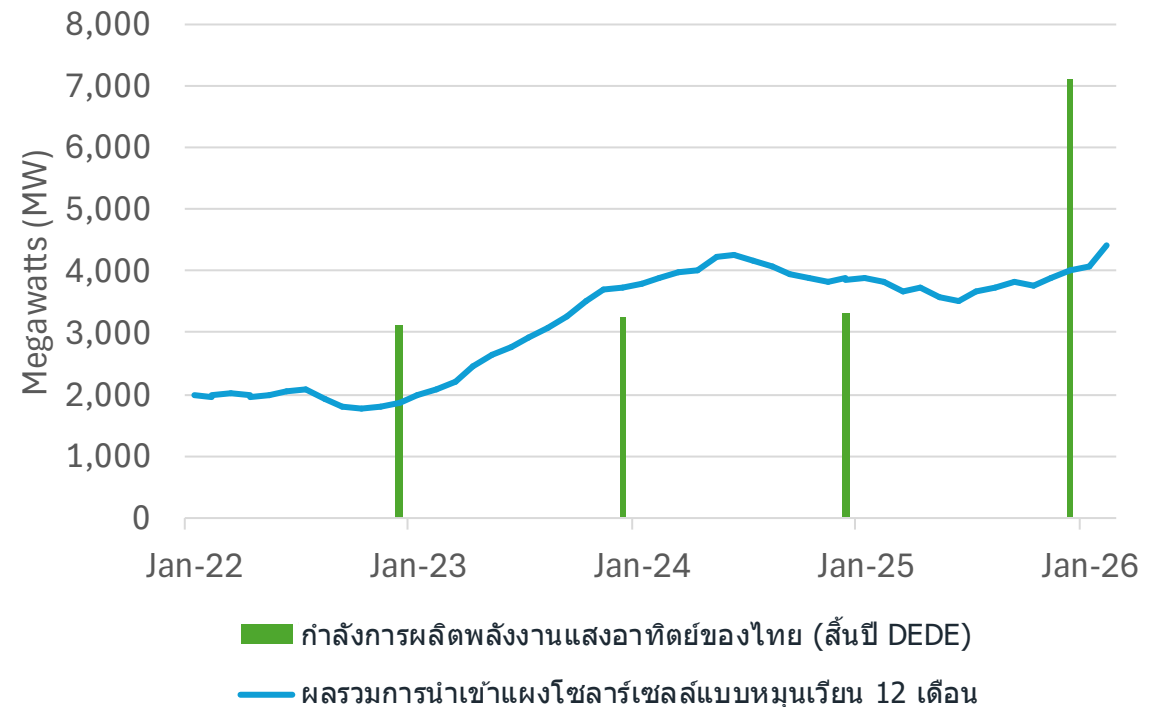
เส้นทางการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตาม NDC3.0 ของประเทศไทย



# การนำเข้าแผงโซลาร์อาจเริ่มฟื้นตัวแข็งแกร่ง

- กำลังผลิตโซลาร์เพิ่มขึ้นเป็นสองเท่าในปี 2025 เป็น 7.1 กิกะวัตต์
- ในขณะเดียวกัน ยอดรวมการนำเข้าแผง ย้อนหลัง 12 เดือน อยู่ที่ประมาณ 4 กิกะ วัตต์ อย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2024
- ต้องใช้เวลาหลายเดือนถึง (ไม่กี่ ) ปีในการ ติดตั้งแผงโซลาร์ ซึ่งบ่งชี้ว่าการพุ่งสูงขึ้น ในปี 2025 อาจเป็นจุดเริ่มต้นของการ ขยายตัวอย่างรวดเร็ว

กำลังผลิตโซลาร์และยอดรวมการนำเข้าแผงโซลาร์ย้อนหลัง 12 เดือน



# บทสรุป

---

- สิ้นทรัพย์ด้านก๊าซของประเทศไทยมีการใช้ประโยชน์ไม่ถึงศักยภาพเนื่องจากการสร้างกำลังผลิตไฟฟ้าล้นเกิน
- โรงไฟฟ้าก๊าซที่วางแผนไว้เผชิญกับการล่าช้าและการยกเลิก ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากต้นทุนที่สูงขึ้นของกังหันก๊าซขนาดใหญ่
- จุดอ่อนเชิงโครงสร้างในเศรษฐกิจจะจำกัดความสามารถของประเทศไทยในการแบกรับการพึ่งพาการนำเข้า LNG ที่มีราคาแพงซึ่งเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ
- ความขัดแย้งในอิหร่านกำลังทำให้ความท้าทายเหล่านี้รุนแรงขึ้น เนื่องจากประเทศไทยถูกบังคับให้จ่ายราคาที่สูงขึ้นและต้องประมูลราคาเพื่อหาเที่ยวเรือทดแทนในตลาดจร
- PDP2026 เป็นโอกาสที่จะช่วยให้เกิดการเปลี่ยนผ่านของระบบพลังงานของประเทศไทยที่สอดคล้องกับ NDC และเส้นทางที่น่าเชื่อถือสู่การปล่อยก๊าซสุทธิเป็นศูนย์
- การเร่งติดตั้งพลังงานหมุนเวียนจะช่วยให้เรื่องความสามารถในการจ่าย บรรเทาผลกระทบจากการนำเข้าเชื้อเพลิงราคาแพงในช่วงวิกฤตนี้ เพิ่มความยืดหยุ่นเมื่อเผชิญกับการหยุดชะงักในอนาคต และปลดปล่อยก๊าซที่จัดหาได้ในราคาต่ำสำหรับภาคส่วนที่ทดแทนได้ยากกว่า
- ความกังวลด้านความสามารถในการจ่าย ปัญหาห่วงโซ่อุปทาน และการทำลายอุปสงค์ LNG ในเอเชีย อาจขัดขวางความทะเยอทะยานของ ปตท. ในการเลียนแบบรูปแบบการค้าพอร์ทัลโพลีโวล LNG ของประเทศญี่ปุ่น

