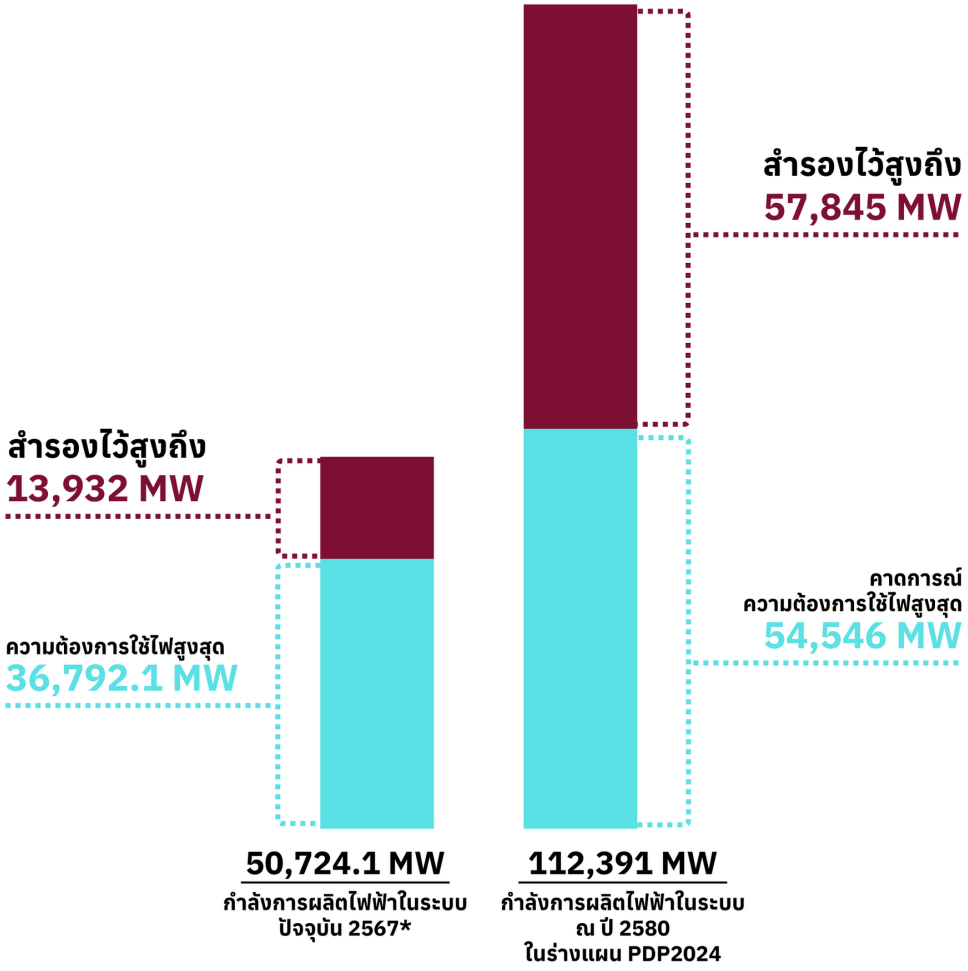
เพื่อพลังงานที่ยุติธรรม
สำหรับทุกคน
Just Power For All

justpow.co

13 ข้อสังเกต ต่อร่างแผน PDP2024

กำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบที่ล้นเกิน



*กำลังการผลิตที่มีในระบบ ณ เมษายน 2567

กำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบที่ล้นเกิน

การวางแผนว่าจะต้องมีโรงไฟฟ้าเท่าไร เพื่อผลิตไฟเท่าไร นั้นมาจากการคาดการณ์การใช้ไฟฟ้าและการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บรรจุอยู่ในแผน PDP

แผน PDP ที่ผ่านมาพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงเกินกว่าความต้องการจริงมาก โดยภาครัฐมักจะให้เหตุผลว่าเพราะโรงไฟฟ้าใช้เวลาก่อสร้างนาน หากดำเนินการช้าจะไม่ทันต่อความต้องการ ก่อนหน้านี้การสำรองไฟฟ้าจะคำนวณจากค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี แล้วสำรองเกินไว้อีก 15% เพื่อความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ เมื่อนำกำลังการผลิตในฟ้าในระบบทั้งหมดมาเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (peak) จะพบว่าที่ผ่านมากำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบของไทยอยู่ในระดับที่สูงกว่าเกณฑ์ 15%

ล่าสุด ในเดือนเมษายน 2567 ประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบ 50,724.10 เมกะวัตต์ ขณะที่การใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี 2567 เกิดขึ้นในวันที่ 2 พฤษภาคม 2567 อยู่ที่ 36,792.1 เมกะวัตต์ จะเห็นได้ว่า เรามีไฟฟ้าสำรองสูงถึง 13,932 เมกะวัตต์ หรือ 37.87% และสูงกว่าหลักการการสำรองไฟฟ้าไว้ที่ 15% ถึง 22.87%

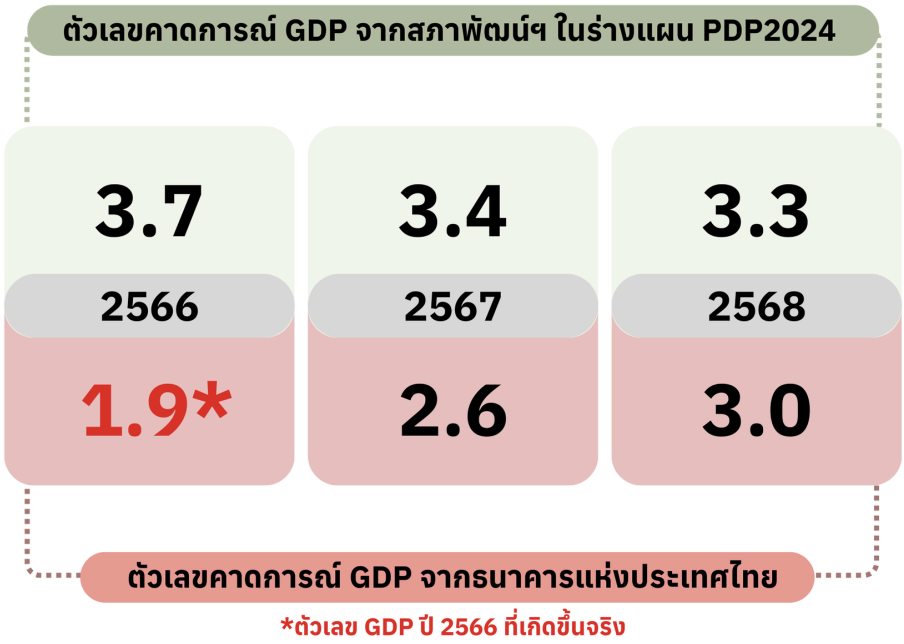
ยังไม่นับว่า เรายังมีต้นทุนที่เราต้องจ่ายแม้โรงไฟฟ้าจะเดินเครื่องไม่เต็มกำลังก็ตาม เพราะเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของรัฐกับผู้ผลิตเอกชน กำหนดให้รัฐต้องจ่ายเงินให้กับโรงไฟฟ้าอยู่ดี ไม่ว่าจะเดินเครื่องหรือไม่ หรือที่เรียกว่า ‘ค่าความพร้อมจ่าย’ ซึ่งก็คือ ค่าออกแบบ จัดจ้าง จัดซื้อ ก่อสร้าง ทดสอบ เดินเครื่อง บำรุงรักษา รวมไปถึงดอกเบี้ยและค่าใช้จ่ายคงที่อื่นๆ เพื่อให้ได้มาซึ่งโรงไฟฟ้าที่พร้อมผลิตกระแสไฟฟ้าทันที

เมื่อการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศนั้น ต่ำกว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าที่มีในระบบอย่างมาก เท่ากับว่าโรงไฟฟ้าหลายๆ โรงที่เรามี ก็ไม่ได้ผลิตไฟฟ้า เพราะเราใช้ไฟไม่ถึง ทำให้ต้นทุนค่าไฟของเราแพงเกินความจำเป็น การมีโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นไม่ได้ทำให้ค่าไฟขึ้นในทันที แต่ขึ้นอยู่กับหน่วยงานกำกับดูแลที่จะเรียกเก็บเลย หรือค่อยทยอยเรียกเก็บทีหลัง เรียกได้ว่าไม่จ่ายวันนี้ ก็ต้องจ่ายในอนาคตอยู่ดี เพราะถูกล็อกไว้ด้วยสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ตามร่างแผน PDP2024 วางแผนไว้ว่าในปี 2573 ซึ่งเป็นช่วงกลางแผน ประเทศไทยจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 65,926 เมกะวัตต์ ในขณะที่การใช้ไฟสูงสุดอยู่ที่ 42,235 เมกะวัตต์ เท่ากับว่ามีการสำรองไฟไว้ล้นเกินอยู่ 23,691 เมกะวัตต์ ในขณะที่ปลายแผนในร่างแผน PDP2024 วางแผนไว้ว่าในปี 2580 ประเทศไทยจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 112,391 เมกะวัตต์ ในขณะที่การใช้ไฟสูงสุดอยู่ที่ 54,546 เมกะวัตต์ จะเห็นได้ว่ามีการสำรองสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าถึง 2 เท่า ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

การสำรองไฟไว้ล้นเกินทำให้ต้องมีโครงการโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ซึ่งต้นทุนทั้งหมดนั้นจะส่งผ่านมายังบิลค่าไฟของทุกคนที่จะต้องแพงขึ้นในอนาคต

การใช้ตัวเลขคาดการณ์ GDP สูงเกินไป



หมายเหตุ: ตัวเลขคาดการณ์ GDP จากธนาคารแห่งประเทศไทย จากสรุปประมาณการเศรษฐกิจและเงินเฟ้อ ณ 12 มิถุนายน 2567

การคาดการณ์การเติบโตของ GDP

ตัวเลขที่นำมาใช้วางแผนการสร้างโรงไฟฟ้าในแผน PDP มาจากการคำนวณของคณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและจัดทำแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งเป็นการคิดล่วงหน้า 15-20 ปี โดยอาศัยสมมติฐานต่างๆ

