(ฉบับแปล)

โรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซของไทยเผชิญความท้าทาย 2 ด้าน ทั้งต้นทุนที่พุ่งสูงและการใช้กำลังผลิตต่ำกว่าศักยภาพจริง

การชะลอตัวของพัฒนาการด้านพลังงานไฟฟ้าของไทยเปิดโอกาสสำคัญในการทบทวนแผนการขยายงานด้านก๊าซและบรรเทาภาระค่าไฟฟ้าแก่ผู้บริโภค

26 กุมภาพันธ์ 2569 (IEEFA ประจำภูมิภาคเอเชีย): รายงานฉบับใหม่จากสถาบันเศรษฐศาสตร์พลังงานและการวิเคราะห์ทางการเงิน (Institute for Energy Economics and Financial Analysis หรือ IEEFA) ระบุว่า ประเทศไทยกำลังเผชิญปัญหาการใช้กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซต่ำกว่าศักยภาพอย่างต่อเนื่อง ความล่าช้าในการดำเนินโครงการ และต้นทุนที่ปรับตัวสูงขึ้น การวิเคราะห์ดังกล่าวชี้ให้เห็นว่า แผนการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับก๊าซธรรมชาติที่เสนอไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan หรือ PDP) หลายฉบับที่ผ่านมา ยังไม่สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แท้จริงและเป้าหมายด้านสภาพภูมิอากาศ

ระหว่างที่โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่ในปัจจุบันมีการใช้งานต่ำกว่าศักยภาพอย่างมีนัยสำคัญ แต่ภาครัฐยังคงวางแผนเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ารูปแบบดังกล่าวอีก 6.3 กิกะวัตต์ (GW) ภายในปี 2580 ตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2567-2580 (ร่าง PDP2024)

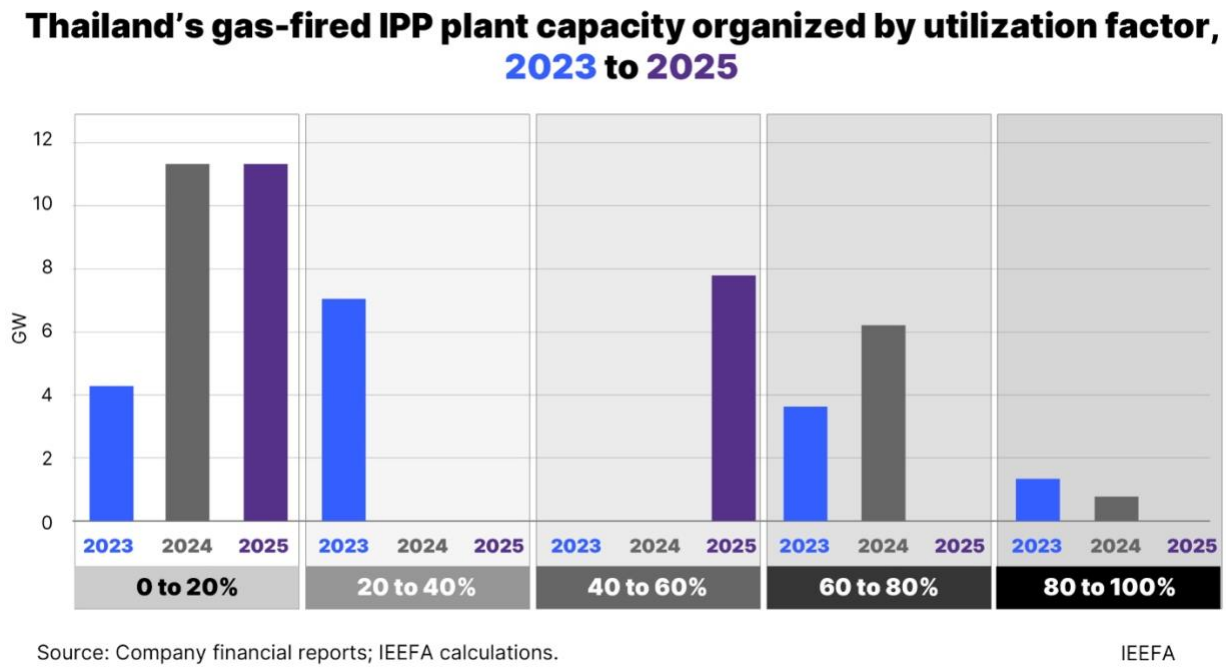
โรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซที่ใช้งานต่ำกว่าศักยภาพจริงสร้างภาระแก่รัฐและผู้ใช้ไฟฟ้า

