สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ฉบับที่ 135

วารสาร นโยบายพลังงาน

www.eppo.go.th

ENERGY TRANSITION 1

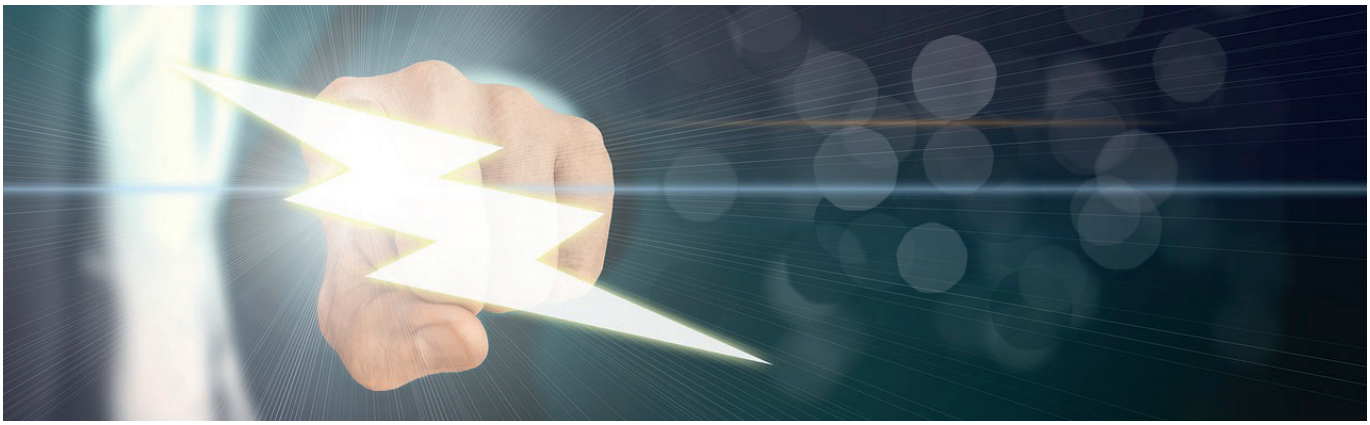
การเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน

- **บทความด้านสถานการณ์พลังงาน**
  สถานการณ์พลังงานปี 2567 และแนวโน้มปี 2568
- **บทความด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน**
  อนาคตพลังงานไทยเสี่ยงอะไร ถ้าไม่มีไฮโดรเจน (สีเขียว) ?
- **บทความด้านปิโตรเลียม**
  สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
  (กันยายน – ธันวาคม 2567)
- **บทความด้านพลังงานต่างแดน**
  บทเรียนสำคัญจากระบบการซื้อขายสิทธิ
  การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของสหภาพยุโรป
  (EU ETS)

ISSN 0859-3701
www.eppo.go.th

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

EPPO TALK



เจ้าของ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

ที่ปรึกษา

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

จัดทำโดย

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน

เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท

เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400

โทร.0 2612 1555 โทรสาร 0 2612 1357

www.eppo.go.th

โลกกำลังเปลี่ยน... และพลังงานคือกุญแจสำคัญสู่อนาคตที่ยั่งยืน

ประเทศไทยกำลังเดินหน้าสู่การเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานอย่างมีเป้าหมาย ภายใต้กรอบแผนพลังงานชาติ พ.ศ. 2565 - 2570 ที่มุ่งสู่การใช้พลังงานสะอาด ลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล และหันมาใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ และพลังงานชีวมวล เพื่อสร้างระบบพลังงานที่มั่นคง เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และตอบโจทย์สังคมคาร์บอนต่ำ

เป้าหมายของไทยชัดเจน!

- ☑ เป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี 2050
- ☑ ปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emissions) ภายในปี 2065

ในฉบับนี้ เราจะพาทุกท่านไปอัปเดตนโยบายการซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบใหม่ที่เปิดโอกาสให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่และผู้ใช้พลังงานสามารถทำสัญญาซื้อขายกันโดยตรง หรือที่เรียกว่า Direct Power Purchase Agreement (Direct PPA) ที่จะเป็นกลไกสำคัญในการเร่งใช้พลังงานสะอาดในประเทศ และพลาดไม่ได้กับการขับเคลื่อนพลังงานไฮโดรเจน ที่กำลังเป็นอีกหนึ่งทางเลือกแห่งอนาคตของระบบพลังงานไทย

นอกจากนี้ยังมีสรุปสถานการณ์พลังงานของไทยปี 2567 และแนวโน้มในปี 2568 และพาไปรู้จักโครงการกักเก็บพลังงานระดับโครงข่ายไฟฟ้าในญี่ปุ่น รวมถึงการถอดบทเรียนจากระบบการซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของสหภาพยุโรป (EU ETS)

ปิดท้ายด้วยกิจกรรมสนุก ๆ ร่วมตอบคำถามชิงของรางวัลสุดพิเศษ 5 รางวัล ทางทีมงานมีของที่ระลึกจัดส่งให้ถึงบ้าน! พร้อมขอความร่วมมือท่านผู้อ่านร่วมตอบแบบสอบถามประเมินการจัดทำวารสารนโยบายพลังงาน เพื่อร่วมกันพัฒนาให้ดียิ่งขึ้น

ติดตามข่าวสารพลังงาน และดาวน์โหลดวารสารฯ ทั้งในรูปแบบ E-Book หรืออ่านออนไลน์ได้ที่เว็บไซต์ www.eppo.go.th

สารบัญ CONTENS

Energy Transition การเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน

สู่อนาคตที่มั่นคงและยั่งยืน

โลกในศตวรรษที่ 21 กำลังเผชิญกับวิกฤติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศอย่างรุนแรง ไม่ว่าจะเป็นอุณหภูมิเฉลี่ยของผิวโลกที่เพิ่มสูงขึ้น สภาพอากาศสุดขั้วที่เกิดถี่ขึ้น ภัยธรรมชาติที่รุนแรงกว่าเดิม รวมไปถึงปัญหาการขาดแคลนทรัพยากรธรรมชาติ ปัจจัยเหล่านี้ล้วนสะท้อนผลกระทบจากการพึ่งพาพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมาอย่างต่อเนื่องและยาวนาน สำหรับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เป็นต้นเหตุสำคัญของปัญหาดังกล่าว ประเทศต่าง ๆ ทั่วโลกเร่งเดินหน้าเข้าสู่กระบวนการ “การเปลี่ยนผ่านพลังงาน (Energy Transition)” โดยมีเป้าหมายคือการลดการใช้พลังงานฟอสซิล และเพิ่มการใช้พลังงานสะอาดหรือพลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น เพื่อสร้างระบบพลังงานที่มีความยั่งยืน มั่นคง และปลอดภัยต่อสิ่งแวดล้อม

สำหรับประเทศไทยได้ตั้งเป้าหมายการมุ่งสู่พลังงานสะอาดและลดการปลดปล่อยก๊าซาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ตามกรอบแผนพลังงานชาติภายในปี ค.ศ. 2065 - 2070 ซึ่งนโยบายการสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานของประเทศไทยนั้นมีหลากหลาย ยกตัวอย่างการสนับสนุนด้านไฟฟ้า อาทิ การเพิ่มสัดส่วนพลังงานทดแทนและพลังงานสะอาดจากโรงไฟฟ้าใหม่โดยมีสัดส่วน RE ไม่น้อยกว่า 50% ปลดล็อคกฎระเบียบการซื้อขายไฟฟ้ารองรับการผลิตเองใช้เอง (Prosumer) ที่มากขึ้น หรือการแสวงหาพลังงานทางเลือกใหม่อย่างพลังงานไฮโดรเจนก็เป็นความท้าทายที่สำคัญ

เรื่องจากปกฉบับนี้ เราจะพาไปติดตามความคืบหน้านโยบายการซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรูปแบบใหม่ที่เปิดโอกาสให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่และผู้ใช้พลังงานสามารถทำสัญญาซื้อขายกันโดยตรง หรือที่เรียกว่า Direct Power Purchase Agreement (Direct PPA) ซึ่งจะเป็นกลไกสำคัญในการเร่งใช้พลังงานสะอาดในประเทศ พร้อมเจาะลึกการเดินหน้าสู่ความท้าทายของการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานของประเทศไทย

นโยบายซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้โดยตรง (Direct PPA)

Direct Power Purchase Agreement (Direct PPA) คือ รูปแบบสัญญาที่เอกชนสามารถทำการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง โดยไม่ผ่านการรวบรวมจากการไฟฟ้า โดยปกติในต่างประเทศจะมีรูปแบบของสัญญา Direct PPA 2 รูปแบบ

1) รูปแบบที่มีการส่งมอบไฟฟ้าจริงทางกายภาพ (Physical Delivery PPA) โดยส่งมอบในพื้นที่ของผู้ใช้ไฟฟ้าเอง หรือส่งมอบไฟฟ้าจากภายนอกพื้นที่ของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งแบ่งเป็นการส่งมอบไฟฟ้าผ่านสายส่งไฟฟ้าที่ดำเนินการเอง หรือการส่งมอบไฟฟ้าผ่านระบบโครงข่ายของการไฟฟ้า

2) รูปแบบที่ไม่มีการส่งมอบไฟฟ้าจริงทางกายภาพ (Virtual/ Financial PPA) ซึ่งจะเป็นลักษณะของสัญญาทางการเงินที่มีการชดเชยส่วนต่างของราคา (Contract for Difference) ระหว่างราคาที่ตกลงกันและราคาซื้อขายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในตลาดซื้อขายไฟฟ้า สัญญานี้จึงถูกใช้เป็นเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า ทั้งนี้ ตัวอย่างประเทศในภูมิภาคอาเซียนที่ใช้รูปแบบของสัญญา Physical Delivery PPA เช่น ประเทศมาเลเซีย และฟิลิปปินส์ เป็นต้น และตัวอย่างประเทศที่ใช้รูปแบบของสัญญา Virtual PPA เช่น ประเทศสิงคโปร์และมาเลเซีย เป็นต้น

ความคืบหน้าการดำเนินการ

การดำเนินการทำสัญญาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าแบบ Direct PPA ในประเทศไทย คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 25 มิถุนายน พ.ศ. 2567 ได้เห็นชอบข้อเสนอแนวทางการดำเนินการโครงการนำร่องการซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Direct PPA ผ่านการขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) (โครงการนำร่องฯ) กรอบเป้าหมายไม่เกิน 2,000 MW โดยอนุญาตให้เฉพาะบริษัท Data Center ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งต้องเป็นการลงทุนขนาดใหญ่ และไม่มีการขายไฟฟ้ากลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของประเทศ และมอบหมายให้กระทรวงพลังงาน (พน.) สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) และสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) ร่วมกันจัดทำรายละเอียด หลักเกณฑ์ และเงื่อนไข การดำเนินการโครงการนำร่องฯ

หลักการนโยบายสำหรับโครงการนำร่องฯ กลุ่มเป้าหมาย จะต้องเป็นบริษัทที่ดำเนินธุรกิจในด้าน Data Center ที่เป็นการลงทุนขนาดใหญ่ และเป็นการลงทุนใหม่

รูปแบบโครงการนำร่องฯ

กระทรวงพลังงาน (พน.) คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และ BOI ได้มีการประชุมหารือแนวทางการจัดทำรายละเอียด หลักเกณฑ์ และเงื่อนไขสำหรับการดำเนินการโครงการนำร่องฯ และรายงานความก้าวหน้าการดำเนินงานตามมาตรการ Direct PPA ต่อ กพช. เมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2567 โดยมีความคืบหน้าสรุปได้ ดังนี้

1. หลักการนโยบายสำหรับโครงการนำร่องฯ

1) กลุ่มเป้าหมาย จะต้องเป็นบริษัทที่ดำเนินธุรกิจในด้าน Data Center ที่เป็นการลงทุนขนาดใหญ่ และเป็นการลงทุนใหม่

2) เป็นการดำเนินการในรูปแบบของการขายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงผ่านการขอใช้บริการ TPA และไม่มีการขายพลังงานไฟฟ้ากลับมาให้ภาครัฐ

3) ผู้ผลิตไฟฟ้า (Supply) ต้องเป็นโรงไฟฟ้าใหม่ที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับภาครัฐหรือโรงไฟฟ้าเดิมที่หมดสัญญากับการไฟฟ้าแล้ว โดยต้องเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานแสงอาทิตย์ หรือ พลังงานลม ทั้งนี้ สามารถใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System) ร่วมด้วยได้

4) กรอบเป้าหมายไม่เกิน 2,000 MW

5) การจัดทำข้อกำหนดการเปิดใช้ TPA Code และอัตราค่าบริการ TPA จะต้องมีการพิจารณาให้มีความเหมาะสมและเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในภาพรวมทั้งประเทศ รวมถึงจะต้องสอดรับกับข้อเสนออัตราค่าบริการ UGT ที่อยู่ระหว่างการดำเนินการด้วย

2. การดำเนินการในระยะต่อไป

1) กกพ. และ BOI จะมีการหารือกับนักลงทุน Data Center เพิ่มเติม ก่อนที่จะมีการกำหนดหลักเกณฑ์เงื่อนไขและพิจารณาอัตรา TPA สำหรับการดำเนินการโครงการนำร่องฯ ต่อไป

2) นอกจากมาตรการ Direct PPA จะสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดได้แล้ว อัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวหรือ UGT ที่ กกพ. อยู่ระหว่างการดำเนินการ ก็เป็นทางเลือกหนึ่งให้นักลงทุนที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดได้เช่นกัน โดย กกพ. ได้กำหนด UGT เป็น 2 รูปแบบ ได้แก่ (1) อัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวแบบไม่เจาะจงแหล่งที่มา (UGT1) และ (2) อัตราค่าบริการไฟฟ้าสีเขียวแบบเจาะจงแหล่งที่มา (UGT2) ทั้งนี้ กกพ. มีกำหนดแผนที่จะประกาศอัตรา UGT1 ภายในเดือนพฤศจิกายน 2567 และประกาศอัตรา UGT2 ภายในเดือนกุมภาพันธ์ 2568

ประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการนำร่องฯ

1) การกระตุ้นเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ โดยคาดว่าการเติบโตของอุตสาหกรรม Data Center จะสร้างผลกระทบเชิงบวกต่อเศรษฐกิจไทยในหลายด้าน เช่น การก่อให้เกิดการลงทุนในประเทศเพิ่มขึ้น การสร้างรายได้ให้ผู้ประกอบการไทยในภาคการก่อสร้างระหว่างการก่อสร้างและติดตั้ง Data Center

2) การส่งเสริมการผลิตและการใช้ไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามเป้าหมาย Carbon Neutrality และ Net Zero Emission ของประเทศ

3) การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันโดยการเริ่มต้นจากโครงการนำร่องฯ ที่ไม่มีความซับซ้อนมากนัก และมีการกำหนดขอบเขตพื้นที่และระยะเวลาดำเนินงานอย่างชัดเจน ผู้เข้าร่วมโครงการสามารถขอใช้บริการและเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ผ่าน TPA ที่มีการทำข้อตกลงล่วงหน้า โดยใช้โครงข่ายระบบส่งของการไฟฟ้า

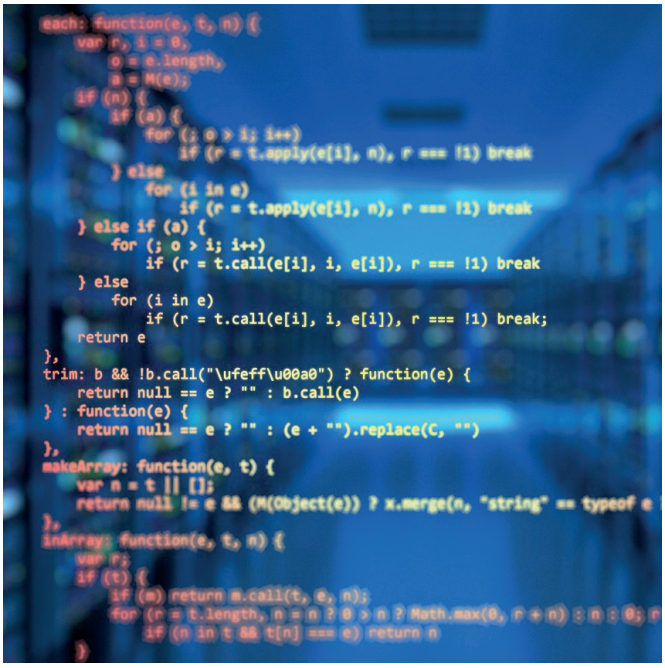
ทั้งนี้ ผลการดำเนินโครงการนำร่องฯ สามารถนำมาวิเคราะห์ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น เพื่อประเมินการขยายการดำเนินการในระยะต่อไป เช่น ตลาดไฟฟ้าที่เปิดเสรีบางส่วน (Partial Deregulated Power Market) ซึ่งเป็นรูปแบบที่ผสมผสานระหว่างการควบคุมของรัฐและกลไกตลาดเสรี โดยยังคงรักษาการกำกับดูแลในบางส่วน ขณะเดียวกันก็เปิดโอกาสให้เกิดการแข่งขันในบางภาคส่วน เพื่อหลีกเลี่ยงความเสี่ยงจากการเปิดเสรีเต็มรูปแบบ ในขณะที่ยังคงมีประโยชน์จากการแข่งขันมาสู่ระบบไฟฟ้าได้ด้วย

ปัญหาอุปสรรค

1) เนื่องจากการจัดทำหลักเกณฑ์ และข้อกำหนดสำหรับโครงการนำร่องฯ จำเป็นต้องพิจารณาข้อมูลหลายมิติพร้อมกัน ทั้งข้อมูลทางด้านเทคนิค เช่น รูปแบบความต้องการไฟฟ้าสีเขียว และลักษณะการใช้ไฟฟ้า ซึ่งเป็นข้อมูลที่ใช้ประกอบการพิจารณากำหนดอัตราค่าบริการ TPA รวมทั้งอัตราค่าบริการ TPA เป็นปัจจัยสำคัญในการพิจารณาการลงทุนของบริษัท Data Center และความชัดเจนของปริมาณความต้องการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

2) ปริมาณความต้องการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสำหรับโครงการนำร่องฯ เป็นข้อมูลที่สำคัญสำหรับประกอบการพิจารณาปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานระบบส่งและระบบจำหน่าย เพื่อรองรับอุตสาหกรรมขนาดใหญ่และความมั่นคงของระบบจำหน่าย ดังนั้น ข้อมูลดังกล่าวจะต้องมีความชัดเจนเพื่อไม่ให้เกิดการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานในการรองรับ Direct PPA ที่เกินความต้องการที่เกิดขึ้นจริง

3) เนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าจากบริษัท Data Center ส่วนใหญ่อยู่ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) ทำให้ระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ปัจจุบันอาจจะไม่สามารถรองรับความต้องการได้ทั้งหมด และจำเป็นต้องมีการลงทุนปรับปรุงและก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ EEC เพิ่มเติม รวมถึงอาจจะพิจารณาแนวทางส่งเสริมให้โครงการ Data Center เกิดขึ้นในพื้นที่อื่น ๆ นอกเขต EEC



สรุปความก้าวหน้าการดำเนินการโครงการนำร่องฯ

ปัจจุบัน คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) อยู่ระหว่างการจัดทำข้อกำหนดการเปิดใช้ TPA และอัตราค่าบริการ TPA เช่น ค่าบริการในการใช้ระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Wheeling Charge) ค่าบริการเชื่อมต่อระบบโครงข่าย (Connection Charge) ค่าบริการด้านความมั่นคงระบบไฟฟ้า (Ancillary Services Charge) ค่าบริการปรับสมดุลปริมาณไฟฟ้า (Imbalance Charge) และค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย (Policy Expense) โดย กกพ. ได้มีการดำเนินการขอรับความเห็นต่อร่างข้อกำหนดการเปิดใช้ TPA จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

ด้านกระทรวงพลังงาน สำนักงาน กกพ. และ BOI อยู่ระหว่างร่วมกันจัดทำรายละเอียด หลักเกณฑ์ และเงื่อนไขการดำเนินการโครงการนำร่องฯ โดยหารือแนวทางการกำหนดหลักเกณฑ์ เช่น วิธีการและเงื่อนไขการคัดเลือกบริษัท Data Center ที่จะสามารถเข้าร่วมโครงการนำร่องฯ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (IT Base Load) ต่อโครงการ ระยะในการเข้าร่วมโครงการ ศักยภาพของระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้า คุณสมบัติของผู้ผลิตไฟฟ้า เป็นต้น

สรุปความคืบหน้าโครงการนำร่องซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Direct PPA

หลักการนโยบาย

- กลุ่มเป้าหมาย บริษัทที่ทำธุรกิจ ด้าน Data Center
- กรอบเป้าหมายไม่เกิน 2,000 MW
- ขายไฟผ่าน TPA ไม่มีการขายไฟกลับให้ภาครัฐ
- โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ไม่ติดสัญญาซื้อขายไฟกับรัฐ หรือโรงไฟฟ้าเดิมที่หมดสัญญากับการไฟฟ้าแล้ว
- ใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System) ร่วมด้วยได้
- TPA Code และ ค่าบริการ TPA เหมาะสม เป็นธรรม สอดรับกับค่าบริการ UGT

ประโยชน์จากโครงการ

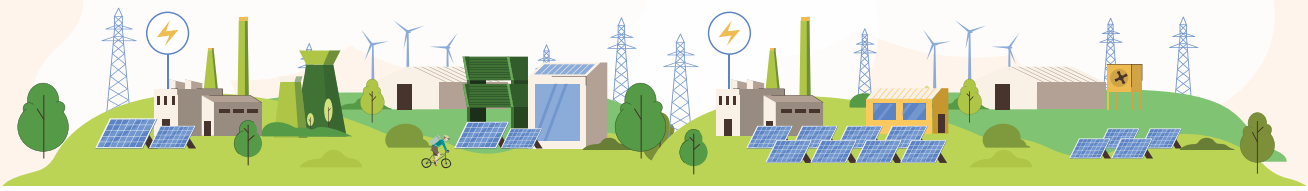
1. เกิดการลงทุนในประเทศเพิ่มขึ้น สร้างรายได้จากอุตสาหกรรม Data Center
2. ส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน ตามเป้า Carbon Neutrality และ Net Zero Emission ของประเทศ