ปัจจัยที่ถูกนำมาอ้างอิงเป็นหลักคือประมาณการตัวเลข GDP (อัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจ) ที่จัดทำโดยสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เนื่องจากวางอยู่บนแนวคิดว่า ยิ่งมีการเติบโตทางเศรษฐกิจมากก็ยิ่งใช้ไฟฟ้ามากขึ้น ร่วมกับปัจจัยอื่นๆ เช่น การคาดการณ์จำนวนประชากร โครงการลงทุนและนโยบายของรัฐ ตัวอย่างเช่น ในแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ที่จัดทำค่าพยากรณ์ไฟฟ้าเมื่อวันที่ 30 พ.ค. 2555 มีสมมติฐานใช้ประมาณการตัวเลข GDP ปี 2554-2573 จาก สศช. ณ วันที่ 29 พ.ย. 2554 คาดการณ์ว่าปี 2554-2561 มีประมาณการตัวเลข GDP ดังนี้ 1.5, 5.0, 5.1, 5.7, 6.0, 5.1, 4.7, และ 4.1 หรือในการจัดทำแผน PDP2018 ใช้ ประมาณการตัวเลข GDP ของ สศช.ที่คาดการณ์ว่าปี 2561-2580 จะมีการเติบโตทางเศรษฐกิจระยะยาวที่ร้อยละ 3.8 ต่อปี

แต่น่าสังเกตว่าตัวเลข GDP ที่เกิดขึ้นจริงมักต่างจากตัวเลขประมาณการที่ถูกนำมาใช้ในแผนค่อนข้างมาก เช่น ใน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 คาดว่าประมาณการตัวเลข GDP ปี 2558-2564 ของไทยจะเป็น 6, 5.1, 4.7, 4.1, 4.2, 4.3 และ 4.2 ตามลำดับ หรือใน PDP2018 ที่ใช้ตัวเลขประมาณการเมื่อวันที่ 25 ก.ค. 2560 คาดว่าประมาณการตัวเลข GDP ของไทย ปี 2561-2564 จะเป็น 3.8, 4.0, 3.9 และ 3.8 ตามลำดับ แต่ปรากฏว่า GDP ที่เกิดขึ้นจริงระหว่างปี 2558-2564 คือ 3.13, 3.43, 4.17, 4.22, 2.11, -6.05 และ 1.56 ตามลำดับ โดยที่เกิดสถานการณ์โควิดระบาดในช่วงปี 2563-2564

ทั้งนี้ การพยากรณ์ของรัฐอยู่บนสมมติฐานว่าเศรษฐกิจจะเติบโตแบบก้าวกระโดดโดยไม่สะดุด แต่แนวโน้มที่เกิดขึ้นในอดีตมิได้เป็นเช่นนั้น เพราะในความเป็นจริง มีเหตุการณ์ที่ไม่คาดหมาย เช่น ภัยธรรมชาติหรือโรคระบาด เช่น โควิด-19 ในปี 2563-2564 ที่อาจส่งผลกระทบรุนแรงต่อเศรษฐกิจและการบริโภคไฟฟ้า การประมาณการที่ใช้ตัวเลขคาดการณ์อัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจที่สูงเกินจริง โดยไม่นำปัจจัยที่คาดการณ์ไม่ได้มาพิจารณาร่วมด้วยจะนำไปสู่การวางแผนให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าในประเทศสูงเกินจริงตามไปด้วย

ขณะเดียวกัน หน่วยงานที่คาดการณ์เศรษฐกิจยังมีอีกหลายหน่วยงาน นอกจาก สศช. ไม่ว่าจะเป็นสำนักงานเศรษฐกิจการคลัง หรือองค์กรอิสระอย่างธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) แต่การจัดทำแผน PDP เลือกใช้ประมาณการตัวเลข GDP จาก สศช. ตลอดมา

ในร่างแผน PDP2024 ที่จัดทำในปี 2567 และใช้ข้อมูลการประมาณการเมื่อวันที่ 18 มี.ค. 2565 ของ สศช. คาดการณ์การเติบโตของ GDP 2565 และ 2566 ไว้อยู่ที่ 4.0 และ 3.7 ขณะที่ GDP ที่เป็นจริงในปี 2565 และ 2566 คือ 2.6 และ 1.9 ส่วนการคาดการณ์ปี 2567-2569 ประมาณการตัวเลข GDP ที่นำมาใช้คำนวณความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ 3.4, 3.3 และ 3.3 สูงกว่าการคาดการณ์ของธนาคารแห่งประเทศไทยที่คาดการณ์การเติบโตของ GDP ในปี 2567 และ 2568 ไว้ที่ 2.6 และ 3.0 การที่ร่างแผน PDP2024 ใช้ตัวเลขคาดการณ์การเติบโตของ GDP ที่สูงเกินจริงเพื่อเอาไว้รองรับการขยายตัวเศรษฐกิจนั้น ยิ่งทำให้ต้องสำรองไฟเพิ่มมากขึ้นและจะทำให้ต้นทุนค่าไฟเพิ่มขึ้นอีกด้วย

LOLE เหลือ 0.7 วันต่อปี ทำให้ต้องสำรองไฟเพิ่มขึ้น

	PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1	ร่างแผน PDP2024
ปริมาณสำรองไฟฟ้า (%)	15%	-
ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE)	ทั้งประเทศ 1 วัน/ปี	ทั้งประเทศและภูมิภาค 0.7 วัน/ปี
คาดการณ์ค่าไฟฟ้าฐาน	3.78 บาท/หน่วย	สูงขึ้นไปอีก? บาท/หน่วย

ดัชนีการเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) เหลือ 0.7 วันต่อปี และใช้ทั้งในภาพรวมของประเทศและรายภูมิภาค

ก่อนหน้านี้ประเทศไทยใช้เกณฑ์ชี้วัดระดับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า จากกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) โดยกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ไม่ต่ำกว่า 15% จากนั้นก็ได้มีการกำหนดเกณฑ์ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation: LOLE) ในการจัดทำแผน PDP 3 ฉบับ ได้แก่ PDP2001 PDP2004 และ PDP2007 โดยกำหนด LOLE ไว้ที่ไม่เกิน 1 วันต่อปีในภาพรวมของประเทศ และใช้ร่วมกับเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ไม่ต่ำกว่า 15%

จนเมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2564 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีมติเห็นชอบให้ใช้ ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) แทนเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) โดยให้เหตุผลว่าเพื่อ “มาเป็นเกณฑ์แทนกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองซึ่งไม่สามารถวิเคราะห์ผลความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนได้ เพื่อให้การประเมินและวางแผนความมั่นคงระบบไฟฟ้าของประเทศมีความแม่นยำมากขึ้น”

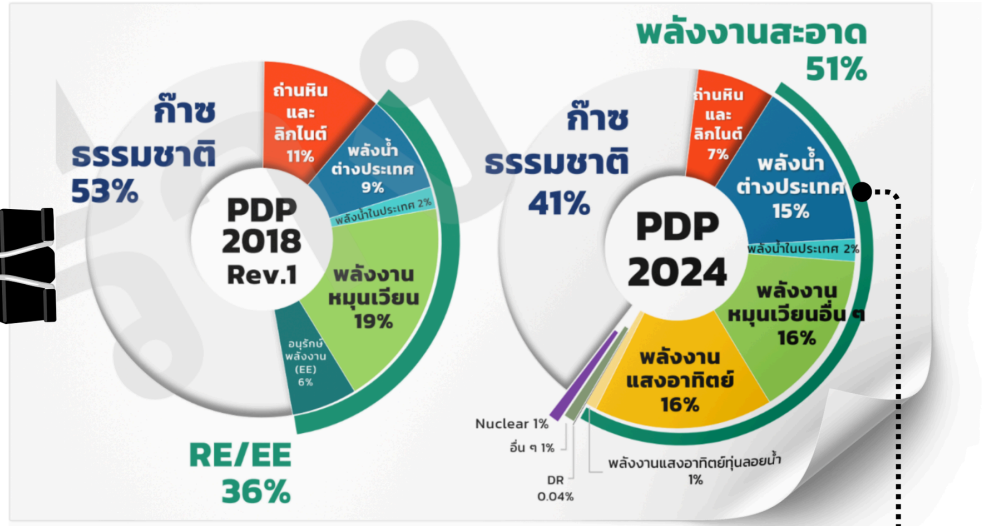
อย่างไรก็ตาม ในร่างแผน PDP2024 ได้ยกเลิกเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) 15% และ LOLE ไม่เกิน 1 วันต่อปีในภาพรวมของประเทศ และเปลี่ยนมาใช้ LOLE ไม่เกิน 0.7 วันต่อปีและใช้ทั้งในภาพรวมของประเทศและรายภูมิภาคเพียงเกณฑ์เดียว แต่ก็ไม่อธิบายรายละเอียดในการคำนวณ เพียงแต่ระบุว่า “โดย สนพ. และสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ได้ศึกษาเกณฑ์ที่เหมาะสมดังกล่าวและนำมาใช้วางแผน PDP”

ทั้งที่ยิ่งกำหนดให้ตัวเลข LOLE ต่ำมากเท่าไร เราก็จะยิ่งต้องสำรองไฟฟ้าสูงขึ้น ไม่เพียงแค่นั้นในการปรับเปลี่ยนเกณฑ์มาใช้เฉพาะ LOLE ไม่เกิน 0.7 วันต่อปีในร่างแผน PDP2024 ในครั้งนี้ยังกำหนดใช้เกณฑ์ LOLE ไม่เกิน 0.7 วันต่อปีทั้งในภาพรวมของประเทศและรายภูมิภาคอีกด้วย ในขณะที่ก่อนหน้านี้ใช้เพียงในภาพรวมของประเทศเท่านั้น การที่กำหนดใช้เกณฑ์ LOLE ไม่เกิน 0.7 วันต่อปี รายภูมิภาคด้วยนั้นยิ่งทำให้การคำนวณการสำรองไฟฟ้าสูงขึ้นไปอีก และไม่มีความจำเป็นเนื่องจากระบบสายส่งไฟฟ้าของไทยเชื่อมถึงกันทั้งประเทศอยู่แล้ว

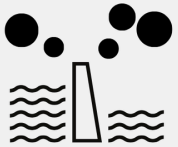
นอกจากนี้ จากข้อมูลในร่างแผน PDP2024 เองก็จะพบว่า การคาดการณ์การเกิดไฟดับนั้นต่ำมากอยู่แล้ว เช่น ในปี 2567-2570 คาดการณ์ตัวเลขการเกิดไฟดับไว้ที่ 0.000 วันต่อปี ปี 2571-2573 อยู่ที่ไม่เกิน 0.02 วันต่อปี หรือแม้กระทั่งปีที่จะเกิดไฟดับสูง คือปี 2575 ก็อยู่ที่ 0.688 วันต่อปีเท่านั้น ในปี 2580 ก็เหลือเพียง 0.114 วันต่อปี

ดังนั้น จึงไม่จำเป็นต้องลดตัวเลข LOLE ลง เพราะจะทำให้เราต้องสำรองไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นไปอีก ซึ่งนั่นหมายถึงจะต้องมีโรงไฟฟ้ามากขึ้นและต้นทุนค่าไฟที่เพิ่มขึ้นก็จะถูกส่งผ่านมายังบิลค่าไฟของประชาชน

เขื่อนขนาดใหญ่ เป็นพลังงานสะอาด?