ในปี 2568 โรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซของเอกชน 7 แห่งจากทั้งหมด 11 แห่งในประเทศไทยมีอัตราการใช้กำลังการผลิต (Capacity Factor) ต่ำกว่าร้อยละ 10

“ในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา แม้โรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซจะมีกำลังผลิตรวมกันกว่า 11 กิกะวัตต์ (GW) แต่สินทรัพย์เหล่านี้กลับทำให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และผู้ใช้ไฟฟ้าต้องแบกรับภาระค่าใช้จ่ายถึง 159,000 ล้านบาท (ประมาณ 5,020 ล้านดอลลาร์สหรัฐ) เพื่อผลิตไฟฟ้าได้เพียงเล็กน้อย” แซม เรย์โนลด์ส (Sam Reynolds) ผู้ร่วมเขียนรายงานและหัวหน้านักวิจัยด้านก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG) และก๊าซของ IEEFA ประจำภูมิภาคเอเชีย กล่าว

ปัญหาการใช้กำลังผลิตต่ำกว่าศักยภาพนี้ไม่ได้จำกัดอยู่เพียงโรงไฟฟ้าเก่าเท่านั้น แต่โดยโรงไฟฟ้าหลายแห่งที่มีอายุการใช้งานไม่ถึง 15 ปี ก็ประสบกับภาวะการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงอย่างรวดเร็วเช่นกัน

(ฉบับแปล)



ในเดือนตุลาคม 2568 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้สั่งระงับการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า 4 แห่ง ในจำนวนนี้เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซ 3 แห่ง มีกำลังผลิตรวม 4 กิกะวัตต์

“ความเสี่ยงที่สินทรัพย์ก๊าซในภาคการผลิตไฟฟ้าของไทยจะกลายเป็นสินทรัพย์สูญค่า (Stranded Assets) ไม่ใช่เพียงผลลัพธ์ของสมมติฐานจากการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานในอนาคต หากแต่เป็นสภาพความเป็นจริงที่ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซกำลังเผชิญอยู่ในขณะนี้” คริสโตเฟอร์ โดลแมน (Christopher Doleman) ผู้ร่วมเขียนรายงานและผู้เชี่ยวชาญด้าน LNG และก๊าซของ IEEFA ประจำภูมิภาคเอเชีย กล่าว “ช่วงชะลอการใช้ก๊าซในปัจจุบันเป็นโอกาสสำคัญในการปรับทิศทางนโยบายและนำพาประเทศไทยไปสู่อนาคตด้านพลังงานที่มีราคาถูกลงและมีความยั่งยืนยิ่งขึ้น”

แผนงานโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซเผชิญความล่าช้าและต้นทุนที่พุ่งสูง

ขณะที่ประเทศกำลังเผชิญภาวะกำลังผลิตไฟฟ้าล้นเกินอยู่แล้ว ร่าง PDP2024 ของภาครัฐยังคงมีแผนเพิ่มโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมกับก๊าซธรรมชาติอีก 6.3 กิกะวัตต์ให้แล้วเสร็จภายในปี 2580 อย่างไรก็ตาม โครงการที่เสนอไว้เกือบทั้งหมดต่างประสบกับความล่าช้ายืดเยื้อ และในปี 2568 กฟผ. ได้ยกเลิกการประกวดราคาสำหรับ 3 โครงการที่วางแผนไว้เหล่านี้