ปัญหาอุปสรรค

1. ความชัดเจนของข้อมูลที่ต้องพิจารณาหลายมิติพร้อมกัน
2. ระบบไฟฟ้าไม่เพียงพอในพื้นที่ EEC ที่เป็นที่ตั้งของ บริษัท Data Center
3. ต้องลงทุนก่อสร้างระบบส่ง และจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม

ความก้าวหน้าการดำเนินการ

- ✓ กกพ. อยู่ระหว่างจัดทำหลักเกณฑ์และอัตราค่าบริการ TPA ทั้งหมด
- ✓ พน. สำนักงาน กกพ. และ BOI อยู่ระหว่างร่วมกันจัดทำหลักเกณฑ์ เงื่อนไขโครงการนำร่องฯ



Hydrogen Policy Pathway ขับเคลื่อนพลังงานไทยสู่อนาคต

อีกด้านของกระบวนการเปลี่ยนผ่านพลังงานนี้ การแสวงหาพลังงานทางเลือกที่สามารถตอบโจทย์ด้านสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และการใช้งานในระดับอุตสาหกรรม จึงเป็นความท้าทายสำคัญ และหนึ่งในพลังงานที่ได้รับความสนใจเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในระดับโลก คือ พลังงานไฮโดรเจน ซึ่งมีจุดเด่นที่สามารถผลิตได้จากแหล่งพลังงานที่หลากหลาย ไม่ว่าจะเป็นก๊าซธรรมชาติ ชีวมวล หรือพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ผ่านกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) หากผลิตโดยใช้พลังงานหมุนเวียน ไฮโดรเจนที่ได้จะไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในกระบวนการผลิต

นอกจากนี้ ไฮโดรเจนยังสามารถนำไปใช้ในภาคพลังงานได้อย่างหลากหลาย ไม่ว่าจะเป็นการใช้เป็นเชื้อเพลิงในยานยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell EV) การผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า และการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมหนัก เช่น เหล็กและปิโตรเคมี เป็นต้น ด้วยศักยภาพที่สามารถเป็นพลังงานทางเลือกที่สะอาด ยืดหยุ่น และรองรับการใช้งานในหลายภาคส่วน ไฮโดรเจนจึงถูกมองว่าเป็น “พลังงานแห่งอนาคต” ที่จะมีบทบาทสำคัญในการขับเคลื่อนการเปลี่ยนผ่านพลังงานของโลก รวมถึงของประเทศไทยในระยะต่อไป

ไฮโดรเจนได้กลายเป็นพลังงานทางเลือกที่หลายประเทศให้ความสำคัญอย่างจริงจัง โดยเฉพาะในบริบทของการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG)

ไฮโดรเจนในเวทีโลก

ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา ไฮโดรเจนได้กลายเป็นพลังงานทางเลือกที่หลายประเทศให้ความสำคัญอย่างจริงจัง โดยเฉพาะในบริบทของการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) เพื่อมุ่งสู่เป้าหมาย “Net Zero Emission” การพัฒนาไฮโดรเจนจึงได้รับการผลักดันในเชิงนโยบายและการลงทุนทั่วโลก ปัจจุบันมีมากกว่า 58 ประเทศที่ประกาศยุทธศาสตร์ไฮโดรเจนระดับชาติ อาทิ ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ เยอรมนี อินเดีย และสหรัฐอเมริกา โดยมีเม็ดเงินสนับสนุนจากภาครัฐรวมกันกว่า 1 แสนล้านดอลลาร์สหรัฐ

สหรัฐอเมริกา ถือเป็นหนึ่งในผู้นำด้านการพัฒนาไฮโดรเจน โดยได้จัดทำแผนยุทธศาสตร์เศรษฐกิจไฮโดรเจนระยะยาว แบ่งเป็น 4 ระยะ ตั้งแต่การสร้างการรับรู้ การลดต้นทุนการผลิต การขยายการใช้งานเชิงพาณิชย์ ไปจนถึงการเป็นผู้นำการส่งออกไฮโดรเจนในปี ค.ศ. 2050

ภายในปี ค.ศ. 2030 สหรัฐฯ ตั้งเป้าผลิตไฮโดรเจนมากกว่า 17 ล้านเมตริกตัน มีรถยนต์ไฮโดรเจน (FCEV) 1.2 ล้านคัน และสถานีเติมไฮโดรเจน 4,000 แห่งทั่วประเทศ รัฐบาลยังลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานภายใต้กฎหมาย Infrastructure Investment and Jobs Act รวมถึงสร้างระบบท่อส่งไฮโดรเจนเฉพาะทาง ยาวกว่า 1,600 ไมล์ และจัดตั้ง “Regional Clean Hydrogen Hubs” อย่างน้อย 4 แห่ง ด้วยงบประมาณกว่า 8 พันล้านดอลลาร์ พร้อมงบเพิ่มอีก 2.5 พันล้านดอลลาร์ เพื่อสร้างสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนทั่วประเทศ

เยอรมนี เป็นผู้นำระดับโลกด้านพลังงานไฮโดรเจน โดยประกาศยุทธศาสตร์ไฮโดรเจนแห่งชาติ (National Hydrogen Strategy) เพื่อมุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. 2045 แผนดังกล่าวครอบคลุมตั้งแต่การผลิต การขนส่ง การใช้งาน และการสนับสนุนด้านกฎหมาย การเงิน และการวิจัย เยอรมนียังได้เปิดตัวโครงการประมูลโรงไฟฟ้าที่สามารถใช้ไฮโดรเจนได้ทันที รวมกำลังผลิต 12.5 กิกะวัตต์ (GW) และจัดสรรงบ 4 พันล้านยูโร ในโครงการ H2Global ซึ่งเป็นกลไกจัดซื้อไฮโดรเจนสะอาดจากต่างประเทศ โดยมีการร่วมมือกับพันธมิตร เช่น เนเธอร์แลนด์ แคนาดา และออสเตรเลีย ในเยอรมนียังพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน เช่น เครือข่ายท่อส่งไฮโดรเจนยาว 9,700 กิโลเมตร ภายในปี 2032 และท่าเรือนำเข้าไฮโดรเจนเพื่อเชื่อมต่อกับตลาดโลก ในด้านเทคโนโลยี เยอรมนีลงทุนในโครงการสำคัญ เช่น Refhyne II และ GET H2 Nukleus ที่เน้นการใช้ไฮโดรเจนในอุตสาหกรรมหนักและการผลิตไฟฟ้า รวมถึงการสาธิตการใช้ไฮโดรเจนในกังหันก๊าซ 100% (Hyflexpower)

ขอบคุณภาพ : https://h2-global.org/

ไฮโดรเจนไม่ได้เป็นเพียงพลังงานทางเลือก แต่กำลังก้าวขึ้นเป็น “พลังงานแห่งยุทธศาสตร์” ที่ช่วยผลักดันการเปลี่ยนผ่านพลังงาน

ญี่ปุ่น เป็นอีกหนึ่งประเทศที่มีบทบาทสำคัญในการพัฒนาไฮโดรเจน โดยมีกฎหมายส่งเสริมสังคมไฮโดรเจน (Hydrogen Society Promotion Act) และการจัดสรรงบประมาณกว่า 3 ล้านล้านเยน เพื่อสนับสนุนตลอดห่วงโซ่อุปทาน ตั้งแต่การผลิตจนถึงการนำเข้าไฮโดรเจนและแอมโมเนีย และที่สำคัญคือการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน ผ่านเทคโนโลยีการร่วมเผาไหม้กับถ่านหินและกังหันก๊าซ ตลอดจนการส่งเสริมยานยนต์ไฮโดรเจน เช่น รถยนต์ รถโดยสาร และรถยกในภาคอุตสาหกรรม โดยมีสถานีเติมไฮโดรเจน (Hydrogen Refuelling Station: HRS) มากกว่า 170 แห่งทั่วประเทศ นอกจากนี้ ญี่ปุ่นยังเป็นผู้นำด้านนวัตกรรม โดยมีการพัฒนาเทคโนโลยีขั้นสูง เช่น กังหันก๊าซที่ใช้ไฮโดรเจน 100% และเตาหลอมเหล็กคาร์บอนต่ำ รวมถึงการขนส่งไฮโดรเจนเหลวจากต่างประเทศเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานในอนาคต

เราจะเห็นว่าไฮโดรเจนไม่ได้เป็นเพียงพลังงานทางเลือก แต่กำลังก้าวขึ้นเป็น “พลังงานแห่งยุทธศาสตร์” ที่ช่วยผลักดันการเปลี่ยนผ่านพลังงาน ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และยกระดับขีดความสามารถทางเศรษฐกิจของประเทศต่าง ๆ ในเวทีโลก

ขอบคุณภาพ : www.enecho.meti.go.jp/en/category/special/article/detail_203.html

สถานีเติมไฮโดรเจนในโตเกียวประเทศญี่ปุ่น

ขอบคุณภาพ :www.enapter.com/en/application/commercial-hydrogen-refueling-station-in-tokyo/

การขับเคลื่อนไฮโดรเจนของประเทศไทย

จากแนวโน้มของโลกที่กำลังเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ประเทศไทยได้แสดงจุดยืนอย่างชัดเจนในการรับมือกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยประกาศเป้าหมาย Carbon Neutrality ภายในปี 2050 และ Net Zero Emissions ภายในปี 2065 ซึ่งถือเป็นกรอบทิศทางสำคัญที่ผลักดันให้ภาครัฐเร่งพัฒนานโยบายพลังงานสะอาดอย่างเป็นระบบ รวมถึงการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานและอุตสาหกรรม โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ดำเนินการจัดทำแผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานของประเทศไทย (ค.ศ. 2025 - 2050) เพื่อกำหนดแนวทางเตรียมความพร้อมของประเทศให้สามารถนำไฮโดรเจนมาใช้เชิงพาณิชย์ได้ตั้งแต่ปี 2030 เป็นต้นไป

โดยกำหนดเป้าหมาย คือ “ประเทศไทยมีความพร้อมสามารถเริ่มมีการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงานตั้งแต่ปี ค.ศ. 2030 และเติบโตอย่างยั่งยืนจนเป็นหนึ่งในทางเลือกที่สำคัญสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. 2050” ในการบรรลุเป้าหมายดังกล่าว แผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน ค.ศ. 2025 - 2050 ได้กำหนดยุทธศาสตร์หลัก 4 ด้าน ประกอบด้วย

ยุทธศาสตร์ 1 การพัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจ: สนับสนุนการสร้างความต้องการใช้ไฮโดรเจน ทั้งในรูปแบบโครงการนำร่องและแรงจูงใจด้านเศรษฐศาสตร์

ยุทธศาสตร์ 2 การส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี: พัฒนาองค์ความรู้ เทคโนโลยี และอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับห่วงโซ่อุปทานไฮโดรเจน

ยุทธศาสตร์ 3 การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน: วางระบบโครงสร้างพื้นฐานรองรับการผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง และการใช้ไฮโดรเจนในอนาคต

ยุทธศาสตร์ 4 การพัฒนากฎระเบียบและมาตรฐาน: ปรับปรุงกฎหมาย มาตรฐาน และกรอบการกำกับดูแลให้สอดคล้องกับเทคโนโลยีไฮโดรเจนและความปลอดภัย

โดยแผนปฏิบัติการแบ่งออกเป็น 3 ระยะ เพื่อค่อย ๆ สร้างความพร้อมและขยายการใช้ไฮโดรเจนในประเทศไทย ประกอบด้วย

- **ระยะสั้น (2025 - 2030):** เป็นช่วงการวางรากฐานผ่านโครงการนำร่องในภาคพลังงาน ขนส่ง หรืออุตสาหกรรม เพื่อทดสอบเทคโนโลยีและรูปแบบการใช้งานจริง ตลอดจนการสร้างระบบสนับสนุน เช่น กฎระเบียบและโครงสร้างพื้นฐานเบื้องต้น
- **ระยะกลาง (2031 - 2040):** มุ่งสู่การใช้งานเชิงพาณิชย์ในวงกว้าง โดยเฉพาะในภาคการผลิตไฟฟ้าและความร้อน พร้อมสนับสนุนด้วยมาตรการส่งเสริมตลาดและการลงทุน
- **ระยะยาว (2041 - 2050):** เป็นการขยายผลและเพิ่มสัดส่วนการใช้ไฮโดรเจนให้มีบทบาทสำคัญในโครงสร้างพลังงานของประเทศ โดยเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมกับบริบทไทย เพื่อให้บรรลุเป้าหมาย Net Zero Emissions ได้อย่างยั่งยืน

ในปัจจุบัน การจัดทำแผนปฏิบัติการการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน ระยะสั้น (ค.ศ. 2025 -2030) เป็นก้าวสำคัญ เนื่องจากเป็นช่วงเวลาที่จะวางรากฐานของระบบไฮโดรเจนในประเทศ ไม่ว่าจะเป็นการเริ่มต้นใช้ในภาคอุตสาหกรรมเป้าหมาย การจัดตั้งสถานีเติมไฮโดรเจน หรือการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานร่วมกับหน่วยงานภาครัฐและเอกชน เพื่อให้ประเทศไทยสามารถเข้าสู่การใช้ไฮโดรเจนอย่างเป็นระบบในอนาคต

ความท้าทายที่ต้องเผชิญ

แม้ประเทศไทยจะเริ่มต้นกำหนดทิศทางนโยบายไฮโดรเจนอย่างเป็นระบบ ผ่านแผนยุทธศาสตร์และกรอบการดำเนินงานที่ชัดเจน แต่การเดินหน้าสู่เป้าหมาย "พลังงานสะอาดในอนาคต" ยังคงต้องเผชิญกับความท้าทายหลายประการ โดยเฉพาะในช่วงเริ่มต้นของการพัฒนาเชิงพาณิชย์

หนึ่งในอุปสรรคสำคัญคือ ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนที่ยังสูง โดยเฉพาะการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวจากพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีต้นทุนไฟฟ้าสูง และยังขาดแรงจูงใจทางเศรษฐกิจ เช่น เงินอุดหนุนหรือสิทธิประโยชน์ด้านภาษีสำหรับการลงทุนในระบบ Electrolyzer ทำให้ไม่สามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ในปัจจุบัน

นอกจากนี้ ประเทศไทยยังขาดโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็น เช่น ระบบท่อส่งไฮโดรเจน โรงเก็บรักษา และสถานีเติมไฮโดรเจนในภาคขนส่ง ซึ่งล้วนเป็นองค์ประกอบหลักที่จะรองรับการใช้ไฮโดรเจนในระดับอุตสาหกรรมและยานยนต์อย่างแพร่หลาย ดังนั้นความไม่พร้อมของโครงสร้างพื้นฐานทำให้ไม่สามารถสร้างระบบนิเวศพลังงานไฮโดรเจนได้อย่างครบวงจร

อีกหนึ่งประเด็นที่ต้องเร่งดำเนินการคือ การพัฒนาและปรับปรุงกฎหมาย มาตรฐาน และข้อกำหนดด้านความปลอดภัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิต การขนส่ง และการใช้งานไฮโดรเจน ซึ่งในปัจจุบันยังไม่มีความชัดเจนเพียงพอ ส่งผลให้ภาคเอกชนยังลังเลในการลงทุนระบบขนาดใหญ่

สุดท้ายคือ การขาดแคลนบุคลากรที่มีทักษะเฉพาะทาง ไม่ว่าจะเป็นด้านเทคโนโลยี Electrolyzer, Fuel Cell, การออกแบบระบบจัดเก็บ หรือการบูรณาการไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม การพัฒนาทรัพยากรมนุษย์จึงเป็นอีกหนึ่งโจทย์สำคัญ หากต้องการให้ไฮโดรเจนกลายเป็นพลังงานหลักในอนาคต

ก้าวสำคัญบนเส้นทางพลังงานใหม่ของประเทศไทย

ไฮโดรเจนไม่ได้เป็นเพียงแค่ "พลังงานแห่งอนาคต" เท่านั้น แต่ยังเป็น "พลังงานเพื่ออนาคตที่ยั่งยืน" ในยุคที่โลกเร่งเดินหน้าสู่เป้าหมาย Net Zero Emission สำหรับการนำไฮโดรเจนมาใช้ในภาคพลังงานถือเป็นอีกหนึ่งทางเลือกสำคัญที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก สำหรับประเทศไทย ไฮโดรเจนจึงไม่ใช่เรื่องไกลตัว แต่เป็นพลังงานทางเลือกที่มีศักยภาพสูงในการช่วยให้ประเทศบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี 2050 แม้ว่าเส้นทางนี้จะเต็มไปด้วยความท้าทาย ทั้งต้นทุนการผลิตที่สูง ความไม่แน่นอนของเทคโนโลยี ข้อจำกัดด้านโครงสร้างพื้นฐาน และการขาดแคลนบุคลากรผู้เชี่ยวชาญ แต่ประเทศไทยก็มีจุดแข็งที่สำคัญ ได้แก่ แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่หลากหลายและมีศักยภาพสูง ความพร้อมบางส่วนของระบบสาธารณูปโภค รวมถึงภาคอุตสาหกรรมที่เข้มแข็งและเป็นฐานที่ดีในการนำไฮโดรเจนมาใช้

นอกจากนี้ ความร่วมมือระหว่างประเทศกับพันธมิตรชั้นนำอย่างญี่ปุ่น ออสเตรเลีย และซาอุดิอาระเบีย ยังเป็นโอกาสสำคัญที่จะช่วยเร่งพัฒนาเทคโนโลยีและขยายตลาดไฮโดรเจนในประเทศไทย หากประเทศไทยสามารถต่อยอดจุดแข็งเหล่านี้ด้วยนโยบายที่ชัดเจน แผนงานที่เป็นรูปธรรม และกลไกส่งเสริมที่ทันสมัยและครอบคลุม ไฮโดรเจนจะกลายเป็นพลังงานหลักที่ขับเคลื่อนประเทศไทยสู่สังคมคาร์บอนต่ำอย่างมั่นคงและยั่งยืนในอนาคต

เอกสารอ้างอิง

- International Energy Agency : IEA (2564). Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector.
- International Energy Agency : IEA (2567). Global Hydrogen Review 2024/ https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ (2566). รายงานฉบับสุดท้าย โครงการจัดทำแผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน.

สถานการณ์พลังงานปี 2567
และแนวโน้มพลังงานปี 2568

สถานการณ์พลังงาน ปี 2567

สถานการณ์พลังงานปี 2567 การใช้พลังงานขั้นต้นเชิงพาณิชย์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.0 โดยเพิ่มขึ้นเกือบทุกชนิดเชื้อเพลิง ทั้งในส่วนของการใช้น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ การใช้ถ่านหินและการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า ในขณะที่การใช้ลิกไนต์ลดลงจากการใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง ทั้งนี้ การใช้น้ำมันเติบโตจากการใช้น้ำมันเครื่องบินที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากความต้องการเดินทางของนักท่องเที่ยวทั้งชาวไทยและชาวต่างชาติเพิ่มสูงขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งนักท่องเที่ยวต่างชาติจากมาตรการสนับสนุนการท่องเที่ยวของรัฐบาล สำหรับก๊าซธรรมชาติเติบโตจากความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและการใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ และการใช้ไฟฟ้าในปี 2567 เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 จากการขยายตัวทางเศรษฐกิจและสภาพอากาศที่ร้อนโดยเพิ่มขึ้นสูงในสาขาครัวเรือนและธุรกิจ

ภาพรวมเศรษฐกิจ

ภาพรวมอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทยในปี 2567 จากสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับสถานการณ์พลังงานของประเทศ พบว่าในปี 2567 เศรษฐกิจของประเทศไทยขยายตัวอยู่ที่ร้อยละ 2.5 โดยมีปัจจัยหลักจากการบริโภคของภาคเอกชนและการอุปโภคภาครัฐบาลที่ขยายตัวร้อยละ 4.4 และ 2.5 ตามลำดับ ประกอบกับการลงทุนภาครัฐที่ขยายตัวร้อยละ 4.8 ขณะที่การลงทุนภาคเอกชนลดลงร้อยละ 1.6 ในส่วนของมูลค่าการส่งออกสินค้าขยายตัว ร้อยละ 5.8 ตามปริมาณการส่งออกที่ขยายตัวร้อยละ 4.4 ขณะที่ราคาส่งออกเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4 โดยมูลค่าการส่งออกสินค้าเกษตรขยายตัวร้อยละ 8.0 สินค้าที่มีมูลค่าการส่งออกขยายตัว ได้แก่ ข้าวและยางพารา ส่วนมูลค่าการส่งออกสินค้าอุตสาหกรรมขยายตัวร้อยละ 4.2 ซึ่งอุตสาหกรรมที่มีการส่งออกขยายตัว ได้แก่ อาหาร เครื่องดื่ม ผลิตภัณฑ์ยาง และอิเล็กทรอนิกส์ เป็นต้น ขณะที่การส่งออกยานยนต์และเครื่องใช้ไฟฟ้าลดลง

ทั้งนี้ อัตราการใช้กำลังผลิตในภาคอุตสาหกรรมอยู่ที่ร้อยละ 58.4 ต่ำกว่าปีก่อนซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 59.6 ส่วนภาคการท่องเที่ยวขยายตัวดีอย่างต่อเนื่อง โดยในสาขาที่พักแรมและบริการด้านอาหารขยายตัวร้อยละ 9.5 ทั้งนี้ในปี 2567 มีนักท่องเที่ยวต่างชาติที่เดินทางเข้ามาท่องเที่ยวในประเทศไทยจำนวน 35.55 ล้านคน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนซึ่งอยู่ที่ 28.15 ล้านคน ประกอบกับการขยายตัวของการท่องเที่ยวภายในประเทศที่เพิ่มขึ้น จากมาตรการส่งเสริมกิจกรรมการท่องเที่ยวในประเทศอย่างต่อเนื่องและวันหยุดยาว

ในช่วงสิ้นปี ส่งผลให้อัตราการเข้าพักแรมอยู่ที่ร้อยละ 72 สูงกว่าปีก่อนซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 67 นอกจากนี้ ในส่วนของสาขาการขายส่งและการขายปลีกขยายตัวร้อยละ 3.8

การใช้พลังงานขั้นต้น

การใช้พลังงานขั้นต้น ในปี 2567 อยู่ที่ 2,046 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.0 โดยเพิ่มขึ้นเกือบทุกชนิดเชื้อเพลิง ในส่วนของการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.5 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 จากความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น การใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9 และการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.3 จากไฟฟ้านำเข้าที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่การใช้ลิกไนต์ลดลงร้อยละ 1.0 จากการใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง

การใช้พลังงานขั้นต้น

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ปี	2564	2565	2566	2567	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)
ปริมาณการใช้	1,993	1,985	2,007	2,046	2.0
น้ำมัน	705	810	812	824	1.5
ก๊าซธรรมชาติ	849	763	838	857	2.2
ถ่านหิน	301	269	226	230	1.9
ลิกไนต์	73	71	64	63	-1.0
ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	65	72	67	72	7.3

สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

(1) น้ำมันสำเร็จรูป การใช้น้ำมันสำเร็จรูปปี 2567 อยู่ที่ระดับ 140.6 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.8 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

■ ***น้ำมันดีเซล*** ปริมาณการใช้เฉลี่ยในปี 2567 อยู่ที่ 68.8 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.05 จากฐานการใช้ที่สูงกว่าปกติในปีก่อน เนื่องจากมีนโยบายให้ใช้น้ำมันดีเซลในโรงไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติในช่วงต้นปี 2566 ที่ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) มีราคาสูง ประกอบกับความต้องการใช้ในภาคขนส่งทางบกที่ลดลง

■ ***น้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล*** ปริมาณการใช้เฉลี่ยปี 2567 อยู่ที่ 31.4 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.3 ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากการขยายตัวของโครงข่ายรถไฟฟ้าและการเพิ่มขึ้นของยานยนต์ไฟฟ้าประเภท BEV จากข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2567 มี BEV ที่จดทะเบียนสะสม อยู่ที่ 227,490 คัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนถึงร้อยละ 72.5 โดยส่วนใหญ่ร้อยละ 70 เป็นรถยนต์นั่งและรถกระบะ ส่วนรถจักรยานยนต์อยู่ที่สัดส่วนร้อยละ 28 โดยมีสถานีอัดประจุไฟฟ้า 3,429 สถานี จำนวนหัวจ่ายรวม 11,467 หัวจ่าย (Fast Charger จำนวน 5,782 หัวจ่าย และ Normal Charger จำนวน 5,685 หัวจ่าย)

■ ***น้ำมันเครื่องบิน*** มีปริมาณการใช้เฉลี่ยในปี 2567 อยู่ที่ 16.2 ล้านลิตรต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 18.7 เนื่องจากความต้องการเดินทางของนักท่องเที่ยวทั้งชาวไทยและชาวต่างชาติเพิ่มสูงขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งนักท่องเที่ยวต่างชาติ ส่วนหนึ่งเป็นผลจากมาตรการสนับสนุนการท่องเที่ยวของรัฐบาลในการให้สิทธิยกเว้นการตรวจลงตรา (ฟรีวีซ่า) สำหรับนักท่องเที่ยวในหลายประเทศที่พำนักในไทยไม่เกิน 60 วัน ทั้งนี้ ในปี 2567 จำนวนนักท่องเที่ยวชาวต่างชาติที่เดินทางเข้าประเทศไทยอยู่ที่ 35.55 ล้านคน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนซึ่งอยู่ที่ 28.15 ล้านคน โดยร้อยละ 73 เป็นนักท่องเที่ยวจากภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก (ส่วนใหญ่เป็นนักท่องเที่ยวจากประเทศจีนร้อยละ 19 และประเทศมาเลเซียร้อยละ 14)

■ ***น้ำมันเตา*** มีปริมาณการใช้เฉลี่ยในปี 2567 อยู่ที่ 5.1 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 6.5

การใช้น้ำมันสำเร็จรูป

หน่วย: ล้านลิตรต่อวัน

ปี	2564	2565	2566	2567	สัดส่วน
ปริมาณการใช้	**120.2**	**137.5**	**138.4**	**140.6**	**100**
เบนซินและแก๊สโซฮอล	29.0	30.2	31.4	31.4	22
ดีเซล	63.2	73.1	68.9	68.8	49
น้ำมันเครื่องบิน*	4.9	9.2	13.7	16.2	11
น้ำมันเตา	5.6	6.4	5.4	5.1	4
LPG**	17.5	18.6	19.0	19.1	14
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	**-5.8**	**14.4**	**0.7**	**1.8**	
เบนซินและแก๊สโซฮอล	-8.7	3.9	4.0	0.3	
ดีเซล	-3.8	15.7	-5.7	0.05	
น้ำมันเครื่องบิน*	-35.3	87.7	49.9	18.7	
น้ำมันเตา	15.2	15.4	-15.8	-6.5	
LPG**	-1.5	6.3	1.7	1.0	

หมายเหตุ: * น้ำมันเครื่องบินและน้ำมันก๊าด

** ไม่รวมการใช้ LPG ที่ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

■ ***LPG โพรเพน และบิวเทน*** การใช้ในปี 2567 อยู่ที่ระดับ 6,777 พันตัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.6 เมื่อเทียบกับปีก่อน ทั้งนี้จำแนกเป็น **การใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี** ซึ่งมีสัดส่วนการใช้สูงสุดคิดเป็นร้อยละ 44 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0 **การใช้ภาคครัวเรือน** ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 31 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.5 **การใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์** สัดส่วนร้อยละ 14 การใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.5 จากการที่ผู้ใช้รถส่วนหนึ่งเลือกใช้ LPG ในช่วงที่น้ำมันมีราคาสูง ในขณะที่**การใช้ในภาคอุตสาหกรรม**มีสัดส่วนร้อยละ 10 มีการใช้ลดลงร้อยละ 6.0 สอดคล้องกับอัตราการใช้กำลังผลิตในภาคอุตสาหกรรมที่ลดลง และ**การใช้เอง** ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 1 มีการใช้ลดลงร้อยละ 22.3

การใช้ LPG โพรเพน และบิวเทน

หน่วย: พันตัน

ปี	2564	2565	2566	2567	สัดส่วน
ปริมาณการใช้	**6,105**	**6,448**	**6,542**	**6,777**	**100**
ครัวเรือน	2,049	2,070	2,058	2,089	31
อุตสาหกรรม	664	689	691	650	10
รถยนต์	668	871	901	969	14
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	2,648	2,774	2,804	3,002	44
ใช้เอง	76	44	88	68	1
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	**6.4**	**5.6**	**1.5**	**3.6**	
ครัวเรือน	0.8	1.0	-0.6	1.5	
อุตสาหกรรม	8.5	3.8	0.3	-6.0	
รถยนต์	-11.2	30.3	3.5	7.5	
อุตสาหกรรมปิโตรเคมี	18.7	4.8	1.1	7.0	
ใช้เอง	-33.0	-41.5	97.9	-22.3	

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย: ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ปี	2564	2565	2566	2567	สัดส่วน
ปริมาณการใช้	**4,395**	**4,143**	**4,410**	**4,496**	**100**
ผลิตไฟฟ้า	2,603	2,437	2,731	2,886	64
อุตสาหกรรม	770	804	777	677	15
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ	909	780	783	834	19
รถยนต์	112	122	119	99	2
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	**0.3**	**-5.7**	**6.4**	**2.2**	
ผลิตไฟฟ้า	-0.1	-6.4	12.0	6.0	
อุตสาหกรรม	6.4	4.4	-3.3	-12.7	
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ	-0.3	-14.2	0.4	6.8	
รถยนต์ NGV	-19.3	8.8	-2.5	-16.3	

(2) **ก๊าซธรรมชาติ** ในปี 2567 มีปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 4,496 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 โดยมาจาก**การใช้เพื่อผลิตไฟฟ้า** ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.0 ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มากขึ้นจากเศรษฐกิจที่ขยายตัว และ**การใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่น ๆ** ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.8 ในขณะที่**การใช้ในภาคอุตสาหกรรม** ลดลงร้อยละ 12.7 ตามการผลิตสินค้าในภาคอุตสาหกรรมที่ชะลอตัวลง และ**การใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ (NGV)** ลดลงร้อยละ 16.3

ก๊าซธรรมชาติ ในปี 2567 มีปริมาณการใช้ อยู่ที่ระดับ 4,496 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

(3) ถ่านหิน/ลิกไนต์ ในปี 2567 มีการใช้รวมทั้งสิ้นอยู่ที่ระดับ 14,672 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.5 โดยการใช้ **ถ่านหินนำเข้า** อยู่ที่ 11,517 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 จากการใช้ที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้า IPP ที่ร้อยละ 37.1 ขณะที่การใช้ในโรงไฟฟ้า SPP ลดลงร้อยละ 38.2 และการใช้ในภาคอุตสาหกรรมลดลงร้อยละ 0.4 สำหรับการใช้ ***ลิกไนต์*** ในปี 2567 อยู่ที่ 3,155 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 0.8 โดยการใช้ลิกไนต์ทั้งหมดในปี 2567 เป็นการใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.

การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ ในปี 2567 อยู่ที่ 14,672 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.5

การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์

หน่วย: พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปี	2564	2565	2566	2567	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	สัดส่วน
ความต้องการใช้	**18,682**	**16,997**	**14,450**	**14,672**	**1.5**	
ปริมาณการใช้ถ่านหิน	**15,033**	**13,440**	**11,271**	**11,517**	**2.2**	**100**
- ผลิตกระแสไฟฟ้า (IPP/SPP)	4,931	5,202	4,275	4,547	6.5	39
- อุตสาหกรรม	10,102	8,239	6,996	6,970	-0.4	61
ปริมาณการใช้ลิกไนต์	**3,650**	**3,557**	**3,179**	**3,155**	**-0.8**	**100**
- ผลิตกระแสไฟฟ้า	3,528	3,383	3,157	3,155	-0.1	100
- อุตสาหกรรม	121	174	22	-	-	-

(4) ไฟฟ้า

■ ***ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้า***[1] (System Peak) ของปี 2567 เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 2 พฤษภาคม 2567 เวลา 22.24 น. อยู่ที่ระดับ 36,792 MW เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6 เมื่อเทียบกับความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้าของปีก่อน

■ ***การผลิตไฟฟ้า***[2] ในปี 2567 อยู่ที่ 235,500 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.5 โดยการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนสูงสุด ร้อยละ 58 มีปริมาณการผลิตอยู่ที่ 136,373 ล้านหน่วย เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.4 สำหรับไฟฟ้านำเข้า/แลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.7 ส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินนำเข้า/ลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.3 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำและน้ำมันลดลงร้อยละ 2.6 และ 68.9 ตามลำดับ

■ ***การใช้ไฟฟ้า***[3] ในปี 2567 อยู่ที่ 214,469 ล้านหน่วย (GWh) เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 จากการขยายตัวทางเศรษฐกิจและสภาพอากาศที่ร้อน ซึ่งส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าใน**สาขาธุรกิจ**เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4 โดยเฉพาะอย่างยิ่งการใช้ไฟฟ้าในโรงแรมที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.7 สอดคล้องกับอัตราการเข้าพักแรมในปี 2567 ซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 72 สูงกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน ซึ่งอยู่ที่ร้อยละ 67 ส่วนการใช้ไฟฟ้าของอะพาร์ตเมนต์และเกสต์เฮาส์ ห้างสรรพสินค้า ขายปลีก และขายส่ง เพิ่มขึ้นร้อยละ 10.6 4.2 6.9

และ 4.2 ตามลำดับ สอดคล้องกับการบริโภคของภาคเอกชนที่ขยายตัวร้อยละ 4.4 สำหรับการใช้ไฟฟ้าใน**สาขาครัวเรือน**เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7 ส่วนหนึ่งเกิดจากสภาพอากาศที่ร้อนส่งผลให้มีความต้องการไฟฟ้าในเครื่องปรับอากาศเพื่อทำความเย็นเพิ่มขึ้น ส่วนการใช้ไฟฟ้าใน**สาขาอุตสาหกรรม**ซึ่งมีสัดส่วนการใช้ร้อยละ 41 มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 โดยเฉพาะอย่างยิ่งการใช้ไฟฟ้าในอุตสาหกรรมอาหาร อิเล็กทรอนิกส์ เหล็กและโลหะพื้นฐาน และพลาสติก ที่มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.0 7.6 0.2 และ 3.3 ตามลำดับ ขณะที่อุตสาหกรรมยานยนต์ใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5.6 ตามการส่งออกยานยนต์ที่ลดลง

การใช้ไฟฟ้า

หน่วย: ล้านหน่วย

ปี	2564	2565	2566	2567	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	สัดส่วน
ปริมาณการใช้	**190,468**	**197,256**	**203,923**	**214,469**	**5.2**	**100**
อุตสาหกรรม	86,427	88,574	86,274	88,226	2.3	41
ครัวเรือน	54,290	53,747	57,726	62,187	7.7	29
ธุรกิจ	41,529	46,097	49,962	53,184	6.4	25
อื่นๆ*	8,222	8,837	9,961	10,872	9.1	5

หมายเหตุ: *สาขาอื่นๆ ได้แก่ องค์กรไม่แสวงหากำไร สูบน้ำเพื่อการเกษตร ไฟฟ้าชั่วคราว และไฟฟ้าสาธารณะ

[1] ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้า ไม่รวม Peak ของผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS) [2]
[2] การผลิตไฟฟ้า ไม่รวมผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS)
[3] การใช้ไฟฟ้า ไม่รวมผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (IPS)

ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft)

หน่วย: สตางค์ต่อหน่วย

เดือนเรียกเก็บ	Ft ขายปลีก	เปลี่ยนแปลง
ม.ค. - เม.ย. 2565	1.39	16.71
พ.ค. - ส.ค. 2565	24.77	23.38
ก.ย. - ธ.ค. 2565	93.43	68.66
ม.ค. - เม.ย. 2566	บ้านอยู่อาศัย 93.43 / ประเภทอื่นๆ 154.92	บ้านอยู่อาศัย 0.00 / ประเภทอื่นๆ 64.49
พ.ค. - ส.ค. 2566	91.19	บ้านอยู่อาศัย -2.24 / ประเภทอื่นๆ -63.73
ก.ย. - ธ.ค. 2566	20.48	-70.71
ม.ค. - เม.ย. 2567	39.72	+19.24
พ.ค. - ส.ค. 2567	39.72	0.00
ก.ย. - ธ.ค. 2567	39.72	0.00

■ **ค่าเอฟที** ในปี 2567 มีรายละเอียด ดังนี้

ครั้งที่ 1 : ช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2567 อยู่ที่อัตรา 39.72 สตางค์ต่อหน่วย ปรับเพิ่มขึ้น 19.24 สตางค์ต่อหน่วย ภายหลังจากที่ลดลง 70.71 สตางค์ต่อหน่วย ในช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2566 ตามมติคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 18 กันยายน 2566 ที่เห็นชอบในหลักการมาตรการลดภาระค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าให้แก่ประชาชน ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ

ครั้งที่ 2 : ช่วงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2567 อยู่ที่อัตรา 39.72 สตางค์ต่อหน่วย คงที่เท่ากับช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2567

ครั้งที่ 3 : ช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2567 อยู่ที่อัตรา 39.72 สตางค์ต่อหน่วย คงที่เท่ากับช่วงเดือนมกราคม - สิงหาคม 2567

แนวโน้มพลังงานปี 2568

ความต้องการใช้พลังงานของประเทศปี 2568 คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9 เมื่อเทียบกับปี 2567 จากการเพิ่มขึ้นของการใช้น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และการใช้ถ่านหิน ตามแนวโน้มเศรษฐกิจภายในประเทศที่ปรับตัวดีขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากการขยายตัวต่อเนื่องของการบริโภคภาคเอกชนและการลงทุนภาคเอกชน การฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวและบริการที่เกี่ยวเนื่อง รวมทั้งการขยายตัวต่อเนื่องของการส่งออกสินค้า สำหรับการใช้น้ำมันคาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากการใช้น้ำมันทุกประเภท และการใช้ไฟฟ้าคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9

แนวโน้มพลังงานปี 2568

การจัดทำแนวโน้มความต้องการใช้พลังงานของประเทศปี 2568 มีการพิจารณาสมมติฐานสำหรับการประมาณการที่สำคัญ ได้แก่ แนวโน้มการขยายตัวของเศรษฐกิจภายในประเทศ (GDP) ของสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2568 ที่คาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2568 จะขยายตัวในช่วงร้อยละ 2.3 - 3.3 (ค่ากลางการประมาณการร้อยละ 2.8) โดยมีปัจจัยสนับสนุนที่สำคัญจากการขยายตัวของการอุปโภคบริโภคและการลงทุนภาคเอกชน การฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวและบริการที่เกี่ยวเนื่อง และการขยายตัวต่อเนื่องของการส่งออก

สำหรับราคาน้ำมันดิบดูไบในปี 2568 สศช. คาดว่าจะอยู่ในช่วง 75.0 - 85.0 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล อัตราแลกเปลี่ยนในปี 2568 คาดว่าอยู่ในช่วง 34.5 - 35.5 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ และเศรษฐกิจโลกปี 2568 ที่คาดว่าจะขยายตัวร้อยละ 3.0 ทั้งนี้ แนวโน้มความต้องการใช้พลังงานของประเทศปี 2568 สรุปได้ดังนี้

1. ความต้องการพลังงานขั้นต้น ปี 2568 คาดว่าอยู่ที่ระดับ 2,105 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9 เมื่อเทียบกับปี 2567 จากการเพิ่มขึ้นของการใช้น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และการใช้ถ่านหิน สอดคล้องกับการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

การใช้พลังงานขั้นต้น

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ปี	2564	2565	2566	2567	2568[f]
การใช้พลังงานรวม	**1,993**	**1,985**	**2,007**	**2,046**	**2,105**
น้ำมัน	705	810	812	824	853
ก๊าซธรรมชาติ	849	763	838	857	881
ถ่านหิน/ลิกไนต์	374	341	290	293	300
ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	65	72	67	72	71
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	**-1.0**	**-0.4**	**1.1**	**2.0**	**2.9**
น้ำมัน	-5.5	14.9	0.3	1.5	3.5
ก๊าซธรรมชาติ	0.6	-10.1	9.8	2.2	2.8
ถ่านหิน/ลิกไนต์	2.7	-9.0	-15.0	1.3	2.5
ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	11.4	11.1	-6.4	7.3	-2.1

หมายเหตุ: f เป็นข้อมูลประมาณการ

■ **การใช้น้ำมัน** คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 เมื่อเทียบกับปี 2567 โดยคาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากการใช้น้ำมันทุกประเภท โดยเฉพาะการเพิ่มขึ้นของการใช้น้ำมันเครื่องบินจากการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวทั้งจากการขยายตัวต่อเนื่องของนักท่องเที่ยวชาวไทย และการเพิ่มขึ้นของจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติ โดยมีปัจจัยสนับสนุนสำคัญจากแนวโน้มการฟื้นตัวของการเดินทางท่องเที่ยวทั่วโลก รวมถึงมาตรการดึงดูดนักท่องเที่ยวต่างชาติของภาครัฐผ่านมาตรการยกเว้นการตรวจลงตราเพื่ออำนวยความสะดวกให้ผู้ขอวีซ่า รวมทั้งการจัดกิจกรรมกระตุ้นการท่องเที่ยวอย่างต่อเนื่อง และการเป็นเจ้าภาพกีฬาซีเกมส์ที่จะจัดขึ้นในช่วงเดือนธันวาคม 2568 ทั้งนี้ การฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวดังกล่าวส่งผลให้การใช้น้ำมันชนิดอื่นในภาคการขนส่งขยายตัวเพิ่มขึ้นตามไปด้วย

อย่างไรก็ตาม ในส่วนของน้ำมันเบนซิน คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นไม่มากนักเนื่องจากแนวโน้มการเปลี่ยนมาใช้ยานยนต์ไฟฟ้าและรถยนต์ไฮบริด ในขณะที่การใช้น้ำมันดีเซลคาดว่าจะเพิ่มขึ้นสอดคล้องกับการขยายตัวของการส่งออกสินค้าและแนวโน้มผลผลิตสินค้าเกษตรที่มีการคาดการณ์ว่าจะมีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้นจากปี 2567

■ **ก๊าซธรรมชาติ** คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นจากการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าและการใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจในภาคการท่องเที่ยวและการขยายตัวต่อเนื่องของการส่งออกสินค้า ประกอบกับ แหล่งก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (แหล่งเอราวัณ) สามารถเพิ่มอัตราการผลิตได้ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) ที่ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่ช่วงปลายเดือนมีนาคม 2567 ทำให้การผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยขยายตัวเพิ่มขึ้น รวมถึงมีโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (IPP) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเริ่มผลิตไฟฟ้าเข้าระบบเพิ่มเติมตั้งแต่เดือนมกราคม 2568 (กำลังการผลิตตามสัญญา 700 เมกะวัตต์)

■ **การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์** คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.5 จากการใช้ถ่านหินนำเข้าที่เพิ่มขึ้น ซึ่งคาดการณ์ว่าในปี 2568 จะมีการใช้ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 โดยเฉพาะการใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นเพื่อทดแทนลิกไนต์ในประเทศ เนื่องจากการหมดอายุประทานบัตรของเหมืองลิกไนต์ในประเทศ รวมถึงการเพิ่มขึ้นของถ่านหินที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้น เนื่องจากราคาถ่านหินที่คาดว่าจะลดลงเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า สำหรับการใช้ลิกไนต์คาดว่าจะมีการใช้ลดลงร้อยละ 1.3 ซึ่งทั้งหมดเป็นการใช้ลิกไนต์สำหรับการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากการหมดอายุประทานบัตรของเหมืองลิกไนต์ในประเทศทำให้ไม่มีการผลิตและการใช้ลิกไนต์ของภาคอุตสาหกรรมตั้งแต่เดือนมกราคม 2566 เป็นต้นมา

■ **การใช้ไฟฟ้าพลังน้ำและไฟฟ้านำเข้า** คาดว่าจะลดลงร้อยละ 2.1 จากความต้องการนำเข้าไฟฟ้าจาก สปป.ลาว ที่คาดว่าจะลดลงร้อยละ 3.2 เมื่อเทียบกับฐานที่สูงของปี 2567 (ปี 2567 เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.4) ในขณะที่ไฟฟ้าพลังน้ำคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.1 สอดคล้องกับปริมาณน้ำฝนของปี 2567 ที่สูงกว่าค่าปกติ ซึ่งส่งผลให้มีปริมาณน้ำสะสมในอ่างเก็บน้ำขนาดใหญ่สูงกว่าปี 2567 โดยข้อมูลปริมาณน้ำในเขื่อน ณ วันที่ 31 มกราคม 2568 สถานะปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำขนาดใหญ่ทั่วประเทศ 35 แห่ง พบว่ามีปริมาณน้ำเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.7 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า ประกอบกับการคาดการณ์ปริมาณน้ำฝนของสถาบันสารสนเทศทรัพยากรน้ำ (องค์การมหาชน) ที่คาดการณ์ว่าในปี 2568 ประเทศไทยมีแนวโน้มปริมาณน้ำฝนมากกว่าค่าปกติ