เขื่อนขนาดใหญ่ เป็นพลังงานสะอาด?



มีการปล่อยก๊าซมีเทน จากอ่างเก็บน้ำ ซึ่งมีความรุนแรงมากกว่า ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ถึง 80 เท่า

ส่งผลต่อความหลากหลาย ทางชีวภาพ จำนวนปลา และปริมาณธาตุอาหารที่ ไหลลงสู่ปากแม่น้ำลดลง

มีผลกระทบต่อความยั่งยืน ด้านสิ่งแวดล้อมและ สวัสดิภาพของชุมชน ขาดความอุดมสมบูรณ์ ของพื้นที่ปลายน้ำ

พลังงานสะอาด 51% เป็นพลังงาน “สะอาด” แบบใดห์?

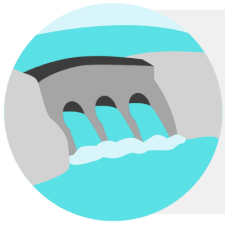
ในร่างแผน PDP2024 มีแผนภูมิเปรียบเทียบสัดส่วนเชื้อเพลิงระบุว่า ภายในปี 2580 ประเทศไทยจะมีไฟฟ้าจาก ‘พลังงานสะอาด’ 51% โดยชี้ว่า พลังงานสะอาดหมายถึง พลังงานแสงอาทิตย์ 16% พลังงานหมุนเวียนอื่น 16% พลังน้ำต่างประเทศ 15% พลังน้ำในประเทศ 2% และพลังงานแสงอาทิตย์จากทุ่นลอยน้ำ 1% ซึ่งรวมแล้วได้ 50% เท่านั้น อย่างไรก็ตาม ในป้ายแสดงข้อมูลในงาน “สนพ.อุ่นเครื่องก่อน เปิดรับฟังความคิดเห็น PDP2024 และ Gas Plan2024 12-13 มิ.ย. 2567” ซึ่งจัดโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เมื่อวันที่ 6 มิถุนายน 2567 ระบุว่า โรงไฟฟ้าพลังงานสะอาดประกอบด้วย โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็กด้วย จึงอาจสรุปได้ว่า ในร่างแผน PDP2024 จัดให้พลังงานนิวเคลียร์อีก 1% เป็นพลังงานสะอาดด้วย

อย่างไรก็ตาม จะเห็นว่าสัดส่วน “พลังงานสะอาด” ที่สูงเกินครึ่งในร่างแผน PDP2024 นั้น มาจากการเพิ่มสัดส่วนการนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศ ซึ่งก็คือไฟฟ้าจากพลังน้ำจากเขื่อนใน สปป.ลาว ซึ่งในแผน PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 มีสัดส่วนพลังน้ำต่างประเทศเพียง 9% ในขณะที่ในร่างแผน PDP2024 สูงถึง 15% โดยเป็นการสร้างเขื่อนขนาดใหญ่ในสปป.ลาว ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 700 เมกะวัตต์ 1 โรง และ 1,400 เมกะวัตต์ 2 โรง ถูกวางแผนไว้ในปี 2578-2580 ซึ่งเป็นช่วงปลายแผน

การจัดให้พลังน้ำจากเขื่อนขนาดใหญ่เป็นพลังงานสะอาดนั้นยังเป็นที่ถกเถียงในปัจจุบัน เนื่องจากโครงการเขื่อนขนาดใหญ่ส่งผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมอย่างมาก อีกทั้งยังมีการปล่อยก๊าซมีเทนจากอ่างเก็บน้ำซึ่งส่งผลต่อการเพิ่มขึ้นของก๊าซเรือนกระจกอย่างมีนัยสำคัญ เพราะก๊าซมีเทนมีคุณสมบัติที่ทำให้โลกร้อนขึ้นมากกว่าคาร์บอนไดออกไซด์มากกว่า 80 เท่า โดยการปล่อยก๊าซมีเทนจากเขื่อนผลิตไฟฟ้าปล่อยมีเทนคิดเป็นสัดส่วน 5.2% ของการปล่อยก๊าซมีเทนโดยมนุษย์ ดังนั้น ยังจะถือว่าในอนาคตประเทศไทยจะมีพลังงานสะอาดเกินครึ่งอยู่อีกหรือไม่

ดังนั้นการที่ร่างแผน PDP2024 กล่าวว่าจะมีพลังงานสะอาดเพิ่มขึ้น 51% ซึ่งมาจากการนำเข้าไฟฟ้าในเขื่อนจาก สปป.ลาวถึง 15% การสร้างเขื่อนขนาดใหญ่นั้นสร้างผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมมหาศาล ก็อาจจะทำให้อนาคตประเทศไทยยังคงไปไม่ถึงคำว่าพลังงานสะอาดอย่างแท้จริง

สร้างเขื่อนใหม่ในลาวอีก 3 เขื่อน ซื้อไฟราคาแพง



ราคารับซื้อเขื่อนในลาวก่อนปี 2561

เขื่อน	ราคา
• น้ำเทิน 2 • น้ำงึม • เซเสด	อยู่ระหว่าง **1.70-2.10** บาท/หน่วย

ราคารับซื้อโครงการที่ยังไม่เริ่มก่อสร้าง

เขื่อน	ราคา
• โครงการที่ยังไม่เริ่มก่อสร้าง/อยู่ระหว่างก่อสร้าง แต่ทางการไทยอนุมัติแล้ว เช่น โครงการปากแบง	**2.92** บาท/หน่วย กำหนดจ่ายไฟเข้าระบบ เดือนมกราคม 2576

ร่างแผน PDP2024

เขื่อน	ราคา
จะมีการสร้างเขื่อนใหม่ 3 เขื่อน ในปี 2578-2580 กำลังการผลิตรวม 3,500 เมกะวัตต์	ต้นทุนในการก่อสร้าง ส่งผ่านมายังบิลค่าไฟ และราคารับซื้อก็จะแพงขึ้นด้วย

เขื่อนในลาวซึ่งต้องสร้างใหม่อีก 3 เขื่อน กำลังการผลิตรวม 3,500 เมกะวัตต์

นับตั้งแต่โครงการโรงไฟฟ้าเขื่อนเซเสดซึ่งมีกำลังผลิตตามสัญญา 40 เมกะวัตต์ เดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในปี 2534 ประเทศไทยนำเข้าไฟฟ้าจากเขื่อนใน สปป.ลาว มากขึ้นเรื่อยๆ โดยเฉพาะเขื่อนบนแม่น้ำโขง ซึ่งก่อสร้างขึ้นเพื่อผลิตไฟฟ้าและส่งออกจาก สปป.ลาว ในปี 2562 เขื่อนไซยะบุรี ซึ่งเป็นโรงงานไฟฟ้าพลังน้ำแห่งแรกที่สร้างบนแม่น้ำโขงสายประธาน ซึ่งต้องผ่านกระบวนการของคณะกรรมาธิการแม่น้ำโขง (Mekong River Commission) ตามข้อตกลง 4 ประเทศลุ่มน้ำ เริ่มเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าอย่างเป็นทางการเมื่อเดือนตุลาคม และมีกำลังการผลิตตามสัญญา 1,220 เมกะวัตต์ ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นระยะเวลา 31 ปี

จนถึงปี 2566 กำลังการผลิตตามสัญญาที่มาจากเขื่อนใน สปป. ลาว 4,501.90 เมกะวัตต์ จากเขื่อน 10 โครงการ และยังมีอีก 4 โครงการที่ลงนามซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. แล้ว รวมกำลังการผลิตตามสัญญา 3,469.30 เมกะวัตต์ โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำส่วนใหญ่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผูกมัดกับ กฟผ. เป็นระยะเวลา 20-35 ปี

สำหรับราคารับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำในลาวในระยะหลังสูงขึ้นมากเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นก่อนปี 2561 โดยจากข้อมูลประมาณการค่าซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) งวดพฤษภาคม -สิงหาคม 2567 ราคาไฟฟ้าของเขื่อนลาวที่เริ่มจ่ายไฟเข้าระบบก่อนปี 2561 (ปีแรกของการใช้แผน PDP2018) อยู่ระหว่าง 1.70 บาทต่อหน่วย (น้ำเทิน 2) ถึง 2.10 บาทต่อหน่วย (น้ำงึม และเซเสด) ในขณะที่โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในลาวที่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบหลังปี 2561 เป็นต้นมา มีราคาระหว่าง 2.08 บาทต่อหน่วย (ไซยะบุรี) ถึง 2.82 บาทต่อหน่วย (น้ำเทิน 1) ส่วนโครงการที่ยังไม่เริ่มก่อสร้าง หรืออยู่ระหว่างก่อสร้าง แต่ทางการไทยอนุมัติแล้ว เช่น โครงการปากแบง 2.92 บาทต่อหน่วย กำหนดจ่ายไฟเข้าระบบในเดือนมกราคม 2576

น่าสังเกตว่า ราคารับซื้อไฟฟ้าของโครงการจากเขื่อนในลาวในระยะหลังนั้น แพงกว่าอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบ Feed-in-Tariff (FiT) ที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ประกาศเมื่อปี 2565 ใช้สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน 2.17 บาทต่อหน่วย หรือโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี) ยังมีอัตราค่าไฟเพียง 2.83 บาทต่อหน่วย

ขณะเดียวกัน รายงานศึกษาผลกระทบจากภาวะโลกรวนต่อโรงไฟฟ้าพลังน้ำในเอเชียใต้และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ปี 2021 ขององค์การพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency: IEA) ที่คาดการณ์ว่าอุณหภูมิเฉลี่ยที่ร้อนขึ้น จนส่งผลให้ธารน้ำแข็งละลายในเทือกเขาหิมาลัย ต้นธารของแม่น้ำโขงแม่น้ำสายหลักที่ไทยรับซื้อไฟฟ้าข้ามพรมแดนจากลาว ร่วมกับอากาศที่ผันผวนรุนแรงกว่าเดิมมาก จะส่งผลให้หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง (capacity factor) ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในลาวและไทยลดลงถึง 7% และ 8% ตามลำดับ ระหว่างปี ค.ศ. 2060-2099 (พ.ศ.2603-2642) ในฉากทัศน์ที่อุณหภูมิเฉลี่ยโลกเพิ่มขึ้นไม่เกิน 2 องศาเซลเซียส และจะลดลงถึง 11% ในทั้งสองประเทศ ถ้าหากอุณหภูมิเฉลี่ยโลกเพิ่มขึ้นสูงกว่า 4 องศาเซลเซียส

