12 ข้อสังเกต

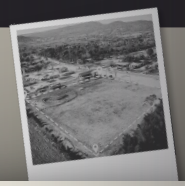
ต่อร่างแผน PDP2026

โดย JustPow

JUST POW

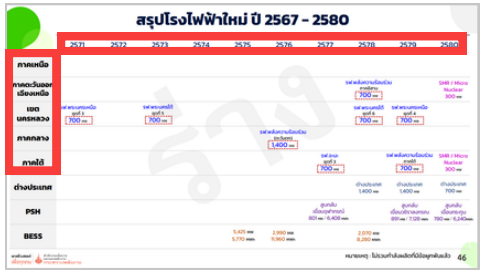
เพื่อพลังงานที่ยุติธรรม
สำหรับทุกคน
Just Power For All

การเปิดรับฟังความคิดเห็น ไม่มีไทม์ไลน์การเข้าระบบของโรงไฟฟ้าใหม่ และประชาชนไม่มีส่วนร่วม



เทียบการเปิดเผยข้อมูลโรงไฟฟ้า
ในร่างแผน PDP2024 กับ PDP2026

ข้อมูลโรงไฟฟ้าในร่างแผน **PDP2024**
รู้ว่าปีไหนจะมีโรงไฟฟ้าอะไรเข้าระบบกี่ MW ตั้งอยู่ภาคไหน



ข้อมูลโรงไฟฟ้าในร่างแผน **PDP2026**
ระบุเชื้อเพลิงและตัวเลขกลมๆ 50,900 MW



ทำไมร่างแผนใหม่ถึงไม่เปิดเผยไทม์ไลน์ และไม่บอกว่าโรงไฟฟ้าจะไปตั้งที่ไหน?

ข้อสังเกต

❶ ไม่มีไทม์ไลน์การเข้าระบบของโรงไฟฟ้าใหม่

- ร่างแผน PDP2026 ไม่มีข้อมูลไทม์ไลน์การเข้าระบบของโรงไฟฟ้าใหม่ประเภทต่างๆ ตลอดทั้งแผน ว่าโรงไฟฟ้าประเภทใดมีกำลังการผลิตเท่าไหร่ จะจ่ายไฟเข้าระบบเมื่อไหร่ และตั้งอยู่ที่ไหน ดังเช่นที่เคยมีในร่างแผน PDP2024

❷ กระบวนการรับฟังความคิดเห็นกีดกันประชาชน

- การลงทะเบียนเพื่อเข้าร่วมเวทีรับฟังความคิดเห็นมีการเปลี่ยนแปลงวันและเวลาหลายครั้ง ไม่มีการจัดเวทีรายภูมิภาคดังเช่นการจัดทำแผน PDP2018 และให้ประชาชนแสดงความคิดเห็นผ่าน Google Form ในเวลา 7 วันเท่านั้น

เอกสารรับฟังความคิดเห็นที่ไม่มีไทม์ไลน์การเข้าระบบของโรงไฟฟ้าใหม่ รวมไปถึงกระบวนการเปิดรับฟังความคิดเห็นที่ประชาชนไม่มีส่วนร่วม

จากเอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2026 เมื่อนำไปเปรียบเทียบกับเอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2024 จะพบว่ามีชุดข้อมูลสำคัญที่ควรจะเปิดเผยต่อสาธารณะที่เคยปรากฏในร่างแผน PDP2024 แต่กลับไม่ปรากฏในร่างแผน PDP2026 ซึ่งก็คือ ไทม์ไลน์การเข้าระบบของโรงไฟฟ้าใหม่ประเภทต่างๆ ตลอดทั้งแผน ว่าโรงไฟฟ้าประเภทใด มีกำลังการผลิตเท่าไหร่ จะจ่ายไฟเข้าระบบเมื่อไหร่ และตั้งอยู่ที่ไหน

โดยในร่างแผน PDP2024 ปรากฏข้อมูลสำคัญชุดนี้ในเอกสารหน้า 46 ซึ่งแสดงให้เห็นไทม์ไลน์ตั้งแต่ปี 2571-2580 ว่าในแต่ละปีจะมีโรงไฟฟ้าประเภทใดกำลังการผลิตเท่าไหร่เข้าสู่ระบบบ้าง ในขณะที่อีกแกนหนึ่งก็จะแสดงให้เห็นถึงพื้นที่เป็นรายภูมิภาคว่าโรงไฟฟ้าประเภทนั้นๆ จะตั้งอยู่ในภูมิภาคใด รวมไปถึงการซื้อไฟจากต่างประเทศ (เขื่อนในลาว) พลังน้ำสูบกลับภายในประเทศ และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (BESS)

แต่ในเอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2026 กลับไม่มีการนำเสนอข้อมูลชุดนี้ มีเพียงแค่การนำเสนอข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ประเภทต่างๆ ว่ามีกำลังการผลิตในแผนแต่ละช่วงเท่าไร แต่ไม่มีไทม์ไลน์การจ่ายไฟเข้าสู่ระบบและพื้นที่ตั้งของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ ดังเช่นที่เคยมีในเอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2024 ซึ่งถือเป็นข้อมูลสำคัญที่ประชาชนในแต่ละพื้นที่ควรจะได้รับรู้ก่อนจะเปิดรับฟังความคิดเห็นว่าในอนาคตจะมีโรงไฟฟ้าประเภทใดมาตั้งในพื้นที่บ้าง

ไม่เพียงแค่นั้นการเปิดเอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็น (ร่าง) แผน PDP2026 ให้ดาวน์โหลดผ่านเพจ EPPO THAILAND ในวันที่ 2 ก.ย. 69 ก่อนหน้าการจัดงานเพียง 6 วัน กระบวนการเปิดรับฟังความคิดเห็นของร่างแผน PDP2026 ที่ผ่านมา ก็เต็มไปด้วยความยุ่งยากซับซ้อนในการที่ประชาชนจะเข้าไปมีส่วนร่วมได้ ตั้งแต่การประชาสัมพันธ์งานเพื่อเปิดให้คนทั่วไปได้ร่วมลงทะเบียนเข้าร่วมงานแบบออนไซต์ ในเพจ EPPO THAILAND มีเพียงการประสัมพันธ์งาน เผยแพร่เอกสารและเชิญร่วมติดตามผ่านทาง Facebook live ขณะที่ข้อความประชาสัมพันธ์รายละเอียดการจัดงาน รวมถึงลิงก์สำหรับลงทะเบียนเข้าร่วมงานกลับไปปรากฏที่ 1) เพจ Energy Transition News ในวันที่ 29 ส.ค. 69 ในรูปแบบคอมเม้นท์ใต้โพสต์แจ้งจัดเวทีรับฟัง และ 2) เพจ ENERGY Guru : รู้ให้จริงเรื่องพลังงาน ในวันที่ 31 ส.ค. 69 โดยมีกำหนดลงทะเบียนภายในวันที่ 3 ก.ย. 69

อย่างไรก็ตาม กลับพบว่า ในลิงก์ลงทะเบียนมีการเปลี่ยนแปลงวันและเวลาของการเปิดลงทะเบียนครั้งแล้วครั้งเล่า เริ่มตั้งแต่วันที่ 29 ส.ค. 69 จากนั้นก็ปิดระบบแล้วให้ลงทะเบียนได้อีกครั้ง 31 ส.ค. 69 เวลา 08.30 น. จากนั้นก็แจ้งว่าปิดระบบแล้วให้ลงทะเบียนใหม่อีกครั้ง 1 ก.ย. 69 เวลา 08.30 น.จากนั้นก็แจ้งว่าปิดระบบแล้วให้ลงทะเบียนใหม่อีกครั้ง 1 ก.ย. 69 เวลา 13.30 น. ฯลฯ จนสุดท้ายแล้ว ประชาชนที่ติดตามความเคลื่อนไหวร่างแผน PDP2026 ก็ไม่สามารถลงทะเบียนเพื่อร่วมงานได้

สุดท้ายกระบวนการเปิดรับฟังร่างแผน PDP2026 จึงเหลือเพียงงานสัมมนารับฟังความคิดเห็นต่อร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2569-2593 ที่จัดขึ้นในวันที่ 8 ก.ย. 69 เวลา 09.00-14.30 น. ณ ห้องแกรนด์บอลรูม โรงแรมรามาการ์เด้นส์ กรุงเทพฯ เพียง 1 วัน ซึ่งมีการถ่ายทอดสดผ่านเฟซบุ๊ก EPPO THAILAND ร่วมด้วย และหลังจากนั้นก็ให้ประชาชนทั้งประเทศให้ความคิดเห็นผ่าน Google Form อีก 7 วันจนถึงวันที่ 15 ก.ย. 69 แทน โดยไม่มีการจัดเวทีรับฟังความคิดเห็นตามภูมิภาคต่างๆ ดังที่เคยจัดใน 4 ภูมิภาคดังเช่นการเปิดรับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2018 เมื่อปี 2561

จากข้อมูลทั้งหมดจะเห็นได้ว่า แม้แผน PDP จะเกี่ยวข้องกับผู้ใช้ไฟทุกคนในประเทศ ที่จะต้องแบกรับภาระผ่านบิลค่าไฟจากการพยากรณ์การใช้ไฟในอนาคตที่จะนำมาซึ่งการสร้างโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ แต่กระบวนการที่เกิดขึ้นจะเห็นว่าประชาชนมีส่วนร่วมได้น้อยมากในกระบวนการตัดสินใจ ประชาชนแทบไม่มีบทบาทใดๆ ตั้งแต่การทำแผนไปจนถึงขั้นการรับฟังแผนทั้งๆ ที่แผน PDP ส่งผลกระทบต่อประชาชนโดยตรง และไม่ใช่แค่วันนี้ แต่ยาวนานเป็น 20-30 ปีจากสัมปทานโรงไฟฟ้าที่สุดท้ายแล้วอาจจะไม่ได้เดินเครื่องเลยก็ได้

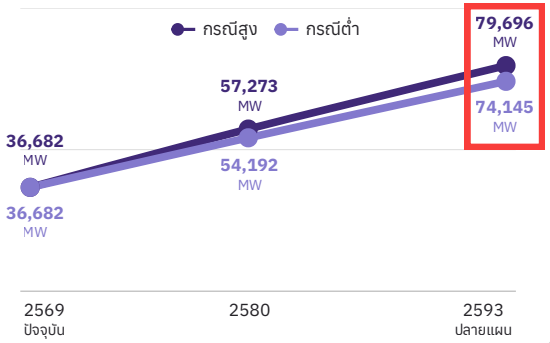
พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงเกินจริง

ซ้ำเติมปัญหากำลังการผลิตไฟฟ้าล้นเกินและภาระค่าไฟแพงในอนาคต



การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
ในร่างแผน PDP2026

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ที่ใช้วางแผนสร้างโรงไฟฟ้าถึงปี 2593
อยู่ที่ 79,696 MW



ความต้องการพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (New Demand) ณ ปี 2593

- ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) **91,736 GWh**
- Data Center **42,468-55,744 GWh**
- โครงการ EEC **7,791 GWh**
- รถไฟฟ้าความเร็วสูง (HST&MRT) **4,260 GWh**
- นิคมอุตสาหกรรมใหม่ **34 GWh**

ความต้องการไฟฟ้าที่ไม่แน่นอนของ Data Center และรถไฟฟ้าความเร็วสูง ถูกนับรวมในแผน เพื่อสร้างโรงไฟฟ้ามารองรับในอนาคต

ข้อสังเกต

❶ การพยากรณ์ที่สูงเกินจริง

- อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีของ GDP ปรับจาก 2.56% เป็น 2.49% จากปี 2569 จะอยู่ที่ 1.7% และจะฟุ้งทะยานขึ้นไปอยู่ที่ 3.0% ในปี 2573 เป็นการพยากรณ์ที่เกินจริงและจะนำมาสู่ความต้องการไฟฟ้าที่สูงเกินจริง
- จำนวนรถ EV สะสม ณ ปี 2593 จาก 28.47 ล้านคันเหลือ 26.20 ล้านคัน เท่ากับว่าภายในปี 2593 ประเทศไทยจะมีรถ EV เพิ่ม 24.93 ล้านคัน หรือประมาณปีละ 1 ล้านคันเลยทีเดียว

❷ สมมติฐานที่มีความคลาดเคลื่อนและไม่แน่นอนสูง

- ความต้องการไฟฟ้าของดาต้าเซ็นเตอร์ 6,799-8,811 เมกะวัตต์ ที่ยังมีความไม่แน่นอนจากการที่มติให้ชะลอการอนุมัติโครงการอีกทั้งยังไม่สอดคล้องกับแนวทางในอนาคตที่จะเปิดให้มี Direct PPA
- โครงการรถไฟความเร็วสูงเชื่อม 3 สนามบิน เพิ่งจะถูกเอกชนขอยกเลิกสัญญา และยังไม่มีทางออกว่าโครงการจะสามารถดำเนินการต่อไปได้หรือไม่

พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงเกินจริง อาจซ้ำเติมปัญหากำลังการผลิตไฟฟ้าที่ล้นเกินของประเทศไทย และจะนำมาซึ่งภาระค่าไฟแพงในอนาคต

จากร่างแผน PDP2026 จะพบว่าในช่วง 12 ปีแรกของร่างแผน PDP2026 (พ.ศ. 2569-2580) มีกำลังการผลิตใหม่ รวม 50,900 เมกะวัตต์เท่ากันในทุกทางเลือก ไม่เพียงแค่นั้นยังมีกำลังการผลิตที่มีสัญญาผูกพันอยู่แล้วจากแผน PDP ฉบับที่ผ่านมาที่ยังไม่ได้จ่ายไฟเข้าระบบอีก 14,806 เมกะวัตต์ ซึ่งจะทยอยจ่ายไฟเข้าระบบตั้งแต่ปี 2569 ไปจนถึงปี 2580 เท่ากับว่าภายในปี 2580 จะมีกำลังการผลิตใหม่เข้าสู่ระบบรวมทั้งหมด 65,706 เมกะวัตต์

ปัจจุบัน ณ วันที่ 31 ก.ค. 69 ประเทศไทยมีกำลังผลิตตามสัญญาในระบบ 48,852.11 เมกะวัตต์ ในขณะที่การใช้ไฟฟ้าสูงสุดของทั้ง 3 การไฟฟ้าเกิดขึ้นเมื่อวันที่ 22 เม.ย. 69 ที่ 36,759 เมกะวัตต์ ส่วนการใช้ไฟเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 25,000 เมกะวัตต์ เท่ากับว่าไทยมีกำลังไฟฟ้าสำรอง 12,093.11 เมกะวัตต์ จากกำลังการผลิตปัจจุบัน 48,852.11 เมกะวัตต์ รวมกับกำลังการผลิตที่จะเข้ามาใหม่ในส่วนโรงไฟฟ้าที่มีข้อสัญญาผูกพันอยู่แล้ว และโรงไฟฟ้าใหม่ในร่างแผน PDP2026 โดยหักกำลังการผลิตที่ต้องปลดออกจากระบบ ทำให้ ณ ปี 2580 ร่างแผน PDP2026 คาดการณ์ว่าไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญาสะสมอยู่ที่ 115,632 เมกะวัตต์ และจะมีกำลังการผลิตตามสัญญาภายใต้ทางเลือกที่ 4 (CCS+RE) เมื่อสิ้นสุดแผนในปี พ.ศ. 2593 สูงถึง 206,073 เมกะวัตต์

ในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในร่างแผน PDP2026 นี้มีการปรับปรุงสมมติฐานที่นำมาใช้ในการพยากรณ์จากการรับฟังความคิดเห็นวันที่ 24 มี.ค. 69 เช่น อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีของ GDP ปรับจาก 2.56% เป็น 2.49% ซึ่ง JustPow ได้ตั้งข้อสังเกตไว้ว่าการพยากรณ์ GDP ของไทยในปี 2569 จะอยู่ที่ 1.7% และจะฟุ้งทะยานขึ้นไปอยู่ที่ 3.0% ในปี 2573 เป็นการพยากรณ์ที่เกินจริงและจะนำมาสู่ความต้องการไฟฟ้าที่สูงเกินจริง

นอกจากนั้น ยังมีการปรับตัวเลขจำนวนรถ EV สะสม ณ ปี 2593 จาก 28.47 ล้านคันเหลือ 26.20 ล้านคัน โดยปัจจุบัน (ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569) ประเทศไทยมีจำนวนรถ EV สะสมรวมกว่า 1.27 ล้านคัน ในขณะที่ปี 2567 มียอดจดทะเบียน 70,137 คัน และในปี 2568 เพิ่มขึ้นเป็น 122,128 คัน เท่ากับว่าภายในปี 2593 ประเทศไทยจะมีรถ EV เพิ่ม 24.93 ล้านคัน หรือประมาณปีละ 1 ล้านคันเลยทีเดียว

นอกจากการพยากรณ์ที่สูงเกินจริงแล้ว ยังพบว่าสมมติฐานที่ใช้ในการพยากรณ์ ยังมีความคลาดเคลื่อนและไม่แน่นอนสูง ทั้งการผลิตไฟฟ้าของโซลาร์ IPS ที่ต่ำกว่าศักยภาพที่มี ความต้องการไฟฟ้าของดาต้าเซ็นเตอร์ 6,799-8,811 เมกะวัตต์ ที่ยังมีความไม่แน่นอนจากมติที่ให้ชะลอการอนุมัติโครงการดาต้าเซ็นเตอร์และตั้งบอร์ดดาต้าเซ็นเตอร์เพื่อกลั่นกรองและเข้มงวดต่อการออกใบอนุญาต อีกทั้งไม่สอดคล้องกับแนวทางในอนาคตที่จะเปิดให้มี Direct PPA กับโครงการดาต้าเซ็นเตอร์และอุตสาหกรรมอื่นที่มากกว่าโควต้าแรก 2,000 เมกะวัตต์อีกด้วย

หรือโครงการรถไฟความเร็วสูง โดยเฉพาะโครงการรถไฟความเร็วสูงเชื่อม 3 สนามบิน ซึ่งเป็นอีกหนึ่งสมมติฐานที่นำมาพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟในร่างแผน PDP2026 ที่เพิ่งจะถูกเอกชนขอยกเลิกสัญญา และยังไม่มีทางออกว่าโครงการจะสามารถดำเนินการต่อไปได้หรือไม่

ทั้งหมดนี้ ทำให้เห็นว่าการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงเกินจริงของร่างแผน PDP2026 อันมาจากสมมติฐานที่มีความไม่แน่นอนและใช้ตัวเลขที่สูงเกินจริง รวมไปถึงยังมีกำลังการผลิตที่มีสัญญาผูกพันอยู่แล้วอีก 14,806 เมกะวัตต์ ซึ่งอาจซ้ำเติมปัญหากำลังการผลิตไฟฟ้าที่ล้นเกินของประเทศไทยในปัจจุบัน และจะนำมาซึ่งภาระค่าไฟที่แพงมากขึ้นในอนาคต ทั้งจากการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ โครงสร้างพื้นฐานต่างๆ หรือค่าความพร้อมจ่ายที่แฝงอยู่ในบิลค่าไฟ

JUST POW

ตั้งเป้า Net Zero ปี 2050

แต่ถ่านหินยังอยู่ยาวถึงปลายแผน

โรงไฟฟ้าถ่านหิน
ในร่างแผน PDP2026



ข้อสังเกต

❶ โรงไฟฟ้าถ่านหินอยู่ไปจนถึงปลายแผน ปีค.ศ. 2050

- ในปีค.ศ. 2024 ปริมาณถ่านหินที่แม่เมาะเหลือเพียง 131 ล้านตัน ทำให้ต้องกำหนดยุติการทำเหมืองแม่เมาะในปีค.ศ. 2040 (พ.ศ. 2583) การที่กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าถ่านหินมีไปจนถึงปีค.ศ.2050 จึงขัดแย้งกับปริมาณถ่านหินที่เหลืออยู่
- การปรับปรุงเครื่องที่ 12 และ 13 ต้องใช้งบประมาณ 25,000 ล้านบาท ก่อให้เกิดความไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ทั้งจากการซ่อมบำรุงเครื่องเก่า การขุดถ่านหินในระดับลึกกว่า 500 เมตรขึ้นมาใช้ และการใช้การดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS)
- แผน NDC3.0 ก็ระบุว่าต้นทุนสุทธิที่ต้องจ่ายในการลดก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าถ่านหินซึ่งอยู่ที่ 11 เหรียญสหรัฐต่อตันคาร์บอน ถูกที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้เทคโนโลยีอื่น ไม่ว่าจะเป็น CCS หรือ SMR
- การจะสมัครเข้าเพื่อเป็นสมาชิก OECD ไทยควรจะมีแผนปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินภายในปี ค.ศ. 2040 (พ.ศ. 2583) ตามกลุ่มสมาชิกภายใต้ Powering Past Coal Alliance (PPCA)

ร่างแผน PDP2026 เปลี่ยนผ่านไปสู่ Net Zero ในปี 2050 แต่กลับมีการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินไปจนถึงปลายแผนในปี 2050 นอกจากนี้ยังอาจจะทำให้ไทยไม่สามารถเป็นสมาชิก OECD ได้ หากไม่มีแผนปลดระวางถ่านหินก่อนปี 2040

จากเอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2026 จะพบว่ามีการนำเสนอ 4 ทางเลือก โดยทางเลือกที่คาดว่าจะได้รับเลือกก็คือทางเลือกที่ 4 หรือทางเลือกที่จะทำให้ประเทศไทยเดินทางสู่การเป็นประเทศ Net Zero ในปี 2050 ได้โดยการใช้พลังงานหมุนเวียนร่วมกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) อย่างไรก็ตามภายใต้ทางเลือกที่ 4 นั้นจะทำให้ประเทศไทยต้องมีโรงไฟฟ้าถ่านหินแม่เมาะอยู่ไปจนถึงปลายแผนคือปี ค.ศ. 2050

ข้อมูลจาก Mine Engineering Department (2025) พบว่าในปี ค.ศ. 2024 ปริมาณถ่านหินที่แม่เมาะเหลือเพียง 131 ล้านตัน ทำให้ต้องกำหนดยุติการทำเหมืองแม่เมาะในปีค.ศ. 2040 (พ.ศ. 2583) ดังนั้นภายใต้ทางเลือกที่ 4 ที่ยังมีกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าถ่านหินไปจนถึงปีค.ศ.2050 จึงเป็นการขัดแย้งกับปริมาณถ่านหินที่เหลืออยู่ที่สามารถทำเหมืองไปจนถึงประมาณปี ค.ศ. 2040 ได้เท่านั้น แม้จะมีการคาดการณ์ว่ายังเหลือถ่านหินมากกว่า 100 ล้านตัน แต่ถ่านหินที่เหลืออยู่มีความลึกประมาณ 500 เมตร การจะต้องลงทุนขุดถ่านหินในความลึกระดับนั้นมาใช้ทำเหมืองต่อไปไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ อีกทั้งถ่านหินแม่เมาะก็มีความชื้นสูงมาก จากข้อมูลของ กฟผ. เองพบว่าประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าถ่านหินแม่เมาะเครื่อง 14 ที่เดินเครื่องอยู่ในปัจจุบัน ต่ำมาก เพียง 24-30% และมีอัตราความเร็วในการเพิ่มขึ้นหรือลดลงของกำลังการผลิตไฟฟ้าเพียง 0.9% การจะขุดถ่านหินขึ้นมาใช้ผลิตไฟฟ้าอีกยิ่งจะทำให้เกิดความไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เพิ่มมากขึ้น

นอกจากนี้ แนวทางการยืดอายุโรงไฟฟ้าถ่านหินไปจนถึงปลายแผนในปีค.ศ. 2050 โดยเฉพาะการปรับปรุงเครื่องที่ 12 และ 13 ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าเดิมที่มีอายุมากกว่า 30 ปี โดยจะติดตั้งระบบควบคุมมลพิษใหม่ เพื่อให้ผ่านมาตรฐานสิ่งแวดล้อมปี พ.ศ. 2575 และมีแผนให้กลับมาเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในปี พ.ศ. 2574 ยาวไปจนถึงปลายแผนภายใต้กำลังการผลิตที่มีข้อผูกพัน 540 เมกะวัตต์ ด้วยงบประมาณ 25,000 ล้านบาท ยิ่งจะก่อให้เกิดความไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ เนื่องด้วยต้นทุนที่สูงขึ้นทั้งการปรับปรุงซ่อมบำรุงเครื่องเก่า การขุดถ่านหินในระดับลึกกว่า 500 เมตรขึ้นมาใช้ ความไม่คุ้มค่าของการใช้การดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) ซึ่งควรใช้ตามอายุการใช้งานประมาณ 20 ปีขึ้นไป กับโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าต่ำและกำลังการผลิตที่เหลืออยู่น้อย โดยเฉพาะเมื่อปรียบเทียบกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนร่วมกับแบตเตอรี่ ซึ่งมีต้นทุนต่ำกว่าแล้ว จะยิ่งตอกย้ำว่าการยืดอายุโรงไฟฟ้าถ่านหินไปจนถึงปลายแผนในปี 2050 เป็นแผนการที่ไม่สอดคล้องกับความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เลยแม้แต่น้อย

ไม่เพียงแค่นั้น การยืดอายุโรงไฟฟ้าถ่านหินไปจนถึงปลายแผนในปี 2050 ยังก่อให้เกิด Carbon Lock-In และทำให้เกิดการตั้งคำถามถึงความสอดคล้องกันระหว่างแผน PDP2026 กับแผน NDC 3.0 ที่หากไทยจะบรรลุเป้าหมายตามแผน NDC3.0 อาจจะต้องมีแผนปลดระวางถ่านหินไม่เกินปีค.ศ. 2035 ในขณะเดียวกัน ในแผน NDC3.0 ก็ระบุว่าต้นทุนสุทธิที่ต้องจ่ายในการลดก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าถ่านหินซึ่งอยู่ที่ 11 เหรียญสหรัฐต่อตันคาร์บอน ถูกที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้เทคโนโลยีอื่น ไม่ว่าจะเป็น CCS หรือ SMR ฉะนั้นหากไทยตั้งเป้า Net Zero ในปี 2050 เหตุใดในทางเลือกที่ 4 จึงยังคงการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินไปจนถึงปลายแผนในปี 2050 จึงไม่มีทางเลือกที่จะปลดระวางถ่านหินให้เร็วขึ้น หรือกำหนดการปลดระวางถ่านหินก่อนปี 2050

นอกจากนี้การที่ยังคงการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินไปจนถึงปลายแผนในปี 2050 ยังอาจจะทำให้ไทยไม่สามารถเข้าเป็นสมาชิกองค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนา (Organisation for Economic Co-operation and Development - OECD) ซึ่งประเทศไทยกำลังเร่งผลักดันเข้าเป็นสมาชิกให้ได้ภายในปีพ.ศ. 2571 โดยหนึ่งในเงื่อนไขและมาตรฐานสำคัญที่สำคัญก็คือ นโยบายการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม รวมถึงการปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหิน ซึ่งการจะสมัครเข้าเพื่อเป็นสมาชิก OECD ไทยควรจะมีแผนปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินภายในปี 2040 (พ.ศ. 2583) ตามกลุ่มสมาชิกภายใต้ (Powering Past Coal Alliance-PPCA)

ดังนั้นจะเห็นได้ว่าการเลือกทางเลือกที่ 4 ในร่างแผน PDP2026 ที่จะทำให้ประเทศไทยเดินทางสู่การเป็นประเทศ Net Zero ในปี 2050 ได้โดยการใช้พลังงานหมุนเวียนร่วมกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) แต่ทางเลือกที่ 4 นี้กลับเป็นการยืดอายุการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินไปจนถึงปีค.ศ. 2050 เป็นทางเลือกที่ไม่สอดคล้องกับความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ การจะเป็นประเทศ Net Zero ภายใต้แผน NDC3.0 และอาจทำให้ประเทศไทยไม่สามารถเข้าเป็นสมาชิก OECD ได้อีกด้วย

JUST POW

ดาต้าเซ็นเตอร์ อาจทำให้เกิดการต่ออายุสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซ

เสี่ยงติดกับดัก Fossil Lock-In

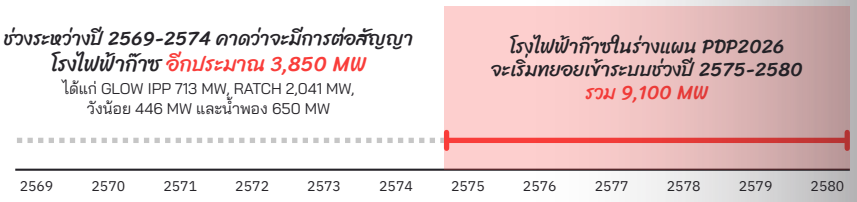
Data Center
และการวางแผนสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซ



ร่างแผน PDP2026 ประเมินการใช้ไฟของ Data Center

ประมาณ 6,799-8,811 MW

(กรณีต่ำ-กรณีกลาง)



ข้อสังเกต

❶ ต่ออายุโรงไฟฟ้าก๊าซเพื่อดาต้าเซ็นเตอร์

- ความต้องการใช้ไฟมหาศาลและตลอด 24 ชั่วโมงของดาต้าเซ็นเตอร์ อาจทำให้มีการต่อสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซที่เพิ่ง/กำลังจะออกจากระบบไปแล้ว ประมาณ 4 โรง 3,850 เมกะวัตต์
- การต่อสัญญาโรงไฟฟ้าเดิมเพื่อนำมาใช้ในช่วงเชื่อมต่อรอโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่อีก 9,100 เมกะวัตต์นั้น ยิ่งทำให้ต้องพึ่งพาการใช้/นำเข้าก๊าซเพิ่มมากขึ้น

ความต้องการไฟของดาต้าเซ็นเตอร์ อาจทำให้เกิดการต่ออายุสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซที่เพิ่งจะออกจากระบบ เสี่ยงให้เกิดกับดัก Fossil/Gas Lock-In ที่ทำให้ไทยต้องพึ่งพาการใช้/นำเข้าก๊าซเพิ่มมากขึ้น

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในร่างแผน PDP2026 อยู่ที่ 79,696 เมกะวัตต์ (กรณี BASE-High) โดยมีกำลังการผลิตรวมอยู่ระหว่าง 185,673-206,073 เมกะวัตต์ เมื่อสิ้นแผนในปี พ.ศ. 2593 หนึ่งในปัจจัยสำคัญที่ใช้เป็นสมมติฐานในการจัดทำความต้องการใช้ไฟฟ้าในครั้งนี้ก็คือ ดาต้าเซ็นเตอร์ ซึ่งคาดว่ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับต่ำถึงกลางที่ 6,799-8,811 เมกะวัตต์

อย่างไรก็ตาม กฟภ. รายงานว่ามีโครงการดาต้าเซ็นเตอร์ยื่นขอใช้ไฟรวม 26,045.2 เมกะวัตต์ โดยสามารถจัดหาไฟฟ้าให้ได้เพียง 4,882.7 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ยังปรากฏว่าโครงการนำร่องซื้อขายไฟฟ้าพลังงานสะอาดโดยตรงหรือ Direct PPA ภายใต้กรอบเป้าหมายเริ่มต้นที่ 2,000 เมกะวัตต์ ก็ไม่ได้เปิดให้เฉพาะกลุ่มดาต้าเซ็นเตอร์เท่านั้นแต่ยังรวมไปถึงอุตสาหกรรมอื่นอีกด้วย จึงทำให้ดาต้าเซ็นเตอร์ซึ่งเป็นอุตสาหกรรมใหม่ที่กำลังเติบโตและต้องการใช้ไฟอย่างมากในไทยต้องใช้ไฟจากกริดนอกเหนือจากไฟฟ้าพลังงานสะอาดโดยตรง

ความต้องการใช้ไฟมหาศาลตลอด 24 ชั่วโมงของดาต้าเซ็นเตอร์ ทำให้ไทยต้องวางแผนเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในอนาคต แต่จากร่างแผน PDP2026 มีความเป็นไปได้ว่า โรงไฟฟ้าก๊าซโรงแรก ภายใต้กำลังการผลิตโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่จำนวน 9,100 เมกะวัตต์นั้น อาจจะสามารถจ่ายไฟเข้าระบบได้ในปี พ.ศ. 2575 เป็นต้นไป เนื่องจากต้องผ่านขั้นตอนจัดทำรายงานประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม การอนุมัติ/อนุญาตจากหน่วยงานภาครัฐ จึงจะเริ่มก่อสร้างและเปิดดำเนินการได้ นำมาสู่สมมติฐานที่ว่าในช่วง 5 ปีแรกของแผน ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟอย่างมากจากดาต้าเซ็นเตอร์ อาจจะมีการต่อสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซที่เพิ่ง/กำลังจะออกจากระบบไปแล้ว

โดยหากพิจารณาจากข้อมูลโรงไฟฟ้าก๊าซที่เพิ่ง/กำลังจะออกจากระบบ และมีแนวโน้มว่าจะสามารถต่อสัญญาและผลิตไฟฟ้าเข้าระบบได้ในระยะเวลา 5-7 ปีก่อนที่โรงไฟฟ้าใหม่จะเข้าระบบ จะพบว่ามีดังนี้

- **โรงไฟฟ้าโกลว์ ไอพีพี** จ. ชลบุรี 713 เมกะวัตต์
- **โรงไฟฟ้าราชบุรี** จ. ราชบุรี 2,041 เมกะวัตต์
- **โรงไฟฟ้าวังน้อย** ชุดที่ 3 จ. พระนครศรีอยุธยา 446 เมกะวัตต์
- **โรงไฟฟ้าน้ำพอง** จ. ขอนแก่น 650 เมกะวัตต์

รวมประมาณ 3,850 เมกะวัตต์ ยังไม่นับรวมโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาผูกพันอยู่แล้วอย่างโรงไฟฟ้าบูรพาพาวเวอร์ จ. ฉะเชิงเทรา 540 เมกะวัตต์ ซึ่งจะจ่ายไฟเข้าระบบในปี พ.ศ. 2572

จะเห็นว่านอกจากโรงไฟฟ้าก๊าซเดิมที่มีอยู่ในระบบอยู่แล้ว การที่ดาต้าเซ็นเตอร์ต้องการใช้ไฟมากขึ้นและโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่จากร่างแผน PDP2026 เข้าสู่ระบบไม่ทันความต้องการใช้ไฟ อาจทำให้เกิดการต่ออายุสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซที่เพิ่ง/กำลังจะออกจากระบบ ประมาณ 3,850 เมกะวัตต์ ซึ่งการต่อสัญญาโรงไฟฟ้าเดิมเพื่อนำมาใช้ในช่วงเชื่อมต่อรอโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่อีก 9,100 เมกะวัตต์นั้น ยิ่งทำให้ต้องพึ่งพาการใช้/นำเข้าก๊าซเพิ่มมากขึ้น ทั้งๆ ที่ในช่วงวิกฤตพลังงานที่ผ่าน มาทำให้ไทยได้เรียนรู้แล้วว่าจำเป็นต้องลดการนำเข้า LNG เพื่อป้องกันค่าไฟที่ผันผวน สิ่งที่จะเกิดขึ้นนี้กลับเป็นไปในทางตรงกันข้าม

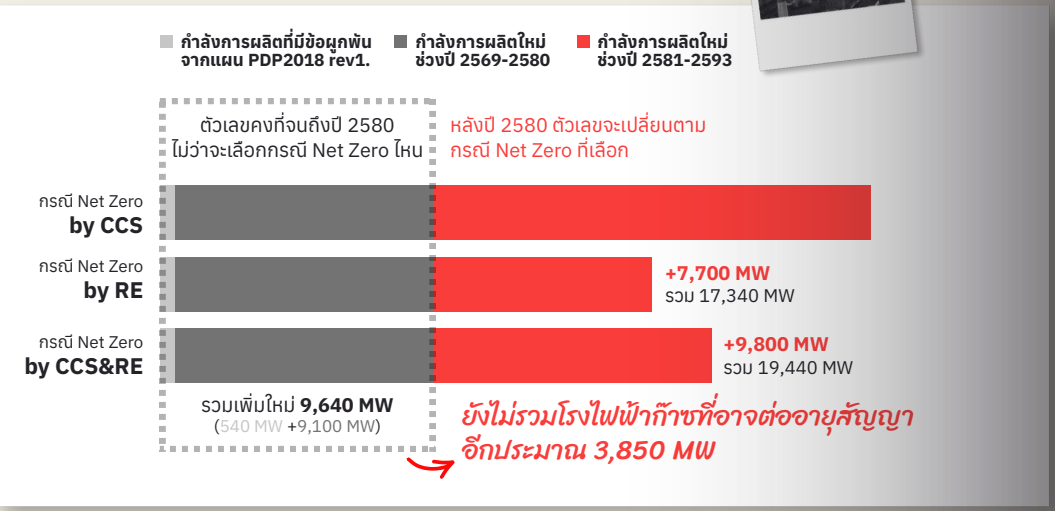
ไม่เพียงแค่นั้น หากไทยจะใช้การต่อสัญญาโรงไฟฟ้าก๊าซที่เพิ่ง/กำลังจะออกจากระบบเพื่อมาใช้ในช่วงเชื่อมต่อก่อนที่โรงไฟฟ้าใหม่จากร่างแผน PDP2026 จะจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ ระยะเวลาการเชื่อมต่อนี้ควรเป็นระยะเวลาที่ไทยควรเร่งลงทุนในพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ (BESS) ซึ่งปัจจุบันมีราคาต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตไฟฟ้าถูกกว่าการจะสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่แล้ว แต่กลายเป็นว่ากลับเชื่อมต่อด้วยโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่ 9,100 เมกะวัตต์ที่จะทำให้ไทยต้องยังคงพึ่งพิงการใช้ก๊าซต่อไปในอนาคต

เพิ่มโรงไฟฟ้าก๊าซ 9,100 MW ใน 12 ปีแรก

ไม่สอดคล้องกับแผน NDC3.0 และอาจก่อให้เกิด Fossil Lock-In



กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าก๊าซ
ในร่างแผน PDP2026



ข้อสังเกต

❶ โรงไฟฟ้าก๊าซ 9,100 เมกะวัตต์ในช่วง 12 ปีแรกของแผน

- การบรรลุเป้าหมาย Net Zero โดยต้องลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงให้ได้ 44.6 $MtCO_2eq$ ภายในช่วง 10 ปี แต่กลับกลายเป็นว่าในช่วงเวลา12 ปีแรก ร่างแผน PDP2026 กลับเพิ่มกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่เข้ามาสูงถึง 9,100 เมกะวัตต์
- การเพิ่มกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่เข้ามาในร่างแผน PDP2026 กลับจะทำให้เกิด Fossil Lock-In ต่อไปในอนาคตอีกอย่างน้อย 35 ปี จากการเพิ่มโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซเข้ามาใหม่
- พึ่งพาการใช้ CCS และโรงไฟฟ้า SMR ในช่วงหลังจากปี ค.ศ. 2037 เพื่อเร่งชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ทันต่อการบรรลุเป้าหมาย Net Zero ภายในปี 2050 จึงอาจเป็นเพียงการเลื่อนภาระการลดก๊าซเรือนกระจกจากวันนี้ไปไว้ในอนาคต

ร่างแผน PDP2026 ที่ไม่สอดคล้องกับแผน NDC3.0 และอาจก่อให้เกิด Fossil Lock-In มากกว่าจะเปลี่ยนผ่านไปสู่ Net Zero โดยเฉพาะการบรรจุโรงไฟฟ้าก๊าซ 9,100 เมกะวัตต์ในช่วง 12 ปีแรกของแผน

จากเอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2026 จะพบว่าในส่วนของโรงไฟฟ้าก๊าซนั้น มีทั้งกำลังการผลิตที่มีข้อผูกพันอยู่แล้ว 540 เมกะวัตต์ ซึ่งก็คือโรงไฟฟ้าบูรพาพาวเวอร์ ที่ จ. ฉะเชิงเทรา และอีก 9,100 เมกะวัตต์ ซึ่งจะเป็นโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่ที่จะจ่ายไฟเข้าระบบในช่วง 12 ปีแรก (พ.ศ. 2569-2580)

อย่างไรก็ตามในการที่ประเทศไทยจะกลายเป็นประเทศ Net Zero ภายในปี ค.ศ. 2050 (พ.ศ. 2593) ไทยมีเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคไฟฟ้า 121.2 $MtCO_2eq$ ในปี ค.ศ. 2026 (พ.ศ. 2569) และจะต้องลดลงมาเป็น 76.6 $MtCO_2eq$ ในปี ค.ศ. 2035 (พ.ศ. 2578) และหลังจากนั้นจะต้องลดลงเป็น 66.2 $MtCO_2eq$ ในปี ค.ศ. 2050 (เป้าหมายภายใต้กรอบปกติ)

จะเห็นได้ว่าช่วงเวลาปัจจุบันไปจนถึงปี ค.ศ. 2035 เป็นช่วงเวลาที่มีความท้าทายเป็นอย่างมาก หากต้องการบรรลุเป้าหมาย Net Zero โดยต้องลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงให้ได้ 44.6 $MtCO_2eq$ ภายในช่วง 10 ปี เมื่อพิจารณาจากตัวเลขเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกระหว่างปี ค.ศ. 2026 และ 2035 แต่กลับกลายเป็นว่าในช่วงเวลา12 ปีแรก (พ.ศ. 2569-2580) ในร่างแผน PDP2026 กลับเพิ่มกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่เข้ามาสูงถึง 9,100 เมกะวัตต์ ทั้งที่ไทยควรเร่งลงทุนในพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ (BESS) เพื่อที่จะทำให้การลดก๊าซเรือนกระจกในช่วงต้นเป็นไปได้จริงและชัดเจนด้วยการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ต้นทางของการผลิตไฟฟ้า

โดยโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่ 9,100 เมะกวัตต์ หากอ้างอิงจากโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่ในร่างแผน PDP2024 และแผนฉบับปัจจุบัน (PDP 2018 rev.1) รวมไปถึงข้อมูลจากการตอบคำถามของ สนพ. ในงานสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2026 เมื่อวันที่ 8 ก.ย. 69 คาดการณ์ว่าโรงไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นใหม่ อาจมีดังนี้

1. **โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ (ชุดที่ 3)** จ.นนทบุรี (จากร่างแผน PDP2024) จำนวน 1 โรง ประมาณ 700 เมกะวัตต์
2. **โรงไฟฟ้าพระนครใต้ (ชุดที่ 5-6)** จ.สมุทรปราการ (จากร่างแผน PDP2024) 1 โรง ประมาณ 1,400 เมกะวัตต์
3. **โรงไฟฟ้า จ.สุราษฎร์ธานี (ชุดที่ 1-2)** (จากแผน PDP2018 Rev1) 1 โรง ประมาณ 1,400 เมกะวัตต์
4. **โรงไฟฟ้าน้ำพอง (ชุดที่ 3)** จ.ขอนแก่น (จากแผน PDP2018 Rev1) จำนวน 1 โรง ประมาณ 700 เมกะวัตต์
5. **โรงไฟฟ้าใน EEC** (ตามความต้องการใช้ไฟฟ้า อ้างอิง 8 ก.ย. 69) ประมาณ 4,900 เมกะวัตต์ หรือประมาณ 7 โรง

การเพิ่มกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่เข้ามาในร่างแผน PDP2026 กลับจะทำให้เกิด Fossil/Gas Lock-In ต่อไปในอนาคตอีกอย่างน้อย 35 ปี จากการเพิ่มโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซเข้ามาใหม่ โดยเฉพาะในปัจจุบันที่ห่วงโซ่อุปทานในการผลิตถังหัวก๊าซสำหรับใช้ในโรงไฟฟ้าก๊าซ (CCGT) เองก็มีข้อจำกัดในการผลิต ทำให้ไม่สามารถสั่งซื้อได้ทันที แต่อาจจะต้องใช้เวลาในการจัดหาไปจนถึงการก่อสร้างนานกว่า 6 ปี ก็ยิ่งจะสร้างความเสี่ยงต่อการล็อกให้ประเทศไทยอยู่กับโครงสร้างพลังงานจากฟอสซิลนานมากขึ้น นอกจากระยะเวลาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

รวมไปถึงการที่ประเทศไทยยังคงใช้ก๊าซในการผลิตไฟฟ้าต่อไป ก็ยิ่งเพิ่มความเสี่ยงของราคาค่าไฟที่อาจเพิ่มสูงขึ้นจากการพึ่งพาการนำเข้า LNG ดังที่เกิดขึ้นในช่วงวิกฤตพลังงานจากสงครามตะวันออกกลางที่ผ่านมา ซึ่งเป็นความเสี่ยงจากปัจจัยด้านภูมิรัฐศาสตร์ที่ไทยไม่สามารถควบคุมได้ อีกทั้งยังอาจจะต้องรับภาระจากโครงสร้างพื้นฐานอื่นๆ ที่มาพร้อมการนำเข้าก๊าซ เช่น ท่าเทียบเรือ LNG Terminal 3 ซึ่งทั้งหมดนี้ล้วนส่งผ่านต้นทุนมายังผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านบิลค่าไฟทั้งสิ้น

ดังนั้น การที่ร่างแผน PDP2026 เพิ่มกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าก๊าซในช่วง 12 ปีแรก และพึ่งพาการใช้เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) ในช่วงหลังจากปี ค.ศ. 2037 เพื่อเร่งชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นเพื่อให้ทันต่อการบรรลุเป้าหมาย Net Zero ภายในปี 2050 จึงอาจเป็นเพียงการเลื่อนภาระการลดก๊าซเรือนกระจกจากวันนี้ไปไว้ในอนาคต โดยฝากความหวังไว้กับเทคโนโลยีในอนาคตที่ยังไม่มีความแน่นอนว่าจะสามารถนำมาใช้ได้จริงในเชิงพาณิชย์ตามเวลาและต้นทุนที่คาดการณ์ไว้ ซึ่งอาจก่อให้เกิดความเสี่ยงอย่างมากในการลดก๊าซเรือนกระจกสุทธิให้ได้ภายในปี 2050 ตามที่ตั้งเป้าหมายเอาไว้

ต้นทุนไฟฟ้า SMR อาจพุ่งถึง 13.54 บาท/หน่วย

ตัวเลขลงทุนในแผนอาจต่ำเกินจริง 2-3 เท่า

โรงไฟฟ้า SMR
ในร่างแผน PDP2026

สมมติฐานต้นทุน SMR ในร่างแผน PDP2026

	ปี 2580	ปี 2593
ค่าใช้จ่ายการลงทุน (CAPEX)	202,164 บาท/kW	178,500 บาท/kW
เป้าหมายกำลังผลิต	300 MW (300,000 kW)	8,700 MW (8,700,000 kW)
คำนวณเงินลงทุน	60,649 ล้านบาท	1.55 ล้านล้านบาท

รวมแล้วคาดว่าจะต้องใช้เงินลงทุนประมาณ
1.61 ล้านล้านบาท
เพื่อไปถึงเป้าหมาย **9,000 MW** ในปี 2593

การประเมินต้นทุนเงินลงทุนของโรงไฟฟ้า SMR แบบ FOAK (First-of-a-Kind) อ้างอิงจากโครงการ Canada's Darlington จะอยู่ที่ 18,000–19,700 USD/kW หรือประมาณ 590,000-650,000 บาท/kW

สูงกว่าราคาที่อ้างอิงไว้ในร่างแผน PDP2026 ประมาณ 2-3 เท่า



นอกจากนี้ Bloomberg NEF ยังประเมินว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจาก SMR ใหม่ในไทยจะอยู่ที่ประมาณ **13.54 บาท/หน่วย** ซึ่งมากกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมแบตเตอรี่ **กว่า 3-6 เท่า**

ข้อสังเกต

❶ เงินลงทุน (capex) ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) ที่ต่ำเกินไป

- เงินลงทุน (capex) ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) 202,164 บาท/kW ไม่ใช่ราคาต้นทุนในแบบโครงการต้นแบบเชิงพาณิชย์เครื่องแรก First-of-a-Kind (FOAK) ซึ่งจะสูงกว่า 2-3 เท่า หรือประมาณ 590,000-650,000 บาท/kW
- การที่โรงไฟฟ้า SMR จะมาสามารถผลิตไฟฟ้าในราคาต้นทุนที่ต่ำลงได้ จะต้องเข้าสู่การผลิตแบบ Nth-of-a-Kind (NOAK) หลังจากติดตั้ง 5 ถึง 7 เครื่อง หรือกำลังการผลิต 10 ถึง 20 กิกะวัตต์ จะต้องใช้เวลาอย่างน้อย 15 ถึง 20 ปี ซึ่งอาจจะทำให้ต้นทุนลดลงเหลือประมาณ 4,300–6,400 ดอลลาร์/kW

❷ ราคาค่าไฟต่อหน่วยที่ผลิตจากโรงไฟฟ้า SMR

- Bloomberg NEF ประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ (LCOE) ของโรงไฟฟ้า SMR ในไทย โดยมีเกณฑ์ต้นทุนมาตรฐานอยู่ที่ 13.54 บาทต่อหน่วย

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ SMR อาจสูงถึง 13.54 บาทต่อหน่วย โดยเงินลงทุนที่ประเมินไว้ในร่างแผน PDP2026 ที่ 202,164 บาท/kW อาจจะต่ำเกินจริงถึง 2-3 เท่า

จากร่างแผน PDP2026 จะพบว่าเงินลงทุน (capex) ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) ณ ปี พ.ศ. 2580 อยู่ที่ 202,164 บาท/kW ซึ่งสูงกว่าพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งอยู่ที่ 17,900 บาท/kW ถึง 11 เท่า ไม่เพียงแค่นั้นเงินลงทุนของโรงไฟฟ้า SMR ที่ระบุไว้ยังอาจจะไม่สะท้อนราคาเงินลงทุนจริงที่อาจเกิดขึ้นจริงในอนาคต เพราะโรงไฟฟ้า SMR เป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ไม่เคยถูกสร้างหรือดำเนินงานระดับการใช้งานจริง (Commercial Scale) มาก่อนในไทย ดังนั้น โรงไฟฟ้า SMR เครื่องแรก 300 เมกะวัตต์ ที่จะเข้ามาในแผนช่วงแรกในปีพ.ศ. 2580 จึงเป็นโครงการต้นแบบเชิงพาณิชย์เครื่องแรก/แห่งแรกของไทย และมีความเสี่ยงสูงเพราะยังไม่มีข้อมูลการใช้งานจริงในระยะยาว อาจเกิดปัญหาทางเทคนิคที่ไม่คาดคิดระหว่างก่อสร้างหรือดำเนินงาน จึงทำให้ต้นทุนในการผลิตหรือการก่อสร้างสูงกว่าปกติ เพราะยังไม่การเกิดประหยัดต่อขนาด (Economies of Scale) ซึ่งจะทำให้ความการระดมทุนจากธนาคารหรือสถาบันการเงินทั่วไปเป็นไปได้ยาก โครงการส่วนใหญ่ในต่างประเทศจึงต้องอาศัยเงินอุดหนุนจากรัฐบาล หรือที่เรียกว่า FOAK (First-of-a-Kind) เป็นหลัก

เงินลงทุน (capex) ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) 202,164 บาท/kW ที่ระบุไว้ในเอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2026 นั้น โดยผู้แทน กฟผ. กล่าวในงานสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2026 เมื่อวันที่ 8 ก.ย. 69 ว่าเป็นราคาที่อ้างอิงจากโครงการ Idaho National Laboratory (INL) เนื่องด้วยปัจจุบันยังไม่มีโรงไฟฟ้า SMR ที่สามารถดำเนินงานในระดับการใช้งานเชิงพาณิชย์ (Commercial Scale) อย่างไรก็ตามตัวเลขเงินลงทุนดังกล่าวไม่ใช่ราคาต้นทุนในแบบ FOAK โดยการประเมินต้นทุนเงินลงทุนของโรงไฟฟ้า SMR แบบ FOAK อ้างอิงจากโครงการ Canada's Darlington จะอยู่ที่ประมาณ 18,000–19,700 ดอลลาร์สหรัฐ/kW หรือประมาณ 590,000-650,000 บาท/kW หรือสูงกว่าราคาที่อ้างอิงไว้ในเอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2026 ประมาณ 2-3 เท่า

ซึ่งการที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) จะมาสามารถผลิตไฟฟ้าในราคาต้นทุนที่ต่ำลงได้ จะต้องเข้าสู่การผลิตแบบ Nth-of-a-Kind (NOAK) ซึ่งหมายถึง โครงการลำดับต่อๆ มาที่ใช้เทคโนโลยี รูปแบบหรือกระบวนการที่ผ่านการพิสูจน์และสร้างสำเร็จมาแล้วหลายครั้ง จนกลายเป็นมาตรฐานในเชิงพาณิชย์ โดยหากอ้างอิงจากประเทศเกาหลีใต้ จะพบว่าเกาหลีใต้สามารถลดต้นทุนสู่ NOAK ได้ในการสร้างเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์เครื่องที่ 24 ส่วนเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) การคาดการณ์ว่าจะสามารถลดต้นทุนจาก FOAK สู่ NOAK หลังจากติดตั้ง 5 ถึง 7 เครื่อง หรือกำลังการผลิต 10 ถึง 20 กิกะวัตต์ ซึ่งในอัตราการติดตั้งปัจจุบัน จะต้องใช้เวลาอย่างน้อย 15 ถึง 20 ปี ซึ่งอาจจะทำให้ต้นทุนลดลงเหลือประมาณ 4,300–6,400 ดอลลาร์/kW

นอกจากนี้รายงาน Thailand: A Techno economic Analysis of Power Generation (2025) โดย Bloomberg NEF เปิดเผยต้นทุนที่ประเมินได้ของเทคโนโลยีเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กแบบโมดูลาร์ (SMR) ยังได้เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ (LCOE) สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ ที่สร้างขึ้นใหม่ในประเทศไทยปี พ.ศ. 2568 โดยพบว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) มีเกณฑ์ต้นทุนมาตรฐานอยู่ที่ 13.54 บาทต่อหน่วย ซึ่งมีราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยสูงกว่าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมแบตเตอรี่ (Utility Solar + Battery) ซึ่งมีต้นทุนอยู่ที่ 2.26 - 4.15 บาทต่อหน่วย

ดังนั้นการที่ร่างแผน PDP2026 กำหนดว่าประเทศไทยจะต้องมีการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) 9,000 เมกะวัตต์ หรือประมาณ 30-45 โรง ไปจนสิ้นสุดแผนในปี 2593 โดยคาดว่าโรงแรกจะต้องจ่ายไฟเข้าระบบในปี 2580 นั้น จึงเสี่ยงต่อภาระการลงทุนที่สูงเกินไปกว่าที่ประเมินไว้ และราคาค่าไฟต่อหน่วยที่ผลิตจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) ก็อาจสูงถึง 13.54 บาท/หน่วย ซึ่งสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ซึ่งทั้งหมดจะนำมาซึ่งภาระของผู้ใช้ไฟที่จะต้องจ่ายในอนาคต

JUST POW

ร่างแผน PDP2026 ไม่มีแผนซื้อไฟจากเขื่อนใหม่ในลาว

แล้วเขื่อนสานะคาม-ภูงอยจะไปทางไหน?



พลังน้ำนำเข้า
ในร่างแผน PDP2026



ร่างแผนฯ มีข้อผูกพันรับซื้อไฟจากเขื่อนในลาว รวม 3,407 เมกะวัตต์

แต่ไม่ปรากฏการรับซื้อไฟจากเขื่อนใหม่ที่เคยคาดการณ์ไว้

ได้แก่ สานะคาม, ภูงอย และเซกอง 5 ทั้งที่บางเขื่อนมีการจัดเวทีรับฟังความเห็นในพื้นที่ไปแล้ว

ข้อสังเกต

❶ กำลังการผลิตที่มีสัญญาผูกพันอยู่แล้ว

- การซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศยังมีในส่วนของสัญญาที่มีข้อผูกพันอยู่แล้ว 3,407 เมกะวัตต์ ซึ่งก็คือเขื่อนหลวงพระบาง, เขื่อนปากลาย, เขื่อนปากแบง, เขื่อนเซกอง 4A&4B
- ไทยมีการเซ็นขยาย MOU ความร่วมมือด้านไฟฟ้าไทย-ลาว โดยจะซื้อไฟฟ้าจากลาวรวม 10,500 เมกะวัตต์ ซึ่งได้ลงนามในสัญญาไปแล้วประมาณ 9,342 เมกะวัตต์ ซึ่งภายใต้ MOU นี้จะยังเหลือให้ไทยสามารถซื้อไฟฟ้าจากลาวได้อีก 1,158 เมกะวัตต์

❷ ไม่มีการซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศในร่างแผน PDP2026

- เขื่อนในลาวที่มีการคาดการณ์ว่าจะสร้างเพื่อขายไฟให้กับประเทศไทย ทั้ง 3 เขื่อน คือเขื่อนสานะคาม เขื่อนภูงอยและเขื่อนเซกอง 5 จะไม่มีการสร้างเพื่อขายไฟฟ้าให้กับประเทศไทยในอีก 10 ปี ข้างหน้าแล้วใช่หรือไม่

ร่างแผน PDP2026 ที่ไม่มีการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศซึ่งก็คือจากเขื่อนใหม่ในลาว แล้วยังจะมีการสร้างเขื่อนสานะคาม และเขื่อนภูงอยอีกหรือไม่ จะมีการขยายความร่วมมือด้านไฟฟ้าไทย-ลาว เพิ่มขึ้นในอนาคตหรือเปล่า

จากร่างแผน PDP2026 จะพบว่าไม่มีการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ซึ่งก็คือจากเขื่อนใหม่ในประเทศลาว แต่อย่างไรก็ตาม การซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศยังมีในส่วนของสัญญาที่มีข้อผูกพันอยู่แล้ว 3,407 เมกะวัตต์ ซึ่งก็คือ

1. **เขื่อนหลวงพระบาง** 1,400 เมกะวัตต์ จะจ่ายไฟเข้าระบบในปี 2573
2. **เขื่อนปากลาย** 763 เมกะวัตต์ จะจ่ายไฟเข้าระบบในปี 2575
3. **เขื่อนปากแบง** 897 เมกะวัตต์ จะจ่ายไฟเข้าระบบในปี 2576
4. **เขื่อนเซกอง** 4A&4B 347 เมกะวัตต์ จะจ่ายไฟเข้าระบบในปี 2576

เมื่อปี 2565 ไทยมีการเซ็นขยาย MOU ความร่วมมือด้านไฟฟ้าไทย-ลาว โดยจะซื้อไฟฟ้าจากลาวรวม 10,500 เมกะวัตต์ ซึ่งได้ลงนามในสัญญาไปแล้วประมาณ 9,342 เมกะวัตต์ ซึ่งภายใต้ MOU นี้จะยังเหลือให้ไทยสามารถซื้อไฟฟ้าจากลาวได้อีก 1,158 เมกะวัตต์ โดยก่อนหน้านี้คาดว่าจะมีการสร้างเขื่อนใหม่เพื่อขายไฟให้ไทยภายใต้ MOU ที่เหลือ คือเขื่อนสานะคาม กำลังการผลิต 684 เมกะวัตต์ เขื่อนภูงอย กำลังการผลิต 728 เมกะวัตต์ และเขื่อนเซกอง 5 กำลังการผลิต 330 เมกะวัตต์ ซึ่งทั้งหมดยังไม่มีการเซ็นสัญญาและยังไม่มีการก่อสร้าง

อย่างไรก็ตามในช่วงเวลาที่ผ่านมาก่อนที่ประเทศไทยจะคลอดร่างแผน PDP2026 ช่วงปี 2562-2568 สำนักงานทรัพยากรน้ำแห่งชาติ (สทนช.) ได้จัดเวทีรับฟังความคิดเห็นประชาชนในพื้นที่จังหวัดริมแม่น้ำโขง ตามกติกาข้อตกลงแม่น้ำโขงปี 2538 กรณีข้อเสนอต่อการสร้างเขื่อนสานะคามไปแล้ว แม้จะยังไม่ได้ข้อสรุป และในปี 2566-2568 ภาคประชาชนก็เคยจัดเวทีรับฟังและแสดงความคิดเห็นต่อโครงการก่อสร้างเขื่อนภูงอย โดยมีสทนช.และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมารับฟังข้อกังวลด้านผลกระทบข้ามพรมแดนต่อประเทศไทยเช่นเดียวกัน ซึ่งประชาชนไทยทั้ง 8 จังหวัดลุ่มน้ำโขงยังวิตกกังวลว่าเขื่อนเหล่านี้จะถูกพิจารณาก่อสร้างในอนาคต

แต่จากร่างแผน PDP2026 น่าแปลกใจเป็นอย่างยิ่งที่ไม่ปรากฏการระบุการซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนใหม่ในลาว นำมาซึ่งคำถามที่สำคัญว่า เขื่อนในลาวที่มีการคาดการณ์ว่าจะสร้างเพื่อขายไฟให้กับประเทศไทย ทั้ง 3 เขื่อน คือ เขื่อนสานะคาม เขื่อนภูงอยและเขื่อนเซกอง 5 จะไม่มีการสร้างเพื่อขายไฟฟ้าให้กับประเทศไทยในอีก 10 ปี ข้างหน้าแล้วใช่หรือไม่

ไม่เพียงแค่นั้น ยังคงต้องถามต่อไปอีกว่า แม้ร่างแผน PDP2026 ไม่ปรากฏการซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนใหม่ในลาวแล้ว แต่สัดส่วนที่เหลือ 1,158 เมกะวัตต์ จาก MOU ความร่วมมือด้านไฟฟ้าไทย-ลาว จะไม่ก่อเกิดการสร้างเขื่อนใหม่เพื่อขายไฟฟ้าให้กับประเทศไทยด้วยเช่นกัน ใช่หรือไม่ และในอนาคตจะไม่มีการขยายความร่วมมือเพิ่มเติมจากเดิมเพื่อสร้างเขื่อนใหม่เพื่อขายไฟฟ้าให้กับประเทศไทยแล้วใช่หรือไม่ หรือจะเปลี่ยนเป็นพลังงานประเภทอื่น?

เพราะที่ผ่านมา เกิดความไม่ชัดเจนของการรับซื้อไฟฟ้าจากเขื่อนที่จะต้องสร้างใหม่ในลาวว่าจะต้องยึดกฎเกณฑ์ใด ระหว่าง MOU ความร่วมมือด้านไฟฟ้าไทย-ลาว หรือแผน PDP ดังนั้นนอกจากร่างแผน PDP2026 จะให้ความชัดเจนว่าจะไม่มีการซื้อไฟฟ้าจากจากเขื่อนใหม่ในลาวแล้ว รัฐบาลเองก็ควรจะให้ข้อมูลที่แน่ชัดว่า จะไม่มีการซื้อไฟฟ้าจากจากเขื่อนใหม่ในลาวจาก MOU ความร่วมมือด้านไฟฟ้าไทย-ลาว ด้วยเช่นเดียวกัน

เพราะราคาซื้อไฟจากเขื่อนใหม่แพงกว่าโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี) ในประเทศแล้ว และเขื่อนก็ยังไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามกำลังการผลิตเพราะน้ำไม่พอโดยเฉพาะในหน้าร้อนที่ไทยต้องการใช้ไฟอย่างมาก แต่เขื่อนในลาวผลิตไฟขายให้ไทยได้เพียง 105.91 เมกะวัตต์ คิดเป็น 2.17% จากกำลังการผลิตของเขื่อนในลาวที่เซ็นสัญญาขายไฟทั้งหมด และที่สำคัญการสร้างเขื่อนใหม่ยังสร้างผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมอย่างมหาศาลอีกด้วย

JUST POW

โรงไฟฟ้าขยะเพิ่มอีก 779 เมกะวัตต์

ท่ามกลางปัญหามาตรฐานสิ่งแวดล้อมที่ยังไม่ถูกแก้

โรงไฟฟ้าขยะ
ในร่างแผน PDP2026



ข้อสังเกต

❶ โรงไฟฟ้าพลังงานขยะที่มีข้อผูกพัน 344 เมกะวัตต์และในแผน PDP2026 ใหม่อีก 779 เมกะวัตต์

- ตั้งแต่ปี 2558 เป็นต้นมา ประชาชนที่อยู่อาศัยในบริเวณที่มีโครงการโรงไฟฟ้าขยะแสดงความไม่เห็นด้วย การชุมนุมคัดค้านอยู่หลายพื้นที่ทั่วประเทศจากปัญหาสิ่งแวดล้อมที่เกิดขึ้นจากโรงไฟฟ้าขยะ
- การขยายตัวของโรงไฟฟ้าขยะมากขึ้นเรื่อยๆ โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าขยะอุตสาหกรรม อาจก่อให้เกิดปัญหาการนำเข้าขยะจากต่างประเทศอีกด้วย เพราะความต้องการวัตถุดิบขยะสูงเกินกว่าที่มีในประเทศ
- ร่างแผน PDP2026 มีกำลังการผลิตที่มีข้อผูกพัน 344 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตใหม่จากโรงไฟฟ้าขยะ 779 เมกะวัตต์ อาจเทียบเท่ากับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) 9.9 เมกะวัตต์ อย่างน้อยประมาณ 113 แห่งที่จะกระจายตัวไปทั่วประเทศ

โรงไฟฟ้าขยะอีก 779 เมกะวัตต์ในร่างแผน PDP2026 กำลังจะซ้ำเติมปัญหาการดำเนินการของโรงไฟฟ้าขยะในไทยที่ไม่มีมาตรฐานความปลอดภัยทางสิ่งแวดล้อมกำกับ

ข้อมูลจากร่างแผน PDP2026 พบว่าโรงไฟฟ้าจากขยะถูกจัดให้เป็นพลังงานหมุนเวียน อยู่กลุ่มเดียวกับชีวมวล ก๊าซชีวภาพ พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานแสงอาทิตย์ ลม ในช่วง 12 ปีแรกของแผนฯ ระหว่างปี 2569-2580 จะมีโรงไฟฟ้าพลังงานขยะชุมชนและขยะอุตสาหกรรมเข้าใหม่ ซึ่งเป็นกำลังผลิตที่มีข้อผูกพัน (Committed Capacity) 344 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ยังมีแผนเพิ่มโรงไฟฟ้าขยะชุมชนที่เป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ในแผน PDP2026 ใหม่อีก 779 เมกะวัตต์ ตลอดแผน (ปี 2569-2593)

ตั้งแต่ปี 2558 เป็นต้นมา ประชาชนที่อยู่อาศัยในบริเวณที่มีโครงการโรงไฟฟ้าขยะแสดงความไม่เห็นด้วย การชุมนุมคัดค้านอยู่หลายพื้นที่ทั่วประเทศ จากการรวบรวมของมูลนิธิบูรณะนิเวศพบว่า ระหว่างปี 2559-2565 มีการคัดค้านโรงไฟฟ้าขยะ 21 กรณี ประเด็นที่คัดค้านมีหลายประเด็น ดังนี้

- **ความไม่เหมาะสมของพื้นที่ตั้ง** หลายโครงการตั้งอยู่ใกล้กับพื้นที่ชุมชน พื้นที่เกษตรกรรม ระบบนิเวศป่าชายเลน แหล่งน้ำ โรงเรียน โรงพยาบาล หรือโบราณสถาน โดยบางกรณีก่อสร้างห่างจากชุมชนเพียง 500 เมตร
- **กลิ่นเหม็นรบกวนที่เกิดขึ้นจากทั้งกระบวนการเผาขยะและการจัดเก็บขยะมูลฝอยไว้ในพื้นที่** ซึ่งในบางกรณีโรงไฟฟ้าได้รับขยะที่มีความชื้นสูงเกินกว่าจะนำเข้าเตาเผาได้ทันที จึงต้องนำมา "ผึ่ง" เพื่อลดความชื้น ส่งผลให้เกิดกลิ่นเหม็นส่งกลิ่นรบกวนชุมชนรอบข้าง
- **มลพิษทางอากาศและฝุ่นควัน** กระบวนการเผาขยะก่อให้เกิดปัญหาฝุ่นควันและควันที่กระทบต่อสุขภาพและวิถีชีวิตของประชาชนในพื้นที่
- **ขาดการมีส่วนร่วมของประชาชน** การจัดประชาพิจารณ์รับฟังความคิดเห็นไม่มีความชอบธรรม ประชาชนไม่ได้ข้อมูลล่วงหน้าว่าจะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขยะ
- **การคุกคามและกีดกันผู้คัดค้าน** ในบางพื้นที่เมื่อประชาชนออกมาคัดค้านถูกผู้มีอิทธิพลข่มขู่
- **การยกเว้นไม่ต้องทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA)** ตามคำสั่ง คสช. และประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมให้ยกเว้นสำหรับโรงไฟฟ้าขยะที่ไม่ถึง 10 เมกะวัตต์

เฉพาะปี 2566-2569 มีการชุมนุมอย่างน้อย 10 ครั้ง ส่วนหนึ่งเป็นการชุมนุมยืดเยื้อหลายครั้ง ตัวอย่างเช่น การคัดค้านโครงการโรงไฟฟ้าขยะ อบต.ป่าหุ่ง อ.พาน จ. เชียงราย โดยชาวบ้านบริเวณโดยรอบทั้ง อ.เทิง และ อ.พานเรียกร้องให้ยุติโครงการ หรือต้องจัดรับฟังความคิดเห็นใหม่ที่ประชาชนต้องมีส่วนร่วมอย่างแท้จริง หรือโรงไฟฟ้าขยะ อบต. หนองสาหร่าย ซึ่งมีประชาชนจาก 5 อำเภอยื่นรายชื่อ 4,500 รายชื่อต่อ กกพ. คัดค้านการสร้างโรงไฟฟ้าในพื้นที่ ซึ่งที่ผ่านมาผู้ประกอบการปกปิดข้อเท็จจริงต่อผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย

ขณะเดียวกัน การขยายตัวของโรงไฟฟ้าขยะมากขึ้นเรื่อยๆ โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าขยะอุตสาหกรรม อาจก่อให้เกิดปัญหาการนำเข้าขยะจากต่างประเทศด้วย เพราะความต้องการวัตถุดิบขยะสูงเกินกว่าที่มีในประเทศ ปัจจุบันไทยก็กำลังเผชิญปัญหาการนำเข้าเชื้อเพลิงขยะจากต่างประเทศ อันเป็นผลมาจากความหละหลวมของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและกฎหมายที่ชัดเจน

ในร่างแผน PDP2026 มีกำลังการผลิตที่มีข้อผูกพัน 344 เมกะวัตต์ และกำลังการผลิตใหม่จากโรงไฟฟ้าขยะ 779 เมกะวัตต์ อาจเทียบเท่ากับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) 9.9 เมกะวัตต์ อย่างน้อยประมาณ 113 แห่งที่จะกระจายตัวไปทั่วประเทศ ขณะที่ข้อมูลจากอดีตจนถึงปัจจุบันแสดงให้เห็นแล้วว่า การพึ่งพาไฟฟ้าจากขยะอาจไม่ใช่แนวทางที่มีประสิทธิภาพ ทั้งการที่ไม่สามารถพิสูจน์ให้ประชาชนเชื่อได้ว่า กระบวนการดำเนินการโปร่งใสและแนวทางการควบคุมมลพิษ ไม่ส่งกระทบต่อผู้คนและสิ่งแวดล้อมจะเป็นไปได้จริง

JUST POW

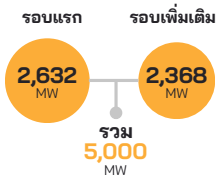
โควตาโซลาร์ใหม่ 24,300 เมกะวัตต์ ที่แบ่งให้เอกชน 14,300 เมกะวัตต์

ใหญ่กว่า RE Biglot เกือบ 3 เท่า



พลังงานแสงอาทิตย์
ในร่างแผน PDP2026

ปริมาณรับซื้อไฟจากพลังงานแสงอาทิตย์จากเอกชน*
ใน RE Biglot ปี 2565 – 2573 ทั้ง 2 รอบ

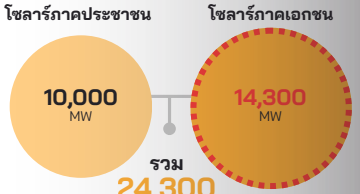


ปัญหาการรับซื้อไฟ RE Biglot ที่ผ่านมา

- ไม่ประกาศเกณฑ์คะแนนคัดเลือก
- อัตรารับซื้อไฟไม่สอดคล้องกับต้นทุนที่เปลี่ยนไป
- รอบเพิ่มเติมมีการล็อคโควต้าส่วนหนึ่งให้เอกชน
- สัญญายาวนานถึง 25 ปี
- กำหนดเงื่อนไขที่กีดกันรัฐวิสาหกิจ

*ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบแบตเตอรี่ (Solar+BESS)

กำลังผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์
ที่ตั้งเป้าไว้ในร่าง PDP2026 ช่วงปี 2569-2580



ร่าง PDP2026 เปิดโควต้าโซลาร์ให้เอกชน 14,300 MW ใหญ่กว่า RE Biglot เดิม

เกือบ 3 เท่า

ข้อสังเกต

❶ กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 24,300 เมกะวัตต์

- จากตัวเลขกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมด เมื่อหักจากส่วนที่จัดสรรให้ประชาชน 10,000 เมกะวัตต์แล้ว จะเหลืออีก 14,300 เมกะวัตต์ ที่คาดว่าจะจัดสรรให้ภาคเอกชน ปริมาณดังกล่าวสูงกว่าโครงการ RE Biglot เกือบ 3 เท่า
- โควต้าโซลาร์ให้ภาคเอกชนที่ใหญ่กว่าเดิมเกือบ 3 เท่านี้ จะสามารถหลีกเลี่ยงปัญหาที่เคยเกิดขึ้นกับ RE Biglot ได้หรือไม่ เพราะที่ผ่านมามีปัญหาด้านความโปร่งใส และถูกมองว่าอาจสร้างภาระค่าไฟให้ประชาชนต้องแบกรับไปอีกหลายสิบปี

ร่างแผน PDP2026 เปิดโควต้าโซลาร์ใหม่ 24,300 เมกะวัตต์ แบ่งให้เอกชน 14,300 เมกะวัตต์ ใหญ่กว่าโควต้า RE Biglot ที่เคยมีปัญหาด้านความโปร่งใสของโครงการ เกือบ 3 เท่า

จากเอกสารประกอบการสัมมนารับฟังความคิดเห็นร่างแผน PDP2026 กำหนดให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มเติมจากที่มีข้อผูกพันอยู่แล้ว รวม 24,300 เมกะวัตต์ ในช่วงปี พ.ศ. 2569-2580 โดย เอกนัฏ พร้อมพันธุ์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ระบุว่าในจำนวนนี้ จะแบ่งเป็นโควต้าสำหรับภาคประชาชน 10,000 เมกะวัตต์ ให้ประชาชนใช้หลังคาบ้านหรือพื้นที่ที่มีอยู่ติดตั้งแผงโซลาร์ ขณะที่ภาครัฐอาจเข้ามาสนับสนุนด้านเงินลงทุนหรือเงินกู้ และให้การไฟฟ้ารับซื้อไฟเข้าสู่ระบบในราคาที่เป็นธรรม

จากตัวเลขกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมด เมื่อหักจากส่วนที่จะจัดสรรให้ประชาชนแล้ว จะเหลืออีก 14,300 เมกะวัตต์ ที่คาดว่าจะจัดสรรให้ภาคเอกชน ปริมาณดังกล่าวถือเป็นการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนครั้งใหญ่ที่สุดของประเทศไทยนับตั้งแต่โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ปี 2565-2573 หรือที่รู้จักกันในชื่อ RE Biglot

โครงการ RE Biglot มีการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งร่วมกับระบบแบตเตอรี่) รวม 2 รอบ คือรอบแรก 2,632 เมกะวัตต์ และรอบเพิ่มเติมอีก 2,368 เมกะวัตต์ รวม 5,000 เมกะวัตต์ เมื่อเทียบสัดส่วนแล้ว โควต้าที่ร่างแผน PDP2026 เปิดให้ภาคเอกชนในรอบใหม่นี้มีขนาดใหญ่กว่าโควต้าโซลาร์ที่เคยจัดสรรผ่าน RE Biglot ทั้งสองรอบรวมกันเกือบ 3 เท่า

คำถามสำคัญคือหากประเทศไทยจะเปิดโควต้าโซลาร์ให้ภาคเอกชนในสเกลที่ใหญ่กว่าเดิมเกือบ 3 เท่านี้ จะสามารถหลีกเลี่ยงปัญหาที่เคยเกิดขึ้นกับ RE Biglot ได้หรือไม่ เพราะที่ผ่านมาโครงการดังกล่าว ถูกวิพากษ์วิจารณ์อย่างกว้างขวางในด้านความโปร่งใส และถูกมองว่าอาจสร้างภาระค่าไฟให้ประชาชนต้องแบกรับไปอีกหลายสิบปี โดยมีคำถามและข้อสังเกตหลายประเด็น ได้แก่

1. **ไม่มีการประกาศหลักเกณฑ์ในการให้คะแนนที่ใช้ในการคัดเลือก** คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ซึ่งเป็นผู้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าของโครงการทั้งสองรอบ ไม่มีการประกาศหลักเกณฑ์การให้คะแนนที่ชัดเจน ซึ่งถูกตั้งคำถามต่อการใช้ดุลพินิจได้กว้างขวางในการคัดเลือกว่าจะให้เอกชนรายใดผ่านเข้ารอบบ้าง จนกลายเป็นประเด็นที่ กกพ. ถูกเอกชนฟ้องร้อง จากโครงการรอบแรก
2. **อัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ไม่สอดคล้องกับต้นทุนพลังงานหมุนเวียนที่เปลี่ยนแปลงไป** กำหนดราคา FiT สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าในโครงการรอบเพิ่มเติมด้วยเกณฑ์เดิมตั้งแต่ปี 2565 โดยไม่ใช้วิธีการแข่งขันทางด้านราคา ทั้งที่ต้นทุนของพลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มถูกลงเรื่อยๆ โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์
3. **ล็อคโควต้าส่วนหนึ่งให้เอกชน** ในโครงการรอบเพิ่มเติมที่รับซื้อไฟทั้งหมด 3,668.5 เมกะวัตต์ จะมีการล็อคโควต้าไว้ 2,180 เมกะวัตต์ให้ผู้ที่เคยเข้าร่วมประมูลในโครงการรอบแรกแต่ไม่ได้รับการคัดเลือกจำนวน 198 ราย มีสิทธิ์ยื่นก่อน ซึ่งถูกตั้งคำถามถึงความโปร่งใสและความเสมอภาคในการเปิดโอกาสให้ผู้พัฒนาโครงการรายใหม่ที่มีศักยภาพได้มีส่วนร่วมอย่างเท่าเทียม
4. **สัญญายาวนานถึง 25 ปี** นอกจากจะพลาดโอกาสในการซื้อไฟฟ้าที่อาจมีต้นทุนถูกลงจากเทคโนโลยีใหม่แล้ว ยังมีความเสี่ยงจากประสิทธิภาพและคุณภาพของอุปกรณ์การผลิตไฟฟ้าที่อาจเสื่อมสภาพ ซึ่งอาจทำให้เกิดความเสี่ยงกับความต่อเนื่องของการผลิตไฟฟ้าในระบบได้
5. **กำหนดเงื่อนไขที่กีดกันรัฐวิสาหกิจ** การตัดส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ องค์การมหาชน หรือหน่วยงานอื่นของรัฐไม่ให้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าได้ ทั้งที่หน่วยงานรัฐวิสาหกิจสามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยต้นทุนไฟฟ้าที่ถูกกว่า เช่น กฟผ. ทำโครงการโซลาร์ลอยน้ำ (Floating Solar) ที่เขื่อนสิรินธรได้ในปี 2564 และมีต้นทุนไฟฟ้าอยู่ที่ 1.5 บาท

จากข้อมูลจะเห็นว่า หากโควต้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับเอกชน 14,300 เมกะวัตต์ในร่างแผน PDP2026 นี้ ยังคงไม่ปรับปรุงหลักเกณฑ์ในการคัดเลือก กำหนดอัตรารับซื้อคงที่ตลอดอายุโครงการ และระยะเวลาสัญญา หรือมีกระบวนการที่ทำให้เกิดการล็อคโควต้าส่วนหนึ่งให้เอกชน ดังที่เคยเกิดขึ้นมาแล้วในโครงการ RE Big Lot ก็จะทำให้เกิดภาระค่าไฟที่ประชาชนอาจจะต้องแบกรับเพิ่มมากขึ้น รวมไปถึงอาจเกิดการเอื้อประโยชน์ให้กับบริษัทใดบริษัทหนึ่งมีส่วนแบ่งโควต้ามากกว่าบริษัทอื่น โดยไม่สามารถตรวจสอบได้

ต้นทุน CCS อาจต่ำกว่าความเป็นจริง

ซึ่งจะส่งผลให้ราคาค่าไฟเฉลี่ยแพงกว่าที่ประเมินไว้

ต้นทุน CCS
ในร่างแผน PDP2026



กรณีที่ 2 และ 4 ต้นทุนค่าไฟจะรวมต้นทุนจาก CCS ด้วย

สมมติฐานต้นทุน CCS ในร่างแผน PDP2026
อยู่ที่ 4,590 บาท/ต้นคาร์บอน (135 USD/tCO2)

JustPow จำลองการคำนวณต้นทุน CCS

	ติดตั้ง CCS 11 ปี ตามร่างแผน PDP2026	ติดตั้ง CCS 25 ปี ตามอายุโรงไฟฟ้า
กรณีต่ำ (Low)	**198** USD/tCO2	**163** USD/tCO2
กรณีกลาง (Medium)	**208** USD/tCO2	**173** USD/tCO2
กรณีสูง (High)	**225** USD/tCO2	**190** USD/tCO2

ทุกกรณี จะมีต้นทุนมากกว่าตัวเลขที่เสนอในร่างแผน PDP2026

ข้อสังเกต

❶ ต้นทุน CCS 135 USD/tCO2 ในร่างแผน PDP2026 อาจต่ำกว่าความเป็นจริง

- สมมติฐานว่าสัดส่วนของแหล่งดักจับคาร์บอนเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ 70% และถ่านหิน 30% ด้วยสัดส่วนนี้จึงจะได้ต้นทุนเฉลี่ยต่อตันของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ดักจับได้อยู่ที่ 135.4 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอน
- จากการคำนวณโดย JustPow โดยใช้โรงไฟฟ้ากัลฟ์ เอสอาร์ซี เป็นตัวอ้างอิงในการคำนวณ พบว่าต้นทุนการใช้ CCS หากติดระยะเวลา 11 ปี อยู่ที่ 198-225 USD/tCO2 หากติด 25 ปี จะมีต้นทุกอยู่ที่ 163-190 USD/tCO2 ซึ่งทุกกรณีจะมีต้นทุนสูงกว่าที่ร่างแผน PDP2026 ประเมินไว้

ต้นทุนเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) 135 USD/tCO2 ในร่างแผน PDP2026 อาจต่ำกว่าความเป็นจริง ซึ่งจะส่งผลให้ราคาค่าไฟเฉลี่ยแพงกว่าที่ประเมินไว้

ร่างแผน PDP2026 มีการประเมินต้นทุนเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) ไว้ที่ประมาณ 135 USD/tCO2 (ตันคาร์บอน) อย่างไรก็ตาม ไม่มีคำอธิบายว่า ต้นทุนราคา 135 USD/tCO2 (4,590 บาท/tCO2) คำนวณจากปัจจัยใดบ้าง ทั้งที่การคำนวณต้นทุน CCS เกี่ยวข้องกับองค์ประกอบมากมาย ทั้งปัจจัยด้านโรงไฟฟ้า/แหล่งกำเนิด ซึ่งจะเป็นตัวกำหนดปริมาณและความเข้มข้นของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ กับโรงไฟฟ้าถ่านหินมีความเข้มข้นในการปล่อยก๊าซต่างกัน ซึ่งจะส่งผลต่อต้นทุน CCS และต้นทุนราคาค่าไฟฟ้า

JustPow จำลองการคำนวณต้นทุน CCS โดยตั้งต้นจากเป้าหมาย ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ต้องการดักจับทั้งหมด 10 ตันคาร์บอน/ปี ตามร่างแผน PDP2026 และใช้อัตราการดักจับที่โรงไฟฟ้า 90% ซึ่งเป็นอัตราการดักจับได้ตามเทคโนโลยีปัจจุบัน โดยใช้ค่าอ้างอิงจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้คำนวณโดยไม่มีข้อมูลเกี่ยวกับต้นทุนการขนส่ง เนื่องจากไม่มีข้อมูลเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าที่จะติดตั้งระบบ CCS จึงจะใช้ค่าเฉลี่ยที่ปรับตัวเลขโดยเทียบให้ท่อยาว 50 กม. มีต้นทุน 2 USD/ตัน ตามข้อมูล IEA เหมาะสำหรับท่อขนาดใหญ่สายหลัก และอัตราส่วนต้นทุนก่อสร้างนอกชายฝั่งเทียบกับบนบกตามมาตรฐานทั่วไป โดยมีสมมติฐานว่าสัดส่วนของแหล่งดักจับคาร์บอนเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ 70% และถ่านหิน 30% ด้วยสัดส่วนนี้จึงจะได้ต้นทุนเฉลี่ยต่อตันของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ดักจับได้อยู่ที่ 135.4 ดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอน โดยต้นทุนรวมของโครงการทั้งหมดในแต่ละปีเท่ากับ 1,354.2 ล้านเหรียญสหรัฐ/ปี ซึ่งในกรณีที่สัดส่วนเชื้อเพลิงต่างออกไปและระยะทางขนส่งก๊าซไกลกว่าก็จะไม่ได้ผลลัพธ์นี้

แต่เมื่อทดลองคำนวณต้นทุนโดยใช้โรงไฟฟ้ากัลฟ์ เอสอาร์ซี หน่วยที่ 1 ที่มีกำลังการผลิต 625 เมกะวัตต์ x 4 หน่วย เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในปี 2564 เป็นตัวอ้างอิง ภายใต้สมมติฐานว่า Capacity Factor อยู่ที่ 70% เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าใหม่ที่มีขนาดใหญ่ ตั้งอยู่ภายในโครงการ CCS Hub อีอีซี อำเภอศรีราชา จังหวัดชลบุรี ซึ่งเคยมีการศึกษาโดยบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม มาก่อน ช่วงอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้ายังสอดคล้องกับรายงานของ BloombergNEF ที่ระบุว่าการติดตั้ง CCS มักเกิดขึ้นในปีที่ 10 หรือ 15 ของอายุโรงไฟฟ้า ซึ่งส่งผลต่อต้นทุนทางเทคโนโลยี นอกจากนี้ยังเป็นโรงไฟฟ้าที่มีข้อมูลเปิดเผยต่อสาธารณะค่อนข้างมาก ทั้งรุ่นกังหันที่ใช้ กำลังการผลิต และสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

จากการวิเคราะห์โดยคำนวณแยกเป็น 3 ระดับตามประมาณการราคาก๊าซ ในกรณีต่ำ (สงครามในตะวันออกกลางจบและผู้ผลิตน้ำมันสามารถขยายกำลังการผลิตก๊าซในตามการคาดการณ์ของ IEA) กรณีปัจจุบัน (ราคา pool gas ปัจจุบัน) และกรณีสูง (ราคาก๊าซที่เคยสูงสุดในช่วงสงครามรัสเซีย-ยูเครน) พบว่า

- **กรณีต่ำ** การติดตั้ง CCS ระยะเวลา 11 ปีตามร่างแผน PDP2026 ต้นทุน CCS จะอยู่ที่ USD 198USD/tCO2 และหากติดตั้ง 25 ปีตามอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า ต้นทุน CCS จะอยู่ที่ 163USD/tCO2
- **กรณีฐาน** การติดตั้ง CCS ระยะเวลา 11 ปีตามร่างแผน PDP2026 ต้นทุน CCS จะอยู่ที่ USD 208USD/tCO2 และหากติดตั้ง 25 ปีตามอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า ต้นทุน CCS จะอยู่ที่ 173USD/tCO2
- **กรณีสูง** การติดตั้ง CCS ระยะเวลา 11 ปีตามร่างแผน PDP2026 ต้นทุน CCS จะอยู่ที่ USD 225USD/tCO2 และหากติดตั้ง 25 ปีตามอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า ต้นทุน CCS จะอยู่ที่ 190USD/tCO2

จะเห็นว่า ทุกกรณีก็จะมีต้นทุนมากกว่าตัวเลขที่เสนอในร่างแผน PDP2026 ที่ 135 USD/tCO2 ดังนั้น การที่ร่างแผน PDP2026 ประเมินราคาต้นทุนเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) ไว้เพียง 135 USD/tCO2 จะส่งผลให้ราคาค่าไฟเฉลี่ยแพงกว่าที่ประเมินไว้

ค่าไฟเฉลี่ย 3.8364 บาท/หน่วยตลอดแผน

ตัวเลขที่อาจไม่สะท้อนต้นทุนจริง

ต้นทุนค่าไฟขายปลีกเฉลี่ย
ในร่างแผน PDP2026



ข้อสังเกต

❶ ค่าไฟเฉลี่ย 3.8364 บาท/หน่วย ตลอดแผน

- ความเสี่ยงที่ราคาต้นทุนค่าไฟขายปลีกจะไม่เป็นจริงตามร่างแผน PDP2026 โดยเฉพาะในช่วง 12 ปีแรกของแผนที่บรรจุโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่ 9,100 เมกะวัตต์ ในขณะที่ปัจจุบันต้นทุนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) สูงขึ้นอย่างมากจากวิกฤตพลังงาน
- ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ (LCOE) ของโรงไฟฟ้านิว SMR ในไทย จากการประเมินของ BNEF อยู่ที่ 13.54 บาท/หน่วย ก็อาจจะทำให้ค่าไฟเฉลี่ยสูงขึ้นจากที่ร่างแผน PDP2026 คาดการณ์ไว้
- ต้นทุนเทคโนโลยีการดักจับและกับเก็บคาร์บอน (CCS) ที่ประเมินไว้ที่ 135 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน มีแนวโน้มว่าต่ำกว่าความเป็นจริง

ค่าไฟเฉลี่ย 3.8364 บาท/หน่วย ตลอดแผน ที่อาจจะไม่เป็นจริง เพราะต้นทุน SMR / CCS ที่คลาดเคลื่อน ไม่มีต้นทุนเทคโนโลยีใหม่ ไม่มีราคา Carbon Tax และยังไม่รวมความผันผวนจากการที่ยังต้องพึ่งพิงการนำเข้าก๊าซ

จากร่างแผน PDP2026 จะพบว่าต้นทุนค่าไฟขายปลีกเฉลี่ยปี 2570-2593 ในทางเลือก 1 อยู่ที่ 3.8267 บาท/หน่วย ทางเลือก 2 อยู่ที่ 3.8859 บาท/หน่วย ทางเลือก 3 อยู่ที่ 3.8297 บาท/หน่วย และทางเลือก 4 ซึ่งเป็นทางเลือกที่คาดว่าจะได้รับการเลือก อยู่ที่ 3.8364 บาท/หน่วย อย่างไรก็ตามหากพิจารณาพยากรณ์ค่าไฟเฉลี่ยตลอดทั้งแผนของทางเลือก 4 จะพบว่าช่วงที่ค่าไฟไม่เกิน 4 บาท/หน่วยนั้นอยู่ช่วงปี 2570-2583 ในขณะที่ปี 2584 เป็นต้นไปค่าไฟเกิน 4 บาท/หน่วยแล้ว โดยเมื่อปลายแผนจะเป็น 4.34 บาท/หน่วย ในปี 2593

ถึงอย่างนั้นก็มีความเสี่ยงที่ราคาต้นทุนค่าไฟขายปลีกจะไม่เป็นจริงตามร่างแผน PDP2026 โดยเฉพาะในช่วง 12 ปีแรกของแผนที่บรรจุโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่ 9,100 เมกะวัตต์ ขณะที่ปัจจุบันต้นทุนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) สูงขึ้นอย่างมากจากวิกฤตพลังงานสงครามตะวันออกกลางจากที่เคยซื้อในราคาประมาณ 11 เหรียญสหรัฐฯ ต่อล้านบีทียู เป็น 25 เหรียญสหรัฐฯ ต่อล้านบีทียู แต่ร่างแผน PDP กลับไม่มีการเปิดเผยสมมติฐานต้นทุนค่าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าก๊าซที่ต้องพึ่งพิง LNG นำเข้าที่ราคาแพงว่ามีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่าไหร่ คิดจากสมมติฐาน ราคานำเข้าก๊าซเท่าไหร่ หรือต้นทุนอื่นๆ ทั้งท่าเทียบเรือ LNG แห่งที่ 3 หรือการขยายสายส่งและโครงสร้างพื้นฐานอื่นๆ เพื่อรองรับดาต้าเซ็นเตอร์ ซึ่งสิ่งนี้จะทำให้ราคาค่าไฟขายปลีก โดยเฉพาะใน 12 ปีแรกอาจไม่เป็นไปตามคาดการณ์และมีแนวโน้มจะสูงขึ้นกว่าที่คาดการณ์เสียด้วย

ไม่เพียงแค่นั้น ในช่วงที่สอง (พ.ศ.2581-2593) ก็ยังมีความเสี่ยงราคาต้นทุนค่าไฟขายปลีกที่อาจจะสูงขึ้น เพราะในช่วงที่ 2 ยังคงมีกำลังการผลิตใหม่จากโรงไฟฟ้าก๊าซอีก 9,800 เมกะวัตต์นอกจากนี้ยังรวมไปถึงการประเมินเงินลงทุน (capex) ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) 202,164 บาท/kW ซึ่งต่ำเกินไป เพราะไม่ใช่ราคาต้นทุนแบบ FOAK (First-of-a-Kind) อันหมายถึงโครงการต้นแบบเชิงพาณิชย์เครื่องแรก/แห่งแรกของไทยเทคโนโลยีใหม่ที่ไม่เคยถูกสร้างหรือดำเนินงานในระดับการใช้งานจริง (Commercial Scale) มาก่อนซึ่งจะมีต้นทุนในการผลิตหรือการก่อสร้างสูงกว่าปกติ 2-3 เท่า ประมาณ 18,000–19,700 ดอลลาร์สหรัฐ/kW หรือ 590,000-650,000 บาท/kW ไม่เพียงแค่นั้น Bloomberg NEF ยังเคยประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าปรับระดับ (LCOE) ของโรงไฟฟ้านิว SMR ในไทยไว้ว่ามีเกณฑ์ต้นทุนมาตรฐานอยู่ที่ 13.54 บาท/หน่วย

ประการต่อมาคือต้นทุนเทคโนโลยีการดักจับและกับเก็บคาร์บอน (CCS) ที่ประเมินไว้ที่ 135 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน ซึ่งมีแนวโน้มว่าต่ำกว่าความเป็นจริง แต่จากการคำนวณโดย JustPow โดยใช้โรงไฟฟ้ากัลฟ์ เอสอาร์ซี เป็นตัวอ้างอิงในการคำนวณ พบว่าต้นทุนการใช้ CCS หากติดระยะเวลา 11 ปี อยู่ที่ 198-225 USD/tCO2 หากติด 25 ปี มีต้นทุนที่ 163-190 USD/tCO2 ซึ่งทุกรณีจะมีต้นทุนสูงกว่าที่ร่างแผน PDP2026 ประเมินไว้

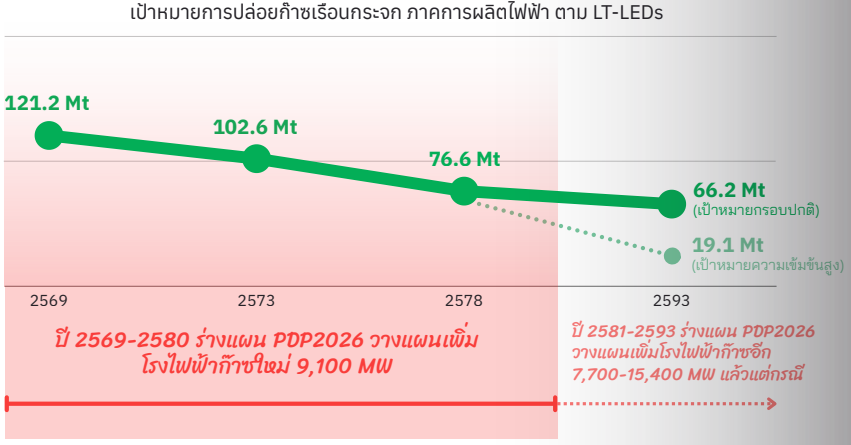
นอกจากนี้ในร่างแผน PDP2026 ยังมีการบรรจุเทคโนโลยีใหม่ 2,500-3,000 เมกะวัตต์ โดยระบุไว้ว่าเป็น Long Term Energy Storage, Green Hydrogen, เทคโนโลยีพลังงานสะอาดใหม่อื่นๆ โดยที่ไม่มีรายละเอียดว่าในส่วนของเทคโนโลยีใหม่นี้มีต้นทุนเท่าไร และจะกลายเป็นไปต้นทุนในราคาค่าไฟขายปลีกเท่าไร รวมไปถึงเรื่องภาษีคาร์บอน (Carbon Tax) ที่มีการกล่าวถึงว่าเป็นแรงกดดันที่เปลี่ยนโจทย์การวางแผนระบบไฟฟ้า แต่กลับไม่มีรายละเอียดว่าหากประเทศไทยมีการเก็บภาษีคาร์บอน จะกระทบกับราคาค่าไฟขายปลีกเท่าไหร่ อย่างไร และจะเป็นการส่งผ่านภาระมายังผู้ใช้ไฟทั้งหมดหรือไม่

จากข้อมูลทั้งหมดจะเห็นได้ว่าค่าไฟเฉลี่ย 3.8364 บาท/หน่วย ตลอดแผน นั้นอาจจะไม่เป็นจริงเนื่องด้วยยังมีความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นที่จะทำให้ราคาต้นทุนค่าไฟขายปลีกสูงกว่าที่ประเมินไว้ในร่างแผน PDP2026

ร่างแผน PDP2026 เปลี่ยนผ่านสู่ Net Zero ได้จริงไหม

หรือแค่เปลี่ยนผ่านจากโรงไฟฟ้าก๊าซเก่าไปสู่โรงไฟฟ้าก๊าซใหม่

เป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจก
ในร่างแผน PDP2026



ข้อสังเกต

❶ ร่างแผน PDP ที่ต้องเปลี่ยนผ่านพลังงานไฟฟ้าสู่ Net Zero แต่...

- ในช่วงเวลา 12 ปีแรกของแผน ที่ไทยควรจะลดการปลดปล่อยก๊าซลงให้ได้อย่างมากตามเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคไฟฟ้า แต่กลับเพิ่มกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่เข้ามาสูงถึง 9,100 เมกะวัตต์
- ยังมีแนวโน้มว่า ไทยจะใช้การต่อสัญญาของโรงไฟฟ้าก๊าซที่เพิ่ง/กำลังจะออกจากระบบประมาณ 3,850 เมกะวัตต์เพื่อมาใช้ในช่วงเชื่อมต่อก่อนที่โรงไฟฟ้าก๊าซใหม่โรงแรกจากร่างแผน PDP2026 จะจ่ายไฟเข้าสู่ระบบในปี 2575
- ร่างแผน PDP2026 ยังจะมีโรงไฟฟ้าถ่านหินไปจนถึงสิ้นแผน และจะใช้โรงไฟฟ้า SMR กับ CCS เพื่อเร่งชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ทัน Net Zero ภายในปี 2593 จึงเป็นเพียงการเลื่อนภาระการลดก๊าซเรือนกระจกจากวันนี้ไปไว้ในอนาคต

ร่างแผน PDP2026 จะเป็นแผนการเปลี่ยนผ่านพลังงานไฟฟ้าสู่ Net Zero ได้จริงไหม หรือเป็นเพียงการเปลี่ยนผ่านจากโรงไฟฟ้าก๊าซเก่าไปสู่โรงไฟฟ้าก๊าซใหม่ ที่ยังทำให้ประเทศไทยอยู่กับพลังงานจากฟอสซิลไปอย่างยาวนานเช่นเดิม

ความสำคัญของร่างแผน PDP2026 นอกจากการจัดหากำลังไฟฟ้าใหม่เพื่อให้เพียงพอต่อการใช้ของคนทั้งประเทศในอนาคตแล้ว ยังต้องนำพาประเทศไทยไปสู่เป้าหมายในการเป็นประเทศ Net Zero ภายในปี 2050 ตามที่ประกาศไว้ในแผน NDC3.0 โดยจะต้องลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงร้อยละ 47 หรือ 152 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ภายในปี ค.ศ. 2035 โดยเฉพาะภาคพลังงานซึ่งเป็นภาคส่วนที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงที่สุด ด้วยเหตุนี้ร่างแผน PDP2026 จึงเป็นแผนที่มีการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ายาวนานกว่าปกติจากเดิมมักจะพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าไว้เพียง 10-15 ปี แต่ในครั้งนี้วางแผนไว้ยาวนานถึง 25 ปี จากปีพ.ศ. 2569 ไปจนถึงสิ้นแผนในปีพ.ศ. 2593 ซึ่งตรงกับปีที่ประเทศไทยจะต้องลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์นั่นเอง

โดยร่างแผน PDP2026 ได้วางเป้าหมายลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายใต้การจัดหากำลังไฟฟ้าใหม่ใน 4 ทางเลือกในช่วงหลังปี 2580 ในขณะที่ในช่วง 12 ปีแรกของแผน (พ.ศ. 2569–2580) ทุกทางเลือกจะกำหนดกรอบกำลังผลิตใหม่ร่วมกันโดยเน้นก๊าซธรรมชาติและพลังงานแสงอาทิตย์ นอกจากนี้ ตลอดทั้งแผนยังมีการบรรจุโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) ไว้ที่ 9,000 เมกะวัตต์ไว้เท่ากันในทุกทางเลือกอีกด้วย

ซึ่งนำมาสู่คำถามสำคัญก็คือในขณะที่หัวใจหลักของแผน PDP ฉบับนี้ คือการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกด้วยการลดการใช้พลังงานฟอสซิล แต่เหตุใดในช่วงเวลาปัจจุบันไปจนถึงปีค.ศ.2035 เป็นช่วงเวลาที่มีความท้าทายเป็นอย่างมาก เนื่องจากหากต้องการบรรลุเป้าหมาย Net Zero ภาคการผลิตไฟฟ้าต้องลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงให้ได้ 44.6 $MtCO_2eq$ ภายในช่วง 10 ปี กลับกลายเป็นว่าในช่วงเวลา 12 ปีแรกของแผน ที่ไทยควรจะลดการปลดปล่อยก๊าซลงให้ได้อย่างมากตามเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคไฟฟ้า แต่กลับเพิ่มกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่เข้ามาสูงถึง 9,100 เมกะวัตต์

ไม่เพียงแค่นั้น ยังมีแนวโน้มว่าไทยจะต่อสัญญาของโรงไฟฟ้าก๊าซที่เพิ่ง/กำลังจะออกจากระบบประมาณ 3,850 เมกะวัตต์เพื่อมาใช้ในช่วงเชื่อมต่อก่อนที่โรงไฟฟ้าก๊าซใหม่โรงแรกจากร่างแผน PDP2026 จะจ่ายไฟเข้าสู่ระบบในปี 2575 ซึ่งระยะเวลาในการเชื่อมต่อนี้ควรเป็นระยะเวลาที่ไทยควรเร่งลงทุนในพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ (BESS) ซึ่งเป็นแนวทางการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ต้นทาง แต่กลับกลายเป็นว่ากลับเชื่อมต่อด้วยโรงไฟฟ้าก๊าซใหม่ 9,100 เมกะวัตต์ ที่จะทำให้ไทยต้องยังคงพึ่งพิงการใช้ก๊าซต่อไปในอนาคต

และดูเหมือนหากเลือกทางเลือกที่ 4 ในช่วงหลังจากปีค.ศ. 2037 ร่างแผน PDP2026 ยังจะมีโรงไฟฟ้าถ่านหินจนถึงสิ้นแผน และจะใช้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) จำนวนมาก และเทคโนโลยีการดักจับและกับเก็บคาร์บอน (CCS) เพื่อเร่งชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นเพื่อให้ทันต่อการบรรลุเป้าหมาย Net Zero ภายในปี 2050 จึงอาจเป็นเพียงการเลื่อนภาระการลดก๊าซเรือนกระจกจากวันนี้ไปไว้ในอนาคต โดยฝากความหวังไว้กับเทคโนโลยีในอนาคตที่ยังไม่มีความแน่นอนว่าจะสามารถนำมาใช้ได้จริงในเชิงพาณิชย์ตามเวลาและต้นทุนที่คาดการณ์ไว้

โดยเฉพาะ SMR ที่เป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ไม่เคยถูกสร้างหรือดำเนินงานในระดับการใช้งานจริง (Commercial Scale) มาก่อนในไทย ซึ่งอาจจะทำให้ราคาต้นทุนจริงในแบบ FOAK (First-of-a-Kind) สูงกว่าราคาที่อ้างอิงในร่างแผน PDP2026 ประมาณ 2-3 เท่า เช่นเดียวกันกับ CCS เอง ที่ประมาณการต้นทุนไว้ที่ 135 USD/tCO2 (4,590 บาท/tCO2) ซึ่งอาจต่ำกว่าความเป็นจริง เพราะจากการคำนวณโดย JustPow โดยใช้โรงไฟฟ้ากัลฟ์ เอสอาร์ซี เป็นตัวอ้างอิงในการคำนวณ พบว่าต้นทุนการใช้ CCS หากติดระยะเวลา 11 ปี อยู่ที่ 198-225 USD/tCO2 หากติด 25 ปี จะมีต้นทุนอยู่ที่ 163-190 USD/tCO2 ซึ่งทุกกรณีจะมีต้นทุนสูงกว่าที่ร่างแผน PDP2026 ประเมินไว้

ทั้งหมดนี้ จะเห็นได้ว่าร่างแผน PDP2026 ที่มีเป้าหมายสำคัญเพื่อเปลี่ยนผ่านพลังงานไฟฟ้าของไทยกลับเต็มไปด้วยความเสี่ยงมากมายในการที่จะลดก๊าซเรือนกระจกสุทธิเหลือศูนย์ให้ได้ภายในปี 2050 ตามที่ตั้งเป้าหมายเอาไว้ จากการที่ยังคงพึ่งพากำลังการผลิตใหม่จากโรงไฟฟ้าก๊าซสูงมากในช่วงแรกของแผน และฝากความหวังในครึ่งหลังของแผนไว้กับเทคโนโลยีที่ยังไม่มีความแน่นอน อีกทั้งยังทำให้ไทยยังคงมีโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานผูกติดอยู่กับเชื้อเพลิงฟอสซิลทั้งถ่านหิน และก๊าซไปจนสิ้นสุดแผน ซึ่งท้ายที่สุดแล้วอาจจะทำให้ประเทศไทยไม่สามารถเดินไปถึงเป้าหมาย Net Zero ได้ภายใต้กรอบเวลาที่วางเอาไว้