2. น้ำมันสำเร็จรูป ปี 2568 คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.1 เมื่อเทียบกับปี 2567 จากการเพิ่มขึ้นของ**การใช้น้ำมันเครื่องบิน** ที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.1 จากการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยว ทั้งในส่วนของนักท่องเที่ยวชาวไทยที่ได้รับแรงสนับสนุนจากกิจกรรรมสนับสนุนการท่องเที่ยว รวมถึงนักท่องเที่ยวต่างชาติที่คาดว่าจะมีจำนวนเพิ่มขึ้นกลับเข้าสู่ระดับปกติก่อนการแพร่ระบาดของโควิด-19 จากมาตรการดึงดูดนักท่องเที่ยวต่างชาติและกิจกรรมกระตุ้นการท่องเที่ยวของภาครัฐ โดยการท่องเที่ยวแห่งประเทศไทย (ททท.) ได้คาดการณ์จำนวนนักท่องเที่ยวเดินทางเข้ามาประเทศไทยในปี 2568 ประมาณ 40 ล้านคน หรือเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 12.9 เมื่อเทียบกับปี 2567 (จำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติปี 2567 อยู่ที่ประมาณ 35.5 ล้านคน) ซึ่งการฟื้นตัวอย่างต่อเนื่องของภาคการท่องเที่ยวและบริการที่เกี่ยวเนื่องจะส่งผลให้การใช้น้ำมันสำเร็จรูปประเภทอื่นขยายตัวเพิ่มขึ้นตามไปด้วย เช่น การใช้น้ำมันเบนซินและ LPG

อย่างไรก็ตาม ในส่วนของ**น้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล** คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นไม่มากนักโดยเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 เนื่องจากแนวโน้มการเปลี่ยนมาใช้รถยนต์ไฟฟ้าและรถยนต์ไฮบริด ซึ่งจากข้อมูลของกรมการขนส่งทางบกพบว่า ในปี 2567 มีรถยนต์จดทะเบียนสะสมประเภทที่ใช้เชื้อเพลิงไฟฟ้า เบนซิน-ไฟฟ้า และเบนซิน-ไฟฟ้าแบบเสียบปลั๊ก รวม 744,024 คัน ขยายตัวเพิ่มขึ้นจากปี 2566 ร้อยละ 45

สำหรับการใช้**น้ำมันดีเซล**คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 สอดคล้องกับการขยายตัวของการส่งออกสินค้าและแนวโน้มผลผลิตสินค้าเกษตรที่คาดการณ์ว่าจะมีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้นจากปี 2567 เนื่องจากสภาพอากาศที่เอื้ออำนวยมากขึ้น และปริมาณน้ำที่มีแนวโน้มเพียงพอกับการเพาะปลูก โดยพิจารณาจากปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำ ณ วันที่ 31 มกราคม 2568 เมื่อเทียบกับปี 2567 รวมทั้งการคาดการณ์ปริมาณน้ำฝนในปี 2568 ที่คาดว่าจะสูงกว่าค่าปกติ **การใช้ LPG** ในส่วนที่ไม่รวมการใช้เป็น Feed stocks ของอุตสาหกรรมปิโตรเคมี คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 ในขณะที่**การใช้น้ำมันเตา** คาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9 เมื่อเทียบกับฐานที่ต่ำของปี 2567 (ปี 2567 ลดลงร้อยละ -6.5) สอดคล้องกับการขยายตัวของการส่งออกสินค้า

การใช้น้ำมันสำเร็จรูป

หน่วย: ล้านลิตรต่อวัน

ปี	2564	2565	2566	2567	2568f
การใช้น้ำมันสำเร็จรูป	**120.2**	**137.5**	**138.4**	**140.6**	**144.9**
เบนซินและแก๊สโซฮอล	29.0	30.2	31.4	31.4	31.6
ดีเซล	63.2	73.1	68.9	68.8	70.7
เครื่องบิน*	4.9	9.2	13.7	16.2	18.6
น้ำมันเตา	5.6	6.4	5.4	5.1	5.2
LPG**	17.5	18.6	19.0	19.1	19.2
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%YoY)	**-5.8**	**14.4**	**0.7**	**1.8**	**3.1**
เบนซินและแก๊สโซฮอล	-8.7	3.9	4.0	0.3	0.5
ดีเซล	-3.8	15.7	-5.7	0.0	2.6
เครื่องบิน*	-35.3	87.7	49.9	18.7	14.1
น้ำมันเตา	15.2	15.4	-15.8	-6.5	1.9
LPG**	-1.5	6.3	1.7	1.0	0.1

หมายเหตุ: * น้ำมันเครื่องบินและน้ำมันก๊าด
** ไม่รวมการใช้ LPG ที่ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี
f เป็นข้อมูลประมาณการ

3. การใช้ไฟฟ้า ประมาณการความต้องการไฟฟ้าปี 2568 คาดว่าจะมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9 เมื่อเทียบกับปี 2567 สอดคล้องกับการขยายตัวของเศรษฐกิจ รวมทั้งการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวและบริการที่เกี่ยวเนื่อง และการขยายตัวของการส่งออกสินค้า อย่างไรก็ตาม การใช้ไฟฟ้าในปี 2568 คาดว่าจะขยายตัวในอัตราที่ต่ำกว่าปีที่ผ่านมา เนื่องจากกรมอุตุนิยมวิทยาได้คาดการณ์ว่าในปี 2568 ฤดูร้อนของประเทศไทยจะเริ่มช้ากว่าปกติ และจะมีอากาศร้อนอบอ้าวเป็นระยะๆ สลับกับจะมีฝนฟ้าคะนองหลายพื้นที่ในบางช่วง ซึ่งจะช่วยคลายความร้อนและทำให้อุณหภูมิเฉลี่ยปี 2568 ต่ำกว่าปีที่ผ่านมา

การใช้ไฟฟ้า

หน่วย: กิกะวัตต์ชั่วโมง

ปี	การใช้ไฟฟ้า (GWh)	การเปลี่ยนแปลง	
		GWh	ร้อยละ (%)
2564	190,468	3,422	1.8
2565	197,256	6,788	3.6
2566	203,923	6,666	3.4
2567	214,469	10,546	5.2
2568[f]	220,755	6,286	2.9

หมายเหตุ: f เป็นข้อมูลประมาณการ

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

(กันยายน – ธันวาคม 2567)

1. ราคาน้ำมันดิบ

กันยายน 2567 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $73.51 และ $69.49 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนก่อนหน้า $4.08 และ $6.05 ต่อบาร์เรลตามลำดับ จากการที่แหล่งผลิตน้ำมันดิบบริเวณอ่าวเม็กซิโกเริ่มกลับมาดำเนินการอีกครั้ง หลังได้รับผลกระทบจากอิทธิพลของพายุเฮอริเคนฟรานซีน กอปรกับมีสัญญาณบ่งชี้ว่าความขัดแย้งในลิเบียเริ่มคลี่คลายลงทำให้ความเสี่ยงที่จะเกิดผลกระทบต่ออุปทานน้ำมันลดน้อยลงด้วย นอกจากนี้กลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมัน (โอเปก) ประกาศปรับลดคาดการณ์อุปสงค์น้ำมันในปี 2567 - 2568 ท่ามกลางความวิตกกังวลเกี่ยวกับภาวะชะลอตัวของอุปสงค์น้ำมันทั่วโลกยังคงเป็นปัจจัยกดดันตลาด โดยเฉพาะในประเทศจีนซึ่งเป็นผู้นำเข้าน้ำมันรายใหญ่ของโลก โดยนักลงทุนไม่มั่นใจว่ามาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของจีนจะสามารถทำให้อุปสงค์ภายในประเทศฟื้นตัวได้หรือไม่

ตุลาคม 2567 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัสเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $74.94 และ $71.61 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อนหน้า $1.43 และ $2.13 ต่อบาร์เรลตามลำดับ อันเนื่องมาจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิสราเอลกับอิหร่าน ส่งผลให้ตลาดกังวลผลกระทบต่อแหล่งพลังงาน นอกจากนี้ ราคาน้ำมันยังได้แรงกดดันจากรายงานกลุ่มโอเปกและชาติพันธมิตร (โอเปกพลัส) อาจเลื่อนแผนการปรับเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันออกไปอีก 1 เดือน หรือมากกว่านั้น จากเดิมที่กำหนดไว้ในเดือนธันวาคม ท่ามกลางความกังวลเกี่ยวกับอุปสงค์ที่ปรับลดลงในตลาดและอุปทานน้ำมันที่มีแนวโน้มสูงขึ้น รวมถึงสภาพเศรษฐกิจที่ยังคงชะลอตัวโดยเฉพาะจีน ซึ่งปัจจุบันโอเปกพลัสยังคงปรับลดกำลังการผลิตรวม 5.86 ล้านบาร์เรล/วัน หรือเทียบเท่า 5.7% ของความต้องการใช้น้ำมันทั่วโลก

ธนาคารโลกปรับเพิ่มคาดการณ์การเติบโตของเศรษฐกิจจีนในปี 67 จากระดับ 4.8 สู่ระดับ 4.9%

พฤศจิกายน 2567 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $72.62 และ $69.67 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนก่อนหน้า $2.32 และ $1.95 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความคาดหวังว่าความตึงเครียดในตะวันออกกลางจะคลี่คลายหลังมีประกาศการหยุดยิงระหว่างอิสราเอลและกลุ่มฮิซบอลเลาะห์ในเลบานอน แม้ว่ายังไม่ชัดเจนว่าข้อตกลงการหยุดยิงนี้จะคงอยู่ได้นานเพียงใด ประกอบกับนักลงทุนคลายความกังวลเกี่ยวกับภาวะชะงักงันของอุปทานน้ำมันที่เกิดจากพายุเฮอร์ริเคนในอ่าวเม็กซิโก รวมทั้งความผิดหวังต่อมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของจีนซึ่งเป็นประเทศที่ใช้น้ำมันมากเป็นอันดับ 2 ของโลก นอกจากนี้ความกังวลเกี่ยวกับอุปทานน้ำมันที่มีแนวโน้มสูงขึ้นในปี 2568 และการแข็งค่าของสกุลเงินดอลลาร์ยังเป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่สร้างแรงกดดันต่อตลาดน้ำมัน

ธันวาคม 2567 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $73.23 และ $69.78 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อนหน้า $0.62 และ $0.11 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังมีรายงานสหภาพยุโรป (EU) ประกาศคว่ำบาตรน้ำมันของรัสเซียรอบใหม่ ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการส่งออกน้ำมันของรัสเซียและอาจทำให้อุปทานน้ำมันดิบทั่วโลกอยู่ในภาวะตึงตัว อีกทั้งความกังวลต่อสถานการณ์ความขัดแย้งในภูมิภาคตะวันออกกลางที่มีความตึงเครียดเพิ่มขึ้น หลังอิสราเอลเปิดปฏิบัติการโจมตีครั้งสำคัญต่อกลุ่มกบฏฮูตีเพื่อทำลายเป้าหมายด้านการทหารและโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานในเมืองหลวงและพื้นที่ชายฝั่งด้านตะวันตกของประเทศ เช่นเดียวกับสถานการณ์ระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยังคงยืดเยื้อและมีแนวโน้มรุนแรงอย่างต่อเนื่อง หลังสหรัฐฯ อนุมัติงบประมาณการช่วยเหลือด้านทหารและด้านโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ ครั้งใหม่ รวมทั้ง ธนาคารโลกปรับเพิ่มคาดการณ์การเติบโตของเศรษฐกิจจีนในปี 67 จากระดับ 4.8 สู่ระดับ 4.9% เช่นเดียวกับการปรับเพิ่มคาดการณ์ในปี 68 จากระดับ 4.1 สู่ระดับ 4.5% หลังคาดเศรษฐกิจมีแนวโน้มได้รับแรงหนุนจากมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจครั้งใหม่

2. ราคากลางน้ำมันสำเร็จรูปตลาดภูมิภาคเอเชีย

กันยายน 2567 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $82.86, $78.45, $80.67 และ $84.33 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนก่อนหน้า $6.08, $6.25, $6.26 และ $7.88 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลัง Petroleum Planning and Analysis Cell (PPAC) ของอินเดียรายงานปริมาณการส่งออกน้ำมันเบนซินในเดือน ส.ค. 67 เพิ่มขึ้น 10.5% มาอยู่ที่ 323,000 บาร์เรลต่อวัน หลังจากอุปสงค์ในประเทศลดลงในช่วงฤดูมรสุม ประกอบกับซาอุดีอาระเบียส่งออกน้ำมันเบนซินในเดือน ก.ค. 67 เพิ่มขึ้น 24% มาอยู่ที่ 343,000 บาร์เรลต่อวัน หลังโรงกลั่น Jazan Refinery (400,000 บาร์เรลต่อวัน) กลับมาดำเนินการตั้งแต่ต้นเดือน ก.ค. 67 ขณะที่ราคาน้ำมันดีเซลได้รับแรงกดดันจากอุปทานในภูมิภาคยังคงอยู่ในระดับสูง อีกทั้งความต้องการใช้น้ำมันดีเซลในจีนอ่อนตัวจากเศรษฐกิจที่ซบเซา โดยเฉพาะภาคอุตสาหกรรมการผลิต รวมทั้งอินโดนีเซียนำเข้าน้ำมันดีเซลในเดือน ก.ค. 67 ลดลง 11% มาอยู่ที่ 773,000 ตัน (186,000 บาร์เรลต่อวัน) จากโรงกลั่น Balikpapan (360,000 บาร์เรลต่อวัน) กลับมาดำเนินการในเดือน ก.ค. 67 หลังปิดซ่อมแซม CDU No.4 ในเดือน พ.ค. 67

ตุลาคม 2567 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $85.93, $79.75, $82.81 และ $87.92 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อนหน้า $3.07, $1.31, $2.15 และ $3.59 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากอุปสงค์น้ำมันเบนซินในจีนยังคงมีเสถียรภาพและแข็งแรงหลังรัฐบาลออกมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจ อีกทั้งคาดว่าอุปทานน้ำมันเบนซินเดือน พ.ย. 67 จะปรับลดลงจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงกลั่นในออสเตรเลีย ขณะที่ Platts คาดการณ์เกาหลีใต้มีแนวโน้มส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปลดลง เนื่องจาก FGE คาดการณ์อัตราการกลั่นของโรงกลั่นในเกาหลีใต้เดือน ต.ค. 67 ลดลง 0.3% มาอยู่ที่ 82.2% ส่วนราคาน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นจากอุปทานน้ำมันดีเซลในภูมิภาคลดลงจากการหยุดดำเนินการของโรงกลั่นในมาเลเซีย ซึ่งคาดว่าจะยังไม่กลับมาดำเนินการตามปกติอีกอย่างน้อย 1 สัปดาห์ รวมทั้งอุปสงค์น้ำมันดีเซลเกาหลีใต้ปรับเพิ่มจากการสนับสนุนลดภาษีการซื้อขายน้ำมันดีเซลลง 30% อย่างต่อเนื่อง

พฤศจิกายน 2567 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และเบนซิน 91 (Non-Oxy) เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $84.51, $79.09 และ $82.12 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนก่อนหน้า $1.42, $0.67 และ $0.70 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากผู้ผลิตน้ำมันในจีนเพิ่มปริมาณการส่งออกน้ำมันก่อนที่รัฐบาลจีนจะเริ่มการปรับลดอัตราการลดหย่อนภาษีจากการส่งออกน้ำมันในวันที่ 1 ธ.ค. 67 ประกอบกับอุปทานน้ำมันเบนซินในเวียดนามมีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้น อีกทั้งการนำเข้าน้ำมันเบนซินของอินโดนีเซียในเดือน ก.ย. 67 ปรับลดลงจากเดือนก่อนหน้า ส่วนน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $89.23 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $1.31 ต่อบาร์เรล จากการนำเข้าน้ำมันดีเซลของอินโดนีเซียในช่วง 9 เดือนแรกของปี 67 ปรับเพิ่มขึ้น 57% จากช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้าสู่ระดับ 5.1 ล้านตัน และมีแนวโน้มนำเข้าเพิ่มขึ้นต่อเนื่องในเดือน ต.ค. และ พ.ย. 67 ในขณะที่จีนรายงานตัวเลขส่งออกน้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยานเดือน ต.ค. 67 ลดลง 2% เทียบเดือนก่อนหน้าสู่ระดับ 1.93 ล้านตัน อย่างไรก็ดี ตลาดคาดอุปทานน้ำมันดีเซลในภูมิภาคเอเชียมีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นในเดือน ธ.ค. 67 หลังสิ้นสุดฤดูกาลปิดซ่อมบำรุงประจำปี

ธันวาคม 2567 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 และเบนซิน 91 (Non-Oxy) เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $84.64, $81.35 และ $84.30 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อนหน้า $0.13, $2.26 และ $2.18 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังมาเลเซียนำเข้าน้ำมันเบนซินจากจีนในเดือน พ.ย.67 เพิ่มขึ้น 32% มาอยู่ที่ 40,000 บาร์เรลต่อวัน สูงสุดในรอบ 17 เดือน สะท้อนอุปสงค์ภายในประเทศปรับตัวดีขึ้น ขณะที่บริษัทกลั่นน้ำมัน Taiyo Oil ของญี่ปุ่นมีแผนปิดซ่อมบำรุงโรงกลั่นน้ำมัน Shikoku (138,000 บาร์เรลต่อวัน) มีกำหนดกลับมาดำเนินการกลางเดือน ม.ค. 68 อีกทั้ง Platts คาดการณ์ออสเตรเลียนำเข้าน้ำมันเบนซินในช่วงท้ายของปี 67 เพิ่มขึ้นจากการเข้าสู่ฤดูการขับขี่ (Summer Driving Season) ส่วนน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $88.90 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนก่อนหน้า $0.32 ต่อบาร์เรล จากตลาดกังวลต่ออุปทานที่มีแนวโน้มปรับเพิ่มสูงขึ้นหลังโรงกลั่นในตะวันออกกลางกลับมาดำเนินการผลิตอีกครั้ง ขณะที่อินเดียและซาอุดีอาระเบียส่งออกน้ำมันดีเซลมายังภูมิภาคเพิ่มขึ้นและโรงกลั่นในอินโดนีเซียเริ่มกลับมาดำเนินการผลิตหลังเสร็จสิ้นการซ่อมบำรุง

ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

กันยายน - ธันวาคม 2567 จากสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ยังคงทรงตัวในระดับสูง และการจัดเก็บเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็ว B7 และดีเซลพรีเมียม ณ วันที่ 31 ธ.ค. 67 ยังทรงตัวในระดับสูงที่ 44.54, 36.25, 34.14, 33.89, 35.88, 32.94 และ 44.94 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง

	2565	2566	2567	2567						
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
น้ำมันดิบ (หน่วย: เหรียญสหรัฐฯ / บาร์เรล)										
ดูไบ	96.38	82.09	79.58	82.55	83.83	77.60	73.51	74.94	72.62	73.23
เบรนท์	99.15	82.35	79.91	82.85	84.09	79.01	73.16	75.30	73.51	73.14
เวสต์เท็กซัส	94.58	77.67	75.87	78.88	80.53	75.54	69.49	71.61	69.67	69.78
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์ (หน่วย: เหรียญสหรัฐฯ / บาร์เรล)										
เบนซินออกเทน 95	115.12	98.76	92.95	93.08	96.54	88.94	82.86	85.93	84.51	84.64
เบนซินออกเทน 92	110.98	94.03	88.33	87.93	92.13	84.70	78.45	79.75	79.09	81.35
เบนซินออกเทน 91 Non-oxy	113.02	96.33	90.97	91.24	94.38	86.93	80.67	82.81	82.12	84.30
ดีเซลหมุนเร็ว (S 10 PPM)	135.54	106.41	96.20	98.09	99.30	92.21	84.33	87.92	89.23	88.90
	2565	2566	2567	2567						
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	30 มิ.ย.	31 ก.ค.	31 ส.ค.	30 ก.ย.	31 ต.ค.	30 พ.ย.	31 ธ.ค.
ราคาขายปลีกของไทย (หน่วย: บาท / ลิตร)										
เบนซินออกเทน 95	44.99	44.52	45.31	46.64	46.24	44.24	43.44	43.54	44.64	44.54
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	37.59	36.74	37.31	38.75	38.35	36.35	35.25	35.25	36.35	36.25
แก๊สโซฮอล 91	37.32	36.24	36.52	38.38	37.98	35.98	34.88	34.88	35.98	35.88
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	36.38	34.50	35.20	36.64	36.24	34.24	33.14	33.14	34.24	34.14
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	32.14	34.83	35.00	36.39	35.99	33.99	32.89	32.89	33.99	33.89
ดีเซลหมุนเร็ว B7	32.91	32.10	31.89	32.94	32.94	32.94	32.94	32.94	32.94	32.94
ดีเซลหมุนเร็ว	32.91	32.10	30.09							
ดีเซลหมุนเร็ว B20	32.91	32.10	31.70	32.94	32.94	32.94	32.94	32.94		
ดีเซลหมุนเร็ว พรีเมียม	41.44	41.73	43.79	44.94	44.94	44.94	44.94	44.94	44.94	44.94