ในร่างแผน PDP2024 ที่วางแผนซื้อไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ 3,500 เมกะวัตต์ 3 โครงการในปี 2578-2580 ซึ่งคาดว่าน่าจะเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนลาว จึงควรถูกตั้งคำถามทั้งในเรื่องความมั่นคงทางพลังงานจากการที่ประเทศไทยยังต้องพึ่งพาไฟฟ้าจากต่างประเทศ การซื้อไฟฟ้าในราคาสูงที่สูงว่าโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ภายในประเทศ ซึ่งถือเป็นพลังงานสะอาด รวมไปถึงการที่ต้องสร้างเขื่อนใหม่เพิ่มที่จะส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมตามมาในอนาคต

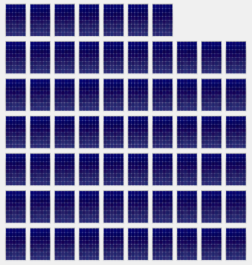
อ่าน “โรงไฟฟ้าพลังน้ำกับความหมกเม็ดของ ‘พลังงานสะอาด’ ในร่างแผน PDP2024” โดย สฤณี อาชวานันทกุล ได้ที่ https://justpow.co/article-hydro-fallacies

ร่างแผน PDP2024 ที่ไม่มีการกำหนดเป้าหมายหลังคาโซลาร์

PDP2018
ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

สิทธิประโยชน์

- อัตารับซื้อไฟฟ้าแบบติดตั้งบนพื้นดิน 2.1679 บาท/หน่วย
- อัตารับซื้อไฟฟ้าแบบติดตั้งบนพื้นดินร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (BESS) 2.8331 บาท/หน่วย
- ยกเว้นอากรขาเข้าเครื่องจักร
- ยกเว้นภาษีนำเข้า 10%
- ยกเว้น VAT 7%
- ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล 3 ปี ในสัดส่วน 50 % ของเงินลงทุน (ไม่รวมค่าที่ดิน)
- หากตั้งในเขตส่งเสริมการลงทุนพื้นที่ 20 จังหวัดที่มีรายได้ต่อหัวต่ำ/ตั้งในเขตส่งเสริมกิจการพิเศษ จะได้รับสิทธิประโยชน์เพิ่ม



ปริมาณจากผู้ผลิตที่ได้รับการคัดเลือก
ภาคเอกชน
3,362.06 MW
การจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ปี 2565 - 2573

ปริมาณไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ
ภาคประชาชน
46.28 MW
เปิดโควต้า 5 ปี ตั้งแต่ 2562-2566
ประกาศรับซื้อรวม 350 เมกะวัตต์

สิทธิประโยชน์

- อัตารับซื้อไฟฟ้า 2.2 บาท/หน่วย

ร่างแผน
PDP2024

กำหนดสัดส่วนพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2580 ไว้ที่

16%

แต่ยังไม่การกำหนดโควต้าว่า ใน 16% นี้ จะเป็นพลังงานจากหลังคาโซลาร์เท่าไร

หลังคาโซลาร์ที่ยังไม่มีเป้าหมายในร่างแผน PDP2024

ตอนนี้ใครๆ ก็พูดถึงการติดตั้งโซลาร์เซลล์ โดยเฉพาะในยามที่ค่าไฟแพงและอากาศร้อนจัด ที่สำคัญปัจจุบันต้นทุนพลังงานแสงอาทิตย์มีราคาถูกมาก และประชาชนรวมไปถึงภาคส่วนอื่นๆ จำนวนมากก็พร้อมจะผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และขายเข้าสู่ระบบการผลิตไฟฟ้า

แต่พลังงานโซลาร์จากหลังคากลับไม่เติบโตเท่าที่ควรจะเป็น เพราะกลไกรัฐไม่เอื้อให้เกิด ในประเทศไทยการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ต้องผ่านภาครัฐเป็นคนรับซื้อเท่านั้น โดยกำหนดปริมาณรับซื้อที่จำกัดในแต่ละรอบแต่ละปี และบางช่วงก็ไม่เปิดรับซื้อเลยเป็นเวลาหลายปี นอกจากนี้ ขั้นตอนและค่าใช้จ่ายในการขอติดตั้งยังสร้างภาระให้ประชาชนเกินควร การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป หากอยู่ในกลุ่มที่มีขนาดการติดตั้งไม่เกิน 1,000 กิโลวัตต์ ในการปฏิบัติตามกฎหมายปัจจุบันจะต้องเกี่ยวข้องกับหน่วยงานถึง 3 หน่วยงาน ทำให้ต้องใช้เวลานาน

แม้ว่าหลังคาบ้านเราจะผลิตไฟฟ้าจนเหลือใช้ แต่ประชาชนก็ยังไม่สามารถซื้อขายกันเองหรือบริจาคไฟฟ้าให้ผู้ที่ต้องการได้ เช่น โรงพยาบาล เพราะติดกฎระเบียบ หรือในการขายคืนให้แก่การไฟฟ้า ไม่มีการหักลบกลบหน่วยไฟฟ้า (Net Metering) ที่ใช้จากการไฟฟ้ากับไฟฟ้าที่ผลิตได้จากหลังคาบ้าน และราคาขายคืนไฟฟ้าเข้าสายส่งก็ต่ำ เพียงหน่วยละ 2.20 บาท แต่ปัจจุบัน (ม.ค. - เม.ย. 67) เราจ่ายค่าไฟให้การไฟฟ้าในราคาหน่วยละ 4.18 บาท ขณะเดียวกัน ภาครัฐก็ยังไม่มีมาตรการจูงใจที่ดีพอ ไม่ว่าจะเป็นมาตรการหักลบกลบหน่วยไฟฟ้า มาตรการทางภาษี หรือมาตรการทางการเงินและงบประมาณในการลงทุนติดตั้งโซลาร์เซลล์

ใน 5 ปีที่ผ่านมา สำนักงานคณะกรรมการการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีโครงการโซลาร์เซลล์ภาคประชาชนรับซื้อในช่วงปี 2562-2566 รวมเพียง 350 เมกะวัตต์ แต่เนื่องด้วยข้อจำกัดต่างๆ ทำให้มีประชาชนขายไฟฟ้าจากโซลาร์เข้าระบบให้ภาครัฐเพียง 46.28 เมกะวัตต์เท่านั้น

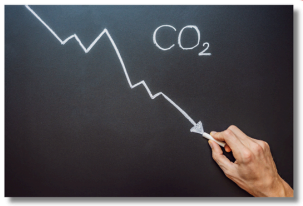
ขณะที่โซลาร์ภาคประชาชนนั้นถูกล็อกไว้ด้วยกลไกรัฐ ทั้งๆ ที่หลังคาของประชาชนทุกคนก็พร้อมที่จะผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และขายเข้าสู่ระบบได้ แต่ภาครัฐกลับเอื้อประโยชน์แก่ภาคเอกชนมากกว่า

สำหรับภาคเอกชน ภาครัฐประกาศเปิดรับการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 3,362.06 เมกะวัตต์ ในปี 2565 พร้อมกับได้สิทธิประโยชน์มากมาย ไม่ว่าจะเป็นอัตราการรับซื้อไฟฟ้าที่สูงกว่าภาคประชาชน การยกเว้นภาษีนำเข้า ยกเว้นภาษีมูลค่าเพิ่ม และสิทธิประโยชน์อื่นๆ อีกมากมาย

ในร่างแผน PDP2024 กำหนดสัดส่วนพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ที่ 16% หรือ 24,412 เมะวัตต์ ในปี 2580 แต่ยังไม่การกำหนดเป้าหมายให้ชัดเจนว่า ใน 16% นี้จะเป็นพลังงานแสงอาทิตย์จากหลังคาโซลาร์เท่าไรทั้งๆ ที่จากผลการศึกษาพบว่า ไทยมีศักยภาพในการติดตั้งรวม 34,741 เมกะวัตต์

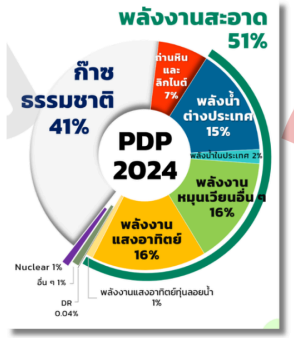
ยังคงใช้ถ่านหิน 7% ในร่างแผน PDP2024

2030



กำหนดเป้าหมาย
การลดการปล่อย
ก๊าซเรือนกระจกลง 40%

2037



กำหนดการผลิตไฟฟ้า
จากโรงไฟฟ้าถ่านหินไว้ที่

7%

2,673 MW

2050

กำหนดเป้าหมาย
การเป็นกลาง
ทางคาร์บอน
ภายในปี 2050

2065

กำหนดเป้าหมาย
ปล่อยก๊าซเรือนกระจก
เป็นศูนย์ภายในปี 2065

ยังคงมีโรงไฟฟ้าถ่านหิน 7% ในปี 2580

โรงไฟฟ้าถ่านหินกำลังสูญเสียความนิยมทั่วโลก อันเนื่องมาจากปัจจัยต่างๆ นอกจากผลกระทบต่อสุขภาพแล้ว ยังส่งผลเสียต่อสิ่งแวดล้อมอย่างยิ่ง เพราะการเผาไหม้ถ่านหินเป็นตัวการสำคัญทำให้เกิดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์เข้าไปสะสมในชั้นบรรยากาศ จนนำไปสู่ภาวะโลกร้อน ทั่วโลกจึงมีความพยายามลดการใช้ถ่านหิน และหันไปพึ่งพิงพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า