สถานการณ์ดังกล่าวยิ่งทวีความซับซ้อนจากปัญหาการขาดแคลนกังหันก๊าซในตลาดโลก โดยผู้ผลิตรายสำคัญรายงานว่าระยะเวลาส่งมอบยาวนานถึงประมาณ 5 ปี อันเป็นผลจากความต้องการที่สูงในภูมิภาคอย่างอเมริกาเหนือและตะวันออกกลาง ประกอบกับการขาดแคลนวัสดุ ชิ้นส่วน และแรงงานตลอดห่วงโซ่อุปทาน

นอกจากนี้ ต้นทุนเงินลงทุนในการติดตั้งระบบกังหันก๊าซแบบวงจรผสม (CCGT) ยังพุ่งขึ้นถึง 3 เท่า สู่ระดับ 2,400 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลวัตต์ ในช่วงเวลาเพียง 2 ปีที่ผ่านมา

(ฉบับแปล)

“สำหรับประเทศไทย ปัจจัยเหล่านี้สร้างความท้าทายในเชิงเศรษฐศาสตร์ต่อแผนการขยายงานด้านก๊าซใน 2 มิติพร้อมกัน การที่ไทยพึ่งพา LNG ซึ่งมีราคาแพงมากขึ้นเรื่อย ๆ มีแนวโน้มจะผลักดันให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มของโรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซสูงขึ้น” เรย์โนลด์สกล่าว “ขณะเดียวกัน ค่าใช้จ่ายของกังหันที่แพงขึ้นสำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ก็จะเพิ่มภาระการลงทุน ก่อให้เกิดความล่าช้าหลายปี และก่อให้เกิดความซับซ้อนในการวางแผนของภาคการผลิตไฟฟ้าอีกด้วย”

การพึ่งพา LNG ที่เพิ่มขึ้นซ้ำเติมแรงกดดันทางการเงิน

รายงานฉบับนี้ชี้ให้เห็นถึงความปั่นป่วนอย่างมีนัยสำคัญในโครงสร้างราคาก๊าซของไทย อันเป็นผลจากความผันผวนของราคา LNG ในตลาดโลก และสัดส่วนการจัดหา LNG จากต่างประเทศที่เพิ่มสูงขึ้น

ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567-2580 (PDP2024) คาดการณ์ว่าการนำเข้า LNG จะเติบโตกว่าร้อยละ 73 เพื่อรองรับความต้องการในการใช้ก๊าซถึงร้อยละ 43 ภายในปี 2580 โดยเป็นผลจากปริมาณการผลิตก๊าซในประเทศที่ลดลงและการนำเข้าจากเมียนมาที่ลดลงเช่นกัน

“ผลกระทบทางเศรษฐกิจอาจรุนแรงต่อผู้บริโภค ซึ่งขณะนี้แบกรับภาระค่าใช้จ่ายต้นทุนก๊าซที่พุ่งสูงขึ้นอยู่แล้ว โดยในปี 2568 ราคา LNG สูงกว่าราคาก๊าซภายในประเทศมากกว่าสองเท่า และสูงกว่าราคาก๊าซที่นำเข้าทางท่อจากเมียนมาถึงร้อยละ 29” โดล แมนอธิบาย

ต้นทุนที่ซ่อนอยู่ในกำลังผลิตไฟฟ้าล้นเกิน

แม้ว่าการชะลอโรงไฟฟ้าขนาด 4 กิกะวัตต์ของ กพช. จะช่วยประหยัดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานให้แก่รัฐวิสาหกิจด้านพลังงานได้ถึง 3,500 ล้านบาท (ประมาณ 111 ล้านดอลลาร์สหรัฐ) แต่โรงไฟฟ้าก๊าซที่ใช้งานต่ำกว่าศักยภาพยังคงก่อให้เกิดต้นทุนคงที่อย่างต่อเนื่อง จึงเป็นการผลักภาระไปยังผู้บริโภคผ่านค่าไฟฟ้าฐานในรูปแบบค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payments หรือ AP)