ค่าการตลาดเฉลี่ยของผู้ค้าน้ำมัน

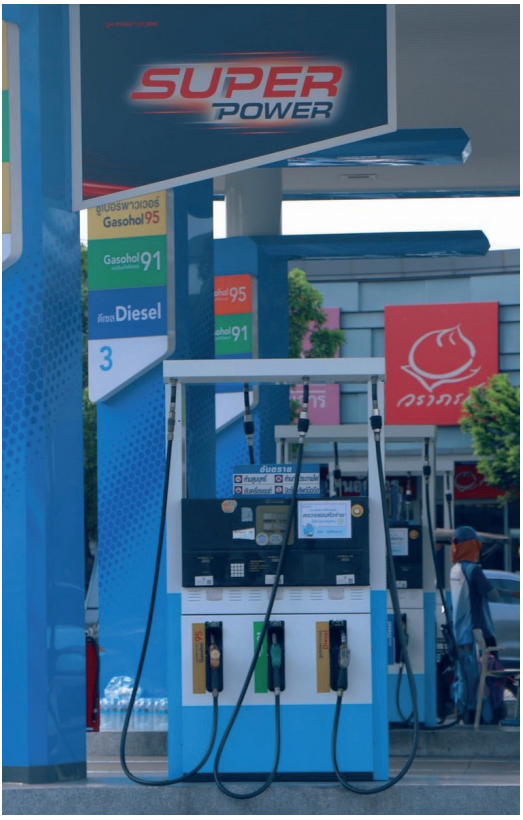
หน่วย: บาทต่อลิตร

	2565	2566	2567	2567						
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
เบนซินออกเทน 95	1.89	3.46	4.00	3.75	3.65	4.12	5.04	4.50	4.64	5.03
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	2.67	3.40	3.36	3.38	3.41	3.62	3.66	3.43	3.45	3.44
แก๊สโซฮอล 91	2.85	3.57	3.46	3.49	3.52	3.71	3.72	3.50	3.53	3.52
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	3.51	3.55	3.53	3.61	3.69	3.66	3.47	3.47	3.59	3.63
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	4.25	3.78	3.26	3.35	3.70	2.38	1.68	3.15	3.74	4.05
ดีเซลหมุนเร็ว B7	1.27	1.88	1.94	1.85	2.02	2.02	1.98	1.87	1.95	1.96
ดีเซลหมุนเร็ว B10	1.27	1.88	1.92							
ดีเซลหมุนเร็ว B20	1.27	1.88	1.31	1.20	1.40	1.08	0.65	0.12	-0.74	
เฉลี่ยรวม	1.78	2.39	2.41	2.37	2.49	2.56	2.53	2.40	2.43	2.46

3. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 29 ธ.ค. 67 มีสินทรัพย์รวม 52,381 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 129,913 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ -77,532 ล้านบาท แยกเป็นบัญชีน้ำมัน -30,545 ล้านบาท และบัญชี LPG -46,987 ล้านบาท

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 29 ธ.ค. 67 มีสินทรัพย์ รวม 52,381 ล้านบาท



การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์(CO_2)

จากการใช้พลังงาน ปี 2567

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศไทย ปี 2567 เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 เมื่อเทียบกับปีก่อน สอดคล้องกับการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.1 ตามการขยายตัวของเศรษฐกิจไทย ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาแยกรายชนิดเชื้อเพลิงพบว่ามีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นในทุกเชื้อเพลิง โดยการปล่อยก๊าซ CO_2 จากน้ำมันสำเร็จรูปคิดเป็นสัดส่วนสูงที่สุดอยู่ที่ร้อยละ 43 เมื่อพิจารณาแยกรายภาคเศรษฐกิจพบว่ามีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นเกือบทุกภาคเศรษฐกิจ ยกเว้นในภาคอุตสาหกรรมที่ปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงจากการใช้พลังงานที่ลดลง โดยการปล่อยก๊าซ CO_2 ในปี 2567 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

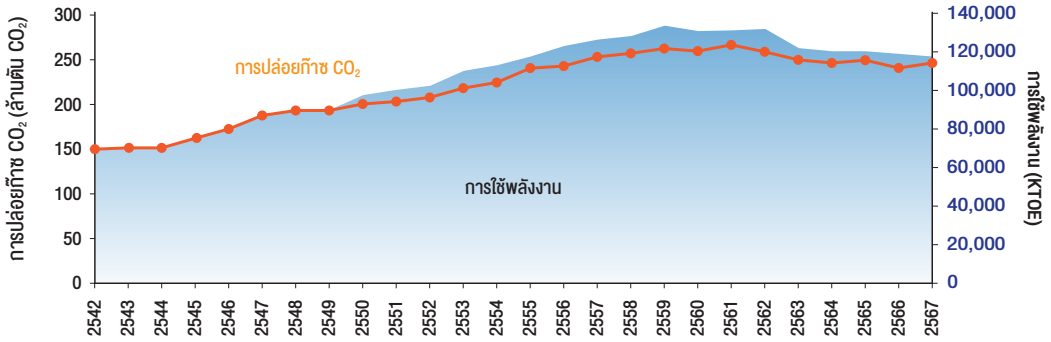
1. ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศ

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศไทยในปี 2567 อยู่ที่ระดับ 245.7 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 เมื่อเทียบกับปีก่อน ซึ่งสอดคล้องกับการใช้พลังงานของประเทศไทยที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.1 อยู่ที่ระดับ 123,546 KTOE โดยในภาคการผลิตไฟฟ้ามีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1 ส่วนภาคการขนส่งและภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ (ภาคครัวเรือน เกษตรกรรม พาณิชยกรรม และกิจกรรมอื่น ๆ) มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นเท่ากันที่ร้อยละ 0.5 เมื่อเทียบกับปีก่อน ในขณะที่ภาคอุตสาหกรรมมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงร้อยละ 4.5

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศไทยในปี 2567 อยู่ที่ระดับ 245.7 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0

การปล่อยก๊าซ CO_2 และการใช้พลังงานของไทย

	2563 (2020)	2564 (2021)	2565 (2022)	2566 (2023)	(ม.ค.-ธ.ค.)		การเปลี่ยนแปลง (%)		
					2566 (2023)	2567 (2024)	2565	2566	2567 (ม.ค.-ธ.ค.)
การใช้พลังงานของไทย (KTOE)	121,814	120,490	121,568	122,166	122,166	123,546	0.9	0.5	1.1
การปล่อยก๊าซ CO_2 (ล้านตัน CO_2)	249.9	246.8	249.7	243.3	243.3	245.7	1.2	-2.6	1.0

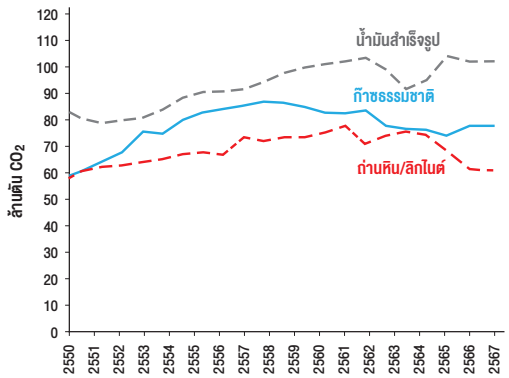


2. การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายชนิดเชื้อเพลิงและรายภาคเศรษฐกิจ

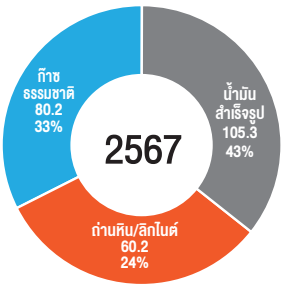
สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้รายงานภาวะเศรษฐกิจไทยในไตรมาสที่ 4 ของปี 2567 ว่าผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) ของไทยขยายตัวร้อยละ 3.2 ขยายตัวต่อเนื่องจากไตรมาส 1 2 และ 3 ที่ขยายตัวร้อยละ 1.7 2.3 และ 3.0 ตามลำดับ รวมทั้งปี 2567 เศรษฐกิจไทยขยายตัวร้อยละ 2.5 โดยมีปัจจัยหลักจากการบริโภคของภาคเอกชนและการอุปโภคภาครัฐบาลที่ขยายตัวร้อยละ 4.4 และ 2.5 ตามลำดับ ประกอบกับการลงทุนภาครัฐที่ขยายตัวร้อยละ 4.8 ขณะที่การลงทุนภาคเอกชนลดลงร้อยละ 1.6 มูลค่าการส่งออกสินค้าขยายตัวร้อยละ 5.8 ส่วนภาคการท่องเที่ยวขยายตัวดีอย่างต่อเนื่อง ซึ่งในสาขาที่พักแรมและบริการด้านอาหารขยายตัวร้อยละ 9.5 โดยปัจจัยดังกล่าวได้ส่งผลต่อการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงาน ดังนี้

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายชนิดเชื้อเพลิง ในปี 2567 พบว่า การปล่อยก๊าซ CO_2 จากน้ำมันสำเร็จรูปมีสัดส่วนการปล่อยสูงที่สุดอยู่ที่ร้อยละ 43 รองลงมาคือ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ มีสัดส่วนร้อยละ 33 และ 24 ตามลำดับ ทั้งนี้ การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นในทุกเชื้อเพลิง โดยการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ในปี 2567 เมื่อเทียบกับปีก่อน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติ เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 และการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.5 ตามการใช้พลังงานในกลุ่มดังกล่าวที่เพิ่มขึ้น

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานรายชนิดเชื้อเพลิง



สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานรายชนิดเชื้อเพลิง

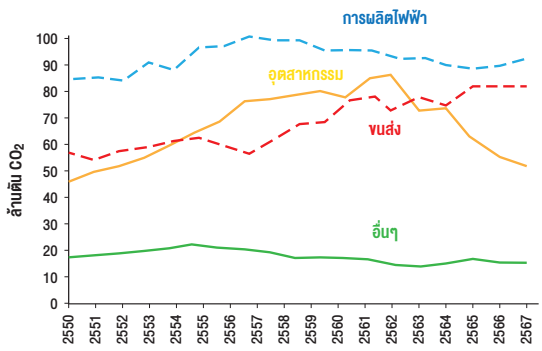


รวมทั้งสิ้น 245.7 ล้านตัน CO_2

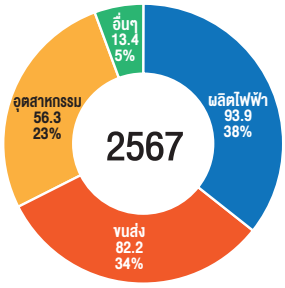
CO_2 การปล่อยก๊าซ CO_2 ↑ 1.0% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยเพิ่มขึ้นทั้งจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจ ปี 2567 ในภาพรวมมีการปล่อย CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดย ***ภาคการผลิตไฟฟ้า*** ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงที่สุดที่ร้อยละ 38 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1 เมื่อเทียบกับปีก่อน ***ภาคการขนส่ง*** ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 34 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 และ ***ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ*** ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 5 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 เช่นเดียวกัน ในขณะที่ ***ภาคอุตสาหกรรม*** ที่มีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 23 พบว่า ในปี 2567 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงร้อยละ 4.5 เมื่อเทียบกับปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานรายสาขาเศรษฐกิจ



สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานรายสาขาเศรษฐกิจ



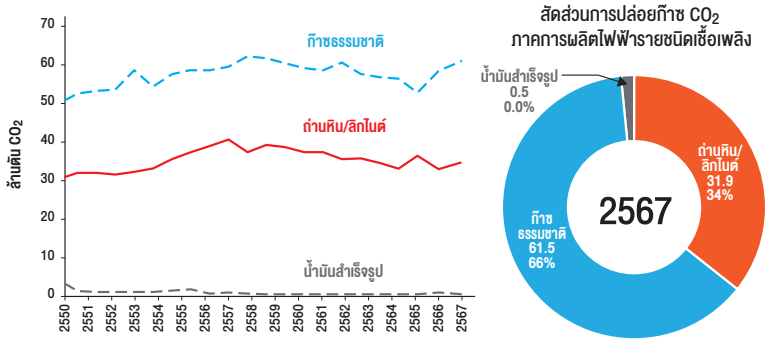
รวมทั้งสิ้น 245.7 ล้านตัน CO_2

CO_2 การปล่อยก๊าซ CO_2 ↑ 1.0% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยเพิ่มขึ้นในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคขนส่ง และภาคเศรษฐกิจอื่นๆ ในขณะที่ภาคอุตสาหกรรมมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลง

หมายเหตุ : สาขาเศรษฐกิจอื่น ๆ หมายถึง ภาคครัวเรือน เกษตรกรรม พาณิชยกรรม และกิจกรรมอื่น ๆ

■ **ภาคการผลิตไฟฟ้า** มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1 เมื่อเทียบกับปีก่อน สอดคล้องกับการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.5 เพื่อรองรับความต้องการใช้ที่สูงขึ้นตามเศรษฐกิจที่ขยายตัวและสภาพอากาศที่ร้อนจัด โดยมาจากการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า (มีสัดส่วนสูงถึงร้อยละ 66) เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.0 และการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 34 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.6 ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปลดลงร้อยละ 0.4 เมื่อเทียบกับปีก่อน สอดคล้องกับการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจากปีก่อน เช่นเดียวกับการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน/ลิกไนต์ที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งการใช้ถ่านหินในโรงไฟฟ้า IPP ที่เพิ่มขึ้น ขณะที่การใช้ถ่านหินในโรงไฟฟ้า SPP และการใช้ลิกไนต์ในโรงไฟฟ้า กฟผ. ลดลง

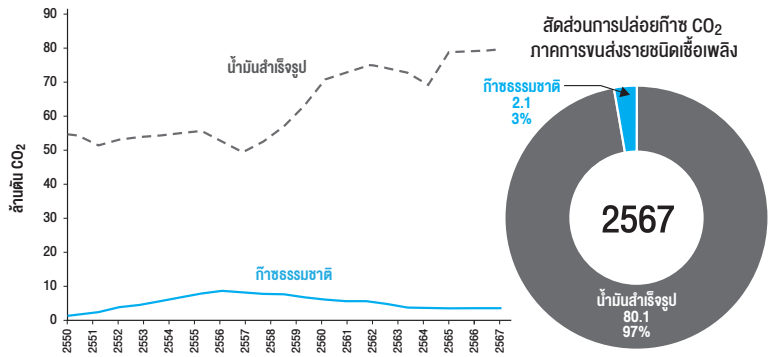
การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการผลิตไฟฟ้ารายชนิดเชื้อเพลิง



CO2 การปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคการผลิตไฟฟ้า ↑ 5.1% จากการใช้ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ ที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูปลดลง

■ **ภาคการขนส่ง** มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.5 โดยเป็นการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.1 ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการขนส่ง (NGV) ลดลงร้อยละ 16.3 เมื่อเทียบกับปีก่อน สอดคล้องกับการใช้น้ำมันสำเร็จรูปในภาคการขนส่งที่ชะลอตัวลง และการใช้ NGV ที่ลดลง ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากการขยายตัวของโครงข่ายรถไฟฟ้าและการเพิ่มขึ้นของยานยนต์ไฟฟ้าประเภท BEV จากข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2567 มี BEV ที่จดทะเบียนสะสม อยู่ที่ 227,490 คัน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนถึงร้อยละ 72.5 โดยส่วนใหญ่ร้อยละ 70 เป็นรถยนต์นั่งและรถกระบะ ส่วนรถจักรยานยนต์อยู่ที่สัดส่วนร้อยละ 28

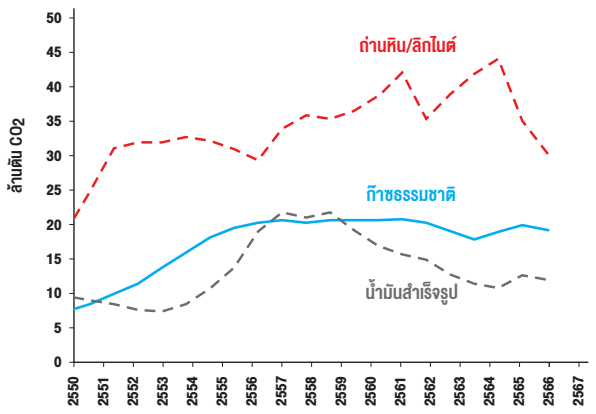
การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการขนส่งแยกรายชนิดเชื้อเพลิง



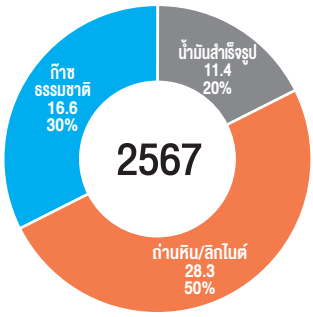
CO2 การปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคขนส่ง ↑ 0.5% จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) ลดลง

■ **ภาคอุตสาหกรรม** ในปี 2567 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงจากปีก่อน ร้อยละ 4.5 ซึ่งลดลงในเกือบทุกชนิดเชื้อเพลิง ยกเว้นน้ำมันสำเร็จรูป สอดคล้องกับข้อมูลอัตราการใช้กำลังผลิตสินค้าอุตสาหกรรม ปี 2567 เฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 58.8 ต่ำกว่าปีก่อนที่ร้อยละ 60.4 โดยการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ (สัดส่วนการปล่อย CO_2 ร้อยละ 50) ลดลงร้อยละ 0.8 ซึ่งสอดคล้องกับการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ในภาคอุตสาหกรรมที่ลดลงร้อยละ 0.7 ส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติลดลงร้อยละ 13.1 ขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคอุตสาหกรรมแยกรายชนิดเชื้อเพลิง



สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคอุตสาหกรรมรายชนิดเชื้อเพลิง

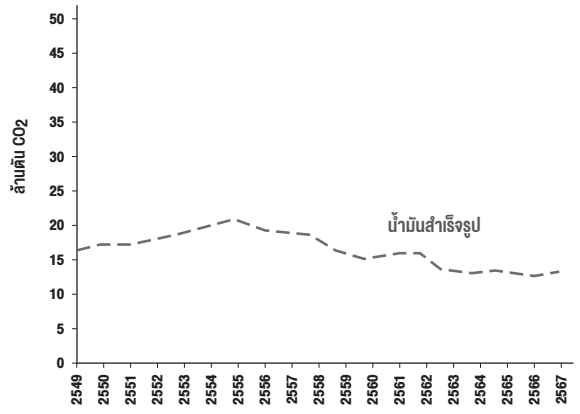


รวมทั้งสิ้น 56.3 ล้านตัน CO_2

CO_2 การปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคอุตสาหกรรม ↓ 4.5% ซึ่งลดลงจากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ และการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ลดลง

■ **ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ** การปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ ได้แก่ ภาคครัวเรือน เกษตรกรรม พาณิชยกรรม และกิจกรรมอื่น ๆ มาจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพียงอย่างเดียว โดยในปี 2567 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปในภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ รวม 13.4 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5%

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ



สัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ รายชนิดเชื้อเพลิง

รวมทั้งสิ้น 13.4 ล้านตัน CO_2

CO_2 การปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ ↑ 0.5% จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปที่เพิ่มขึ้น

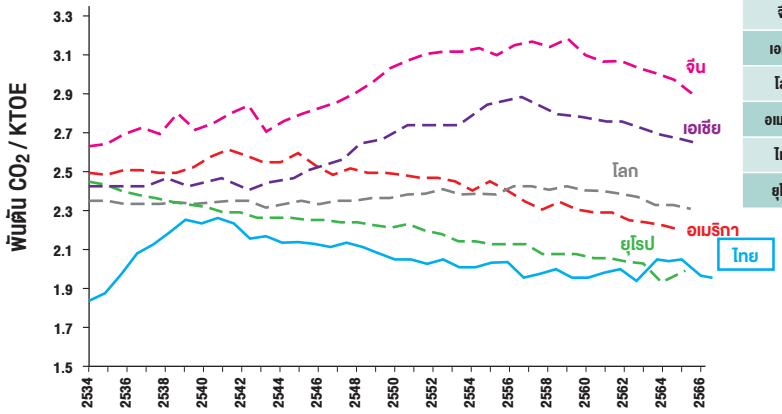
หมายเหตุ: สาขาเศรษฐกิจอื่น ๆ หมายถึง ภาคครัวเรือน เกษตรกรรม พาณิชยกรรม และกิจกรรมอื่น ๆ

3. ดัชนีการปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคพลังงานของไทย

การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน ในปี 2567 ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO_2 เฉลี่ย 1.989 พันตัน CO_2 ต่อ KTOE ลดลงเล็กน้อยจากปีก่อนซึ่งอยู่ที่ 1.991 พันตัน CO_2 ต่อ KTOE สำหรับ **การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh)** ในปี 2567 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 0.399 กิโลกรัม CO_2 ต่อ kWh ลดลงเล็กน้อยจากปีก่อนซึ่งอยู่ที่ 0.400 กิโลกรัม CO_2 ต่อ kWh

ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยเทียบกับต่างประเทศ จากข้อมูลของ International Energy Agency (IEA) ประเทศสหรัฐอเมริกา พบว่า ในปี 2565 ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานเฉลี่ย อยู่ที่ 2.05 พันตัน CO_2 ต่อ KTOE ซึ่งต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของโลก ภูมิภาคเอเชีย ประเทศสหรัฐอเมริกา และประเทศจีน ซึ่งอยู่ที่ 2.29 2.56 2.12 และ 2.79 พันตัน CO_2 ต่อ KTOE ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน สูงกว่าค่าเฉลี่ยของสหภาพยุโรป ซึ่งอยู่ที่ 1.95 พันตัน CO_2 ต่อ KTOE

การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน



ปี 2565	
จีน	2.79
เอเชีย	2.56
โลก	2.29
อเมริกา	2.12
ไทย	2.05
ยุโรป	1.95

ที่มา: ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO2 ต่อการใช้พลังงานของต่างประเทศ จาก IEA, 2024
ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO2 ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทย จากระบบฐานข้อมูล EPPO-EMS สนพ.