ในรายงาน Net Zero by 2050 โดย International Energy Agency (IEA) องค์การพลังงานระหว่างประเทศ เมื่อปี 2022 ระบุว่า การจะบรรลุเป้าหมายคาร์บอนเป็นศูนย์ได้ภายในปี 2050 (พ.ศ.2593) ที่สอดคล้องกับเป้าควบคุมอุณหภูมิโลกไม่ให้เพิ่มเกิน 1.5 องศาเซลเซียส ภายในปี 2050 ทั่วโลกจะต้องหยุดสร้าง ขยายเหมืองถ่านหิน หยุดอนุมัติโครงการสำรวจการแปลงน้ำมันเป็นก๊าซธรรมชาติ และหยุดอนุมัติโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ไม่มีเทคโนโลยีกักเก็บคาร์บอนตั้งแต่ปี 2021 (พ.ศ.2564) ปลดระวางโรงไฟฟ้าถ่านหินและน้ำมันที่ไม่มีเทคโนโลยีกักเก็บคาร์บอนทุกแห่งภายในปี 2040 (พ.ศ.2583) และภายในปี 2050 การใช้ถ่านหินทั่วโลกต้องลดลงจากที่เป็นอยู่อีก 90%

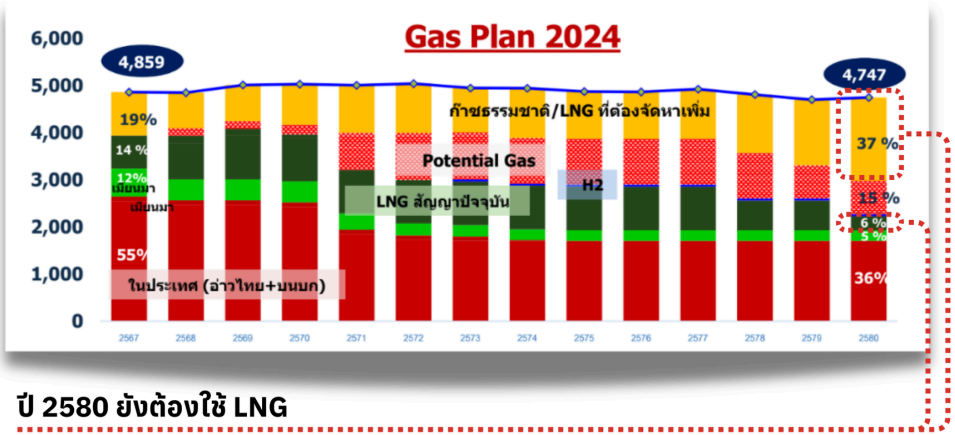
ล่าสุด เมื่อเมษายน 2567 กลุ่มประเทศอุตสาหกรรมชั้นนำ 7 ประเทศ (G7) ประกาศยุติการใช้ถ่านหินที่ไม่มีการกักเก็บคาร์บอน (unabated coal) ภายในปี 2035 (พ.ศ.2578) แต่อาจยืดหยุ่นได้ในบางกรณี เช่น หากรับประกันได้ว่าปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของแต่ละประเทศจะไม่ส่งผลให้โลกร้อนขึ้นเกินกว่า 1.5 องศาเซลเซียส

สำหรับในประเทศไทย ปี 2566 ไฟฟ้าที่ผลิตได้มาจากการใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน/ลิกไนต์ 13.5% โดยที่ในแผน PDP 2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ระบุว่าในปี 2566 ไทยจะมีโรงไฟฟ้าที่มีถ่านหิน/ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง 18.5% และภายในปี 2580 จะมีสัดส่วนอยู่ที่ 11.4%

ในร่างแผน PDP2024 วางการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินไว้ที่ 7% หรือ 2,673 เมกะวัตต์ ในปี 2580 (ค.ศ.2037) แม้จะมีสัดส่วนที่ลดลงจากแผนเดิม แต่เมื่อพิจารณาจากข้อเสนอของ IEA การที่ยังคงเดินหน้าโรงไฟฟ้าจากถ่านหินอาจทำให้โลกไม่สามารถนำไปสู่เป้าหมายคาร์บอนเป็นศูนย์ได้ภายในปี 2050 ซึ่งโรงไฟฟ้าถ่านหินนั้นเป็นพลังงานฟอสซิล ที่ก่อให้เกิดปัญหาสิ่งแวดล้อมและยังเป็นโรงไฟฟ้าที่ปลดปล่อยคาร์บอนมากที่สุดในบรรดาเชื้อเพลิงอื่นๆ สูงถึง 820 gCO_2eq/kWh

ทั้งที่ทั่วโลกหันมาใช้พลังงานหมุนเวียน แต่ประเทศไทยยังคงไว้ซึ่งโรงไฟฟ้าถ่านหิน และยังไม่มีแผนการปลดระวางการใช้โรงไฟฟ้าถ่านหินอย่างชัดเจน

นำเข้า LNG เพิ่มมากขึ้น



ปี 2580 ยังต้องใช้ LNG

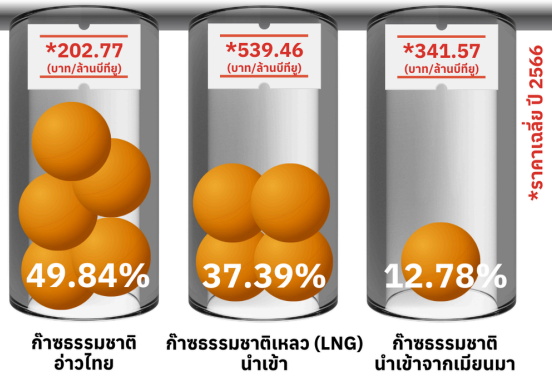
43%

LNG จัดหาเพิ่ม 37%

LNG สัญญาปัจจุบัน 6%

สัดส่วนที่ใช้
ในการผลิตไฟฟ้า (%)

ปี 2566



ก๊าซธรรมชาติ อ่าวไทย | ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) นำเข้า | ก๊าซธรรมชาตินำเข้าจากเมียนมา

ราคา LNG เฉลี่ย (บาท/ล้านบีทียู)

2564	333
2565	789
2566	539

การพึ่งพาและนำเข้า LNG มากขึ้น

ในปี 2566 ประเทศไทยผลิตไฟฟ้าจากการใช้ก๊าซธรรมชาติสูงถึง 58% โดยก๊าซธรรมชาติที่ประเทศไทยนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้ามาจาก 3 แหล่ง ด้วยกันคือ

1) ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย เป็นสัดส่วน 49.84%
2) ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ซึ่งมาจากการนำเข้า เป็นสัดส่วน 37.39%
3) ก๊าซธรรมชาตินำเข้าจากเมียนมา เป็นสัดส่วน 12.78%

แม้ปัจจุบันประเทศไทยจะยังใช้ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยในการผลิตไฟฟ้าเป็นสัดส่วนมากที่สุดจาก ก๊าซธรรมชาติทั้งหมด แต่จะเห็นว่าสัดส่วนการนำเข้าก๊าซเพื่อผลิตไฟฟ้ารวมกันมากกว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติจากในประเทศ โดยที่ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เป็นก๊าซที่มีราคาแพงที่สุดในบรรดาก๊าซที่ใช้ผลิตไฟฟ้าทั้งสามแหล่งนี้

ประเทศไทยนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นเรื่อยๆ นับตั้งแต่ปี 2554 ที่เริ่มมีการนำเข้าด้วยปริมาณ 98 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2554 เป็น 1,455 ล้านลูกบาศก์ฟุตในปี 2566 หรือเพิ่มขึ้นกว่า 1,484% ในช่วง 12 ปีที่ผ่านมา ในการผลิตไฟฟ้าของไทยจากการใช้ก๊าซธรรมชาตินั้น ใช้ราคาก๊าซในแบบที่เรียกว่า Pool Gas ซึ่งหมายถึงการนำเอาราคาก๊าซทั้งสามแหล่งมาหารเฉลี่ยกัน ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) นอกจากจะมีราคาสูงที่สุดแล้ว ยังมีความผันผวนอย่างมากจากสถานการณ์โลก ซึ่งส่งผลโดยตรงต่อราคา Pool Gas ดังเช่นในปี 2565 ราคา Pool Gas ที่ต้องจ่ายในการซื้อมาผลิตไฟฟ้าพุ่งสูงถึง 444 บาท/ล้านบีทียู เนื่องด้วยสงครามรัสเซีย-ยูเครน ที่ส่งผลให้ราคาก๊าซทั่วโลกสูงขึ้น

ร่างแผน PDP2024 วางแผนให้มีโรงไฟฟ้าก๊าซในระบบ 41% ทำให้ประเทศไทยยังต้องพึ่งพาการนำเข้า LNG และในแผน Gas Plan 2024 วางแผนนำเข้า LNG ในปี 2580 คิดเป็น 43% ซึ่งส่วนใหญ่จะถูกนำไปผลิตไฟฟ้า การที่ไทยยังคงใช้ LNG เพิ่มมากขึ้นจะทำให้เกิดความไม่มั่นคงทางพลังงาน เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงที่ต้องนำเข้า ราคาแพงและผันผวน โดยในปี 2564 ราคา LNG อยู่ที่ 333 บาท/ล้านบีทียู แต่ต่อมาในปี 2565 เมื่อเกิดสงครามรัสเซีย-ยูเครน ราคาพุ่งขึ้นเป็น 789 บาท/ล้านบีทียู และส่งผลให้ค่าไฟแพงขึ้น

นอกจากนี้ การที่ประเทศไทยยังคงต้องพึ่งพา LNG เป็นหลัก อาจทำให้ต้องลงทุนก่อสร้างท่าเทียบเรือ LNG แห่งที่ 3 เพื่อรองรับ LNG 10.8 ล้านตัน/ปี ที่มีการอนุมัติไปแล้ว และท่าเรือ FSRU เพื่อรองรับ LNG 2 ล้านตัน/ปี ซึ่งอยู่ในขั้นปรับปรุงแผน โดยการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาตินี้ปรากฏอยู่ในร่างแผน Gas Plan 2024 ซึ่งการขยายท่าเทียบเรือเพื่อนำเข้าก๊าซ LNG คาดว่าต้องใช้เงินลงทุนอีกร่วม 6.6 หมื่นล้านบาท และต้นทุนในการก่อสร้างก็จะถูกส่งผ่านมาไว้ในบิลค่าไฟ

ใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้า

Grey hydrogen : ไฮโดรเจนสีเทา

ผลิตขึ้นโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล
เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน
กระบวนการผลิตยังมีการปล่อย
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ สู่ชั้นบรรยากาศ

ก๊าซธรรมชาติ → การรีฟอร์มด้วยไอน้ำ (CO_2) → H_2 ไฮโดรเจน

0.98-2.93 ดอลลาร์สหรัฐ/กิโลกรัม

Blue hydrogen : ไฮโดรเจนสีฟ้า

ผลิตขึ้นโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะถูกกักเก็บไว้
ใต้พื้นดิน โดยใช้เทคโนโลยี**การดักจับและ**
กักเก็บคาร์บอน มีราคาสูงกว่า Grey hydrogen

ก๊าซธรรมชาติ → การรีฟอร์มด้วยไอน้ำ (CO_2 เก็บใต้พื้นดิน) → H_2 ไฮโดรเจน

1.80-4.68 ดอลลาร์สหรัฐ/กิโลกรัม

Green hydrogen : ไฮโดรเจนสีเขียว

ผลิตจากแหล่ง**พลังงานหมุนเวียน** ตลอดกระบวนการ
ผลิตจะ**ไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์**
ไฮโดรเจนสีเขียวมีปริมาณน้อยมากเมื่อเทียบกับสีอื่น
และมีราคาแพงเพราะต้นทุนการผลิตสูง

พลังงานหมุนเวียน + น้ำ → การแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (O_2) → H_2 ไฮโดรเจน

2.38-5.89 ดอลลาร์สหรัฐ/กิโลกรัม

เพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจน 5% ผสมกับก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้า

ในร่างแผน PDP2024 เป็นครั้งแรกที่มีการวางแผนจะผสมก๊าซไฮโดรเจนลงไปในก๊าซธรรมชาติในสัดส่วน 5% ด้วยตั้งแต่ปี 2573 ตามนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด/เทคโนโลยีทางเลือก เพื่อช่วยลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

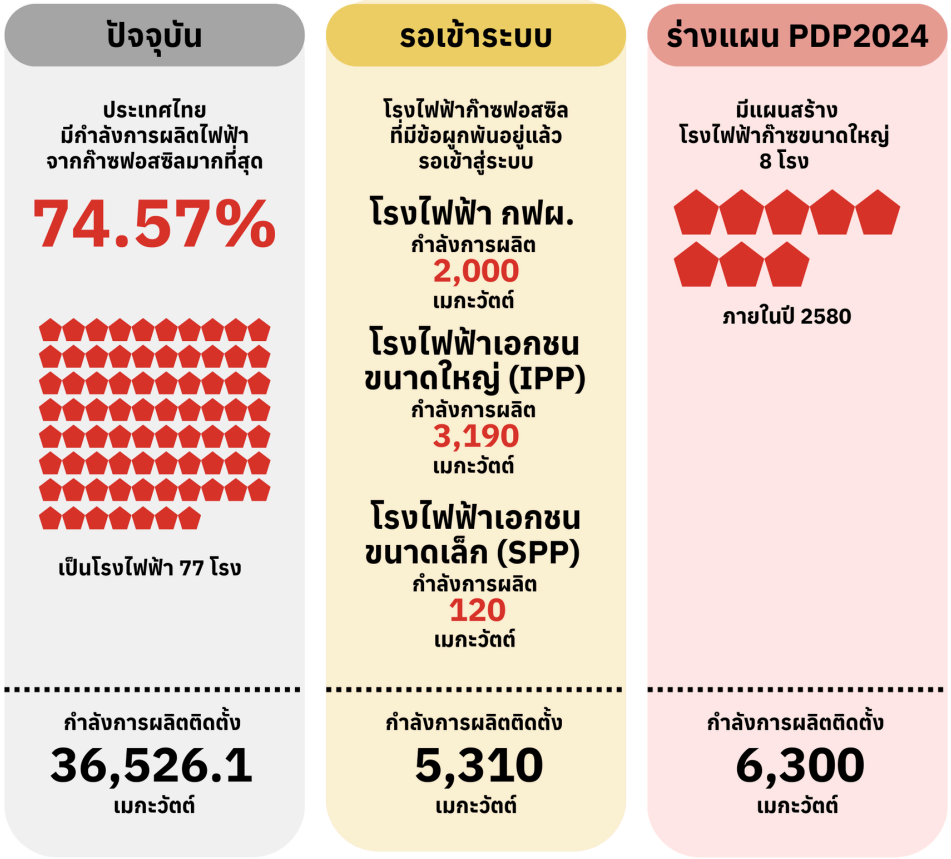
ทั้งนี้ ในเอกสารประกอบการรับฟังความคิดเห็นต่อร่างแผน PDP2024 ไม่มีคำอธิบายว่า ก๊าซไฮโดรเจนที่นำมาผสมในก๊าซธรรมชาติว่าจะเป็นไฮโดรเจนชนิดใด โดยที่กระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนกว่า 90% ในโลกมาจากก๊าซฟอสซิลและถ่านหิน
การได้มาซึ่งไฮโดรเจนแต่ละประเภทขึ้นอยู่กับวิธีการผลิตโดยแบ่งเป็น

1) ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) ก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม หรือพลังงานแสงอาทิตย์ ตลอดกระบวนการผลิตจะไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ไฮโดรเจนสีเขียวมีปริมาณน้อยมากเมื่อเทียบกับสีอื่น และมีราคาแพงเพราะต้นทุนการผลิตสูง
2) ไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue Hydrogen) ผลิตจากก๊าซฟอสซิล และใช้เทคโนโลยีการดักจับคาร์บอนมาจัดการกับการปล่อยคาร์บอน ไฮโดรเจนประเภทนี้มักถูกนำเสนอว่า สามารถลดการปล่อยคาร์บอนได้ อย่างไรก็ตาม ยังมีข้อโต้แย้งว่า ไม่เพียงจะเป็นก๊าซที่ปล่อยคาร์บอนต่ำ แต่กระบวนการผลิตไฮโดรเจนสีฟ้ายังปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณสูง จากการปล่อยก๊าซมีเทน ไฮโดรเจนสีฟ้าปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์น้อยกว่าไฮโดรเจนสีเทาเพียงแค่ 9-12% เท่านั้น แต่ปล่อยก๊าซมีเทนสูงกว่าไฮโดรเจนสีเทา เพราะมีการใช้ก๊าซฟอสซิลสำหรับการดักจับคาร์บอนมากขึ้น หากเทียบกันในกรอบระยะเวลา 20 ปี ก๊าซมีเทนส่งผลให้อุณหภูมิโลกเพิ่มขึ้นมากกว่าคาร์บอนไดออกไซด์ถึง 80 เท่าตัว
3) ไฮโดรเจนสีเทา (Grey Hydrogen) ไฮโดรเจนที่ผลิตขึ้นโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล โดยไม่มีการดักจับคาร์บอน

สำหรับราคาของก๊าซไฮโดรเจน โดยเฉลี่ยแล้วปัจจุบันไฮโดรเจนสีเขียวแพงกว่าไฮโดรเจนสีฟ้า 59% ไปจนถึงปี 2028 (พ.ศ.2571) จึงจะมีราคาถูกกว่าไฮโดรเจนสีฟ้า และการสร้างโรงงานผลิตไฮโดรเจนสีเขียวจะถูกกว่าไฮโดรเจนสีเทาภายในปี 2030 (พ.ศ.2573) ราคาของไฮโดรเจนสีเทาและสีฟ้าจะขึ้นอยู่กับราคาของก๊าซฟอสซิล โดยในปี 2566 ราคาของไฮโดรเจนสีเทาเฉลี่ยอยู่ที่ 0.98-2.93 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัม ส่วนไฮโดรเจนสีฟ้าอยู่ที่ 1.80-4.68 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัม ส่วนราคาของไฮโดรเจนสีเขียว ถ้าใช้ชุดอุปกรณ์แยกน้ำด้วยไฟฟ้าจากจีนจะมีต้นทุนอยู่ที่ 2.38-5.89 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัม แต่ถ้าเป็นชุดอุปกรณ์จากตะวันตก ต้นทุนจะอยู่ที่ 4.18-11.07 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัม

แม้ในร่างแผน PDP2024 จะยังไม่ระบุว่าจะใช้ก๊าซไฮโดรเจนสีใด แต่จากที่ในปัจจุบัน กระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนกว่า 90% ในโลกมาจากก๊าซฟอสซิลและถ่านหิน จึงอาจกล่าวได้ว่า ประเทศไทยมีแนวโน้มจะใช้ก๊าซไฮโดรเจนสีเทาหรือสีฟ้า ซึ่งทั้งสองชนิดผลิตมาจากฟอสซิลและถ่านหิน ดังนั้น การจะใช้ไฮโดรเจนผสมลงไปในก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าจึงไม่ช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เนื่องด้วยกระบวนการผลิตไฮโดรเจนที่ต้องใช้ฟอสซิลและถ่านหินก็ปล่อยก๊าซคาร์บอนได้ออกไซด์อยู่แล้ว อีกทั้งยังมีราคาสูง ซึ่งจะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงมากขึ้นตามไปด้วย

โรงไฟฟ้าก๊าซเอกชนขนาดใหญ่ อีก 8 โรง ในร่างแผน PDP2024



โรงไฟฟ้าก๊าซขนาดใหญ่เพิ่มอย่างน้อย 8 โรง จำนวน 6,300 เมกะวัตต์

ปัจจุบัน (จนถึง 1 พ.ค. 2567) ประเทศไทยมีโรงไฟฟ้า 203 โรง รวมกำลังการผลิตติดตั้ง 48,979.23 เมกะวัตต์ (ไม่รวมโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก หรือ VSPP) จำแนกเป็นโรงไฟฟ้าของ กฟผ. 51 โรง โรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (IPP) 13 โรง โรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก (SPP) 139 โรง และยังมีไฟฟ้าจากการนำเข้าอีก 7,734.9 เมกะวัตต์ รวมแล้วทั้งประเทศมีกำลังการผลิต 56,708.13 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ยังมีโรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) 1,040 โรง กำลังการผลิตรวม 4,248.91 เมกะวัตต์