การประมาณการล่าสุดของ กฟผ. สำหรับรอบการคำนวณค่าไฟฟ้าช่วงแรกของปี 2569 ระบุว่า ค่าความพร้อมจ่ายอยู่ที่ 0.63 บาทต่อหน่วย (กิโลวัตต์-ชั่วโมง) คิดเป็นเกือบร้อยละ 17 ของอัตราค่าไฟฟ้าฐานปัจจุบันที่ 3.78 บาทต่อหน่วย

รายงานยังระบุด้วยว่า เมื่อต้นทุนเงินลงทุนของระบบ CCGT พุ่งสูงขึ้นถึง 3 เท่า การสนับสนุนแผนการขยายงานด้านก๊าซในอนาคตภายใต้โครงสร้างค่าไฟฟ้าปัจจุบัน จะยิ่งเพิ่มภาระค่าความพร้อมจ่ายให้หนักขึ้นไปอีก

ในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา กฟผ. มีแผนจ่ายเงินให้แก่โรงไฟฟ้าที่ใช้งานต่ำกว่าศักยภาพ 7 แห่ง รวมกว่า 61,000 ล้านบาท (เกือบ 2,000 ล้านดอลลาร์สหรัฐ) โดยที่โรงไฟฟ้าเหล่านี้ไม่ได้ผลิตไฟฟ้าเข้าระบบเลยในบางเดือน

รายงานฉบับนี้แนะนำว่า การหลีกเลี่ยงแผนการขยายงานด้านก๊าซเพิ่มเติมและปล่อยให้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (power purchase agreements หรือ PPA) ของโรงไฟฟ้าเดิมหมดอายุลงตามกำหนดจะช่วยลดความเสี่ยงทางการเงินในอนาคตได้

(ฉบับแปล)

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าสามารถสะท้อนพันธกิจด้านสภาพภูมิอากาศได้

แผนการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (Nationally Determined Contribution หรือ NDC) ฉบับปรับปรุงล่าสุด (NDC3.0) ของไทยกำหนดเป้าหมายลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงร้อยละ 47 เมื่อเทียบกับระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของปี 2562 ภายในปี 2578 และยังได้รุ่นเวลาการบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (net-zero) ขึ้นมาเป็นปี 2593

การติดตั้งพลังงานหมุนเวียนในไทยเร่งตัวขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยกำลังผลิตพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นกว่าเท่าตัวในช่วง 10 เดือนแรกของปี 2568 แตะระดับ 6.8 กิกะวัตต์ นอกจากนี้ พลังงานแสงอาทิตย์ยังกลายเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดในประเทศตั้งแต่ปี 2565

ผู้เขียนรายงานเสนอแนะว่า แทนที่จะสนับสนุนโรงไฟฟ้าก๊าซที่หยุดนิ่ง ทำงานต่ำกว่าศักยภาพ และมีต้นทุนสูงเกินจะรับได้ ภาครัฐควรหันมาใช้ประโยชน์จากพลังงานหมุนเวียนที่มีราคาถูกและมีอยู่มากมาย โดยไทยมีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์กว่า 300 กิกะวัตต์ ซึ่งเป็นโอกาสให้เกิดการขยายการผลิตเพื่อรองรับความต้องการได้อีกมาก

อ่านรายงานฉบับเต็ม: Thailand's Gas Conundrum: Overbuilt, underutilized and increasingly expensive

ติดต่อผู้เขียน:

Christopher Doleman (cdoleman@ieefa.org)

Sam Reynolds (sreynolds@ieefa.org)

ติดต่อฝ่ายสื่อมวลชน:

Alex Yu (ayu@ieefa.org)

เกี่ยวกับ IEEFA:

สถาบันเศรษฐศาสตร์พลังงานและการวิเคราะห์ทางการเงิน (IEEFA) ศึกษาประเด็นที่เกี่ยวข้องกับตลาดพลังงาน แนวโน้ม และนโยบายพลังงาน โดยมีพันธกิจในการเร่งการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบเศรษฐกิจพลังงานที่มีความหลากหลาย ยั่งยืน และสร้างผลตอบแทนที่ดี (www.ieefa.org)