ขอบคุณภาพ : www.sumitomocorp.com

โครงการระบบกักเก็บพลังงาน ในระดับโครงข่ายไฟฟ้า

เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานในประเทศญี่ปุ่น

ประเทศไทย มีเป้าหมายที่จะบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี 2050 กระทรวงพลังงาน จึงมีความจำเป็นต้องเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 50 ของสัดส่วนโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อช่วยลดการปลดปล่อยคาร์บอนในภาคพลังงานตามเป้าหมายของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

ทั้งนี้ ในการดำเนินงานหน่วยงานด้านพลังงานจำเป็นต้องมีการศึกษาและปรับปรุงนโยบายที่เกี่ยวข้องรวมถึงระบบไฟฟ้าให้สามารถรองรับความผันผวนที่เกิดจากพลังงานหมุนเวียนที่มีสัดส่วนสูง ซึ่งเทคโนโลยีที่เริ่มมีบทบาทในหลายประเทศที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูงและเริ่มมีต้นทุนราคาที่ลดลง คือ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ และถือเป็นเสาหลักสำคัญของแผนการขับเคลื่อนด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทย ระยะปานกลาง พ.ศ.2565 - 2580 และคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ มีมติเห็นชอบเมื่อ 6 มกราคม 2565 ในการช่วยเพิ่มประสิทธิภาพและความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้านอกเหนือไปจากเทคโนโลยีการตอบสนองด้านโหลดและการพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กระทรวงพลังงานได้มีการพัฒนานำร่องและดำเนินการไปแล้วตั้งแต่ ปี 2565

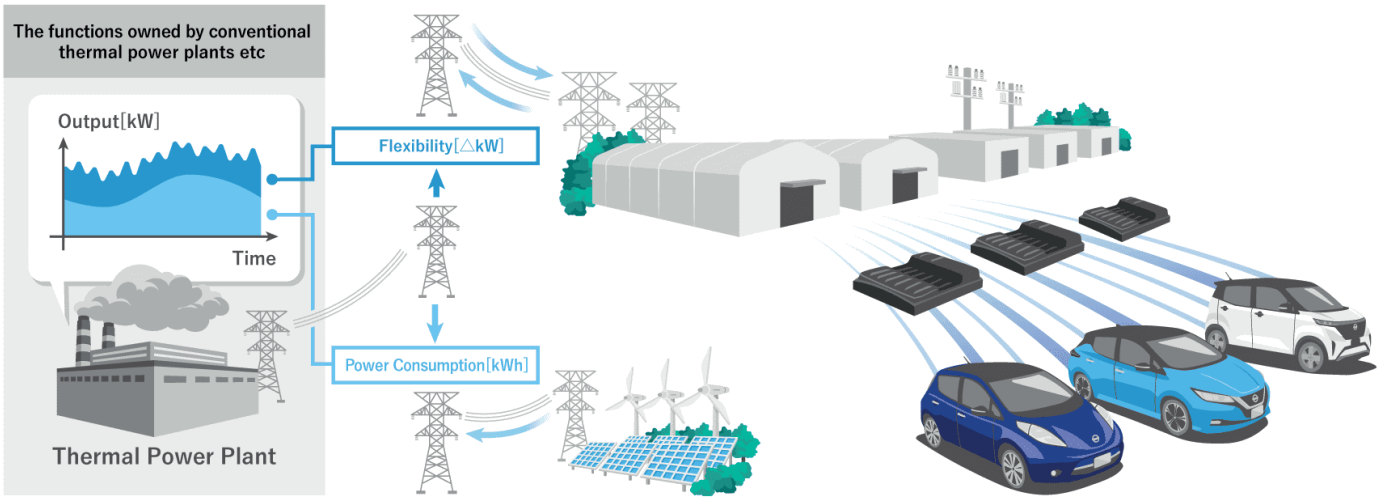
ปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้มีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ ณ สถานีไฟฟ้าแรงสูงชัยบาดาล จังหวัดลพบุรี ขนาด 21 เมกะวัตต์ชั่วโมง และสถานีไฟฟ้าแรงสูงบำเหน็จณรงค์จังหวัดชัยภูมิ ขนาด 16 เมกะวัตต์ชั่วโมง เพื่อนำร่องสาธิตในพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ทำให้ระบบไฟฟ้าเกิดความผันผวนก่อนขยายผลในระยะต่อไปตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับใหม่

ประเทศญี่ปุ่น ได้มีเป้าหมายที่จะบรรลุ Carbon Neutrality ภายในปี 2050 เช่นเดียวกับประเทศไทย โดยเริ่มมีการดำเนินการระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า รองรับพลังงานหมุนเวียนที่มีสัดส่วนสูงเช่นกัน แต่ความน่าสนใจของโครงการระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในประเทศญี่ปุ่น คือ การนำแบตเตอรี่จากยานยนต์ไฟฟ้า (EV) กลับมาใช้ใหม่ ซึ่งช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ทรัพยากร และช่วยลดการปล่อย CO_2 ในกระบวนการผลิตแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานได้อีกด้วย รวมทั้งลดต้นทุนการรีไซเคิลแบตเตอรี่ในอนาคตที่กำลังจะเกิดขึ้นในประเทศไทย จากการส่งเสริมการใช้ EV รวมไปถึงบทบาทของเอกชนในการดำเนินงานธุรกิจแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานในระดับโครงข่ายไฟฟ้า และความสำเร็จของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่บริเวณภูมิภาคฮอกไกโด เพื่อเพิ่มเสถียรภาพและลดความผันผวนของระบบไฟฟ้าจากการจ่ายไฟฟ้าจากพลังงานลม และบริหารจัดการส่งไฟฟ้าผ่านสายส่งที่มีพิกัดสายส่งจำกัด

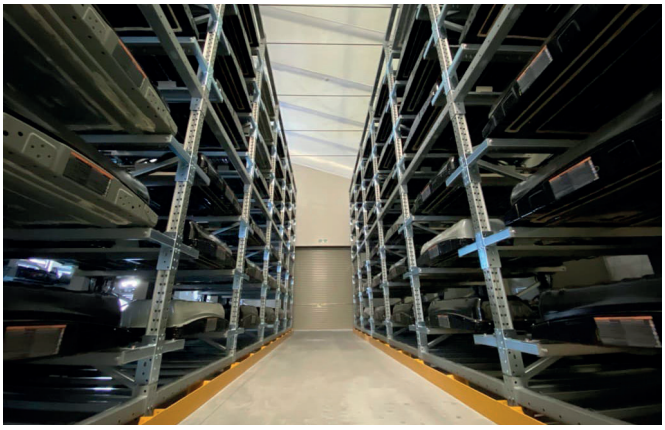
EV Battery Station CHITOSE

สถานีแบตเตอรี่ “EV Battery Station CHITOSE” (สถานีฯ) ตั้งอยู่ที่เมืองชิโตเสะ จังหวัดฮอกไกโด ดำเนินการโดยบริษัท Sumitomo Corporation ซึ่งได้เริ่มต้นการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานยุคใหม่ ในธุรกิจแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานในระดับโครงข่ายไฟฟ้า โดยสถานีฯ ก่อสร้างแล้วเสร็จและเริ่มใช้งานเต็มรูปแบบในช่วงครึ่งหลังของปี 2023

ทั้งนี้ ภายหลังจากทำการทดสอบความเชื่อถือได้ของสถานีฯ บริษัท Sumitomo Corporation ได้เริ่มใช้งานแบตเตอรี่ในตลาดความสมดุลพลังงาน (Supply and Demand Adjustment Market หรือ Balancing Power) ในการควบคุมความถี่ (Frequency) และความสมดุลระหว่างอุปทาน (Supply) และความต้องการ (Demand) ในพื้นที่ รวมถึงตลาดกำลังการผลิตไฟฟ้า (Capacity Market) ตามลำดับตั้งแต่ ปี 2024 เป็นต้นไป ทั้งนี้ บริษัท Sumitomo Corporation จะมีส่วนในการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ฮอกไกโด โดยสถานีฯ จะเป็นระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่แห่งแรกในญี่ปุ่นซึ่งเป็นบริษัทเอกชนที่ไม่ใช่บริษัทผลิตไฟฟ้า ทำการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า ที่จะช่วยจัดหาสมดุลพลังงาน (Balancing Power) ให้กับโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าในพื้นที่



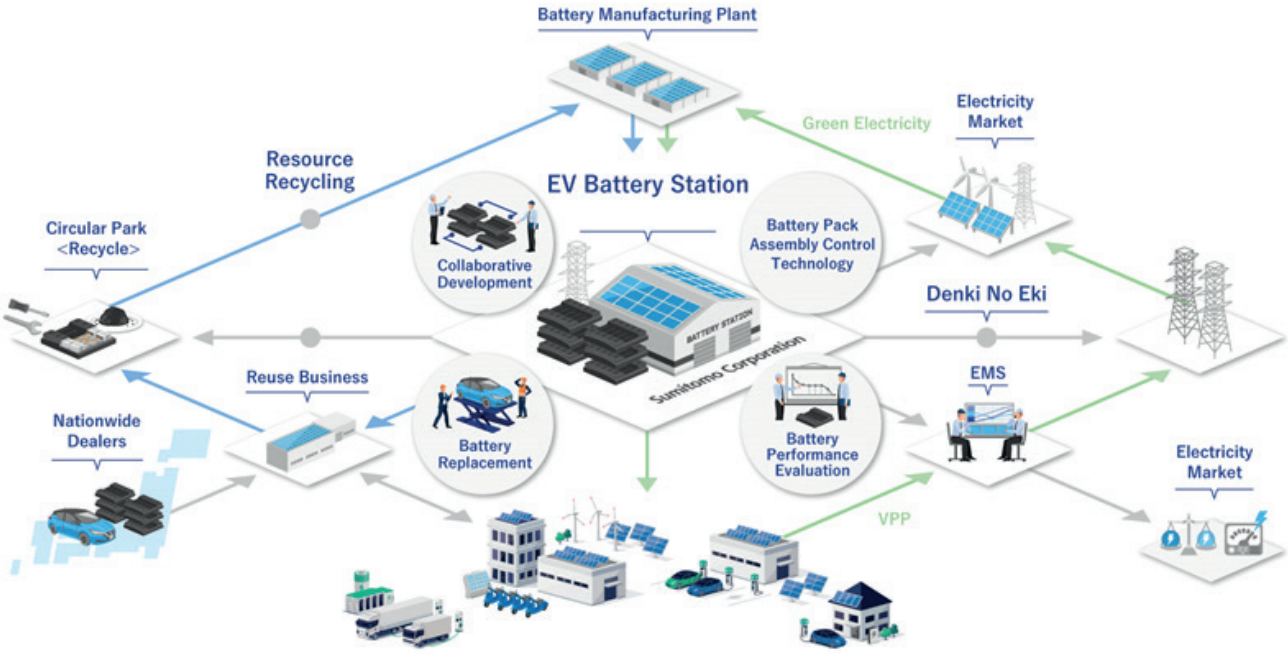
โครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานรูปแบบใหม่โดยใช้แบตเตอรี่กักเก็บพลังงานบริหารสมดุลไฟฟ้า



ขอบคุณภาพ : www.sumitomocorp.com

รายละเอียดของสถานีฯ (EV Battery Station CHITOSE)

ชื่อและสถานที่โครงการ:	• Battery Station CHITOSE No.1 • เมืองชิโตเสะ จังหวัดฮอกไกโด
ผู้พัฒนาโครงการ:	• บริษัท Sumitomo Corporation
ขนาดระบบ:	• 6 เมกะวัตต์ / 23 เมกะวัตต์ชั่วโมง (รองรับแบตเตอรี่ EV ประมาณ 700 ชุด)
ภาพรวมของระบบ:	• เทคโนโลยีการควบคุม (Control technology) สำหรับการเพิ่มขนาดระบบกักเก็บพลังงาน (เพิ่มกำลังการผลิตและความจุแบตเตอรี่) • แบตเตอรี่สามารถเปลี่ยนได้ • โครงสร้างแบบมีกรอบ (Framed structure) เพื่อให้มีระยะเวลาก่อสร้างสั้นลง และมีการออกแบบที่ปลอดภัย
วัตถุประสงค์ของโครงการ:	• พัฒนาและทดสอบเทคโนโลยีการเพิ่มขนาดเทคโนโลยีแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน ไปสู่ธุรกิจแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ • สนับสนุนการเพิ่มขึ้นของการใช้พลังงานหมุนเวียนด้วยการปรับสมดุลระหว่าง การอุปทาน (Supply) และความต้องการไฟฟ้า (Demand) รวมถึงลดความแออัดในโครงข่ายไฟฟ้า • ส่งเสริมการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) ผ่านการสร้างระบบนิเวศ (Ecosystem) สำหรับแบตเตอรี่ EV และการเพิ่มมูลค่าให้แบตเตอรี่ EV



ระบบนิเวศ (Ecosystem) แบตเตอรี่ EV ของบริษัท Sumitomo Corporation

ระบบแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน (BESS) ใน Hokkaido

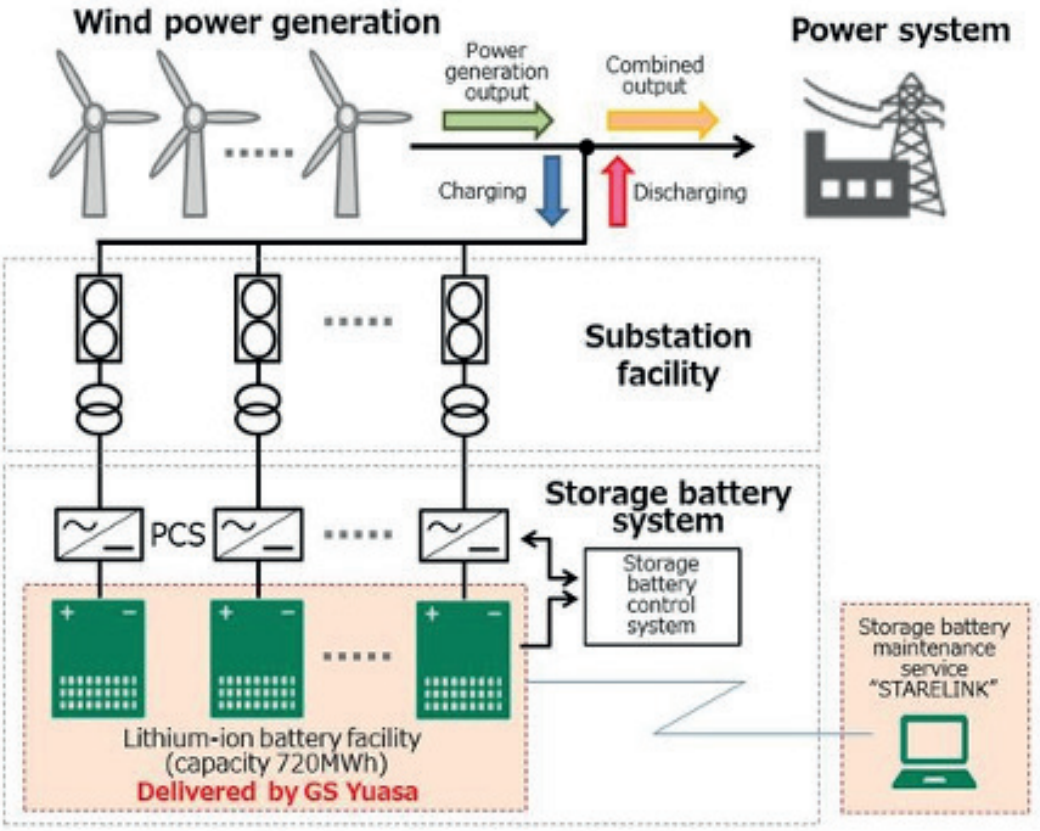
ภูมิภาคฮอกไกโดตอนเหนือมีสภาพแวดล้อมทางธรรมชาติที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ซึ่งมีความท้าทายต่อการบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับพลังงานลม โดยในปี 2556 รัฐบาลได้ตระหนักถึงความท้าทายและศักยภาพในการขยายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในพื้นที่ดังกล่าว จึงกำหนดให้ภูมิภาคฮอกไกโดตอนเหนือเป็นพื้นที่เป้าหมายสำหรับการพัฒนาพลังงานลม และดำเนินโครงการสาธิตเพื่อพัฒนาโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าเป็นระยะเวลากว่า 10 ปี ในการพัฒนาและสาธิตวิธีแก้ไขปัญหาทางเทคนิคที่จะนำไปสู่การนำไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมมาใช้งานและขยายกำลังการผลิตต่อไป

อย่างไรก็ตาม เมื่อเริ่มดำเนินโครงการสาธิตจึงได้พบกับความท้าทายอีกประการ คือ ความสมดุลระหว่างความต้องการไฟฟ้าและกำลังการผลิต ซึ่งกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์มีความผันผวนขึ้นอยู่กับสภาพอากาศโดยธรรมชาติ ดังนั้น เพื่อให้สามารถบริหารจัดการความสมดุลดังกล่าวได้ จึงมีการ**ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานจากแบตเตอรี่ ขนาด 240 เมกะวัตต์ / 720 เมกะวัตต์ชั่วโมง** ซึ่งเป็นระบบกักเก็บไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดในญี่ปุ่นและใหญ่ที่สุดแห่งหนึ่งในโลก ที่สถานีย่อยในเมืองโทโยโทมิ วัตถุประสงค์ของระบบนี้คือการควบคุมไฟฟ้าที่ไหลเข้าสู่สายส่งไฟฟ้าโดยการชาร์จหรือปล่อยไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลม เพื่อชดเชยความไม่มีเสถียรภาพของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมซึ่งอาจได้รับผลกระทบจากลมและปัจจัยอื่นๆ และลดความผันผวนของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่จะจ่ายให้กับโครงข่ายระบบไฟฟ้าอีกด้วย รวมทั้งช่วยปรับสมดุลระหว่างอุปทานและอุปสงค์ทำให้สามารถสร้างระบบที่สนับสนุนให้เกิดการผลิตพลังงานลมในภูมิภาคฮอกไกโดตอนเหนือได้

ภาพรวมของระบบแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน (BESS) ใน Hokkaido

ภาพรวมของแบตเตอรี่เก็บพลังงาน (BESS) ใน Hokkaido

สถานที่โครงการ:	• Wakkanai City, Toyotomi-cho, Horonobe-cho, Teshio-cho, Nakagawa-cho (Power transmission line) • Nakatombetsu-cho (Shirikoma Relay Station)
รายละเอียดของสายส่ง:	• ความยาวประมาณ 78 กิโลเมตร • เสาส่งไฟฟ้า 269 ต้น • 187 กิโลโวลต์ (2 เส้น) ประมาณ 70 กิโลเมตร และ 66 กิโลโวลต์ (2 เส้น) ประมาณ 8 กิโลเมตร
รายละเอียดของสถานีและลานไกไฟฟ้า:	• Kita Toyotomi Substation (187 kV / 66 kV) • Wakkanai Keihoku switchyard (66 kV), Kaigen switchyard (66 kV)
เงินลงทุนโครงการรวม:	• ประมาณ 105 Billion yen
สถานีไฟฟ้าย่อยที่เชื่อมต่อ:	• Hokkaido Electric Power Network Nishi-Nakagawa Substation
รายละเอียดของแบตเตอรี่:	• ประเภทแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน • กำลังไฟฟ้า: 240 เมกะวัตต์ • ความจุแบตเตอรี่: 720 เมกะวัตต์ชั่วโมง (3 ชั่วโมง) • จำนวนโมดูลแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน: ประมาณ 210,000 โมดูล • จำนวนเซลล์แบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน: ประมาณ 3.3 ล้านเซลล์
โรงไฟฟ้าพลังงานลมที่เชื่อมต่อ:	• โรงไฟฟ้าพลังงานลม ประมาณ 540 เมกะวัตต์ • พิกัดของสายส่งไฟฟ้า ประมาณ 300 เมกะวัตต์



การใช้งานของระบบแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน (BESS) ใน Hokkaido

ระบบแบตเตอรี่กักเก็บพลังงานตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้า Kita Toyotomi ของ North Hokkaido Wind Power Transmission ในเมือง Toyotomi จังหวัด Teshio เพื่อช่วยลดความผันผวนของการจ่ายไฟฟ้าจากพลังงานลมที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมจากหลายแหล่งกว่า 540 เมกะวัตต์ (มีค่า Plant factor กว่า 40%) และบริหารจัดการกำลังไฟฟ้าดังกล่าวให้ส่งไฟฟ้าผ่านสายส่งในระดับไม่เกิน 300 เมกะวัตต์ (พิกัดสายส่ง) เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าต่อไปยังบริเวณกลางเกาะฮอกไกโดต่อไป โดยมีเทคโนโลยีในการวิเคราะห์จุดที่ดีที่สุด (Optimization) สำหรับการใช้งานแบตเตอรี่ ระบบควบคุมพลังงานลม และระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุดและระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีเสถียรภาพ

ขอบคุณภาพ : https://www.toyota-tsusho.com/english/about/project/27.html

อนาคตพลังงานไทยเสี่ยงอะไร
ถ้าไม่มีไฮโดรเจน (สีเขียว)?

ไฮโดรเจนสำคัญอย่างไร ?