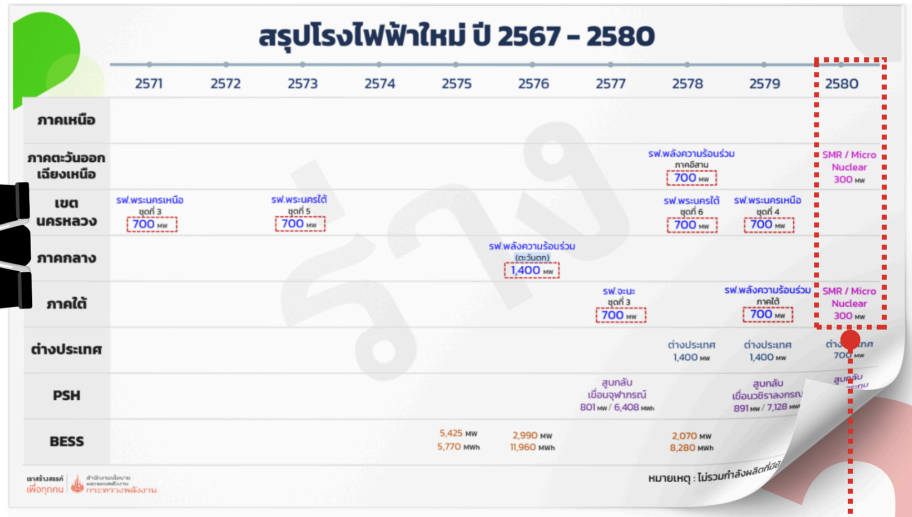
หากพิจารณาจากประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าภายในประเทศ (ไม่รวม VSPP) จะพบว่า จากข้อมูล ณ วันที่ 1 พ.ค. 2567 ประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมากที่สุด 74.57% เป็นโรงไฟฟ้า 77 โรง กำลังการผลิตติดตั้ง 36,526.1 เมกะวัตต์

ล่าสุด ในเดือนเมษายน 2567 ประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบ 50,724.10 เมกะวัตต์ ขณะที่การใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี 2567 เกิดขึ้นในวันที่ 2 พฤษภาคม 2567 อยู่ที่ 36,792.1 เมกะวัตต์ จะเห็นได้ว่าเรามีไฟฟ้าสำรองสูงถึง 13,932 เมกะวัตต์ หรือ 37.87% และสูงกว่าหลักการการสำรองไฟฟ้าไว้ที่ 15% ถึง 22.87%

นอกจากนี้ ยังมีโรงไฟฟ้าก๊าซที่มีข้อผูกพันรอเข้าสู่ระบบอีก 5,310 เมกะวัตต์ในอนาคต แบ่งเป็น โรงไฟฟ้าของ กฟผ. กำลังการผลิต 2,000 เมกะวัตต์ โรงไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) จำนวน 5 โรง กำลังการผลิตรวม 3,190 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP) อีก 120 เมกะวัตต์

จากข้อมูลจะเห็นได้ว่า นอกจากประเทศไทยจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบล้นเกินแล้ว เรายังมีโรงไฟฟ้าก๊าซล้นเกิน และกำลังจะมีเพิ่มมากขึ้นอีกด้วย โดยในร่างแผน PDP2024 วางแผนสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซขนาดใหญ่ 8 โรง กำลังการผลิตรวม 6,300 เมกะวัตต์ ภายในปี 2580 ซึ่งทำให้มีกำลังการผลิตในระบบล้นเกินกว่า 106% ขณะที่ปัจจุบันก็มีกำลังการผลิตล้นเกินอยู่แล้ว 37.87% แต่ในร่างแผน PDP2024 ยังคงเดินหน้าสร้างโรงไฟฟ้าก๊าซเพิ่ม ซึ่งนอกจากจะทำให้ต้นทุนในการก่อสร้างส่งผ่านมายังบิลค่าไฟของเราแล้ว ยังปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และมลพิษอื่นๆ เพิ่มขึ้นอีกด้วย

โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ในร่างแผน PDP2024



แผนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ 2 โรง กำลังการผลิตโรงละ 300 MW ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้

มีนาคม 2023 ข่าวการสูญหายของวัตถุกัมมันตรังสี ซีเซียม-137 จากโรงไฟฟ้า จ.ปราจีนบุรี

รายงานสถานะอุตสาหกรรมนิวเคลียร์โลก ประจำปี 2021 ระบุว่าเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ทั่วโลกลดลง 3.9%

ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้า เครื่อง SMR มีราคาสูงถึง 80.6-89.6 เหรียญสหรัฐ/MWh

โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ 2 โรง ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้ ในปี 2580

ประเทศไทย มีความพยายามจะก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์มาตั้งแต่ปี 2509 และปรากฏอยู่ในแผน PDP ครั้งแรกมาตั้งแต่แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2550-2564 (PDP2007) แล้ว ด้วยเหตุผลว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เป็นทางเลือกที่จะสนองตอบความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น แต่ก็ยังไม่สามารถบรรลุเป้าหมายได้ตามที่รัฐและ กฟผ. วางแผนเอาไว้

ต่อมามีการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ ในปี 2563 และปี 2564 เหลือปีละ 1,000 เมกะวัตต์ ในแผน PDP2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 แต่ในแผน PDP2010 เพิ่มเป็น 5 โรง รวม 5,000 เมกะวัตต์ ซึ่งกำหนดให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 10 ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ เนื่องจากมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำ และไม่ปล่อยก๊าซเรือนกระจก

เหตุภัยพิบัติโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมะในญี่ปุ่นเมื่อวันที่ 11 มี.ค. 2554 นำไปสู่การปรับลดโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เหลือ 4 โรง รวม 4,000 เมกะวัตต์ ในแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 และต่อมามีมติ ครม. เมื่อวันที่ 3 พ.ค. 2554 ให้ลดสัดส่วนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ให้ไม่เกินร้อยละ 5 ของกำลังการผลิตทั้งหมดในระบบและเลื่อนโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ออกไปอีก 3 ปี จากปี 2566 เป็นปี 2569 จากนั้นแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 มีพลังงานนิวเคลียร์อยู่ในแผน 2,000 เมกะวัตต์ ในแผน PDP2015 ยังคงนโยบายจัดสรรโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไว้ปลายแผนตามเดิม กำหนดแผนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ 2 โรง รวม 2,000 เมกะวัตต์

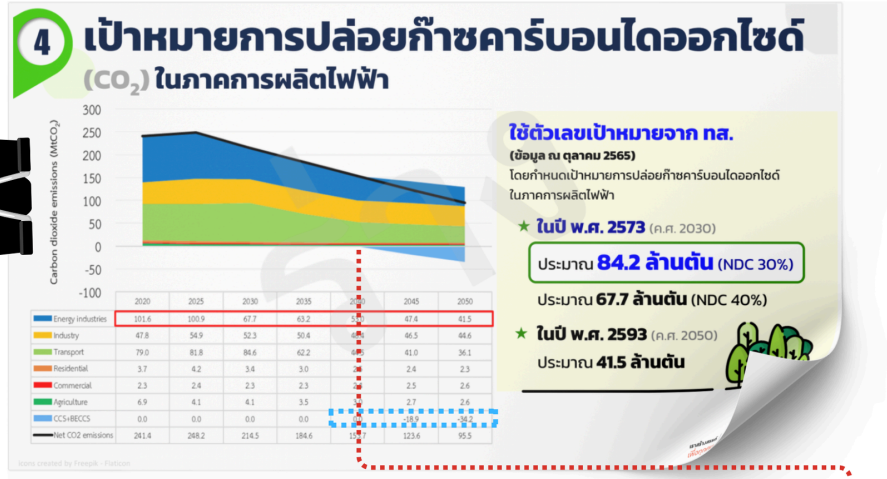
อย่างไรก็ตาม ในแผน PDP2018 และ PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ถอดโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ออกไป โดยหันมาเน้นเชื้อเพลิงก๊าซและพลังงานหมุนเวียนเป็นหลัก

จนกระทั่งในร่างแผน PDP2024 กำหนดให้มีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดเล็ก (SMR) 2 โรง โรงละ 300 เมกะวัตต์ ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 1 โรง และภาคใต้ 1 โรง ในขณะที่ประเทศไทยยังไม่มีระบบการจัดการสารรอันตรายที่ทำให้ประชาชนเชื่อมั่นในความปลอดภัยได้ ดังจะเห็นได้จากหลายกรณีที่ผ่านมา เช่น เหตุการณ์วัสดุกัมมันตรังสีซีเซียม-137 สูญหายจากโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่งในพื้นที่ปราจีนบุรี เมื่อเดือนมีนาคม 2566 ศูนย์ปฏิบัติการฉุกเฉินทางนิวเคลียร์และรังสี ได้รับแจ้งเหตุกรณีวัสดุกัมมันตรังสีสูญหายหลังจากที่สูญหายไป 14 วันแล้ว จนต้องประกาศตามหา และพบหลังจากผ่านไปแล้วเกือบ 10 วันนับจากวันที่แจ้งหาย ทั้งยังถูกหลอมเป็นฝุ่นเหล็กไปแล้ว และดินปนเปื้อนถูกนำไปถมที่ด้านหลังโรงงานหลอมเหล็ก แต่ไม่มีคำอธิบายต่อสาธารณะว่า ซีเซียม-137 หายเพราะอะไร

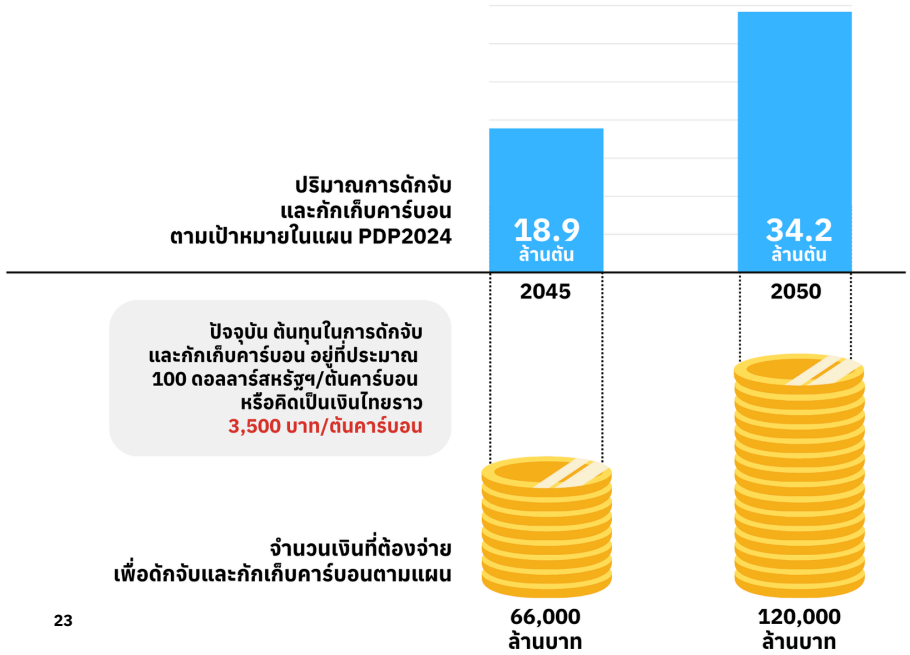
นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาสถานการณ์โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ของโลก ตามรายงานวิเคราะห์ของ Ember องค์กรด้านสิ่งแวดล้อมและพลังงานสะอาด พบว่า การใช้ไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ทั่วโลกก็ลดลงอย่างต่อเนื่องจาก 16.6% ในปี 2000 เหลือเพียง 9.1% ในปี 2023

ไม่เพียงแค่เรื่องความปลอดภัยและเทรนด์ของโลกที่ลดการใช้ไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ลงอย่างต่อเนื่องแล้ว ในด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคียร์ยังพบว่าสูงกว่าพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย โดยต้นทุนการผลิตไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์อยู่ที่ 80.6-89.9 USD/MWh ในขณะที่พลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 29-92 USD/MWh พลังงานลมอยู่ที่ 27-73 USD/MWh เท่านั้น

เทคโนโลยีดักจับ และกักเก็บคาร์บอน (CCS)



เพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ประเทศไทยจะมีการใช้เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) ตั้งแต่ปี 2040 เป็นต้นไป



เทคโนโลยีการดักจับคาร์บอน

ในยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำของประเทศฉบับปรับปรุง (LT-LEDS: Revised Version) ระบุว่า หากประเทศไทยจะบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนปี 2050 (พ.ศ. 2593) และปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเท่ากับศูนย์ในปี 2065 (พ.ศ. 2608) จะต้องมีการใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บคาร์บอนตั้งแต่ปี 2040 (พ.ศ.2583) เป็นต้นไป

นอกจากนี้ยังกำหนดแนวทางการลดก๊าซเรือนกระจกของภาคพลังงาน ประกอบด้วย การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน การพัฒนาระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าให้ทันสมัย การปรับปรุงการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน การส่งเสริมการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า การสร้างแรงจูงใจเพื่อสนับสนุนการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียน การวิจัยพัฒนาและประยุกต์ใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS)

ขณะเดียวกันกระทรวงทรัพยากรและสิ่งแวดล้อมกำหนดเป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้าว่า ในปี 2030 (พ.ศ.2573) จะอยู่ที่ประมาณ 84.2 ล้านตัน และในปี 2050 (พ.ศ.2593) จะอยู่ที่ 41.5 ล้านตัน ในแผนของกระทรวงทรัพยฯ ยังระบุว่า ประเทศไทยจะใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บ 18.9 ล้านตันในปี 2045 (พ.ศ.2588) และ 34.2 ล้านตันในปี 2050 (พ.ศ.2593)

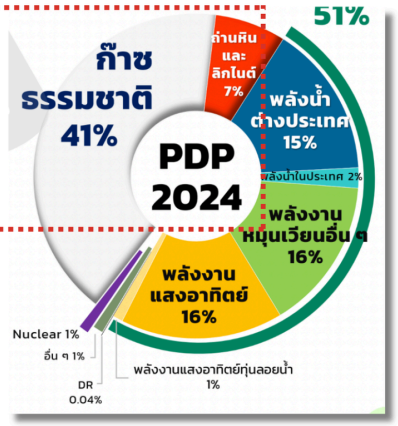
ปัจจุบัน ต้นทุนในการดักจับและกักเก็บคาร์บอนอยู่ที่ประมาณ 100 ดอลลาร์สหรัฐ (ราว 3,500 บาท) ต่อตันคาร์บอน เท่ากับว่าประเทศไทยจะต้องใช้เงินร่วม 6.6 หมื่นล้านบาทภายในปี 2045 และ 1.2 แสนล้านบาทในปี 2050 เพื่อดักจับและกักเก็บคาร์บอนตามแผนดังกล่าว ทั้งนี้ยังไม่นับรวมต้นทางสิ่งแวดล้อม เช่น ราคาคาร์บอน ต้นทุนในการพัฒนาและใช้งาน CCS โดยเมื่อคำนวณต้นทุนคาร์บอนผ่านกลไกการซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ภาษีคาร์บอน และคาร์บอนเครดิตตามร่าง พ.ร.บ.การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ 2567 พบว่า หากคาร์บอนราคาตันละ 100 บาท ต้นทุนไฟฟ้าจากก๊าซฟอสซิลจะเพิ่ม 0.05 บาทต่อหน่วย

ค่าใช้จ่ายในการใช้เทคโนโลยีที่มีราคาสูงนี้ก็จะถูกส่งผ่านมายังประชาชน ทั้งๆ ที่สามารถลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนได้ โดยในร่างแผน PDP2024 ในปี 2580 ประเทศไทยยังคงใช้พลังงานฟอสซิลทั้งก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน รวม 48% ซึ่งปล่อยคาร์บอนในสัดส่วนที่มากกว่าพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ เช่น ลม แสงอาทิตย์ ตัวอย่างเช่น ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่นำไปใช้ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมปล่อยคาร์บอน 765 gCO_2eq/kWh ส่วนโซลาร์จากหลังคาระดับกิจการปล่อยคาร์บอน 48 gCO_2eq/kWh คิดเป็นสัดส่วนน้อยกว่าเกือบ 16 เท่า จากการประเมินต้นทุนคาร์บอนและการลงทุนเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีกักเก็บคาร์บอนข้างต้น จะเห็นว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งปัจจุบันมีราคาถูกกว่าในอดีตมากจะสามารถลดต้นทุนที่ต้องใช้ไปกับการจัดการคาร์บอนได้มากกว่า หากเปลี่ยนจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ จะนำไปสู่ค่าไฟฟ้าที่ถูกลงได้

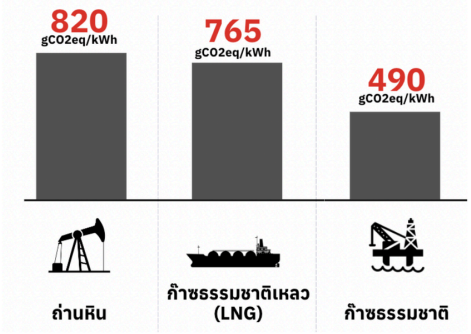
แต่ร่างแผน PDP2024 กลับยังคงสัดส่วนเชื้อเพลิงฟอสซิลไว้ที่ 48% และจะนำเทคโนโลยีที่มีราคาสูงมาใช้แทนเพื่อลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์

ไทยจะไปถึง Net Zero ได้ตามกรอบเวลาหรือไม่

ในร่างแผน PDP2024 ในปี 2580
ประเทศไทยยังคงใช้
เชื้อเพลิงฟอสซิล
ทั้งก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน
รวม 48%



ปริมาณการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ จากเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า



2037 (พ.ศ. 2580)
ร่างแผน PDP2024 ให้ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล
48%

2050 (พ.ศ. 2593)
ประเทศไทย จะบรรลุเป้าหมาย
ความเป็นกลางทางคาร์บอน
ปี 2050

2065 (พ.ศ. 2608)
ประเทศไทย จะบรรลุเป้าหมาย
ปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเท่ากับศูนย์
ปี 2065

ไทยจะไปถึง Net Zero ได้ไหม เมื่อยังใช้พลังงานฟอสซิล 48%

หลังจากอดีตนายกรัฐมนตรี พลเอก ประยุทธ์ จันทร์โอชา ประกาศเป้าหมายใน COP26 ในปี 2564 ว่า ประเทศไทยจะเป็นกลางทางคาร์บอนในปี 2050 (พ.ศ.2593) และปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2065 (พ.ศ.2608) ที่ประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีมติเห็นชอบกรอบแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) กำหนดแนวนโยบายภาคพลังงาน สนับสนุนให้ประเทศไทยมุ่งสู่พลังงานสะอาดและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายใน ค.ศ. 2065-2070 (พ.ศ.2608-2613) แต่ประเทศไทยจะก้าวไปสู่จุดมุ่งหมายนั้นได้อย่างไร ในเมื่อภาคการผลิตไฟฟ้า ยังใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลักในการผลิตไฟฟ้า

จากรายงานการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการใช้พลังงาน ปี 2566 โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ระบุว่า การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ รายภาคเศรษฐกิจของประเทศไทยในปี 2566 รวม 243.6 ล้านตัน CO_2 ภาคเศรษฐกิจที่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มากที่สุดเรียงตามลำดับ ได้แก่

1) ภาคการผลิตไฟฟ้า 89.6 ล้านตัน CO_2
2) ภาคการขนส่ง 86.1 ล้านตัน CO_2
3) ภาคอุตสาหกรรม 59.2 ล้านตัน CO_2
4) ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ 13.2 ล้านตัน CO_2

ภาคการผลิตไฟฟ้าเป็นภาคเศรษฐกิจที่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มากที่สุด โดยเมื่อเทียบสัดส่วนตามเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าแล้วจะพบว่า ในปี 2566 การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซฟอสซิลปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มากที่สุด 65% รองลงมาเป็นถ่านหิน/ลิกไนต์ 34% ส่วนน้ำมันสำเร็จรูปอยู่ที่ 1% เมื่อพิจารณาการการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ตามประเภทเชื้อเพลิง สามารถเรียงลำดับจากมากไปน้อยได้ดังนี้

1) ถ่านหิน 820 gCO_2eq/kWh
2) ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) 765 gCO_2eq/kWh
3) ก๊าซชีวมวล 740 gCO_2eq/kWh
4) ก๊าซธรรมชาติ 490 gCO_2eq/kWh
5) โซลาร์รูฟท็อประดับกิจการ 48 gCO_2eq/kWh
6) โซลาร์รูฟท็อปประชาชน 41 gCO_2eq/kWh
7) พลังน้ำ 24 gCO_2eq/kWh
8) พลังลม 11 gCO_2eq/kWh

จะเห็นได้ว่าเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่มาจากฟอสซิลเป็นเชื้อเพลิงที่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สูง เมื่อเปรียบเทียบกับแหล่งพลังงานอื่นๆ

ในร่างแผน PDP2024 กำหนดให้สร้างโรงไฟฟ้าก๊าซ ประเภทพลังงานความร้อนร่วม ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ไว้อีก 8 โครงการ ขนาดกำลังการผลิตรวม 6,300 เมกะวัตต์ ภายในปี 2580 การที่ในร่างแผน PDP2024 ในปี 2580 ประเทศไทยยังคงใช้พลังงานฟอสซิลทั้งก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน รวม 48% ไม่เพียงต้นทุนในการสร้างและผลิตไฟฟ้าที่จะมาอยู่ในบิลค่าไฟของเราแล้ว ยังในปริมาณมากปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และทั้งหมดนี้สะท้อนว่า แผนการที่ประเทศไทยจะเป็น Net Zero ในปี 2065 นั้นอาจไม่บรรลุผล