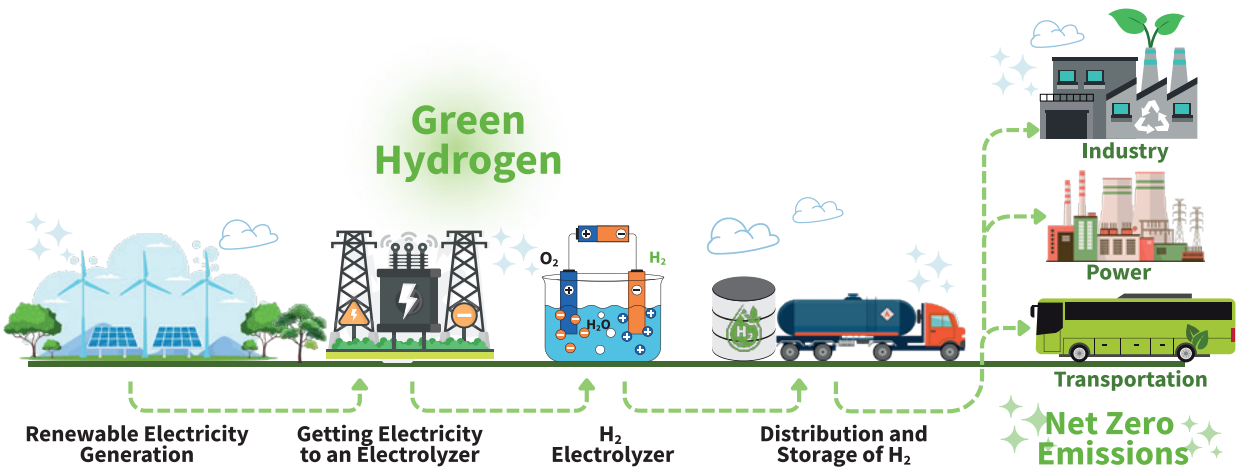
ไฮโดรเจน (Hydrogen) กลายเป็นหนึ่งในประเด็นสำคัญระดับโลกที่ทุกประเทศให้ความสนใจในฐานะพลังงานสะอาดแห่งอนาคต และเป็นหนึ่งในพลังงานสำคัญที่ช่วยสนับสนุนการบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emissions) ภายในช่วงกลางศตวรรษที่ 21 (~ ปี 2050) ซึ่งสอดคล้องกับทิศทางของไทยที่ตั้งเป้าหมายบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี 2050 และ Net Zero Emissions ภายในปี 2065

ไฮโดรเจนอาจดูเป็นเพียงพลังงานทางเลือกใหม่รูปแบบหนึ่งที่ยังห่างไกลจากชีวิตประจำวันของประชาชนทั่วไป แต่ในความเป็นจริง ไฮโดรเจนกำลังมีบทบาทสำคัญอย่างยิ่งในฐานะฟันเฟืองหนึ่งของระบบพลังงานสะอาด เนื่องจากการใช้พลังงานไฮโดรเจนไม่ก่อให้เกิดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ทำให้ไฮโดรเจนกลายเป็นเครื่องมือสำคัญในการผลักดันโลกไปสู่เป้าหมาย Net Zero Emissions ซึ่งไม่อาจบรรลุได้ด้วยพลังงานหมุนเวียนจากแสงอาทิตย์และลมเพียงอย่างเดียว เพราะแหล่งพลังงานเหล่านี้มีความไม่แน่นอน เช่น แสงแดดมีเฉพาะตอนกลางวันหรือบางวันไม่มีลมเลย ส่งผลให้การผลิตไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอ จึงจำเป็นต้องมีระบบพลังงานที่ยืดหยุ่น เช่น การกักเก็บพลังงานส่วนเกินจากพลังงานหมุนเวียน หรือการมีแหล่งพลังงานสำรองที่สามารถนำมาใช้ได้ทันทีเมื่อต้องการ เป็นต้น

โดยไฮโดรเจนสามารถเข้ามามีบทบาทในส่วนนี้ได้ เช่น การใช้ไฟฟ้าส่วนเกินจากพลังงานหมุนเวียนมาผลิตไฮโดรเจนและจัดเก็บไว้ในรูปของก๊าซ และเมื่อต้องการใช้ไฟฟ้าก็สามารถนำไฮโดรเจนกลับมาผลิตไฟฟ้าได้อีกครั้ง ด้วยคุณสมบัตินี้ไฮโดรเจนจึงเปรียบเสมือนแบตเตอรี่รูปแบบใหม่ที่ช่วยเชื่อมโยงระบบพลังงานหมุนเวียนให้มีเสถียรภาพมากยิ่งขึ้น นอกจากนี้ไฮโดรเจนยังสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ในหลายภาคส่วน เช่น ภาคขนส่ง (ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ รถไฟ เรือ และเครื่องบิน) ภาคอุตสาหกรรมที่ลดการปล่อย CO_2 ได้ยาก (ใช้ผลิตความร้อนในการผลิตเหล็ก ปูนซีเมนต์ และสารเคมี) และภาคการผลิตไฟฟ้า (ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า)

ไฮโดรเจนที่ใช้ในระบบพลังงานสะอาด จะต้องเป็น “ไฮโดรเจนสีเขียว” (Green Hydrogen)

อย่างไรก็ตาม ไฮโดรเจนที่ใช้ในระบบพลังงานสะอาดจะต้องเป็น “ไฮโดรเจนสีเขียว” (Green Hydrogen) ซึ่งผลิตจากพลังงานหมุนเวียนและไม่มีการปล่อย CO_2 ตลอดกระบวนการผลิต เช่น การแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) ซึ่งต่างจากไฮโดรเจนสีเทา (Grey Hydrogen) ที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ก๊าซธรรมชาติ และไฮโดรเจนสีน้ำเงิน (Blue Hydrogen) ที่แม้จะมีการดักจับ CO_2 ได้บางส่วน แต่ก็ยังปล่อย CO_2 อยู่บ้าง ดังนั้น **ไฮโดรเจนสีเขียวจึงเป็นหนึ่งในหนทางที่สามารถช่วยโลกบรรลุเป้าหมาย Net Zero Emissions (รูปที่ 1)**



รูปที่ 1 ไฮโดรเจนสีเขียวกับการเปลี่ยนผ่านพลังงานสะอาดสู่ Net Zero Emissions

แล้วอนาคตพลังงานไทยเสี่ยงอะไร ถ้าไม่มีไฮโดรเจน (สีเขียว)?

ในวันที่โลกกำลังก้าวเข้าสู่ยุคพลังงานสะอาดและการพัฒนาที่ยั่งยืน ไทยเองก็ต้องเตรียมตัวรับมือกับการเปลี่ยนแปลงครั้งสำคัญ หากเราไม่เริ่มนำไฮโดรเจนสีเขียวเข้ามาใช้ในภาคพลังงานไฟฟ้า ขนส่งและอุตสาหกรรมอาจต้องเผชิญกับความเสี่ยงหลายด้าน (รูปที่ 2) โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1. เสี่ยงต่อ ความมั่นคงทางพลังงาน

หากไทยยังคงพึ่งพาก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าหลักโดยไม่มีทางเลือกอื่นอย่างไฮโดรเจนสีเขียวเข้ามาเสริม ระบบพลังงานของไทยจะมีความเปราะบางมากขึ้นในระยะยาว ปัจจุบันราคาก๊าซธรรมชาติมีความผันผวนในตลาดโลกแต่ยังคงถูกกว่าไฮโดรเจนสีเขียวที่ผลิตได้ในปริมาณจำกัดและต้นทุนสูง อย่างไรก็ตาม ในอนาคตหากเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวพัฒนาและขยายตัวมากขึ้น จะช่วยให้ราคาถูกลงจนสามารถแข่งขันกับก๊าซธรรมชาติได้ แต่ถ้าไทยยังไม่มีโครงสร้างพื้นฐานรองรับการนำไฮโดรเจนสีเขียวมาใช้ ก็จะเสี่ยงต่อการเผชิญต้นทุนพลังงานที่อาจสูงขึ้นและไม่มั่นคงในอนาคต

2. เสี่ยงต่อ การแข่งขันด้านอุตสาหกรรมและการค้า

ภาคอุตสาหกรรมหลักของไทย เช่น ปิโตรเคมี เหล็ก ซีเมนต์ และการส่งออกอาหารแปรรูป จะได้รับผลกระทบอย่างมาก เนื่องจากมาตรการปรับคาร์บอนของสินค้าก่อนส่งออกข้ามพรมแดนไปยังประเทศคู่ค้าต่าง ๆ เช่น มาตรการ CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) ของสหภาพยุโรปและประเทศคู่ค้าจะบังคับให้สินค้าส่งออกที่มีการปล่อย CO_2 สูงถูกเก็บภาษีเพิ่ม หากอุตสาหกรรมไทยไม่มีพลังงานทางเลือกอย่างไฮโดรเจนสีเขียวมาทดแทนการใช้ฟอสซิลในกระบวนการผลิต จะทำให้ต้นทุนสูงขึ้นและเสียเปรียบคู่แข่งทางการค้า นอกจากนี้ ยังมีอุตสาหกรรมการบินและโลจิสติกส์ระหว่างประเทศที่กำลังเปลี่ยนผ่านสู่เชื้อเพลิงสะอาด หากไทยไม่พัฒนาศักยภาพพลังงานจากไฮโดรเจนสีเขียว อาจทำให้เส้นทางการค้าและการลงทุนระหว่างประเทศลดบทบาทลง เช่น สนามบินหรือท่าเรือบางแห่งในอนาคตอาจรับเฉพาะเครื่องบิน เรือ หรือรถขนส่งที่ใช้เชื้อเพลิงสะอาด เป็นต้น

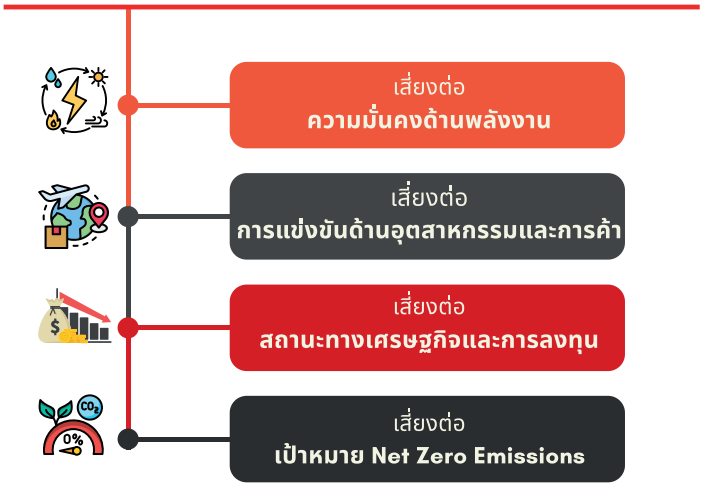
3. เสี่ยงต่อ สถานะทางเศรษฐกิจและการลงทุน

ในอีกไม่กี่ปีข้างหน้า ภูมิภาคอาเซียนจะเริ่มขับเคลื่อนการลงทุนด้านไฮโดรเจนอย่างเป็นรูปธรรม โดยเฉพาะในอุตสาหกรรมพลังงานสะอาดและการผลิตเชื้อเพลิงทางเลือกอย่างไฮโดรเจนสีเขียว หากไทยยังไม่มีนโยบายที่ชัดเจนและโครงสร้างพื้นฐานที่พร้อมรองรับ นักลงทุนพลังงานสะอาดจะเลือกลงทุนในประเทศเพื่อนบ้านที่มีความพร้อมด้านไฮโดรเจนมากกว่า อย่างเช่น มาเลเซียและอินโดนีเซีย ทำให้อุตสาหกรรมใหม่ เช่น โรงงานแบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้า ศูนย์จัดเก็บและประมวลผลข้อมูล (Data Centre) เป็นต้น อาจไม่เลือกไทยเป็นฐานการลงทุนหลักในภูมิภาค

4. เสี่ยงต่อ เป้าหมาย Net Zero Emissions ของประเทศ

ไทยตั้งเป้าหมาย Net Zero Emissions ภายในปี 2065 แต่หากไม่มีไฮโดรเจนสีเขียวเข้ามาเสริมในพลังงานไฟฟ้า ขนส่ง และอุตสาหกรรม ซึ่งเป็นแหล่งปล่อย CO_2 หลัก การลดการปล่อย CO_2 จะทำได้จำกัด และต้องพึ่งพาการดูดซับจากป่าหรือการซื้อคาร์บอนเครดิตจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น อาจทำให้เป้าหมาย Net Zero Emission ต้องเลื่อนออกไป และไทยอาจเสียโอกาสในการเป็นศูนย์กลางการค้าพลังงานสะอาดในภูมิภาค

อนาคตพลังงานไทยเสี่ยงอะไร ถ้าไม่มีไฮโดรเจน (สีเขียว)?

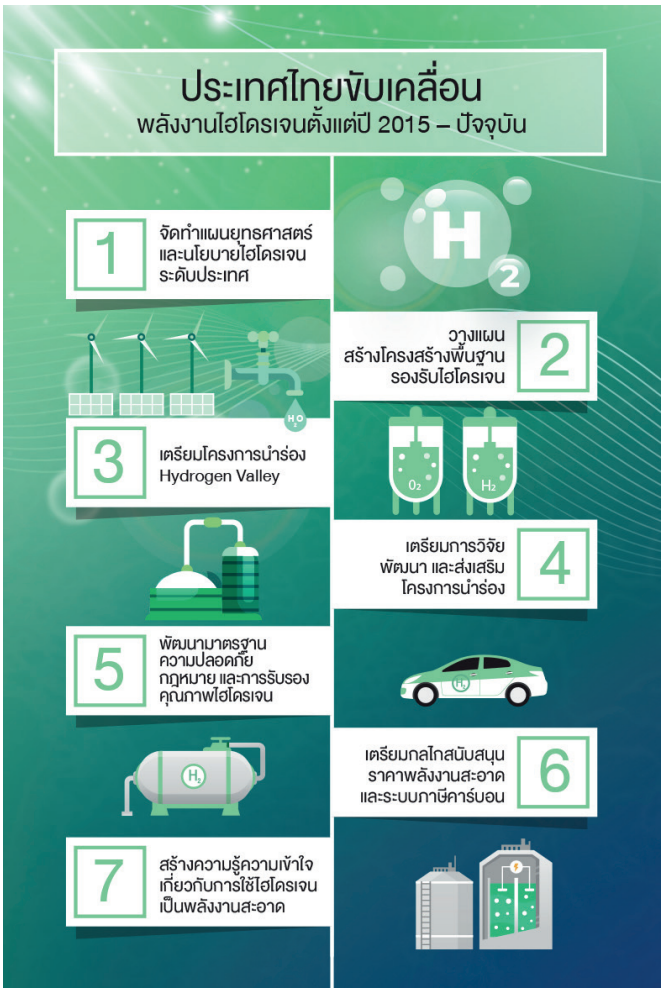


รูปที่ 2 ความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นหากไทยยังไม่มีไฮโดรเจนสีเขียวในอนาคต

ไทยได้เริ่มวางแผน และเริ่มขับเคลื่อน พลังงานไฮโดรเจน มาอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่ปี 2015 จนถึงปัจจุบัน (2025)

สถานการณ์ปัจจุบันของไฮโดรเจนในไทยเป็นอย่างไร ?

ไทยกำลังเตรียมพร้อมรับมือกับอนาคตด้านพลังงานและเศรษฐกิจยุคใหม่อย่างจริงจัง เพื่อลดความเสี่ยงต่อการเปลี่ยนแปลงของโลกและรักษาความมั่นคงด้านพลังงานในระยะยาว หนึ่งในกุญแจสำคัญของการเปลี่ยนผ่านนี้คือไฮโดรเจนสีเขียว ซึ่งถือเป็นพลังงานสะอาดที่จะเข้ามาเสริมระบบพลังงานหลัก โดยไทยได้เริ่มวางแผนและเริ่มขับเคลื่อนพลังงานไฮโดรเจนมาอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่ปี 2015 จนถึงปัจจุบัน (2025) เช่น



1. การจัดทำแผนยุทธศาสตร์และนโยบายไฮโดรเจนระดับประเทศ เพื่อวางกรอบการพัฒนา การลงทุน และทิศทางพลังงานของประเทศในอนาคต โดยเน้นการส่งเสริมการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนสีเขียว

2. การวางแผนสร้างโครงสร้างพื้นฐานรองรับไฮโดรเจน เช่น โรงผลิตไฮโดรเจนสีเขียวจากพลังงานหมุนเวียน และระบบขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ ทางบกและทางเรือ

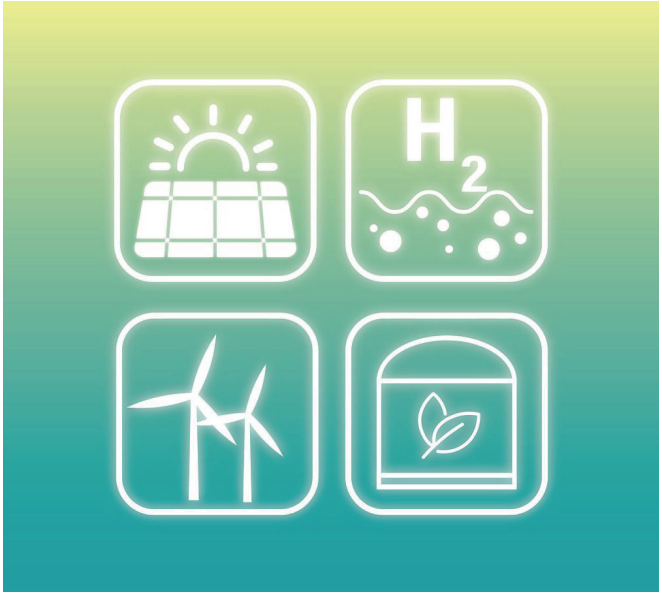
3. เตรียมโครงการนำร่อง Hydrogen Valley ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดให้กับผู้ลงทุนและเชื่อมโยงการใช้ไฮโดรเจนกับอุตสาหกรรมสำคัญ เช่น โรงงานปิโตรเคมี โรงไฟฟ้า และระบบขนส่ง เป็นต้น

4. เตรียมการวิจัย พัฒนา และส่งเสริมโครงการนำร่อง เพื่อให้เกิดการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคส่วนต่าง ๆ โดยเฉพาะไฮโดรเจนสีเขียว

5. พัฒนามาตรฐานความปลอดภัย กฎหมาย และการรับรองคุณภาพไฮโดรเจน เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ลงทุนและประชาชน รวมทั้งรองรับการใช้ไฮโดรเจนในระบบพลังงานอย่างปลอดภัย

6. เตรียมกลไกสนับสนุนราคาพลังงานสะอาดและระบบภาษีคาร์บอน เพื่อจูงใจให้ภาคเอกชนและอุตสาหกรรมหันมาใช้ไฮโดรเจนสีเขียวมากขึ้นและเพื่อส่งเสริมธุรกิจพลังงานสะอาด

7. สร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับการใช้ไฮโดรเจนเป็นพลังงานสะอาด เพื่อให้ประชาชนยอมรับและใช้ไฮโดรเจนได้อย่างมั่นใจและปลอดภัย



การเตรียมความพร้อมเหล่านี้ เป็นก้าวสำคัญที่จะช่วยให้ไทยไม่หลุดจากขบวนของโลกที่กำลังเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาด พร้อมทั้งช่วยเสริมความมั่นคงทางเศรษฐกิจในระยะยาว แม้จะต้องใช้เวลาอีกสักระยะ แต่ไทยก็เริ่มขับเคลื่อนและวางแผนอย่างเป็นระบบมากขึ้น เพราะในโลกยุคใหม่ พลังงานสะอาดกลายเป็นตัวชี้วัดความก้าวหน้าและความน่าเชื่อถือของแต่ละประเทศ ดังนั้น ไฮโดรเจนโดยเฉพาะไฮโดรเจนสีเขียวจึงไม่ใช่แค่พลังงานทางเลือกอีกต่อไป แต่กลายเป็น “พลังงานจำเป็น” ที่หลายประเทศ เช่น ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ และออสเตรเลีย กำลังลงทุนอย่างจริงจังเพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงานและความสามารถในการแข่งขันในอนาคต

สำหรับไทย เรายังมีโอกาสอีกมากในการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนสีเขียวในอนาคต โดยตอนนี้ได้เริ่มวางแผนและวางรากฐานอย่างเป็นระบบแล้ว หากได้รับการสนับสนุนอย่างต่อเนื่อง ในอีกไม่กี่ปีข้างหน้าไทยอาจกลายเป็นศูนย์กลางไฮโดรเจนของภูมิภาค เป็นฐานการลงทุนของอุตสาหกรรมสะอาด สร้างงานใหม่ เพิ่มรายได้ และช่วยผลักดันประเทศไปสู่เป้าหมาย Net Zero Emissions เพื่ออนาคตที่มั่นคงและยั่งยืนสำหรับทุกคน

“ไฮโดรเจนสีเขียวเป็นหนึ่งในตัวแปรสำคัญของเป้าหมาย Net Zero Emissions”

เอกสารอ้างอิง

1. พลังงานไฮโดรเจน Hydrogen (2568), สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, สืบค้นเมื่อวันที่ 18 กรกฎาคม 2568, https://www.eppo.go.th/index.php/th/conservation/item/21376-hydrogen
2. ทำไม “ไฮโดรเจน” คืออนาคตพลังงานไทยที่จะมุ่งสู่ Net Zero ในปี 2065 (2568), THE STANDARD TEAM, สืบค้นเมื่อ วันที่ 16 กรกฎาคม 2568, https://thestandard.co/hydrogen-net-zero-2065/
3. Hydrogen for aviation A future decarbonization solution for air travel (2568), International Air Transport Association, สืบค้นเมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2568, https://www.iata.org/globalassets/iata/publications/sustainability/h2-for-aviation-facts.pdf
4. อาเซียนกับการพัฒนา ‘พลังงานไฮโดรเจน’ (2567), วรัญญา ยศสาย, สืบค้นเมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2568,https://www.itd.or.th/itd-data-center/67_51/
5. How does Hydrogen help nations break free from fossil fuels? (2568), Abi Morgan, สืบค้นเมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2568, Montel - Blog - How Does Hydrogen Prevent Reliance on Fossil Fuels?
6. Asia Market Opportunities 2025: Hydrogen Crucial to Decarbonisation Strategies, Jari Hietala, สืบค้นเมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2568, Asia Sees Hydrogen As Essential to Decarbonisation Strategies
7. Alternative Energy Development Plan: AEDP2015 (2015), Ministry of Energy, สืบค้นเมื่อวันที่ 18 กรกฎาคม 2568, https://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/AEDP2015.pdf

บทเรียนสำคัญจากระบบการซื้อขายสิทธิ
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของสหภาพยุโรป (EU ETS)

ระบบการซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของสหภาพยุโรป (EU ETS) เปิดตัวในปี พ.ศ. 2548 ถือเป็นตลาดคาร์บอนแห่งแรกของโลกและเป็นหนึ่งในตลาดที่ใหญ่ที่สุดในโลก ครอบคลุมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อน การผลิตภาคอุตสาหกรรม และการบิน ซึ่งคิดเป็นประมาณ 40% ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดในสหภาพยุโรป

เป้าหมายและการทำงานของ EU ETS

เป้าหมายหลักของ EU ETS คือการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกผ่านกลไกตลาด โดยการกำหนดเพดานการปล่อยก๊าซ (Cap) ซึ่งคือปริมาณก๊าซเรือนกระจกสูงสุดที่อนุญาตให้ปล่อยได้ในแต่ละปี จากนั้นสิทธิในการปล่อยก๊าซจะถูกซื้อขาย (Trade) กันในตลาด ทำให้บริษัทที่มีการปล่อยก๊าซเกินกว่าที่ได้รับอนุญาตต้องซื้อสิทธิเพิ่มเติมจากบริษัทที่ปล่อยก๊าซน้อยกว่า ระบบนี้กระตุ้นให้ภาคอุตสาหกรรมหันไปใช้เทคโนโลยีที่สะอาดและมีประสิทธิภาพมากขึ้นเพื่อลดต้นทุนในการซื้อสิทธิการปล่อยก๊าซ

พัฒนาการของ EU ETS (2005-2020)

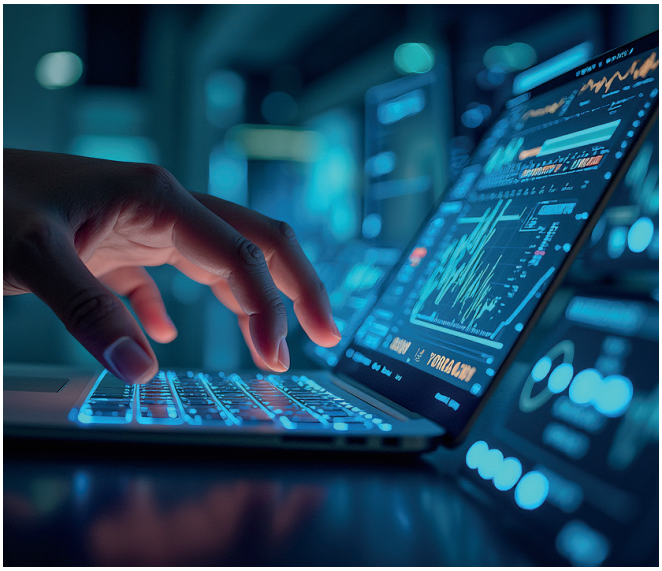
EU ETS ได้ผ่านการพัฒนามาหลายระยะ แต่ละระยะมีการปรับปรุงและขยายขอบเขตเพื่อให้ระบบมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

ระยะที่ 1 (2005-2007): ระยะนำร่อง

- เน้นการสร้างระบบตลาดคาร์บอนและกลไกการติดตาม ตรวจสอบ และรายงาน (MRV)
- ครอบคลุมเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากโรงไฟฟ้าและอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานสูง

ระยะที่ 2 (2008-2012): สอดคล้องกับ Kyoto Protocol

- มีการขยายขอบเขตให้ครอบคลุมก๊าซเรือนกระจกเพิ่มเติม เช่น ไนตรัสออกไซด์ (N_2O) จากการผลิตกรดไนตริก
- ลดเพดานการปล่อยก๊าซลงประมาณ 6.5% เมื่อเทียบกับปี 2005
- ลดสัดส่วนการจัดสรรสิทธิ์ (Free Allocation) และเปิดให้ใช้เครดิตจากการลดก๊าซเรือนกระจกจากโครงการระหว่างประเทศได้



ระยะที่ 3 (2013-2020): การปรับโครงสร้างและเพิ่มประสิทธิภาพ

- เปลี่ยนมาใช้เพดานการปล่อยก๊าซแบบเดียวทั่วทั้งสหภาพยุโรป (Single EU-wide Cap) แทนเพดานรายประเทศ
- ใช้การประมูล (Auctioning) เป็นกลไกหลักในการจัดสรรสิทธิ์
- จำกัดการใช้เครดิตการลดก๊าซเรือนกระจกจากโครงการระหว่างประเทศ (เช่น Clean development mechanism (CDM) และ Joint implementation (JI)) อย่างเข้มงวด และในช่วงปลายระยะที่ 3 เริ่มยกเลิกการรับเครดิตจากมาตรา 6 ของข้อตกลงปารีสและตลาดคาร์บอนภาคสมัครใจ

ระยะที่ 4 (2021-2030): การมุ่งสู่เป้าหมายที่เข้มข้นยิ่งขึ้น

- เพิ่มอัตราการลดเพดานการปล่อยก๊าซประจำปี
- ยังคงมีการจัดสรรสิทธิ์ฟรีเพื่อลดความเสี่ยงของการย้ายฐานการผลิต (Carbon Leakage)
- มีการจัดตั้งกองทุนสองกองทุน ได้แก่ Innovation Fund ซึ่งเป็นกองทุนขนาดใหญ่ที่สนับสนุนการพัฒนาและนำเทคโนโลยีลดคาร์บอนที่เป็นนวัตกรรมมาใช้ เช่น CCS, พลังงานหมุนเวียน, อุตสาหกรรมไฮโดรเจน ฯลฯ และ Modernization Fund กองทุนที่ช่วยเหลือประเทศสมาชิกที่มีรายได้น้อย (เช่น ในยุโรปกลางและตะวันออก) ให้เปลี่ยนผ่านสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำด้วยการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานพลังงานสะอาดและประสิทธิภาพพลังงาน

ปัจจุบัน สหภาพยุโรปกำลังเตรียมการสำหรับ EU ETS2 ซึ่งมีกำหนดเริ่มดำเนินการเต็มรูปแบบในปี 2027 โดยขยายขอบเขตไปยังภาคอาคาร (Buildings) ขนส่งทางถนน (Road Transport) และภาคอุตสาหกรรมขนาดเล็กที่ยังไม่อยู่ในระบบเดิม นอกจากนี้ ยังลดการจัดสรรสิทธิ์การปล่อยก๊าซฟรี เพื่อเร่งการเปลี่ยนผ่านสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ และนำกลไก CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) มาใช้ควบคู่กับการลดการจัดสรรสิทธิ์ปล่อยก๊าซฟรี เพื่อป้องกันการย้ายฐานการผลิตไปยังประเทศที่มีกฎสิ่งแวดล้อมที่ผ่อนปรนกว่า และกระตุ้นให้ประเทศคู่ค้าปรับมาตรฐานการปล่อยคาร์บอนให้สอดคล้องกับนโยบายของสหภาพยุโรป

ด้วยกลไกเหล่านี้ ในปี 2023 สหภาพยุโรปสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ถึง 37% จากปี 1990 โดยลดลง 8% จากปี 2022 ซึ่งสะท้อนความสำเร็จของ EU ETS ในการขับเคลื่อนการลดก๊าซและสร้างรายได้ตั้งแต่เริ่มระบบจนถึงปี 2023 รวมสะสมมากกว่า 200 พันล้านยูโร

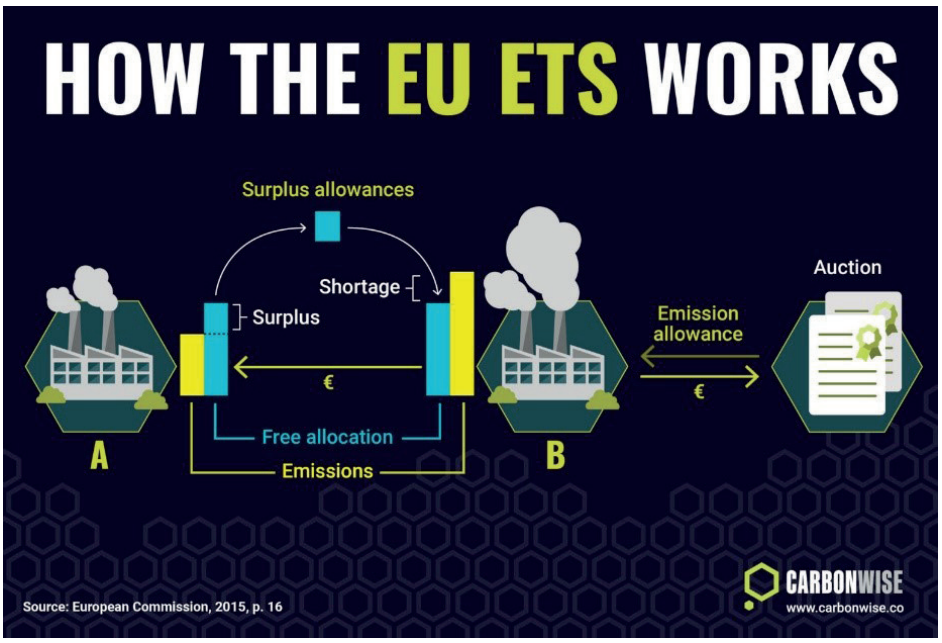
บทเรียนสำคัญจาก EU ETS

ระบบ EU ETS ได้ให้บทเรียนสำคัญหลายประการในการบริหารจัดการการลดก๊าซเรือนกระจก ดังนี้

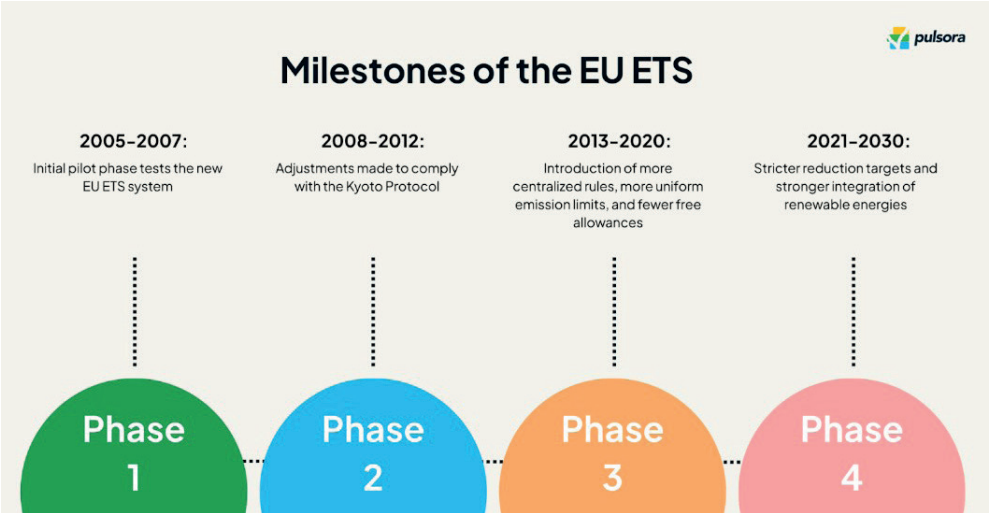
1. การจัดการข้อมูลที่ถูกต้องและโปร่งใส (MRV): การมีระบบการตรวจสอบ รายงาน และทวนสอบที่น่าเชื่อถือเป็นหัวใจสำคัญในการสร้างความมั่นใจในประสิทธิภาพและความเป็นธรรมของระบบ

2. การปรับลดเพดานการปล่อยก๊าซให้สอดคล้องกับเป้าหมาย: การลดเพดานการปล่อยก๊าซอย่างต่อเนื่องและกำหนดเพดานเดียวสำหรับทุกภาคส่วน ช่วยให้มั่นใจว่าการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและโปร่งใส

3. การให้ผู้ก่อมลพิษเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายผ่านการประมูลสิทธิ์: การประมูลสิทธิ์ช่วยสร้างรายได้ให้กับภาครัฐ ส่งเสริมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และสร้างความเป็นธรรมในการแข่งขัน



ขอบคุณภาพ : https://carbonwise.co/how-the-eu-ets-works/



ขอบคุณภาพ : https://www.pulsora.com/blog/eu-ets-emissions-trading-system

4. การสร้างความยืดหยุ่นให้กับตลาด: การอนุญาตให้มีการซื้อขายโควตาระหว่างผู้เข้าร่วมตลาดและประเทศสมาชิก รวมถึงการสะสมโควตาในอนาคต ช่วยให้ตลาดมีความยืดหยุ่น อย่างไรก็ตาม EU ETS ไม่ยอมรับเครดิตระหว่างประเทศตามมาตรา 6 ของข้อตกลงปารีส และเครดิตคาร์บอนภาคสมัครใจในปัจจุบัน

5. ความเป็นธรรมของระบบ: EU ETS ใช้กฎระเบียบที่เป็นมาตรฐานเดียวกันสำหรับทุกภาคส่วน และมีมาตรการป้องกันการย้ายฐานการผลิตผ่านการจัดสรรสิทธิ์ฟรีให้กับภาคส่วนที่มีความเสี่ยงสูง รวมถึงการใช้กลไก CBAM นอกจากนี้ รายได้จากการประมูลสิทธิ์ส่วนหนึ่งยังถูกนำไปใช้สนับสนุนกองทุนเพื่อการเปลี่ยนผ่านและแก้ไขปัญหาสภาพภูมิอากาศ

6. การนำรายได้จาก ETS ไปใช้ในกิจกรรมที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม: รายได้ทั้งหมดที่เกิดจาก EU ETS จะต้องถูกนำไปใช้ในการลงทุนด้านสิ่งแวดล้อมและพลังงานสะอาดเท่านั้น เพื่อให้มั่นใจว่าระบบ ETS มีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำอย่างยั่งยืน

ทั้งนี้ ประเทศไทยต้องเร่งปรับตัวด้วยการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการผลิตสินค้า เพื่อรักษาความสามารถในการแข่งขันในตลาดยุโรป ภายใต้แรงกดดันจากมาตรฐานคาร์บอนที่เข้มงวดขึ้นในอนาคต

ทำความรู้จัก Green Transition
เพิ่มความมั่นคงทางพลังงาน ลดก๊าซเรือนกระจก

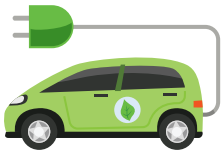
Green Transition เป็นกระบวนการเปลี่ยนแปลงทางเศรษฐกิจและสังคมที่มุ่งเน้นการลดการพึ่งพาพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น น้ำมัน ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ โดยเปลี่ยนไปใช้พลังงานสะอาดและเทคโนโลยีที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมมากขึ้น โดยเป้าหมายหลักคือช่วยลดใช้พลังงาน และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก นับเป็นการขับเคลื่อนเรื่องความมั่นคงด้านพลังงานสิ่งแวดล้อมระดับประเทศ

4 องค์ประกอบสำคัญของ Green Transition

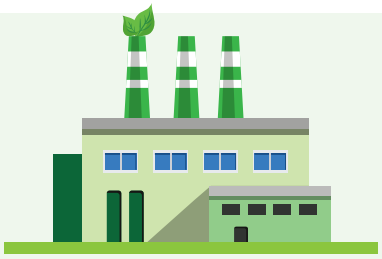
พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy)

- ใช้พลังงานจากแหล่งที่ไม่มีวันหมด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ ลม น้ำ และความร้อนใต้พิภพ
- ลดการพึ่งพาถ่านหินและน้ำมัน เพื่อลดการปล่อย CO_2

เทคโนโลยีสีเขียว (Green Technology)



- พัฒนาเทคโนโลยีที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม เช่น ยานยนต์ไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงาน และการจัดการขยะ
- ส่งเสริมการออกแบบผลิตภัณฑ์และกระบวนการผลิตที่ใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ (Circular Economy)



การปรับประสิทธิภาพพลังงาน (Energy Efficiency)

- ปรับปรุงเทคโนโลยีเพื่อลดการใช้พลังงานในอุตสาหกรรม อาคาร และการขนส่ง
- ส่งเสริมการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงานและอาคารสีเขียว

การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมและวิถีชีวิต (Behavioral and lifestyle change)

- ส่งเสริมให้ประชาชนและธุรกิจปรับพฤติกรรมเพื่อลดคาร์บอน เช่น ใช้ขนส่งสาธารณะ ลดขยะพลาสติก เป็นต้น

ประโยชน์ของ (Green Transition)

นอกจากเพิ่มความมั่นคงทางพลังงาน ยังลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม อีกทั้งเกิดการพัฒนาอุตสาหกรรมพลังงานสะอาดและเทคโนโลยีสีเขียว สร้างโอกาสการจ้างงานในสาขาใหม่ๆ สร้างนิคมอุตสาหกรรมสีเขียว ยกระดับไทยสู่เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ สร้างเศรษฐกิจที่ยั่งยืน

ที่มาข้อมูล : การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย

แบบสอบถามความพึงพอใจ

ฉบับที่ 135 / 2568

วารสาร นโยบายพลังงาน www.eppo.go.th

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน มีความประสงค์จะสำรวจความพึงพอใจของท่านผู้อ่านเพื่อนำข้อมูลมาใช้ประกอบการปรับปรุงวารสารนโยบายพลังงานให้ดียิ่งขึ้น ขอความกรุณาท่านผู้อ่านได้ตอบแบบสอบถามในรูปแบบออนไลน์ผ่านคิวอาร์โค้ดที่ปรากฏนี้ คำตอบของท่านมีค่าสำหรับเรา ขอขอบคุณมา ณ โอกาสนี้

หากท่านใดต้องการสมัครสมาชิกวารสารฯ รูปแบบไฟล์ pdf สมัครได้ที่ e-mail : eppojournal@gmail.com

ชื่อ-นามสกุล .....หน่วยงาน.....

อาชีพ/ตำแหน่ง .....โทรศัพท์.....

ที่อยู่.....อีเมล.....

กรุณาทำเครื่องหมาย ลงในช่อง และเติมข้อความที่สอดคล้องกับความต้องการของท่านลงในช่องว่าง

1. ท่านอ่าน "วารสารนโยบายพลังงาน" จากที่ใด

- ☐ ที่ทำงาน/หน่วยงานที่สังกัด
- ☐ ห้องสมุด
- ☐ ที่บ้าน
- ☐ www.eppo.go.th
- ☐ หน่วยราชการ/สถานศึกษา
- ☐ อื่น ๆ

2. ท่านอ่าน "วารสารนโยบายพลังงาน" เพราะเหตุใด

- ☐ ข้อมูลเป็นประโยชน์ต่อการทำงาน
- ☐ ข้อมูลอยู่ในความสนใจ
- ☐ ข้อมูลหาได้ยากจากแหล่งอื่น
- ☐ อื่น ๆ .....
- ☐ มีคนแนะนำให้อ่าน .....

3. ท่านใช้เวลาอ่าน "วารสารนโยบายพลังงาน" กี่นาที

- ☐ 0 - 10 นาที
- ☐ 31 - 40 นาที
- ☐ มากกว่า 60 นาที
- ☐ 11 - 20 นาที
- ☐ 41 - 50 นาที
- ☐ 21 - 30 นาที
- ☐ 51 - 60 นาที

4. ความพึงพอใจต่อรูปแบบ "วารสารนโยบายพลังงาน"

เกณฑ์การให้คะแนน ระดับ

5 = มากที่สุดหรือดีมาก
4 = มากหรือดี
3 = ปานกลางหรือพอใช้
2 = น้อยหรือต่ำกว่ามาตรฐาน
1 = น้อยที่สุดหรือต้องปรับปรุงแก้ไข

รายการ	5	4	3	2	1
1.หน้าปก มีความน่าสนใจ สอดคล้องกับเนื้อหา					
2.เนื้อหา มีความทันสมัย น่าสนใจ ตรงตามความต้องการ นำไปใช้ประโยชน์ได้					
3.ภาพประกอบ มีความน่าสนใจ สอดคล้องกับเนื้อหา ทำให้เข้าใจเนื้อเรื่องได้ดีขึ้น					
4.สำนวนการเขียน ทำความเข้าใจได้ง่าย					
5.ขนาดตัวอักษร มีความเหมาะสม					
6.รูปแบบตัวอักษร อ่านง่าย					
7.การใช้สี ดูสบายตา น่าอ่าน					

ความพึงพอใจต่อคอลัมน์ภายใน "วารสารนโยบายพลังงาน"

รายการ	5	4	3	2	1
เรื่องจากปก					
บทความด้านสถานการณ์พลังงาน					
บทความด้านปิโตรเลียม					
บทความด้านสถานการณ์การปล่อยก๊าซฯ					
บทความด้านไฟฟ้า					
บทความด้านอนุรักษ์พลังงานฯ					
บทความด้านพลังงานต่างแดน					
เคล็ดลับประหยัดพลังงาน					
เกมพลังงาน					

5. ความพึงพอใจภาพรวมของ "วารสารนโยบายพลังงาน"

- ☐ มาก
- ☐ ปานกลาง
- ☐ น้อย

6. วารสารนโยบายพลังงาน มีประโยชน์อย่างไร (ตอบได้มากกว่า 1 ข้อ)

- ☐ ทำให้รู้และเข้าใจเรื่องพลังงาน
- ☐ ได้ความรู้รอบตัว
- ☐ ทำให้รู้สถานการณ์พลังงาน
- ☐ อื่น ๆ .....
- ☐ นำไปใช้ในชีวิตประจำวันได้ .....

7. ท่านต้องการให้ "วารสารนโยบายพลังงาน" เพิ่มคอลัมน์เกี่ยวกับอะไรบ้าง

.....

8. ระยะเวลาการเผยแพร่ "วารสารนโยบายพลังงาน" ที่ท่านต้องการ

- ☐ ราย 1 เดือน
- ☐ ราย 2 เดือน
- ☐ ราย 3 เดือน

9. ท่านเคยอ่าน "วารสารนโยบายพลังงาน" บนเว็บไซต์ของสำนักงานหรือไม่

- ☐ เคย
- ☐ ไม่เคย

10. ท่านสนใจรับ "วารสารนโยบายพลังงาน" รูปแบบใด

- ☐ แบบไฟล์ PDF (ส่งอีเมล)
- ☐ แบบ E-Magazine (อ่านทางเว็บไซต์)

11. ท่านสนใจรับไฟล์ "วารสารนโยบายพลังงาน" ทางอีเมลหรือไม่

- ☐ สนใจ
- ☐ ไม่สนใจ

12. ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

.....

.....

ขอบคุณที่ตอบแบบสอบถามความคิดเห็น

เกมพลังงาน

กลุ่มเป้าหมาย ของโครงการนำร่องฯ การซื้อขายพลังงานไฟฟ้า ได้โดยตรง (Direct PPA) ต้องดำเนินธุรกิจด้านใด

คำตอบ .....

ชื่อ- นามสกุล .....

ที่อยู่ .....

โทรศัพท์ ..... อีเมล .....

ตอบถูกรับไปเลย 5 รางวัล !!!

Fan Hi-Speed WT-F27-WK พัดลมพกพา

พัดลมมือถือแบบพกพา รูปทรงสวยยี่ห้อ Wekome รุ่น WT-F27 มีแบตเตอรี่ในตัว พร้อมช่องชาร์จแบบ Type-c สามารถปรับระดับความแรงได้ 200 ระดับ ปรับโหมดได้ 2 โหมด โหมดพัดลม และโหมดแผ่นความเย็น มีหน้าจอแสดงสถานะการชาร์จ และการใช้งาน Power Input : DC 5V-1A กำลังไฟ 8 วัตต์ ใช้งานได้ 6-7 ชั่วโมง ขึ้นอยู่กับระดับความแรง แบตเตอรี่ 3000 mAh น้ำหนักเบาขนาด 185 กรัม

ส่งคำตอบพร้อมชื่อ-ที่อยู่ และเบอร์โทรศัพท์ (ตัวบรรจง) มาที่ อีเมล iujai@outlook.co.th หรือ บริษัท ไวส์ 32 มีเดีย แอนด์ คอนซัลแตนท์ จำกัด 105/16 หมู่ 11 ถนนสวนผัก แขวงตลิ่งชัน เขตตลิ่งชัน กรุงเทพมหานคร 10170 วงเล็บมุมซองว่า “เกมพลังงาน”

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน