สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ฉบับที่ 129 ตุลาคม 2563 - มีนาคม 2564

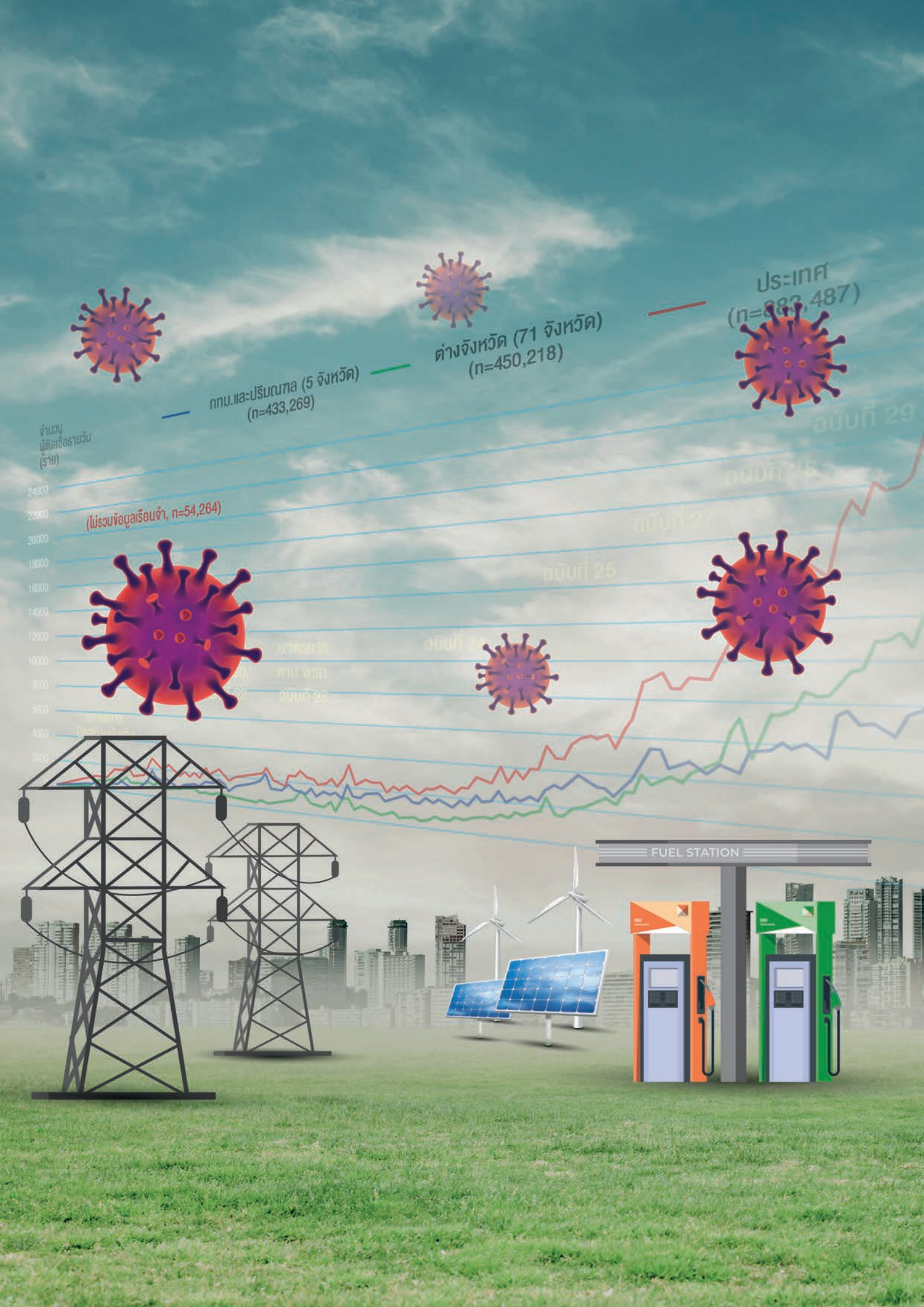
วารสาร นโยบายพลังงาน

www.eppo.go.th

ผลกระทบด้านพลังงาน จาก COVID-19

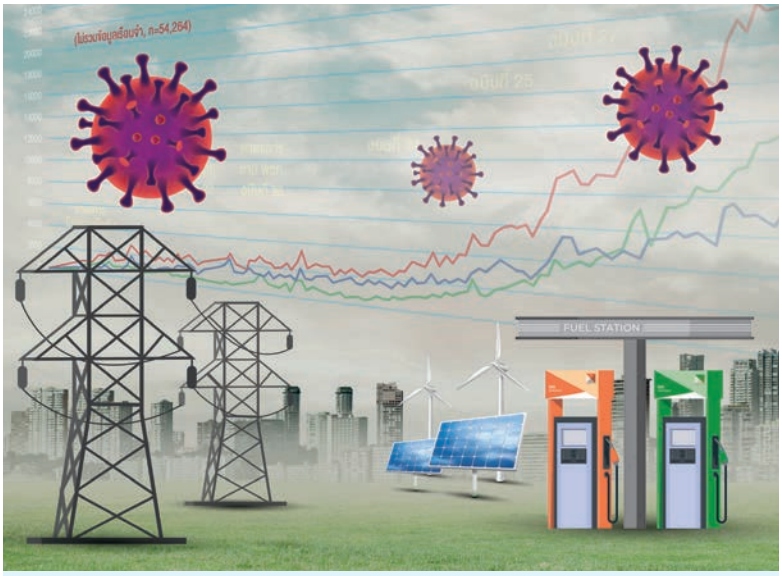
- บทความด้านไฟฟ้า
  มาตรการลดค่าไฟ ช่วยเหลือประชาชน ลดผลกระทบจาก COVID – 19
- บทความด้านอนุรักษ์พลังงาน
  ประเทศญี่ปุ่นกับการเปลี่ยนผ่านไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำ
- บทความด้านปิโตรเลียม
  แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2
- บทความด้านสถานการณ์พลังงาน
  สถานการณ์พลังงานปี 2563

ISSN 0859-3701
www.eppo.go.th


ประเทศ
กทม.และปริมณฑล (5 จังหวัด)
(n=433,269)
ต่างจังหวัด (71 จังหวัด)
(n=450,218)
จำนวนผู้ติดเชื้อรายวัน (ราย)
(ไม่รวมข้อมูลเรือนจำ, n=54,264)
FUEL STATION

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

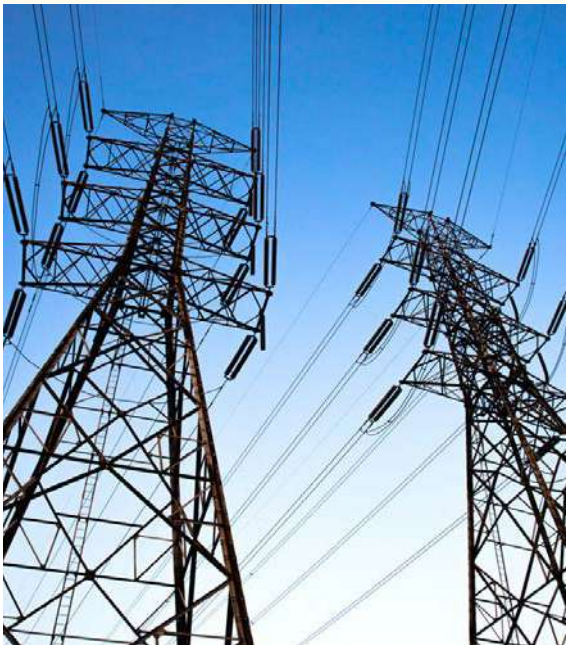
EPPO TALK



เจ้าของ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

ที่ปรึกษา
ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

จัดทำโดย
คณะทำงานวารสารด้านนโยบายพลังงาน
เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท
เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
โทร.0 2612 1555 โทรสาร 0 2612 1357
www.eppo.go.th



ผลกระทบโควิด-19 และการเยียวยาประชาชน

สถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) ที่ได้แพร่ระบาดไปทั่วโลกรวมถึงประเทศไทย เริ่มมาตั้งแต่ต้นปี 2563 ได้ส่งผลกระทบในวงกว้างทั้งด้านสาธารณสุข เศรษฐกิจ สังคมและภาคพลังงานของประเทศไทย โดยภาพรวมการใช้พลังงานขั้นต้นลดลงร้อยละ 4.9 ทั้งการใช้น้ำมันที่ลดลงร้อยละ 11.8 และก๊าซธรรมชาติลดลงร้อยละ 6.3 แต่พลังงานทดแทนมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.4 ส่วนไฟฟ้ามีการใช้ลดลงร้อยละ 3.1 ในเกือบทุกสาขาโดยเฉพาะภาคอุตสาหกรรม ธุรกิจและการท่องเที่ยว

จากการเกิดโรคติดต่ออุบัติใหม่ที่ทั่วโลกต้องเผชิญ การคิดค้นวัคซีนที่จะนำมาต้านโควิด-19 ในปีนี้ยังต้องรอความพร้อมมากกว่านี้ ด้วยผลกระทบจากโควิด-19 ที่กระจายไปทุกภาคส่วน ทำให้ภาครัฐต้องออกมาตรการเยียวยาช่วยเหลือประชาชน เพื่อบรรเทาความเดือดร้อน โดยกระทรวงพลังงานได้ขับเคลื่อนมาตรการช่วยเหลือด้านการเยียวยาและบรรเทาผลกระทบทางเศรษฐกิจด้วยการลดภาระค่าใช้จ่ายทางพลังงาน พร้อมทั้งผลักดันมาตรการสร้างรายได้ลดรายจ่ายประชาชนช่วงโควิด มาตรการลดภาระค่าไฟฟ้า มาตรการลดค่าน้ำมันเชื้อเพลิง มาตรการลดค่าก๊าซหุงต้ม มาตรการกระตุ้นการจ้างงาน เป็นต้น

วารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 129 ได้กลับมาพบกับท่านผู้อ่านอีกครั้ง พร้อมเนื้อหาสาระข่าวสารด้านพลังงานที่เข้มข้นทั้งในและต่างประเทศ ในรูปแบบหนังสืออิเล็กทรอนิกส์ (E-book) เช่นเคย ท่านสามารถเข้าไปดาวน์โหลดวารสาร หรืออ่านแบบออนไลน์ได้ทาง www.eppo.go.th

ท้ายนี้ คณะผู้จัดทำวารสารนโยบายพลังงาน ขอร่วมส่งกำลังใจให้คนไทยทั้งประเทศ ผ่านพ้นวิกฤตนี้ไปด้วยกัน ...

CONTENS
สารบัญ

5 **Special Scoop**
ผลกระทบด้านพลังงานจาก COVID-19 (2563-2564)

บทความด้านไฟฟ้า **10**

มาตรการลดค่าไฟฟ้า
เพื่อช่วยเหลือประชาชน
ลดผลกระทบจากสถานการณ์
การระบาดของโรคติดเชื้อไวรัส
โคโรนา 2019 (COVID - 19)

14 **บทความด้านปิโตรเลียม**
- แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการ
ก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2
- สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
(กันยายน 2563 - พฤษภาคม 2564)

30 **บทความ**
ด้านสถานการณ์
พลังงาน

- สถานการณ์พลังงาน
ปี 2563
- การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)
จากการใช้พลังงาน ปี 2563
- สรุปสถานการณ์พลังงานไทยในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564

บทความด้านอนุรักษ์พลังงาน
และพลังงานทดแทน **48**

- ประเทศญี่ปุ่นกับการเปลี่ยนผ่านไปสู่
สังคมคาร์บอนต่ำ
- การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้าเพื่อรองรับ
ยานยนต์ไฟฟ้าในอนาคต

59 **แบบสอบถาม**

60 **เกมพลังงาน**

ผลกระทบด้านพลังงาน จาก COVID-19 (2563-2564)

ตลอดทั้งปี 2563 ที่ทั่วโลกรวมถึงประเทศไทยต้องเผชิญกับสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) สร้างผลกระทบในวงกว้างทั้งทางเศรษฐกิจและสังคม รวมถึงในด้านพลังงาน สถิติการใช้พลังงานขั้นต้นในประเทศลดลงจากปีก่อนเกือบ 5% ด้านการเติบโตทางเศรษฐกิจของไทย ที่สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานว่าทั้งปีลดลงร้อยละ 6.1

นับจากต้นปี 2563 ที่เกิดการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) รัฐบาลได้ออกมาตรการต่าง ๆ เพื่อช่วยเหลือเยียวยาเพื่อบรรเทาผลกระทบ จากมาตรการ Lock Down ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2563 เพื่อจุดประสงค์ในการหยุดการแพร่ระบาด ส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้ทั้งไฟฟ้า น้ำมัน ก๊าซของประเทศ โดยลดลงในเกือบทุกสาขา

ความต้องการใช้น้ำมัน ก๊าซ ไฟฟ้า ลดลง จากผลกระทบจาก COVID-19

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เผยถึงสถานการณ์พลังงานปี 2563 ว่าความต้องการใช้พลังงานเกือบทุกชนิดเชื้อเพลิงลดลง แบ่งเป็น

- **การใช้น้ำมันสำเร็จรูป** ลดลงร้อยละ 11.5 โดยการใช้น้ำมันดีเซลลดลงร้อยละ 2.6 ส่วนหนึ่งมาจากการขนส่งผลผลิตทางการเกษตรที่ลดลงจากสถานการณ์ภัยแล้งช่วงต้นปี ประกอบกับปัญหาน้ำท่วมในหลายพื้นที่ในช่วงปลายปี รวมถึงสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) ที่ส่งผลให้การใช้รถเพื่อเดินทางลดลง การใช้น้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล ลดลงร้อยละ 1.2 จากมาตรการทำงานจากที่บ้าน (Work From Home) และลดการเดินทางข้ามจังหวัด การใช้น้ำมันเครื่องบินลดลงร้อยละ 61.8 เนื่องจากมาตรการระงับการบินจากต่างประเทศและลดการบินในประเทศ

อย่างไรก็ตาม รัฐบาลมีนโยบายสนับสนุนการท่องเที่ยวในช่วงปลายปีทำให้การบินในประเทศเพิ่มขึ้น ขณะที่การใช้ LPG ลดลงเกือบทุกสาขา โดยเฉพาะการใช้ในภาคขนส่ง ลดลงร้อยละ 26.3 จากการปรับลดลงของราคาขายปลีกน้ำมัน ส่งผลให้ผู้ใช้รถยนต์ LPG บางส่วนหันมาใช้น้ำมันทดแทน การใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีลดลงร้อยละ 17.7 การใช้ในภาคอุตสาหกรรม ลดลงร้อยละ 7.9 และภาคครัวเรือนมีการใช้ลดลงร้อยละ 4.5

- **การใช้ก๊าซธรรมชาติ** ลดลงร้อยละ 8.2 โดยลดลงทุกสาขาเศรษฐกิจ ซึ่งลดลงตามภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัว ด้านการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV) ลดลงร้อยละ 28.5 จากผู้ใช้รถยนต์ NGV บางส่วนเปลี่ยนมาใช้น้ำมันเนื่องจากราคาไม่สูงมากนัก

- **การใช้ไฟฟ้า** ลดลงร้อยละ 2.9 โดยลดลงเกือบทุกสาขา โดยกลุ่มธุรกิจหลักที่มีการใช้ไฟฟ้าลดลงอย่างชัดเจน ได้แก่ โรงแรม ห้างสรรพสินค้า ภัตตาคารและไนต์คลับ ซึ่งมีผลมาจากมาตรการ Lock Down

ผลกระทบด้านปริมาณสำรองไฟล้น

หลังจากที่รัฐบาลประกาศ Lock Down ส่งผลให้ความต้องการใช้พลังงานในประเทศลดลง โดยเฉพาะไฟฟ้าทั้งภาคครัวเรือน ธุรกิจ และภาคอุตสาหกรรม ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin:RM) สูงขึ้นอยู่ที่ระดับ 40-50% ของกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยกระทรวงพลังงานได้มอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ เพื่อพิจารณาแนวทางการบริหารจัดการลดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศในเบื้องต้น คือ **เพิ่มอุปสงค์** โดยกระตุ้นให้มีการใช้ไฟฟ้ามากขึ้น โดยการใช้มาตรการลดค่าไฟฟ้า การเพิ่มปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากรถยนต์ไฟฟ้า (EV) และการขายไฟฟ้าไปยังต่างประเทศ **ลดอุปทาน** โดยเจรจาเลื่อนวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD) สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าที่ผูกพันแล้ว และเร่งปลดโรงไฟฟ้าเก่าออกจากระบบเร็วขึ้น (Buy Out) **จัดทำแผนบูรณาการแผนพลังงานแห่งชาติทั้ง 5 แผน**

มาตรการช่วยเหลือ-เยียวยา จากผลกระทบ COVID-19

กระทรวงพลังงาน มีมาตรการช่วยเหลือด้านการเยียวยาและบรรเทาผลกระทบทางเศรษฐกิจด้วยการลดภาระค่าครองชีพด้านค่าใช้จ่ายพลังงาน ควบคู่กับการผลักดันมาตรการสร้างรายได้จากภาคพลังงาน อาทิ

1. มาตรการลดภาระค่าไฟฟ้า

มาตรการลดภาระค่าใช้จ่ายจากไฟฟ้าดำเนินการอย่างครอบคลุมในทุกกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ ใช้วงเงินรวม 34,636 ล้านบาท ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับการบรรเทา ผลกระทบกว่า 30 ล้านราย ประกอบด้วย

- **มาตรการคืนเงินประกันการใช้ไฟฟ้า**

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ประกาศการคืนหลักประกันการใช้ไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 บ้านที่อยู่อาศัย และประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก มีผลตั้งแต่วันที่ 20 มีนาคม 2563 เป็นต้นไป ซึ่งส่งผลให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ได้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และกิจการไฟฟ้าสวัสดิการกองทัพเรือ (กฟส.) จะต้องคืนเงินประกันการใช้ไฟฟ้าสำหรับครัวเรือนดังกล่าวรวมกว่า 23 ล้านราย และต้องไม่เรียกเก็บเงินหลักประกันการใช้ไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่อีกต่อไป ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ทยอยคืนเงินค่าประกันดังกล่าวแล้วตั้งแต่วันที่ 30 มีนาคม 2563

- **มาตรการการลดค่าไฟฟ้า 3% และ 30**

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีมติเห็นชอบให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ลดอัตราค่าไฟสุทธิที่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มแล้วลงอีกร้อยละ 3 ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท ตั้งแต่เดือนมีนาคม - มิถุนายน 2563 และลดค่าไฟฟ้าอย่างน้อยร้อยละ 30 ตั้งแต่เดือนเมษายน - มิถุนายน 2563 ให้กับผู้ประกอบการโรงแรมหรือหอพักที่จะปรับเปลี่ยนให้เป็นที่พักหรือโรงพยาบาลสนาม 2 รูปแบบ คือ ที่พักหรือโรงพยาบาลสนามที่ใช้พักฟื้นผู้ป่วยโรคโควิด-19 และที่พักหรือโรงพยาบาลสนามที่ใช้สังเกตอาการของผู้เข้าข่ายเฝ้าระวังฯ

- **มาตรการช่วยเหลือผู้ใช้ไฟฟ้า 20 ล้านครัวเรือน**

มาตรการช่วยเหลือค่าไฟฟ้าเริ่มต้นตั้งแต่เดือนมีนาคม - พฤษภาคม 2563 เป็นเวลา 3 เดือน หลังการประกาศขอความร่วมมือหน่วยงานเอกชนและภาครัฐให้ทำงานที่บ้านและลดการเดินทาง โดยเป็นการลดค่าไฟฟ้าเทียบหน่วยจากเดือนกุมภาพันธ์ ซึ่งเป็นเดือนที่มีกิจกรรมทางเศรษฐกิจปกติเป็นเดือนฐาน

- **มาตรการการตรึงค่าไฟฟ้าผันแปรอัตโนมัติ (Ft)**

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีมติตรึงอัตราค่าไฟฟ้าผันแปรอัตโนมัติ (Ft) ช่วงเดือนพฤษภาคม - สิงหาคม 2563 ไว้ที่ -11.6 สตางค์ต่อหน่วย ส่งผลให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ที่ 3.64 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เป็นเวลา 4 เดือน เพื่อช่วยบรรเทาภาระค่าไฟฟ้าของประชาชนที่ได้รับผลกระทบทางเศรษฐกิจจากการระบาดของโควิด-19

- **มาตรการลดต้นทุนค่าไฟฟ้าให้ผู้ประกอบการ**

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีมติให้ผ่อนผันการเรียกเก็บอัตราค่าไฟฟ้าต่ำสุด (Minimum Charge) จากเดิมกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่ายในจำนวนที่ตายตัวคือร้อยละ 70 ของการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ไม่ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าจะใช้ไฟฟ้าถึงจำนวนที่กำหนดหรือไม่ก็ตาม โดยเปลี่ยนมาเป็นผ่อนผันให้จ่ายตามการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3-7 เช่น กลุ่ม SMEs โรงงานอุตสาหกรรม และโรงแรม ตั้งแต่เดือนเมษายน - มิถุนายน 2563 เป็นระยะเวลา 3 เดือน

ปี 2563 ลดอัตราเงินนำส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับน้ำมันทุกชนิด ลง 50 สตางค์ต่อลิตร

2. มาตรการลดค่าน้ำมันเชื้อเพลิง

กระทรวงพลังงานปรับลดอัตราเงินจัดส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงสำหรับน้ำมันทุกชนิดลง 50 สตางค์ต่อลิตร มีผลตั้งแต่วันที่ 24 มีนาคม ถึงสิ้นปี 2563 และยังคงดำเนินมาตรการต่อเนื่องในปี 2564 ซึ่งส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงทุกชนิดลดลง 50 สตางค์ต่อลิตร ยกเว้น B20 ลดการจัดเก็บลง 25 สตางค์ต่อลิตร และ E95 เก็บเงินเพิ่ม 25 สตางค์ต่อลิตร ใช้วงเงินอุดหนุนประมาณ 1,200 ล้านบาทต่อเดือน

3. มาตรการลดค่าก๊าซหุงต้ม (LPG)

มติที่ประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2563 ได้เห็นชอบให้ทบทวนการกำหนดราคาก๊าซหุงต้ม (LPG) จากเดิมกำหนดราคาขายส่งหน้าโรงกลั่น 17.1795 บาท/กิโลกรัม ให้ลดเหลือ 14.3758 บาท/กิโลกรัม ทำให้ราคาขายปลีกก๊าซหุงต้ม ปรับลดลง 45 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม อยู่ที่ระดับราคา 318 บาทต่อถัง เพื่อบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายแก่ครัวเรือนและร้านค้าที่ใช้ก๊าซ LPG ทั่วประเทศ มีผลตั้งแต่ 24 มีนาคม ถึง 31 ธันวาคม 2563 โดยใช้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเข้าไปอุดหนุนเดือนละ 300 - 400 ล้านบาท วงเงินรวมประมาณ 3,500 ล้านบาท

4. มาตรการช่วยเหลือกลุ่มรถโดยสารสาธารณะ

มติที่ประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2563 ได้เห็นชอบให้ปรับลดราคาขายปลีกก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) สำหรับรถโดยสารสาธารณะ รวมประมาณ 175,000 คัน ประกอบด้วย ในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล ได้แก่ รถแท็กซี่ รถตุ๊กตุ๊ก รถตู้ร่วม ขสมก. และในต่างจังหวัด ได้แก่ รถโดยสาร มินิบัส สองแถวร่วม ขสมก. รถโดยสาร รถตู้ร่วม บขส. และแท็กซี่ โดยมาตรการดังกล่าวกำหนดให้ช่วยเหลือราคาขายปลีก 3 บาทต่อกิโลกรัม ส่งผลให้ราคา NGV จากเดิม 13.62 บาทต่อกิโลกรัม ลดลงเหลือ 10.62 บาทต่อกิโลกรัม เริ่มตั้งแต่ 1 เมษายน ถึง 31 ธันวาคม 2563 โดยได้รับงบประมาณสนับสนุนจาก บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในการช่วยเหลือส่วนต่างราคาขายปลีก NGV วงเงิน 810 ล้านบาท

5. มาตรการช่วยเหลือด้านสาธารณสุข

กระทรวงพลังงานได้ร่วมมือกับหน่วยงานในสังกัดทั้ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือ ดำเนินโครงการ **“พลังงานร่วมใจต้านภัยโควิด-19”** ร่วมกันจัดหาแอลกอฮอล์ 70% เพื่อการสาธารณสุขให้กับโรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบล (รพ.สต.) และสถานบริการสาธารณสุขชุมชน (สสช.) ทั่วประเทศ ผ่านทางสำนักงานสาธารณสุขจังหวัด กระทรวงสาธารณสุข

ปี 2563 หน่วยงานพลังงาน ร่วมกับ เอกชน เปิดรับสมัครงานรวม 6,079 อัตรา

และ ศูนย์บริหารสถานการณ์แพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 กระทรวงมหาดไทย โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อกระจายแอลกอฮอล์ในการทำความสะอาดมือและอุปกรณ์ต่าง ๆ ให้เพียงพอและทั่วถึงทั้งประเทศอันเป็นปัจจัยสำคัญในการป้องกันการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ให้กับบุคลากรทางการแพทย์และประชาชน โดยดำเนินการเป็น 2 ระยะ ได้แก่ ระยะที่ 1 ตั้งแต่ 20 เมษายน - 18 พฤษภาคม 2563 และระยะที่ 2 ตั้งแต่ 25 พฤษภาคม - 24 สิงหาคม 2563 แจกจ่ายแอลกอฮอล์รวม 1,981,300 ลิตร แก่ รพ.สต. และ สสช. 9,950 แห่งทั่วประเทศ

6. มาตรการกระตุ้นการจ้างงาน

หน่วยงานในสังกัดกระทรวงพลังงาน ได้แก่ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน (สป.) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และบริษัทในเครือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และบริษัทในเครือ รวมทั้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) ร่วมกันรับสมัครงานรวม 6,079 อัตรา โดยเปิดรับสมัครครั้งแรกในมหกรรมการจัดหางาน Job Expo Thailand 2020 ระหว่างวันที่ 26-28 กันยายน 2563 ณ ศูนย์นิทรรศการและการประชุมไบเทค บางนา ภายใต้แนวคิด **“พลังงานร่วมใจ สร้างไทยสร้างชาติ”** โดยมีผู้สนใจสมัครงานในงาน Job Expo รวม 3,187 อัตรา และต่อมากระทรวงพลังงานได้เปิดรับสมัครตำแหน่งงานเพิ่มอีก 3,000 อัตราในไตรมาสแรกของปี 2564 ทาง www.ไทยมีงานทำ.com ทั้งนี้ ผลการจ้างงานในปี พ.ศ. 2563 (ข้อมูล ณ 15 มกราคม 2564) สามารถจัดจ้างงานได้เพิ่มเติมจากการรับสมัครครั้งแรกอีก 2,509 ตำแหน่ง และคาดว่าจะจ้างได้เพิ่มเติมภายในปี พ.ศ. 2564 อีกประมาณ 1,570 ตำแหน่ง โดยการผลักดันให้เกิดการจ้างงานดังกล่าว จะช่วยสร้างอาชีพให้ประชาชนมีรายได้ในการเลี้ยงชีพฝ่าฟันวิกฤตโรคระบาดไปพร้อมกันทั่วประเทศ

นอกจากนี้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เปิดเผยถึงสถานการณ์พลังงาน ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564 ว่า การฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยยังคงได้รับผลกระทบจากการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) ถึงแม้ภาครัฐจะออกมาตรการกระตุ้นและเยียวยาผู้ได้รับผลกระทบ เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจให้เกิดการขับเคลื่อน เช่น โครงการคนละครึ่ง ที่สิ้นสุดเมื่อเดือนมีนาคม 2563 โครงการ “เราชนะ” และโครงการ “เรารักกัน” ที่มีการสนับสนุนเงินช่วยเหลือค่าครองชีพให้กับประชาชนและผู้ประกันตน รวมไปถึงความคืบหน้าของการฉีดวัคซีนที่เริ่มดำเนินการในช่วงปลายเดือนกุมภาพันธ์ 2564 ทำให้ภาคประชาชนเกิดความเชื่อมั่นเพิ่มมากขึ้น ในขณะที่ภาพรวมเศรษฐกิจไทยยังคงปรับตัวในระดับต่ำ เนื่องจากภาคการท่องเที่ยว และภาคอุตสาหกรรมยังคงได้รับผลกระทบจากการระบาดของ COVID-19 อย่างต่อเนื่อง

ทั้งนี้ สนพ. ยังคงต้องจับตาผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 ระลอก 3 ที่จะเริ่มช่วงต้นเดือนเมษายน 2564 รวมทั้งปัจจัยอื่น ๆ ที่จะส่งผลต่อการใช้พลังงานของประเทศอย่างใกล้ชิด อาทิ ราคาน้ำมันดิบตลาดโลก มาตรการช่วยเหลือผู้ได้รับผลกระทบจากโควิด-19 มาตรการในการป้องกันโควิด-19 และความคืบหน้าในการฉีดวัคซีน ทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ ซึ่งจะส่งผลต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยต่อไป

มาตรการลดค่าไฟฟ้าเพื่อช่วยเหลือประชาชน

ลดผลกระทบจากสถานการณ์การระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID – 19)

ปี 2563 ในช่วงการระบาดระลอกแรกของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 รัฐบาลได้มีมาตรการเว้นระยะห่างทางสังคม โดยการขอความร่วมมือภาครัฐและภาคเอกชนให้ทำงานที่บ้าน (Work From Home) เพื่อช่วยลดความเสี่ยงการติดเชื้อและการแพร่ระบาดลง พร้อมทั้งได้มีมาตรการช่วยเหลือประชาชนผู้ได้รับผลกระทบจากกิจกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2563 วันที่ 7 เมษายน 2563 และวันที่ 21 เมษายน 2563 ซึ่งมีมติรับทราบและเห็นชอบมาตรการช่วยเหลือประชาชนที่ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของ COVID-19 ในด้านไฟฟ้า ตามที่กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเสนอ รวมทั้งยังได้มีมาตรการยกเว้นการเรียกเก็บอัตราค่าไฟฟ้าต่ำสุด (Minimum Charge) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3 - 7 เพื่อช่วยเหลือผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มเติม **รวมทั้งสิ้นในปี 2563 ภาครัฐได้ดำเนินงานลดภาระค่าไฟฟ้าให้กับประชาชนในช่วงเดือนมีนาคม 2563 - ตุลาคม 2563 จำนวน 26,269.93 ล้านบาท จากเงินเรียกคืนฐานะการเงินของการไฟฟ้าปี 2557 - 2563** ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 25 ธันวาคม 2563 แนวทางการกำหนดมาตรการช่วยเหลือค่าไฟฟ้าสำหรับประชาชน และมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ในการประชุมเมื่อวันที่ 11 มกราคม 2564 ซึ่งรับทราบการดำเนินงานดังกล่าว

มาตรการ	ระยะเวลา	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับการช่วยเหลือ	ภาระงบประมาณที่ใช้ดำเนินการ (ล้านบาท)	ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า (บาท/ราย)
การดำเนินงานตามมติคณะรัฐมนตรี และมติ กกพ.				
(1) ลดค่าไฟฟ้าร้อยละ 3 สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท โดยครอบคลุมถึงลูกค้าตรงของ กฟผ. และผู้ใช้ไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าสวัสดิการสัมปทานกองทัพเรือ	เม.ย. – มิ.ย. 2563 (3 เดือน)	**17.55 ล้านราย**	**4,952.39** เป็นการให้ส่วนลดหลังมาตรการข้อ (4) และ (5)	**282.18 (94 บาท /ราย/เดือน)**
(2) ขยายระยะเวลาการชำระค่าไฟฟ้า สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการเฉพาะอย่าง	เม.ย. – พ.ค. 2563 (2 เดือน)	2,105 (ราย)	การไฟฟ้าดำเนินการ	-
(3) มาตรการค่าไฟฟ้าฟรีสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยที่ติดตั้งมิเตอร์ไม่เกิน 5 แอมป์ ที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน	เม.ย. – มิ.ย. 2563 (3 เดือน)	**9.92 ล้านราย**	**9,795.21**	**987.42 (329.14 บาท/ราย/เดือน)**
(4) ลดค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ที่ใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน **- ไม่เกิน 800 หน่วย** **- 801 – 3,000 หน่วย** **- มากกว่า 3,000 หน่วย**	มี.ค. – พ.ค. 2563 (3 เดือน)	19.39 (ล้านราย)	**11,663.38**	**601.52 (200 บาท/ราย/เดือน)**
การดำเนินงานตามมติมติ กกพ.				
(5) ยกเว้นการเรียกเก็บอัตราค่าไฟฟ้าต่ำสุด (Minimun Charge) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3 - 7	เม.ย. – ต.ค. 2563 (7 เดือน) ขยายถึง มี.ค. 2564 ให้ครบ 12 เดือน	5,457 (ราย)	**290.63**	**53,258 (7,608 บาท/ราย/เดือน)**
รวมภาระงบประมาณที่เกิดขึ้นในการดำเนินงาน (มี.ค. – ต.ค. 2563)				
รวมภาระการดำเนินงานตามมาตรการทั้งสิ้น (ณ ต.ค. 2563)			**26,269.93**	

ปี 2564 ในช่วงการระบาดระลอกใหม่ ของ COVID - 19 รัฐบาลได้มีมาตรการเว้นระยะห่างทางสังคม โดยการขอความร่วมมือภาครัฐและภาคเอกชน Work From Home อีกครั้ง และเพื่อเป็นการลดผลกระทบจากสถานการณ์การระบาดของ COVID-19 คณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 12 มกราคม 2564 จึงได้มีมติเห็นชอบในหลักการมาตรการบรรเทาผลกระทบต่อประชาชนและผู้ประกอบการธุรกิจในระยะเร่งด่วน (เดือนมกราคมถึงมีนาคม 2564) จากการแพร่ระบาดของ COVID-19 ในระลอกใหม่ตามที่สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติเสนอ และให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการต่อไปให้ถูกต้อง เป็นไปตามขั้นตอนของกฎหมาย ระเบียบ และมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด ทั้งนี้ **กระทรวงพลังงานจึงได้มีมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน เมื่อวันที่ 11 มกราคม 2564 เห็นชอบมาตรการด้านไฟฟ้าเพื่อช่วยเหลือผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย และกิจการขนาดเล็ก** ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้านครหลวง ลูกค้ารายย่อยของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และผู้ใช้ไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าสวัสดิการกองทัพเรือ **รวม 3 มาตรการ เป็นระยะเวลา 2 เดือน สำหรับบิลค่าไฟฟ้าประจำเดือนกุมภาพันธ์ - มีนาคม 2564 พร้อมทั้งได้ออกประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน วันที่ 14 ธันวาคม 2563 เพื่อยกเว้นการเก็บอัตราค่าไฟฟ้าต่ำสุด (Minimum Charge)**

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร และประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร ตั้งแต่เดือนมกราคม - มีนาคม 2564 ร่วมด้วย

ผลการดำเนินงานช่วงเดือนมกราคม - มีนาคม 2564

(1) การดำเนินมาตรการเพื่อช่วยเหลือผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยและกิจการขนาดเล็ก ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 12 มกราคม 2564 และมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน วันที่ 11 มกราคม 2564 (ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าสวัสดิการกองทัพเรือที่อยู่ระหว่างติดตามรายงาน) พบว่า มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับการช่วยเหลือรวมประมาณ 20.78 ล้านราย คิดเป็นงบประมาณรวมทั้งสิ้นประมาณ 7,297.06 ล้านบาท

มาตรการ เดือนกุมภาพันธ์ – มีนาคม 2564		จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับการช่วยเหลือ (ล้านราย)	งบประมาณที่ใช้ดำเนินการ (ล้านบาท)	การช่วยเหลือค่าไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า (บาท/ราย/เดือน)
1.ค่าไฟฟ้าฟรี 90 หน่วยแรกทุกราย สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน	แผน	10.13	3,650.00	178.40
	ผล	11.22	3,683.45	164.20
2.ส่วนลดค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ที่ใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน	แผน	11.83	3,752.00	158.60
	ผล	7.86	2,934.82	186.58
3.ค่าไฟฟ้าฟรี 50 หน่วยแรก สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็ก (ไม่รวมส่วนราชการและรัฐวิสาหกิจ)	แผน	1.74	800.00	229.89
	ผล	1.70	678.79	199.89
รวมมาตรการที่ 1-3 (ต่ำกว่ากรอบ 904.94 ล้านบาท)	**แผน**	**23.71**	**8,202.00**	**172.96**
	ผล	**20.78**	**7,297.06**	**175.58**

เดือนมกราคม – มีนาคม 2564	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับการช่วยเหลือ (ราย)	จำนวนเงินที่ได้รับยกเว้น (ล้านบาท)	การช่วยเหลือค่าไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า (บาท/ราย/เดือน)
ยกเว้นการเก็บอัตราค่าไฟฟ้าต่ำสุด (Minimum Charge) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3-7	5,280	138.22	8,725.89

(2) การยกเว้นเก็บอัตราค่าไฟฟ้าต่ำสุด (Minimum Charge) ให้จ่ายเงินตามค่าไฟฟ้าที่ใช้จริง สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3 - 7 ตั้งแต่เดือนมกราคม - มีนาคม 2564 ตามประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เมื่อวันที่ 14 ธันวาคม 2563

ต่อมาในช่วงเดือนพฤษภาคม 2564 ยังคงมีการระบาดอย่างต่อเนื่อง รัฐบาลจึงได้มีมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 5 พฤษภาคม 2564 เห็นชอบในหลักการมาตรการบรรเทาผลกระทบของประชาชนและผู้ประกอบการธุรกิจจากการแพร่ระบาดของ COVID-19 ในระลอกเดือนเมษายน 2564 และเห็นควรให้ การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การประปานครหลวง และการประปาส่วนภูมิภาค ดำเนินการตามมาตรการบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภคพื้นฐาน (ไฟฟ้าและน้ำประปา) ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานคาดการณ์ว่าต้องใช้เงินงบประมาณดำเนินการในเดือนพฤษภาคม - มิถุนายน 2564 ประมาณ 8,755 ล้านบาท และได้มีการเพิ่มเติมการช่วยเหลือลูกค้ารายย่อยของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และผู้ใช้ไฟฟ้าของกิจการไฟฟ้าสวัสดิการฯ เพื่อให้ครอบคลุมเช่นเดียวกับช่วงเดือนกุมภาพันธ์ - มีนาคม 2564 ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 12 มกราคม 2564 ที่ผ่านมา ในวงเงินประมาณ 15.04 ล้านบาท จากเงินเรียกคืนฐานะการเงินจากการไฟฟ้า พร้อมด้วยมาตรการยกเว้นการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าต่ำสุด (Minimum Charge) เพื่อช่วยเหลือผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 - 7 โดยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าจ่ายค่าไฟฟ้าตามที่ใช้จริง

ปัจจุบันคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 13 มิถุนายน 2564 ได้มีมติเห็นชอบในหลักการมาตรการบรรเทาผลกระทบของประชาชนและผู้ประกอบการธุรกิจจากการแพร่ระบาดของ COVID-19 ช่วงเดือนกรกฎาคม - สิงหาคม 2564 เพื่อขยายระยะเวลาการบรรเทาผลกระทบเป็นระยะเวลา 2 เดือน เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบันที่มีการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ซึ่งภาครัฐได้มีข้อกำหนดเข้มงวดมากขึ้นเพื่อควบคุมการระบาดของ COVID-19

แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2

1. ความเป็นมา

ในปี 2516 ได้มีการสำรวจพบก๊าซธรรมชาติโดยบริษัทยูโนแคลไทยแลนด์ จำกัด (ปัจจุบันคือบริษัท เชฟรอน คอร์ปอเรชั่น ประเทศไทย จำกัด) เป็นหลุมแรกในอ่าวไทย ซึ่งได้รับการขนานนามว่า โครงสร้างทางธรณีวิทยา “เอ” ต่อมาได้มีการตั้งชื่ออย่างเป็นทางการว่า “เอราวัณ” และในปี 2521 ได้มีการจัดตั้งการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปัจจุบันคือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.)) เพื่อปฏิบัติหน้าที่ในการบริหารการผลิตและดำเนินการนำเข้าปิโตรเลียม (น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ) เพื่อเสริมสร้างให้ประเทศมีเสถียรภาพทางพลังงาน และส่งผลให้เกิดความมั่นคงทางพลังงาน

พัฒนาการของกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศต่างๆ ทั่วโลก โดยทั่วไปจะเริ่มจากการมีรัฐวิสาหกิจเพียงรายเดียวที่รับผิดชอบดำเนินกิจกรรมต่างๆ ในกิจการก๊าซธรรมชาติ ก่อนที่จะส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้เกิดการดำเนินการที่มีประสิทธิภาพและโปร่งใสในทุกระดับห่วงโซ่อุปทานก๊าซธรรมชาติ เป็นธรรมต่อผู้ใช้ก๊าซและประชาชน และมีราคาก๊าซธรรมชาติที่สะท้อนประสิทธิภาพของตลาด ประเทศไทยก็เช่นกัน ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ปตท. เป็นผู้ให้บริการหลักเพียงรายเดียวที่ทำหน้าที่ให้บริการก๊าซธรรมชาติในประเทศ ตั้งแต่ต้นน้ำ กลางน้ำและปลายน้ำ โดยการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (Joint Development Area: JDA)) การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศ ซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา และก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) การขนส่งและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เครือข่ายก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (Natural Gas for Vehicles; NGV) รวมทั้งการจำหน่ายก๊าซธรรมชาติให้รายย่อย ซึ่ง ปตท. สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติมาโดยตลอด

ในด้านการขนส่งก๊าซธรรมชาติ ปตท. เป็นผู้ให้บริการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Transmission Pipeline System) เพียงรายเดียว เนื่องจากเป็นกิจการที่ต้องลงทุนสูง จึงทำให้กิจการดังกล่าวเข้าข่ายลักษณะของ

การผูกขาดโดยธรรมชาติ (Natural Monopoly) เพราะการแข่งขันจะไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจเนื่องจากจะเป็นการลงทุนที่ซ้ำซ้อน และการมีผู้ให้บริการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลักหลายรายจะทำให้ระบบดังกล่าวขาดประสิทธิภาพ รวมทั้งอาจมีปัญหาในการรักษาระดับสมดุลของอุปสงค์และอุปทานของก๊าซธรรมชาติ ทำให้ขาดความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ และคุณภาพก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมกับความต้องการของผู้ใช้ได้

กิจการก๊าซธรรมชาติถือเป็นกิจการที่มีความสำคัญต่อประเทศไทยในภาพรวม เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นปัจจัยสำคัญต่อการดำรงชีวิต และกิจกรรมทางเศรษฐกิจต่างๆ ของประเทศ ตั้งแต่การเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า เป็นเชื้อเพลิงใช้ในครัวเรือนและการขนส่ง รวมทั้งเป็นวัตถุดิบและเชื้อเพลิงในภาคการผลิตของประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติมีผลต่อค่าครองชีพ ต้นทุนของธุรกิจ และความสามารถในการแข่งขันของประเทศ ซึ่งจากสถานการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง ทำให้ประเทศไทยต้องมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศมากขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas; LNG) ซึ่งส่งผลให้โครงสร้างธุรกิจก๊าซธรรมชาติเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้น กระทรวงพลังงานจึงได้มีนโยบายเรื่องการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติที่จะนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ การให้บริการ และการบริหารต้นทุน สร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศอย่างยั่งยืนในระยะยาว รวมทั้งส่งเสริมให้มีการพัฒนาโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติที่สอดคล้องกับความต้องการใช้ของประเทศ มีราคาที่เหมาะสม เป็นธรรมต่อผู้ใช้ทุกภาคส่วน

2. แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 1

2.1 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2560 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 1 : ระยะดำเนินการโครงการนำร่อง เพื่อให้สามารถสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านจากโครงสร้างกิจการและโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันไปสู่โครงสร้างที่มีการแข่งขัน เพื่อสร้างความชัดเจนเกี่ยวกับแนวทางการดำเนินการตามสภาพข้อเท็จจริงและสถานการณ์พลังงานของประเทศในปัจจุบัน

รวมทั้งเป็นการทดสอบเพื่อชี้ชัดถึงอุปสรรคและข้อจำกัดต่างๆ ที่อาจกระทบกับการเปลี่ยนผ่านจากโครงสร้างกิจการและโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันไปสู่โครงสร้างที่มีการแข่งขันในอนาคต โดยมีหลักการและแนวทางการดำเนินงาน ดังนี้

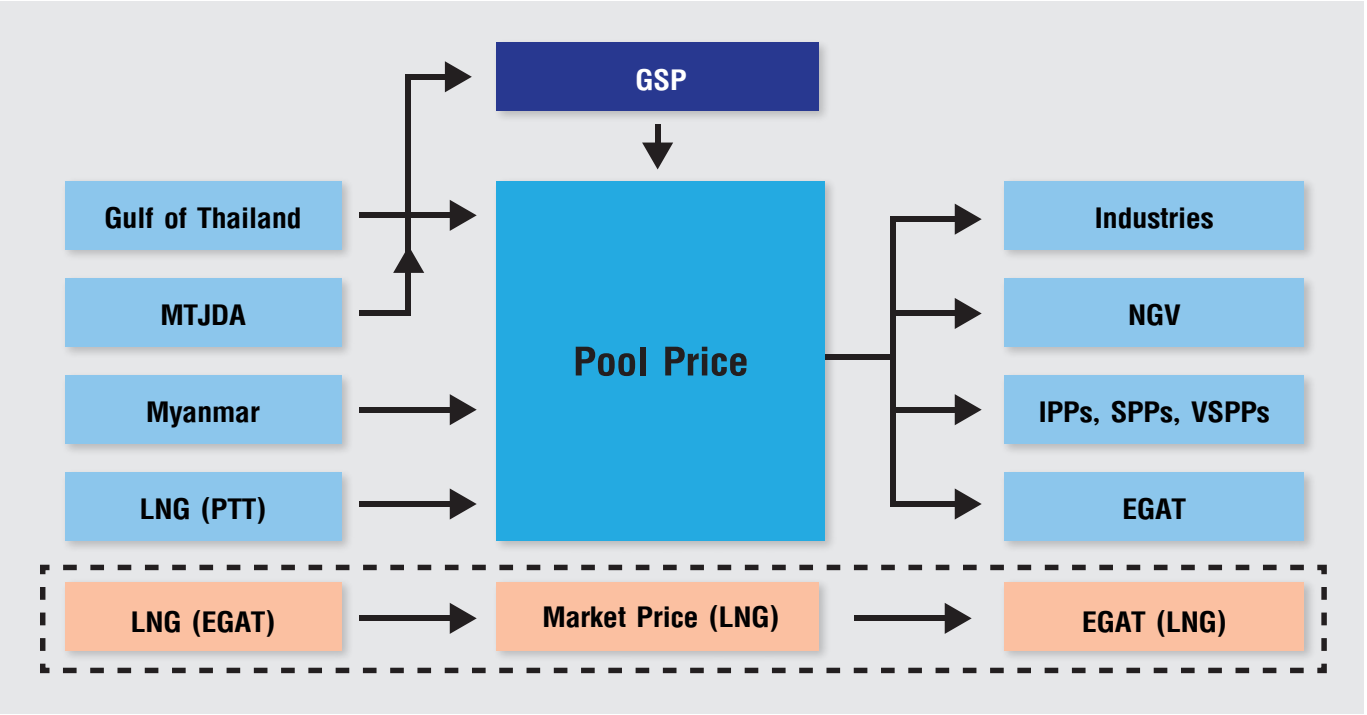
หลักการ

1) ด้านธุรกิจต้นน้ำในการจัดหา LNG ในระยะดำเนินโครงการนำร่อง ให้ กฟผ. เป็นผู้จัดหาก๊าซ LNG เพิ่มขึ้นอีกหนึ่งรายนอกเหนือจาก ปตท. เนื่องจากเป็นหน่วยงานรัฐที่มีความพร้อมที่สุด จึงได้รับเลือกให้เป็นหน่วยงานนำร่อง เพื่อทดสอบระบบการแข่งขันในการจัดหาก๊าซ LNG รวมถึงเป็นการทดสอบการขอใช้บริการสถานี LNG และระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติภายใต้ TPA Code รวมถึงกติกาใหม่ต่างๆ ในปริมาณไม่เกิน 1.5 ล้านตันต่อปี

2) ด้านธุรกิจกลางน้ำ กำหนดให้ ปตท. แยกธุรกิจท่อส่งก๊าซธรรมชาติให้เป็นอิสระจากระบบจัดหาและจำหน่าย โดยให้เป็นการแยกทางบัญชี เพื่อทำหน้าที่เสมือนเป็น TSO ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ. และราคาก๊าซ LNG ที่นำเข้าโดย กฟผ. จะส่งผ่านไปยังโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซ LNG เป็นเชื้อเพลิง และไม่ถูกนำไปเฉลี่ยอยู่ในราคา Pool Gas

3) ด้านธุรกิจปลายน้ำ กฟผ. ในฐานะ Shipper เป็นผู้จัดหา LNG ให้กับโรงไฟฟ้าตามที่กำหนด

โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะที่ 1



แนวทางการดำเนินงาน

เพื่อให้สามารถดำเนินโครงการนำร่องได้ และเพื่อเป็นการเตรียมพร้อมไปสู่ระยะที่ 2 จึงต้องมีการกำหนดแนวทางการดำเนินงาน ดังนี้

1) มอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการเพื่อเตรียมความพร้อมทำหน้าที่เป็น Shipper รายใหม่ ในปริมาณการจัดหา LNG ไม่เกิน 1.5 ล้านตันต่อปีให้แล้วเสร็จภายในปี 2561 เพื่อนำก๊าซ LNG ไปใช้กับโรงไฟฟ้าของตนเองที่กำหนด โดยหลักเกณฑ์ในการนำเข้า LNG ให้เป็นไปตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 ซึ่งเป็นหลักเกณฑ์เดียวกับที่ ปตท. ปฏิบัติ อยู่ในปัจจุบันและให้ กฟผ. ในฐานะ Shipper ดำเนินการแยกธุรกิจออกจากกิจการผลิตไฟฟ้าให้ชัดเจน เพื่อเป็นการทดสอบโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติที่มีผู้ประกอบการมากกว่าหนึ่งราย อันเป็นการเตรียมตัวไปสู่การเปิดเสรีในอนาคตที่จะให้มีผู้ประกอบการหลายราย โดยให้ กฟผ. แยกบัญชีการประกอบกิจการ Shipper และแยกเป็นหน่วยธุรกิจ (Business Unit) ให้แล้วเสร็จภายในช่วงระยะเวลาการดำเนินการของระยะที่ 1 ทั้งนี้ให้ Shipper ทุกราย มีการกำหนด Code of Conduct ในการบริหารจัดการ ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ.

2) การบริหารจัดการการจัดหาก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าให้แยกเป็น 2 กลุ่ม คือ (1) Shipper รายเดิม (ปตท.) จัดหาก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าปัจจุบัน โดยใช้ราคา Pool Gas และ (2) Shipper รายใหม่ คือ กฟผ. จัดหา LNG ให้กับโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. กำหนด โดยใช้ราคา LNG ของ กฟผ. ในฐานะ Shipper

3) มอบหมายให้ ปตท. แยกธุรกิจท่อส่งก๊าซธรรมชาติโดยให้เป็นการแยกทางบัญชีก่อน แล้วแยกเป็นหน่วยธุรกิจหรือนิติบุคคลในลำดับต่อไป โดยให้หน่วยธุรกิจท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ดังกล่าว ทำหน้าที่เป็น TSO ที่มีการบริหารระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติอย่างอิสระและมีประสิทธิภาพ โดยให้ TSO มีการกำหนด Code of Conduct ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ. ด้วยเช่นกัน

4) มอบหมายกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) กำกับติดตาม รวมถึงบริหาร ดูแลความมั่นคงของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งจากอ่าวไทย จากนำเข้าจากต่างประเทศทางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และจากการนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) โดยในส่วนของก๊าซ LNG ให้ ชธ. ศึกษาแนวทางการกำหนดหลักเกณฑ์เพื่อติดตามและกำกับดูแลการจัดหา LNG ที่เหมาะสมทั้งในด้านราคาและปริมาณ เพื่อรองรับการแข่งขันในกรณีที่มีผู้จัดหา/นำเข้าก๊าซ LNG หลายราย

5) มอบหมาย กกพ. พิจารณาจัดทำโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ

6) สำหรับการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ในฐานะศูนย์สั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า มอบหมายให้ กกพ. ร่วมกับ กฟผ. ศึกษาหลักเกณฑ์การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องรองรับโครงสร้างการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติในอนาคต โดยคำนึงถึงต้นทุนการส่งผ่านค่าไฟฟ้า ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า และการสั่งการเดินเครื่องที่ไม่มีการเลือกปฏิบัติ

2.2 ผลการดำเนินการในระยะที่ 1 : โครงการนำร่อง

เมื่อวันที่ 30 สิงหาคม 2562 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) มีมติเห็นชอบให้ กฟผ. จัดหา LNG แบบ Spot ปริมาณไม่เกิน 200,000 ตัน สำหรับการทดสอบระบบการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ตามมติ กพช. (วันที่ 31 กรกฎาคม 2560) และเมื่อวันที่ 21 ตุลาคม 2562 กบง. มีมติเห็นชอบให้ กฟผ. ทดลองนำเข้า LNG แบบ Spot จำนวน 2 ลำเรือๆ ละประมาณ 65,000 ตัน ปริมาณรวมไม่เกิน 200,000 ตัน ตามกำหนดเวลา คือ ลำเรือที่ 1 นำเข้าในเดือนธันวาคม 2562 และลำเรือที่ 2 นำเข้าในเดือนเมษายน 2563 โดยนำก๊าซที่แปรสภาพแล้วไปใช้ในโรงไฟฟ้าบางปะกง ชุดที่ 5 โรงไฟฟ้าวังน้อยชุดที่ 4 และโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ชุดที่ 4 และต่อมาเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2562 กพช. ได้มีมติเห็นชอบการทดสอบนำเข้า LNG Spot ตามมติ กบง. เมื่อวันที่ 21 ตุลาคม 2562 โดยให้ กฟผ. สามารถนำเข้า LNG ในรูปแบบ Spot ไม่เกิน 200,000 ตัน และให้ยกเลิกมติ กพช. เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2560 ที่ได้มีมติเห็นชอบหลักการและแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 1 ระยะดำเนินการโครงการนำร่อง โดยมอบหมายให้ กฟผ. เตรียมความพร้อมทำหน้าที่เป็น Shipper รายใหม่ ในปริมาณการจัดหาไม่เกิน 1.5 ล้านตันต่อปี ให้แล้วเสร็จภายในปี 2561 ทั้งนี้ สามารถสรุปผลจากการดำเนินการนำเข้า LNG แบบ Spot ของ กฟผ. ได้ ดังนี้

2.2.1 การดำเนินการนำเข้า LNG ของ กฟผ. เป็นการนำเข้าเพื่อทดสอบระบบการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ว่าในอนาคตที่จะมี Shipper รายใหม่นั้น สถานีแอลเอ็นจีและระบบส่งก๊าซธรรมชาติบนบกสามารถจะรองรับการดำเนินการที่มีผู้ใช้หลายราย และยังสามารถรักษาเสถียรภาพของระบบได้ อย่างไรก็ตาม ผลการทดสอบนำเข้า LNG ในครั้งนี้ อาจไม่สะท้อนสภาวะที่มีการดำเนินการจริง เนื่องจาก กฟผ. ต้องจองใช้สถานีแอลเอ็นจี แบบ UIOLI โดยเป็นการใช้สิทธิของ ปตท. ที่มีอยู่เดิม ทำให้ปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติและจำนวนวันที่ต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติไม่สอดคล้องกับความต้องการ ซึ่งแตกต่างจากการจองใช้สถานีฯ แบบปกติที่ผู้จัดหาจะดำเนินการจองสถานีแอลเอ็นจีให้ปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสอดคล้องกับปริมาณที่ต้องการใช้จริง อีกทั้งการทดสอบดังกล่าวได้รับการผ่อนปรน กฎระเบียบต่างๆ ซึ่งไม่เป็นไปข้อกำหนดเกี่ยวกับการให้บริการของสถานีแอลเอ็นจีและข้อกำหนดเกี่ยวกับการเปิดให้ใช้หรือเชื่อมต่อระบบส่งก๊าซธรรมชาติบนบกแก่บุคคลที่สาม (Third Party Access Code) ดังนั้น เพื่อให้เกิดความโปร่งใสเป็นธรรม และส่งเสริมการเปิดให้ใช้หรือเชื่อมต่อสถานีแอลเอ็นจีและระบบส่งก๊าซธรรมชาติ ภายหลังจากโครงการทดสอบนี้จะต้องเป็นการดำเนินการตามสภาวะปกติ (Normal Operation) พร้อมปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ กฎ และระเบียบต่างๆ ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด

2.2.2 ปัจจุบัน LNG ไม่สามารถส่งเข้าระบบส่งก๊าซธรรมชาติได้ เนื่องจากคุณภาพไม่เป็นไปตามที่กำหนด จึงต้องมีการผสมกับก๊าซธรรมชาติของ บมจ. ปตท. โดยการปรับปรุงคุณภาพก๊าซในระยะสั้น บมจ. ปตท. อาจให้บริการปรับปรุงคุณภาพก๊าซแก่ Shipper รายอื่น ทั้งนี้ ต้องไม่กระทบต่อความมั่นคง สำหรับการปรับปรุงคุณภาพก๊าซในระยะกลางและระยะยาว ควรมีการยกระดับคุณภาพก๊าซธรรมชาติในระบบส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับการใช้ LNG ที่เพิ่มขึ้น

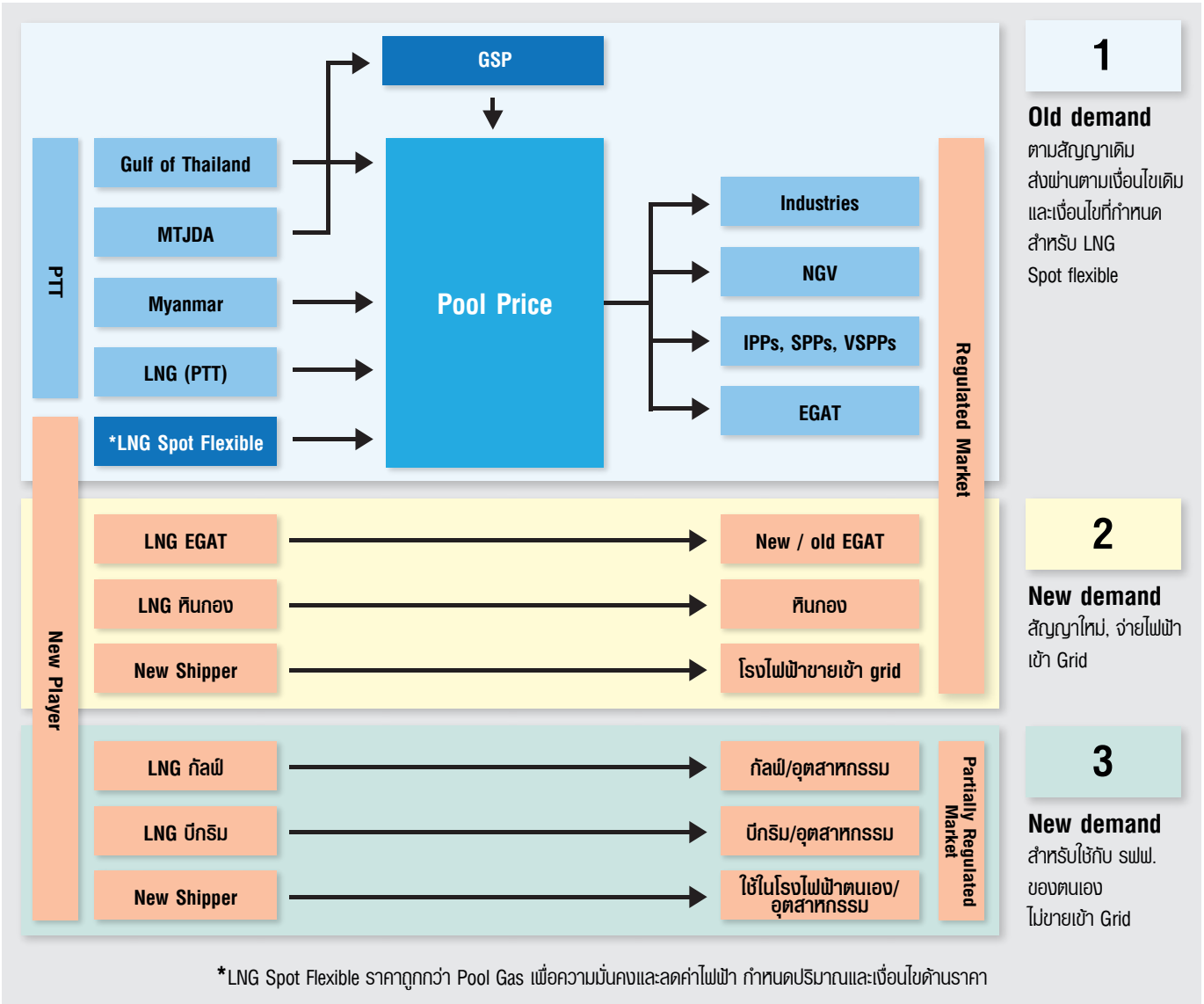
2.2.3 การประเมินผลกระทบการนำเข้า LNG แบบ Spot นั้นสามารถสรุปได้ว่าการนำเข้า LNG แบบ Spot ในช่วงเวลาที่ราคา LNG แบบ Spot ต่ำกว่าราคาก๊าซเฉลี่ยของประเทศ (Pool Price) นั้น สามารถลดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าของประเทศได้ จึงควรส่งเสริมการนำเข้า LNG แบบ Spot ในช่วงนี้ อย่างไรก็ตาม เมื่อราคา LNG แบบ Spot มีการปรับตัวสูงขึ้นเทียบเท่ากับราคา Pool Price หรือสูงกว่า จะทำให้ผู้จัดหา LNG ไม่ประสงค์จะนำเข้า LNG มาใช้เอง และกลับมาซื้อก๊าซธรรมชาติจากก๊าซเฉลี่ยของประเทศ จึงต้องมีความระมัดระวังในการจัดหาและมีการบริหารจัดการที่มีประสิทธิภาพ

3. แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติระยะที่ 2

จากผลการดำเนินการระยะที่ 1 ที่ประชุม กพช. เมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2562 ได้มอบหมายให้ สนพ. และ กกพ. ไปทบทวนแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบัน โดยคณะอนุกรรมการพิจารณาแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ประกอบด้วยผู้ทรงคุณวุฒิ และผู้แทนจาก สนพ.สำนักงาน กกพ. ชธ. ปตท. และ กฟผ. ได้พิจารณารูปแบบการส่งเสริมการแข่งขัน ราคา LNG นำเข้า โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมและแนวทางต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง และจัดทำแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติระยะที่ 2 นำเสนอต่อ กบง. และ กพช. เพื่อพิจารณา โดย กพช. เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 ได้มีมติเห็นชอบแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 และมอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องไปดำเนินการในรายละเอียด และมอบหมายให้ กบง. เป็นผู้พิจารณาและดำเนินการตามแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ในทางปฏิบัติให้เป็นรูปธรรมต่อไป โดยมีรายละเอียดสรุปได้ ดังนี้

3.1 รูปแบบแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติระยะที่ 2

โครสร้างก๊าซธรรมชาติในระยะที่ 2



*LNG Spot Flexible ราคาถูกกว่า Pool Gas เพื่อความมั่นคงและลดค่าไฟฟ้า กำหนดปริมาณและเงื่อนไขด้านราคา

โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะที่ 2 จะแบ่งออก 2 กลุ่ม คือ 1) กลุ่มที่อยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ. ตามแนวทางที่ กบง. และ กพช. กำหนด (Regulated Market) ซึ่งประกอบด้วย ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติจาก Old Supply และ Shipper ที่จัดหา LNG เพื่อนำมาใช้กับภาคไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ และ 2) กลุ่มที่จัดหา LNG เพื่อใช้กับโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้ขายไฟฟ้าเข้าระบบ ภาคอุตสาหกรรม และกิจการของตนเอง (Partially Regulated Market) โดยแบ่งการดำเนินงานในแต่ละส่วนออกเป็น

3.1.1 ธุรกิจต้นน้ำ กำหนดให้มีการดำเนินงานดังนี้

(1) ให้ ปตท. บริหารจัดการ Old Supply ซึ่ง Old Supply ประกอบด้วย

- ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตจากแหล่งในประเทศทั้งหมด ซึ่งประกอบด้วย แหล่งก๊าซธรรมชาติในพื้นที่อ่าวไทยทั้งหมด (รวมถึงก๊าซธรรมชาติที่จัดหาจากพื้นที่พัฒนาร่วม ไทย-มาเลเซีย : JDA) และแหล่งก๊าซธรรมชาติบนบก (ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ)
- ก๊าซธรรมชาติที่ประเทศไทยนำเข้ามาจากประเทศเมียนมาซึ่งประกอบด้วย แหล่ง ยาดานา เยตากุน และซอติก้า
- ก๊าซธรรมชาติที่ประเทศไทยนำเข้ามาในรูปแบบ LNG ที่เป็นสัญญาระยะยาวของประเทศที่มีอยู่ในปัจจุบัน (4 สัญญา รวมปริมาณสัญญาระยะยาว 5.2 ล้านตันต่อปี)

(2) ในสถานการณ์ที่ Spot LNG มีราคาต่ำกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่จำหน่ายในประเทศให้แก่ลูกค้าเดิม (Pool Gas) จะกำหนดให้มีการจัดหา LNG ในรูปแบบ Spot ที่ราคาต่ำมาเพิ่มเติม (LNG Spot Flexible) โดยมอบหมายให้ ปตท. เป็นผู้เปิดให้มีการประมูลการจัดหา LNG Spot Flexible ภายใต้กำกับ ของ กกพ. ทั้งด้านปริมาณและเงื่อนไข

(3) ให้ Shipper ที่มีความสนใจในการประกอบธุรกิจจัดหาก๊าซธรรมชาติ สามารถจัดหาและนำเข้า LNG ทั้งในรูปแบบสัญญาระยะสั้น กลาง หรือยาว รวมถึงจัดหาในรูปแบบตลาดจร (Spot LNG) เพื่อนำมาใช้กับภาคผลิตไฟฟ้าหรือภาคอุตสาหกรรม

- กรณีผลิตไฟฟ้าขายเข้าระบบ ให้ กกพ. ทำหน้าที่กำกับดูแลภายใต้แนวทางที่ กพช. กำหนด เช่น Small Power Producer (SPP) Replacement ส่วนที่ขายเข้าระบบ, Independent Power Producer (IPP) รายใหม่
- กรณีผลิตไฟฟ้าขายลูกค้าตรงหรือใช้ในภาคอุตสาหกรรม ให้ กกพ. ทำหน้าที่กำกับดูแลปริมาณและคุณภาพการให้บริการ

3.1.2 ธุรกิจกลางน้ำ

(1) กำหนดให้ LNG Receiving Terminal และโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติสายประธาน (บนบก) จะต้องเปิดให้บุคคลที่ 3 สามารถมาใช้และเชื่อมต่อได้ เพื่อให้เอกชนที่สนใจจะนำ LNG เข้ามาใช้เองสามารถนำเข้า LNG มาได้โดยผ่านทาง LNG Receiving Terminal และส่งผ่านโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติสายประธานที่มีอยู่ในปัจจุบัน โดยไม่ต้องลงทุนก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการนำเข้า LNG และส่งก๊าซธรรมชาติของเอกชนรายนั้นๆ เอง

(2) ให้จัดตั้ง Transmission System Operator (TSO) เป็นนิติบุคคล ที่มีหน้าที่บริหารโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่แยกเป็นอิสระจากธุรกิจจัดหาและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ โดยมีหน้าที่บริหารจัดการการจัดส่งก๊าซธรรมชาติ บริหารจัดการและรักษาสมดุลของโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ แต่เนื่องจากสำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน (สตง.) มีข้อโต้แย้งทางกฎหมายเกี่ยวกับการตีความศาลปกครองสูงสุดในการดำเนินการแบ่งแยกทรัพย์สินของ ปตท. ยังไม่มีข้อยุติ กพช. เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 จึงให้ชะลอการดำเนินการแยกกิจการระบบส่งก๊าซของ ปตท. จนกว่าผลการหารือระหว่างสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาและ สตง. ในเรื่องดังกล่าวจะได้ข้อยุติ ทั้งนี้ เมื่อได้ข้อยุติในเรื่องดังกล่าวข้างต้นให้ ปตท. ดำเนินการแยกกิจการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติและจัดตั้ง TSO เป็นนิติบุคคลให้แล้วเสร็จภายใน 15 เดือน

(3) มอบหมายให้ ปตท. ทำหน้าที่ในการควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติและแยกก๊าซธรรมชาติ โดยจะกำหนดให้ก๊าซธรรมชาติที่ผ่านการควบคุมคุณภาพและแยกก๊าซธรรมชาติแล้วเป็นส่วนหนึ่งของ Old Supply

ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติสามารถเลือกซื้อก๊าซธรรมชาติได้ทั้งจาก Pool Gas หรือ Shipper

3.1.3 ธุรกิจปลายน้ำ การขายก๊าซธรรมชาติให้แก่ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ ให้แยกออกเป็น 2 รูปแบบ ได้แก่ 1) การขายก๊าซธรรมชาติจาก Old Supply ในรูปแบบ Pool Gas และ 2) การขายก๊าซธรรมชาติโดย Shipper ที่นำเข้า LNG เพื่อใช้กับโรงไฟฟ้าหรือโรงงานอุตสาหกรรม โดยมอบหมายให้ กกพ. กำกับการดำเนินงานเพื่อให้ประเทศได้รับประโยชน์อย่างแท้จริง

ทั้งนี้ ผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติสามารถเลือกซื้อก๊าซธรรมชาติได้ทั้งจาก Pool Gas หรือ Shipper

3.2 ให้ กกพ. เป็นผู้ทำหน้าที่เป็นหน่วยงานกลางในการพิจารณาการดำเนินงานให้เป็นไปตามรูปแบบการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2

3.3 การกำหนดหลักเกณฑ์สัญญาซื้อและขายก๊าซเก่า/ใหม่ (Old/New Supply/Demand)

3.3.1 การกำหนดหลักเกณฑ์สัญญาฯ จาก Supply

(1) Old Supply คือ ก๊าซธรรมชาติจากการจัดหาที่มีสัญญาผูกพันระยะยาวแล้ว เพื่อจำหน่ายก๊าซเข้า Pool ซึ่งหมายรวมถึง

- ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากอ่าวไทยในปัจจุบันและปริมาณก๊าซจากอ่าวไทยที่จะเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึง JDA
- ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแหล่งบนบก
- ก๊าซธรรมชาติที่นำเข้าจากประเทศเมียนมา
- ปริมาณ LNG ตามสัญญาระยะยาวที่มีสัญญาผูกพันแล้ว ได้แก่ สัญญากับ Qatar (2 ล้านตันต่อปี) Shell (1 ล้านตันต่อปี) BP (1 ล้านตันต่อปี) และ Petronas (1.2 ล้านตันต่อปี)
- กรณี LNG Spot Flexible ตามปริมาณและเงื่อนไขที่ได้รับความเห็นชอบจาก กกพ.

(2) New Supply หมายถึง ปริมาณ LNG นำเข้าที่ต้องจัดหาเพิ่มเติมนอกเหนือจาก Old Supply เพื่อนำมาใช้กับภาคผลิตไฟฟ้าหรือภาคอุตสาหกรรม

3.3.2 การกำหนดหลักเกณฑ์สัญญาฯ จาก Demand

(1) Old Demand ประกอบไปด้วย ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในส่วนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (Gas Seperation Plant : GSP) ซึ่งถือเป็นหน่วยที่สร้างมูลค่าเพิ่มให้กับก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย ความต้องการก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีสัญญาผูกพันรูปแบบ Firm กับ ปตท. (Daily Contract Quantity : DCQ) และโรงไฟฟ้าที่มีสัญญากับ ปตท. อยู่ในปัจจุบันและเริ่มมีการใช้ก๊าซธรรมชาติตามสัญญาแล้ว ได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) โรงไฟฟ้า SPP และโรงไฟฟ้า VSPP รวมถึงภาคอุตสาหกรรมและก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ซึ่งมีสัญญาผูกพันแล้ว รวมถึง SPP Replacement ในส่วนที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบและใช้ก๊าซธรรมชาติจาก Pool Gas

(2) New Demand ได้แก่ ความต้องการก๊าซธรรมชาติจากโรงไฟฟ้า และภาคอุตสาหกรรมที่จะลงนามสัญญาใหม่ และที่มีการลงนามสัญญาอยู่ในปัจจุบันแต่ยังไม่มีการเริ่มใช้ก๊าซธรรมชาติ (Unmet Demand) โดยสามารถซื้อจาก Pool Gas ได้ในกรณีที่ปริมาณใน Pool Gas ยังมีเหลือ

3.4 การพิจารณาปริมาณการนำเข้า LNG กับความสามารถของ LNG Terminal

3.4.1 ปริมาณการนำเข้า LNG : มอบหมาย ปตท. และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) พิจารณา Supply และความสามารถที่เหลือ ที่จะนำเข้า LNG โดยไม่ส่งผลกระทบต่อภาระ Take or Pay และนำเสนอต่อ กบง. และ กพช. เพื่อพิจารณาปริมาณการนำเข้า LNG ในระยะที่ 2 ให้แล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2564 และมอบหมายให้ กกพ. เป็นผู้กำกับดูแล

3.4.2 ความสามารถของ LNG Terminal : ให้ กกพ. เป็นผู้บริหารจัดการตลอดจนปรับปรุงเงื่อนไขต่างๆ ที่ไม่เหมาะสมกับการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติระยะที่ 2 เช่น เงื่อนไข Use-It-Or-Lose-It (UIOLI) สิทธิการจอง LNG Terminal (Grandfather Basis) ฯลฯ ให้แล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 2 ปี 2564

3.4.3 การบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย : เพื่อความมั่นคงของระบบพลังงานของประเทศให้ ปตท. บริหารจัดการการใช้ก๊าซในอ่าวไทยให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในส่วนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (GSP) ทั้งนี้ ให้ กกพ. กำหนดหลักเกณฑ์ให้ ปตท. สามารถใช้ By pass gas ได้ในกรณีมีความจำเป็นต้องทดสอบระบบหรือควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดให้แล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 2 ปี 2564

ทั้งนี้ ในส่วนของการพิจารณาความชัดเจนเกี่ยวกับการใช้ประโยชน์ก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยต้องนำมาใช้ในโรงแยกก๊าซธรรมชาติก่อน ในกรณี DCQ ของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยมีสูงกว่า Capacity หรือความต้องการของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ จะถือว่า Capacity หรือความต้องการของโรงแยกก๊าซธรรมชาติเป็นเกณฑ์ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศ (Domestic Gas) แต่เมื่อใดที่ DCQ ของก๊าซในอ่าวไทยต่ำกว่า Capacity หรือความต้องการของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ให้นำ LNG เข้ามาเพิ่ม โดยปริมาณ DCQ มอบหมายให้ ชธ. รวบรวมข้อมูล ตรวจสอบ และแจ้งให้ กกพ. ทราบ

มอบหมาย กกพ. กำหนดและทบทวนโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติให้แล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2564

3.5 การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติและการกำหนดราคา LNG นำเข้า

3.5.1 การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ กำหนดหลักการสำหรับโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ดังนี้

(1) ราคาก๊าซธรรมชาติประกอบด้วย ราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติ ค่าบริการสถานี LNG ค่าบริการในการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ อัตราค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติ

(2) อัตราค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติที่ Shipper รายใหม่ต้องไปจองใช้บริการท่อก๊าซธรรมชาติจาก TSO ให้คำนวณเฉพาะค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติบนบกเท่านั้น (ไม่รวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติในทะเล)

(3) มอบหมายให้ กกพ. ไปดำเนินการกำหนดและทบทวนโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติให้แล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2564 เพื่อเสนอ กบง. และ กพช. พิจารณาต่อไป

3.5.2 การกำหนดราคา LNG นำเข้า

(1) ให้ยกเลิกมติ กพช. เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 ที่เห็นชอบหลักเกณฑ์การจัดหา LNG ที่ให้ ปตท. ดำเนินการเพื่อจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาว และให้นำสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาวเสนอต่อ กพช. และ ครม. เพื่อให้ความเห็นภายหลังจากที่การเจรจาสัญญามีข้อยุติ และหากมีความจำเป็นที่จะต้องนำเข้า LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ให้ ปตท. ดำเนินการได้เอง โดยที่ราคา LNG จะต้องไม่เกินราคาน้ำมันเตา 2%S (ราคาประกาศหน้าโรงกลั่นรายเดือน) ที่ประกาศโดย สนพ. และในกรณีอื่นๆ มอบหมาย สนพ. และ สกพ. เป็นผู้พิจารณาอนุมัติการจัดหาระยะสั้น ทั้งนี้ เมื่อ ปตท. ได้มีการนำเข้า LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้นแล้ว ให้ ปตท. นำเสนอผลการจัดหาต่อ กพช. เพื่อทราบ เป็นระยะๆ ต่อไป

(2) การกำหนดหลักเกณฑ์การจัดหา LNG สำหรับทุก Shipper

(2.1) การจัดหา LNG สำหรับ Regulated Market

- การจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาวและ/หรือสัญญาระยะกลาง ในระยะเริ่มต้นมอบหมายให้ สนพ. ร่วมกับ สกพ. พิจารณากำหนดหลักเกณฑ์ราคานำเข้า LNG (LNG Benchmark) และนำเสนอขอความเห็นชอบจาก กบง. และ กพช. ก่อนที่จะประกาศเป็นหลักเกณฑ์ให้ Shipper นำไปใช้ในการจัดหาต่อไป ภายหลังจากที่การเจรจาสัญญามีข้อยุติ ให้นำสัญญาซื้อขาย LNG เสนอต่อ กบง. พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนการดำเนินการ
- การจัดหา LNG ด้วยสัญญา Spot Flexible ราคา Spot LNG จะต้องไม่เกินราคา Pool Gas โดยให้ ปตท. เป็นผู้ดำเนินการประมูลจัดหา Spot Flexible ภายใต้กำกับของ กกพ. ทั้งด้านปริมาณและเงื่อนไข
- การจัดหา LNG ด้วยสัญญา Spot และ/หรือสัญญาระยะสั้น ราคา Spot LNG จะต้องไม่เกินราคา JKM ปรับด้วยส่วนต่างค่าขนส่งจากประเทศผู้ค้าต้นทาง ส่งมอบที่ประเทศญี่ปุ่นกับที่ประเทศไทย (JKM adjust by freight cost) และมีเพดานราคาไม่เกินราคา LNG นำเข้าจากสัญญาระยะยาวที่ต่ำที่สุดทุกช่วงเวลา ของ ปตท.ในปัจจุบัน ทั้งนี้มอบหมายให้ กกพ. เป็นผู้พิจารณาความเหมาะสมของ JKM adjust by freight cost เป็นระยะๆ และให้ กกพ. เป็นหน่วยงานที่ทำหน้าที่กำกับปริมาณและช่วงเวลาที่จะสามารถนำเข้า Spot LNG ได้ ภายใต้หลักเกณฑ์ราคาที่ กบง. กำหนด

ทั้งนี้ หากมีความจำเป็นต้องนำเข้า Spot LNG ที่ไม่สอดคล้องกับหลักเกณฑ์ข้างต้น จะต้องได้รับความเห็นชอบจาก สนพ. และ กกพ. เป็นรายครั้งไป

(2.2) การจัดหา LNG สำหรับ Partially Regulated Market ให้ Shipper สามารถจัดหาและนำเข้า LNG ทั้งในรูปแบบสัญญาระยะสั้น ระยะกลาง หรือระยะยาว รวมถึงจัดหา Spot LNG ได้ ภายใต้การกำกับดูแลด้านปริมาณและคุณภาพการให้บริการของ กกพ.

3.6 มอบหมายให้ กกพ. กำหนดหลักเกณฑ์การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะที่ 2 ตามหลักการประสิทธิภาพ (Heat Rate) เพื่อใช้สำหรับโรงไฟฟ้าในส่วนที่ใช้ก๊าซธรรมชาติจาก New Demand ที่ขายไฟเข้าระบบ (Regulated Market) ให้แล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2564 และนำเสนอ กบง. และ กพช. พิจารณาต่อไป

3.7 มอบหมายให้ กกพ. พิจารณาทบทวนความเหมาะสมของ TPA Regime และ TPA Code ให้แล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2564

3.8 มอบหมายให้ ปตท. เสนอแนวทางและรายละเอียดการปรับคุณภาพก๊าซธรรมชาติ (Changeover Day: C-Day) ต่อ กกพ. เพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบภายในไตรมาส 2 ของปี 2564 และมอบหมายให้ กกพ. เป็นผู้กำกับให้เกิดความเป็นธรรมต่อไป

ทั้งนี้ คาดว่าจะสามารถดำเนินการตามแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2 ได้ในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2564

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (กันยายน 2563 – พฤษภาคม 2564)

1. ราคาน้ำมันดิบ

กันยายน 2563 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $41.50 และ $39.60 ต่อบาร์เรล ภาพรวมปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว $2.49 และ $2.76 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความกังวลจากจำนวนผู้ติดเชื้อไวรัสโควิด-19 รายใหม่ในหลายประเทศทั่วโลกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะในสหราชอาณาจักรและในยุโรป ทำให้หลายประเทศเริ่มพิจารณาที่จะดำเนินมาตรการปิดประเทศอีกครั้ง ประกอบกับ Saudi Aramco ประกาศปรับลดราคา OSP (Official Selling Price) เดือน ต.ค. 63 ของน้ำมันดิบทุกชนิด 0.90 - 1.50 เหรียญ/บาร์เรล สะท้อนให้เห็นการชะลอตัวของตลาดน้ำมันดิบ รวมถึงลิเบียมีการส่งออกน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นหลังการเปิดท่าเรือส่งออก และความกังวลต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลกที่อาจได้รับแรงกดดันหลังแรงกระตุ้นเศรษฐกิจสหรัฐฯ

ตุลาคม 2563 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $40.66 และ $39.53 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว $0.83 และ $0.07 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความต้องการใช้น้ำมันที่ชะลอตัวจากจำนวนผู้ติดเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะในยุโรป กอปรกับราคาน้ำมันดิบเผชิญแรงกดดันจากความไม่แน่นอนของมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจสหรัฐฯ ที่ยังหาข้อสรุปไม่ได้ก่อนการเลือกตั้งประธานาธิบดีสหรัฐฯ

พฤศจิกายน 2563 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $43.39 และ $41.10 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $2.73 และ $1.57 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยได้รับแรงหนุนจากปริมาณน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ ที่ปรับลดลงกว่า 8.0 ล้านบาร์เรล สวนทางกับที่นักวิเคราะห์คาดการณ์ไว้ว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้น 0.3 ล้านบาร์เรล รวมทั้งตลาดคาดว่าสหรัฐฯ จะมีการออก

มาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจขนาดใหญ่ เพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจและความต้องการใช้น้ำมันภายหลังจากการเลือกตั้งประธานาธิบดีสหรัฐฯ อีกทั้งความคืบหน้าของการผลิตวัคซีนป้องกันไวรัสโควิด-19 ของบริษัท Moderna และ บริษัท Pfizer ซึ่งมีประสิทธิภาพในการป้องกันโรคได้สูงกว่าร้อยละ 90 นอกจากนี้กลุ่มโอเปกและประเทศพันธมิตร (โอเปกพลัส) มีแนวโน้มที่จะขยายระยะเวลาการปรับลดกำลังการผลิตที่ 7.7 ล้านบาร์เรล/วัน ออกไปอีก 3-6 เดือน จากเดิมที่จะสิ้นสุดในปลายปีนี้ เนื่องจากตลาดยังคงเผชิญกับความเสี่ยงของการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 และอุปทานที่เพิ่มขึ้นจากลิเบีย ทั้งนี้กลุ่มผู้ผลิตจะมีการประชุมในวันที่ 30 พ.ย. 63 และ 1 ธ.ค. 63 เพื่อพิจารณาถึงนโยบายการปรับลดกำลังการผลิต

ธันวาคม 2563 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $49.82 และ $47.05 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $6.42 และ $5.59 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังได้รับแรงหนุนจากความต้องการใช้น้ำมันที่เริ่มฟื้นตัวจากการคลายมาตรการล็อกดาวน์ในหลายประเทศ ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันมีแนวโน้มฟื้นตัวขึ้นจากความคาดหวังต่อมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของสหรัฐฯ รวมถึงความคืบหน้าการพัฒนาวัคซีนป้องกันไวรัสโควิด-19 เนื่องจากสำนักงานคณะกรรมการอาหารและยา (FDA) ได้อนุมัติการใช้วัคซีนของบริษัท Pfizer และเริ่มมีการฉีดวัคซีนในบางประเทศแล้ว เช่น สหราชอาณาจักร แคนาดา และสหรัฐฯ นอกจากนี้ราคายังได้รับแรงหนุนจากกลุ่มโอเปกและประเทศพันธมิตรที่มีมติปรับเพิ่มกำลังการผลิตขึ้นเพียง 0.5 ล้านบาร์เรล/วัน ในเดือน ม.ค. 64 ส่งผลให้กำลังการผลิตจะปรับลดลงราว 7.2 ล้านบาร์เรล ซึ่งมากกว่าแผนเดิมที่จะปรับลดลงเพียงแค่ 5.8 ล้านบาร์เรล/วัน

มกราคม 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $54.77 และ $52.10 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $4.96 และ $5.05 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยได้รับแรงหนุนจากการส่งมอบและการฉีดวัคซีนป้องกันไวรัสโควิด-19 ในหลายประเทศ และคาดว่าจะมีการใช้แพร่หลายมากขึ้นหลัง FDA ในหลายประเทศได้มีการอนุมัติการใช้วัคซีนเพิ่มขึ้น อีกทั้ง ซาอุดิอาระเบียอาสาที่จะปรับลดกำลังการผลิตน้ำมันดิบอีก 1 ล้านบาร์เรล/วัน ในช่วงเดือน ก.พ. และ มี.ค. 64 ซึ่งเพิ่มเติมจากข้อตกลงเดิมของกลุ่มโอเปกพลัสที่จะลดกำลังการผลิตที่ระดับ 7.2 ล้านบาร์เรล/วัน เพื่อรักษาระดับราคาน้ำมันและรักษาสมดุลตลาดในช่วงที่ความต้องการใช้น้ำมันอ่อนแอจากมาตรการล็อกดาวน์ในหลายประเทศ

กุมภาพันธ์ 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $60.86 และ $59.06 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $6.08 และ $6.96 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความคาดหวังต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลกและความต้องการใช้น้ำมัน หลังมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของสหรัฐฯ มูลค่า 1.9 ล้านล้านเหรียญสหรัฐฯ มีแนวโน้มออกมาได้เร็วกว่าที่คาดการณ์ไว้ และจำนวนผู้ติดเชื้อไวรัสโควิด-19 มีการปรับลดลงอย่างต่อเนื่อง อีกทั้งจากรายงานของเจ้าหน้าที่ FDA สหรัฐฯ ที่ระบุว่าวัคซีนป้องกันไวรัสโควิด-19 ของบริษัทจอห์นสัน แอนด์จอห์นสัน มีประสิทธิภาพและมีความปลอดภัย และเข้าเกณฑ์ที่จะได้รับการอนุมัติเป็นกรณีฉุกเฉิน นอกจากนี้ ราคายังได้รับแรงหนุนจากผู้ผลิตน้ำมันดิบจาก Shale Oil ในสหรัฐฯ ที่ยังไม่สามารถกลับมาดำเนินการผลิตได้หลังเผชิญสภาวะอากาศที่หนาวเย็น ซึ่งคาดว่าจะส่งผลให้การผลิตน้ำมันดิบปรับตัวลดลงราว 2 ล้านบาร์เรล/วัน

มีนาคม 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $64.41 และ $62.35 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $3.56 และ $3.29 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากการที่กลุ่มโอเปกพลัสมีมติขยายเวลาการปรับลดการผลิตที่ระดับ 7.2 ล้านบาร์เรล/วัน ไปจนถึงเดือน เม.ย. 64 โดยล่าสุดรัสเซียและซาอุดีอาระเบียออกมาเปิดเผยว่ายังคงสนับสนุนมาตรการในการปรับลดกำลังการผลิตเนื่องจากความต้องการใช้น้ำมันในยุโรปยังได้รับแรงกดดันต่อเนื่อง ขณะที่ Joint Technical Committee (JTC) ของกลุ่มโอเปกพลัสประเมินอุปสงค์น้ำมันโลกปี 64 จะเติบโต 5.6 ล้านบาร์เรล/วัน YoY (ลดจากการประเมินครั้งก่อน 300,000 บาร์เรล/วัน) อยู่ที่ระดับ 96 ล้านบาร์เรล/วัน ด้านอุปทานน้ำมันเพิ่มขึ้น 1.6 ล้านบาร์เรล/วัน YoY อยู่ที่ระดับ 95.2 ล้านบาร์เรล/วัน (เพิ่มจากการประเมินครั้งก่อน 200,000 บาร์เรล/วัน) ทั้งนี้ JTC คาดว่าปริมาณสำรองน้ำมันของ OECD จะต่ำกว่าค่าเฉลี่ย 5 ปี ในเดือน ส.ค. 64 ช้ากว่าประมาณการณ์ครั้งก่อน 1 เดือน

เมษายน 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $62.89 และ $61.71 ต่อบาร์เรลปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว $1.52 และ $0.64 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากผลการประชุมของกลุ่มโอเปกพลัส วันที่ 1 เม.ย. 64 ที่มีมติเพิ่มปริมาณการผลิตเป็นขั้นบันไดในช่วงเดือน พ.ค. - ก.ค. 64 สวนทางกับที่ตลาดคาดการณ์ว่าในเดือน พ.ค. - มิ.ย. 64 โอเปกพลัสจะคงลดปริมาณการผลิตน้ำมันดิบที่ 6.9 ล้านบาร์เรล/วัน ประกอบกับการประชุมระหว่างอิหร่านและประเทศมหาอำนาจ ในการรื้อฟื้นข้อตกลงนิวเคลียร์ที่เคยทำไว้ในปี 2558 มีความคืบหน้าหลังที่ประชุมมีความเห็นที่จะเร่งกระบวนการฟื้นฟูข้อตกลงนิวเคลียร์ โดยหากประสบความสำเร็จจะส่งผลให้มาตรการคว่ำบาตรอิหร่านของสหรัฐฯ ผ่อนคลายลง และจะทำให้มีอุปทานน้ำมันดิบจากอิหร่านเพิ่มขึ้น นอกจากนี้สถานการณ์การแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 ในประเทศอินเดียยังคงทวีความรุนแรงต่อเนื่อง โดยจำนวนผู้ติดเชื้อใหม่รายวันยังคงอยู่ในระดับที่สูงกว่า 3 แสนคน อย่างต่อเนื่อง

พฤษภาคม 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $66.31 และ $65.18 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $3.42 และ $3.47 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยความต้องการใช้น้ำมันได้รับแรงสนับสนุนจากความคืบหน้าการฉีดวัคซีนในหลายประเทศส่งผลให้จำนวนผู้ติดเชื้อไวรัสโควิด-19 ลดลงอย่างมากโดยเฉพาะ

ประเทศในสหภาพยุโรปและสหรัฐฯ และมีการผ่อนคลายมาตรการล็อกดาวน์แล้วในหลายพื้นที่ อีกทั้งสถานการณ์การแพร่ระบาดไวรัสโควิด-19 ในประเทศอินเดียมีสัญญาณดีขึ้นจากจำนวนผู้ติดเชื้อรายวันมีแนวโน้มลดลง นอกจากนี้ราคายังได้รับแรงหนุนจากปริมาณน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ ที่ปรับลดลงมากกว่าที่นักวิเคราะห์คาดการณ์ไว้ หลังความต้องการใช้น้ำมันดิบปรับเพิ่มขึ้น โดยสำนักงานสารสนเทศด้านพลังงานสหรัฐฯ (EIA) รายงานปริมาณน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ สัปดาห์สิ้นสุด ณ วันที่ 30 เม.ย. ปรับลดลงกว่า 8 ล้านบาร์เรล มากกว่าที่นักวิเคราะห์คาดการณ์ไว้ว่าจะปรับลดลง 2.3 ล้านบาร์เรล อย่างไรก็ตามตลาดยังคงกังวลจากความเป็นไปได้ของการเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันดิบของอิหร่านจากการยกเลิกมาตรการคว่ำบาตรต่ออิหร่านโดยสหรัฐฯ

2. ราคากลางน้ำมันสำเร็จรูปตลาดภูมิภาคเอเชีย

กันยายน 2563 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $47.22, $45.67, $46.52 และ $44.17 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว $0.99, $1.30, $1.42 และ $5.26 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังได้รับแรงกดดันจากความต้องการใช้ที่ชะลอตัวลงจากการแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 ประกอบกับเกิดเหตุภัยพิบัติในหลายประเทศ เช่น น้ำท่วมในประเทศจีนและพายุเฮอร์ริเคนซัลลี่ถล่มสหรัฐฯ

ตุลาคม 2563 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $45.98, $44.82, $45.85 และ $43.92 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว $1.25, $0.84, $0.67 และ $0.25 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความต้องการใช้น้ำมันเบนซินที่มีแนวโน้มลดลงในช่วงฤดูหนาว และความกดดันจากการแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 ประกอบกับอุปทานที่ปรับตัวสูงขึ้นในอินเดีย ส่วนราคาน้ำมันดีเซลลดลงจากแรงกดดันจากอุปสงค์น้ำมันในภูมิภาคเอเชียที่ลดลง หลังจากหลายประเทศเผชิญฤดูมรสุม และอุปทานน้ำมันในภูมิภาคที่อยู่ในระดับสูง โดยเฉพาะจากจีน

พฤศจิกายน 2563 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $46.72, $45.52, $46.59 และ $47.54 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $0.75, $0.69, $0.74 และ $3.62 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยได้รับแรงหนุนจากความก้าวหน้าของการพัฒนาวัคซีนป้องกันไวรัสโควิด-19 อย่างไรก็ตามราคายังคงได้รับแรงกดดันจากอุปทานน้ำมันเบนซินที่ปรับเพิ่มขึ้นหลังโรงกลั่นฯ ในภูมิภาคมีการเพิ่มอัตราการผลิต ส่วนราคาน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นจากปริมาณการผลิตน้ำมันดีเซลจากจีนในช่วงปลายปี 63 มีแนวโน้มต่ำกว่าที่คาดไว้ รวมทั้งความต้องการใช้ในอินเดียที่ยังคงแข็งแกร่ง และความต้องการใช้น้ำมันดีเซลในภูมิภาคเริ่มปรับตัวดีขึ้นหลังหมดฤดูมรสุม

ธันวาคม 2563 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $53.46, $52.41, $53.73 และ $55.41 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $6.74, $6.90, $7.14 และ $7.87 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความต้องการใช้น้ำมันเบนซินมีแนวโน้มฟื้นตัวจากการพัฒนาวัคซีนป้องกันไวรัสโควิด-19 ที่คืบหน้ามากขึ้น ส่วนราคาน้ำมันดีเซลปรับเพิ่มขึ้นจากปริมาณน้ำมันดีเซลคงคลังสหรัฐฯ ปรับลดลง ขณะที่อุปสงค์ในภูมิภาคเอเชียที่เริ่มฟื้นตัว

มกราคม 2564 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $60.04, $58.92, $60.26 และ $59.94 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $6.58, $6.50, $6.54 และ $4.53 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ โดยได้รับแรงหนุนจากความต้องการใช้น้ำมันเบนซินที่มีแนวโน้มฟื้นตัวดีขึ้น กอปรกับ IES รายงานปริมาณสำรอง Light Distillates เชิงพาณิชย์ในสิงคโปร์ สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 27 ม.ค. 64 ลดลง 1.53 ล้านบาร์เรล อยู่ที่ 13.96 ล้านบาร์เรล อีกทั้ง อินเดียนำเข้าน้ำมันเบนซินเพิ่มมากขึ้นสูงสุดในรอบ 9 ปี ส่วนราคาน้ำมันดีเซลปรับเพิ่มขึ้นจากอุปสงค์น้ำมันดีเซลจากทวีปยุโรปท่ามกลางเทศกาลวันหยุดตรุษจีนในเดือนหน้า ขณะที่อุปทานน้ำมันดีเซลจากประเทศอินเดียที่ปรับตัวลดลง รวมถึงจากการลดกำลังการผลิตของโรงกลั่นในภูมิภาค

กุมภาพันธ์ 2564 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $67.87, $66.36, $67.87 และ $67.89 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $7.82, $7.45, $7.61 และ $7.95 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากอุปทานน้ำมันเบนซินในภูมิภาคที่ปรับตัวลดลงจากการปิดซ่อมบำรุงโรงกลั่นในประเทศจีน ไต้หวัน ญี่ปุ่น และ ฟิลิปปินส์ ขณะที่ความต้องการใช้มีแนวโน้มฟื้นตัวดีขึ้น อีกทั้งอุปทานน้ำมันเบนซินในสหรัฐฯ ปรับลดลงจากสภาพอากาศที่หนาวเย็นในรัฐเท็กซัส ส่วนราคา

น้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นจากอุปสงค์ปรับตัวสูงขึ้นจากจำนวนผู้ติดเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ปรับลดลงอย่างต่อเนื่องในหลายประเทศ และ Petroleum Association of Japan (PAJ) ของญี่ปุ่นรายงานปริมาณการผลิตน้ำมันดีเซลในประเทศสัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 25 ก.พ. 64 อยู่ที่ระดับ 3.55 ล้านบาร์เรล (-16.8% WoW และ -24% YoY)

มีนาคม 2564 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $73.43, $71.51, $72.94 และ $69.68 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $5.56, $5.15, $5.07 และ $1.79 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากอุปทานน้ำมันเบนซินในภูมิภาคที่ตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุงฉุกเฉินของโรงกลั่นน้ำมันในญี่ปุ่นและอินโดนีเซีย ประกอบกับ IES รายงานปริมาณสำรอง Light Distillates เชิงพาณิชย์ที่สิงคโปร์ สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 31 มี.ค. 64 ลดลง 0.39 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ 14.25 ล้านบาร์เรล ส่วนราคาน้ำมันดีเซลปรับเพิ่มขึ้นจากอุปทานในภูมิภาคที่ปรับลดลงในช่วงการปิดซ่อมบำรุงของโรงกลั่น อย่างไรก็ตาม ราคาได้รับแรงกดดันจากการส่งออกน้ำมันดีเซลของจีนที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

เมษายน 2564 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $73.99, $71.70ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากเดือนที่แล้ว $0.56, $0.19 ต่อบาร์เรล จากอุปทานน้ำมันเบนซินในภูมิภาคได้รับแรงสนับสนุนจากการลดกำลังการผลิตของโรงกลั่นในจีน ประกอบกับ IES รายงานปริมาณสำรอง Light Distillates เชิงพาณิชย์ในสิงคโปร์ สัปดาห์สิ้นสุดวันที่ 28 เม.ย. 64 ลดลง 1.08 ล้านบาร์เรล มาอยู่ที่ 12.39 ล้านบาร์เรล ต่ำสุดในรอบ 5 เดือน อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้น้ำมันเบนซินยังคงถูกกดดันจากการแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 โดยเฉพาะในอินเดียและญี่ปุ่น ในขณะที่น้ำมันเบนซินออกเทน 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $72.67 และ $68.84 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงเล็กน้อยจากเดือนที่ผ่านมา $0.27 และ $0.84 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากสถานการณ์การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 กดดันความต้องการใช้น้ำมันเบนซินในประเทศอินเดียและไทย

พฤษภาคม 2564 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $76.19, $74.42, $75.47 และ $73.88 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $2.20, $2.72, $2.80 และ $5.04 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากตลาดคาดการณ์ความอุปทานที่อาจตึงตัวจากฤดูมรสุมในสหรัฐฯ แม้ว่าอุปสงค์ในภูมิภาคเอเชียจะยังคงได้รับแรงกดดันจากยอดผู้ติดเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่อยู่ในระดับสูง ประกอบกับโรงกลั่นน้ำมัน Shanghai Gaoqiao Petrochemical Comp. (260,000 บาร์เรล/วัน) ของบริษัท Sinopec จะไม่ส่งออกน้ำมันเบนซินในเดือน มิ.ย. 64 เพื่อสำรองใช้ภายในประเทศ เนื่องจากต้นทุนการผลิตน้ำมันเบนซินมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นหลังจากรัฐบาลจีนประกาศเก็บภาษีการบริโภค (Consumption Tax) การนำเข้า Mixed Aromatics (MA) ตั้งแต่วันที่ 12 มิ.ย. 64 ทั้งนี้ โรงกลั่นดังกล่าวส่งออกน้ำมันเบนซินในเดือน พ.ค. 64 อยู่ที่ 2.6 ล้านบาร์เรล ส่วนราคาน้ำมันดีเซลปรับเพิ่มขึ้นจากปริมาณการส่งออกน้ำมันดีเซลจากภูมิภาคเอเชียไปยังตะวันตกที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น หลังความต้องการใช้น้ำมันดีเซลในสหภาพยุโรปมีแนวโน้มฟื้นตัวจากการคลายมาตรการล็อกดาวน์ อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้น้ำมันดีเซลในภูมิภาคเอเชียยังคงได้รับแรงกดดันจากการแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19

3. ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

กันยายน 2563 - พฤษภาคม 2564 จากสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกและภาวะเงินเฟ้อของค่าเงินบาทของไทย รวมทั้งการส่งเสริมพลังงานทดแทน อัตรากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซิน ออกเทน 95, แก๊สโซฮอล 95, E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็ว B7, ดีเซลหมุนเร็ว, ดีเซลหมุนเร็ว B20 และดีเซลพรีเมียม ณ วันที่ 31 พฤษภาคม 2564 อยู่ที่ระดับ 35.36, 27.95, 26.44, 21.99, 27.68, 28.09, 25.09, 24.84 และ 32.86 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง

	2561	2562	2563	2564	2564				
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.
น้ำมันดิบ (หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ /บาร์เรล)									
ดูไบ	69.65	63.51	42.27	61.90	54.77	60.86	64.41	62.89	66.31
เบรนท์	71.96	64.12	43.28	63.53	55.36	62.35	65.98	65.35	68.51
เวสต์เท็กซัส	65.20	57.03	39.25	60.25	52.10	59.06	62.35	61.71	65.18
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์ (หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ /บาร์เรล)									
เบนซินออกเทน 95	80.23	72.58	46.70	70.40	60.04	67.87	73.43	73.99	76.19
เบนซินออกเทน 92	77.95	69.50	45.09	68.66	58.92	66.36	71.51	71.70	74.42
เบนซินออกเทน 91 Non-oxy		70.97	46.07	69.93	60.26	67.87	72.94	72.67	75.47
ดีเซลหมุนเร็ว	84.93	78.19	49.43	68.05	59.94	67.89	69.68	68.84	73.88

ราคาขายปลีกของไทย (หน่วย : บาท/ลิตร)									
	2561	2562	2563	2564	2564				
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	31 ม.ค.	28 ก.พ.	31 มี.ค.	30 เม.ย.	31 พ.ค.
เบนซินออกเทน 95	36.24	35.09	29.27	33.44	31.66	33.46	34.06	34.66	35.36
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	28.98	27.68	21.92	26.03	24.25	26.05	26.65	27.25	27.95
แก๊สโซฮอล 91	28.71	27.42	21.65	25.76	23.98	25.78	26.38	26.98	27.68
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	26.24	24.67	19.98	24.52	22.74	24.54	25.14	25.74	26.44
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	20.88	20.04	17.73	20.64	19.49	20.54	21.09	21.49	21.99
ดีเซลหมุนเร็ว B7	28.36	26.42	22.55	26.42	25.09	26.99	26.49	27.09	28.09
ดีเซลหมุนเร็ว		24.80	19.71	23.42	22.09	23.99	23.49	24.09	25.09
ดีเซลหมุนเร็ว B20	25.59	22.10	19.32	23.17	21.84	23.74	23.24	23.84	24.84
ดีเซลหมุนเร็ว พรีเมียม	31.72	29.68	26.60	30.98	29.54	31.44	31.16	31.76	32.86

ค่าการตลาดเฉลี่ยของผู้ค้าน้ำมัน

หน่วย : บาทต่อลิตร

	2561	2562	2563	2564	2564				
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.
เบนซินออกเทน 95	2.71	2.91	3.70	3.46	3.71	3.69	3.31	3.17	3.46
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	1.95	2.01	2.32	2.36	2.27	2.47	2.30	2.26	2.50
แก๊สโซฮอล 91	2.05	2.15	2.46	2.49	2.39	2.59	2.43	2.40	2.64
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	2.59	2.09	2.96	3.75	3.43	3.83	3.80	3.69	3.98
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	4.71	3.97	2.83	2.90	2.09	2.99	3.38	2.84	3.20
ดีเซลหมุนเร็ว B7	1.76	1.86	2.07	2.07	2.08	2.11	2.08	2.15	1.92
ดีเซลหมุนเร็ว		1.81	2.43	2.34	2.24	2.30	2.37	2.52	2.26
ดีเซลหมุนเร็ว B20	2.13	1.96	2.32	1.84	1.30	1.47	1.93	2.42	2.05
เฉลี่ยรวม	**1.92**	**1.98**	**2.30**	**2.34**	**2.26**	**2.38**	**2.35**	**2.39**	**2.31**

4. สถานการณ์เอทานอลและไบโอดีเซล

การผลิตเอทานอล กำลังการผลิตเอทานอล รวม 6.125 ล้านลิตร/วัน มีปริมาณการผลิต เอทานอลประมาณ 4.30 ล้านลิตร/วัน โดยราคาเอทานอลแปลงสภาพเดือนกันยายน 2563 - พฤษภาคม 2564 อยู่ที่ 23.16, 23.80, 23.80, 23.80, 26.02, 24.83, 24.83, 25.84 และ 25.83 บาท/ลิตร ตามลำดับ

การผลิตไบโอดีเซล กำลังการผลิตไบโอดีเซลรวม 8.27 ล้านลิตร/วัน มีปริมาณการผลิตอยู่ที่ประมาณ 5.07 ล้านลิตร/วัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยเดือนกันยายน 2563 – พฤษภาคม 2564 อยู่ที่ 25.83, 31.61, 40.33, 41.48, 42.19, 42.55, 39.37, 35.90 และ 38.11 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ปริมาณการจำหน่ายและราคาเชื้อเพลิงชีวภาพ

	2561	2562	2563	2564	2564				
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.
ราคา (หน่วย : บาทต่อลิตร)									
เอทานอล	23.70	22.07	23.21	25.47	26.02	24.83	24.83	25.84	25.83
ไบโอดีเซล	24.13	22.25	31.76	39.62	42.19	42.55	39.37	35.90	38.11
ปริมาณการจำหน่าย (หน่วย : ล้านลิตรต่อวัน)									
	2561	2562	2563	2564	2564				
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	
เบนซิน	1.08	0.95	0.80	0.71	0.66	0.76	0.75	0.68	
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	12.90	12.51	14.04	14.53	13.02	15.06	15.85	14.18	
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	5.78	6.52	6.56	6.29	5.38	6.63	7.03	6.12	
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	1.19	1.29	0.90	0.79	0.63	0.82	0.90	0.79	
แก๊สโซฮอล 91	9.93	9.55	8.24	7.42	6.65	7.76	8.12	7.14	
ดีเซลหมุนเร็ว B7	62.78	57.58	41.84	37.93	35.53	39.71	39.53	36.94	
ดีเซลหมุนเร็ว		0.15	16.11	23.81	21.45	24.59	25.90	23.31	
ดีเซลหมุนเร็ว B20	0.10	4.38	3.52	1.18	1.13	1.26	1.24	1.10	
ดีเซลหมุนเร็ว พรีเมียม		1.74	1.47	1.20	1.05	1.25	1.29	1.19	
เอทานอล	4.05	4.19	4.01	3.92	3.41	4.09	4.35	3.83	
B100	4.42	4.87	5.12	5.04	4.63	5.24	5.35	4.93	

หมายเหตุ : 2 ก.ค. 61 เริ่มจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B20
16 พ.ค. 62 เริ่มจำหน่ายน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B10
1 ต.ค. 63 เปลี่ยนชื่อจาก น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว เป็น น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B7 และน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B10 เป็น น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว

5. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 30 พฤษภาคม 2564 มีสินทรัพย์รวม 52,270 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 32,842 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ 19,428 ล้านบาท แยกเป็นบัญชีน้ำมัน 32,248 ล้านบาท และบัญชี LPG -12,820 ล้านบาท

สถานการณ์พลังงาน ปี 2563

สถานการณ์พลังงานปี 2563 โดยภาพรวมการใช้พลังงานขั้นต้นลดลงร้อยละ 4.9 เมื่อเทียบกับปีก่อน สอดคล้องกับอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของไทย(GDP) ที่สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานว่าทั้งปีลดลงร้อยละ 6.1 โดยมูลค่าการส่งออกสินค้าปรับตัวลดลงร้อยละ 6.6 การบริโภคภาคเอกชน และการลงทุนรวมปรับตัวลดลงร้อยละ 1.0 และร้อยละ 4.8 ตามลำดับ อัตราเงินเฟ้อทั่วไปเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ -0.8 และดุลบัญชีเดิสะพัดเกินดุลร้อยละ 3.3 ของ GDP ทั้งนี้ปัจจัยข้างต้นส่งผลต่อสถานการณ์พลังงานไทยในปี 2563 ดังนี้

การใช้พลังงานขั้นต้น ลดลงร้อยละ 4.9 จากการใช้น้ำมันที่ลดลงร้อยละ 11.8 ก๊าซธรรมชาติลดลงร้อยละ 6.3 เนื่องจากผลกระทบจากการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ส่งผลให้ความต้องการใช้พลังงานลดลง และเศรษฐกิจภายในประเทศชะลอตัว ในขณะที่ถ่านหิน/ลิกไนต์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4 พลังงานทดแทนมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.4 และไฟฟ้านำเข้ามีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.7 เนื่องจากปลายปี 2562 มีโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ของประเทศลาวเริ่มจ่ายเข้าระบบจำนวน 3 โรง ได้แก่ โรงไฟฟ้าเซเปียน (354 MW) โรงไฟฟ้าน้ำเงี้ยบ (269 MW) และโรงไฟฟ้าไซยะบุรี (1,220 MW)

การใช้พลังงานขั้นต้น

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ชนิด	2560	2561	2562	2563	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
					2561	2562	2563
น้ำมัน	816	831	845	745	1.9	1.7	-11.8
ก๊าซธรรมชาติ	895	883	902	844	-1.3	2.1	-6.3
ถ่านหิน/ลิกไนต์	360	384	342	364	6.6	-10.9	6.4
พลังงานทดแทน	505	495	521	523	-1.9	5.2	0.4
พลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า	50	59	54	58	17.7	-7.0	6.7
รวม	2,625	2,651	2,665	2,534	1.0	0.5	-4.9

สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด

น้ำมันสำเร็จรูป การใช้น้ำมันสำเร็จรูปอยู่ที่ระดับ 127.3 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 11.5 สาเหตุหลักเกิดจากผลกระทบของการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ส่งผลให้การเดินทางลดลง ในช่วงปลายเดือนมีนาคมถึงสิ้นเดือนมิถุนายน จากมาตรการล็อกดาวน์ และการทำงานจากที่บ้าน (work from home) ช่วงไตรมาสที่ 3 การใช้น้ำมันกลับมาเพิ่มขึ้น เนื่องจากการผ่อนคลายล็อกดาวน์ การเพิ่มวันหยุดยาว การส่งเสริมท่องเที่ยวไทย และการยกเลิกการทำงานจากที่บ้าน โดยมีรายละเอียดการใช้น้ำมันแต่ละชนิด ดังนี้

- **น้ำมันดีเซล** ปริมาณการใช้เฉลี่ยอยู่ที่ 65.5 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.7 จากปีก่อน ส่วนหนึ่งเป็นผลจากการใช้ในการขนส่งผลผลิตทางการเกษตรลดลงจากสถานการณ์ภัยแล้งในช่วงต้นปี ประกอบกับปัญหาน้ำท่วมในหลายพื้นที่ในช่วงเดือนตุลาคมถึงพฤศจิกายน ที่ทำให้การใช้ดีเซลลดลง รวมถึงสถานการณ์การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ส่งผลให้การใช้รถเพื่อเดินทางลดลง โดยเฉพาะรถสาธารณะเนื่องจากรัฐบาลมีมาตรการล็อกดาวน์ และประกาศไม่ให้หยุดช่วงวันสงกรานต์ ทำให้ผู้คนไม่มีการเดินทางสัญจรกลับต่างจังหวัดดังเช่นทุกปีที่ผ่านมา
- **น้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล** ปริมาณการใช้เฉลี่ยอยู่ที่ 31.7 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.2 จากปีก่อน หรือลดลงประมาณ 0.5 ล้านลิตรต่อวัน ทั้งนี้ปัจจัยหลักมาจากผลกระทบของการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ส่งผลให้ประเทศไทยต้องประกาศ พ.ร.ก. สถานการณ์ฉุกเฉิน ตั้งแต่วันที่ 26 มีนาคม 2563 เพื่อควบคุมการแพร่ระบาด โดยภาครัฐได้ออกมาตรการที่มีการเว้นระยะห่างทางสังคม การทำงานจากที่บ้าน (Work From Home) และลดการเดินทางข้ามจังหวัด ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเบนซินลดลง
- **น้ำมันเครื่องบิน** ปริมาณการใช้เฉลี่ยอยู่ที่ 7.5 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 61.6 จากปีก่อน เนื่องด้วยสถานการณ์การระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ส่งผลกระทบต่ออุตสาหกรรมการบินอย่างมาก อีกทั้งสายการบินประกาศหยุดให้บริการเส้นทางบินระหว่างประเทศตั้งแต่ช่วงกลางเดือนมีนาคม 2563 รวมถึงสำนักงานการบินพลเรือนแห่งประเทศไทย (กพท.) ได้ประกาศห้ามอากาศยานทำการบินเข้าสู่ประเทศไทยเป็นการชั่วคราว ตั้งแต่วันที่ 7 เมษายน เป็นต้นไป เพื่อควบคุมการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 จึงส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเครื่องบินลดลงอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม รัฐบาลมีนโยบายการกระตุ้นเศรษฐกิจช่วงปลายปีโดยส่งเสริมการท่องเที่ยวภายในประเทศในโครงการเราเที่ยวด้วยกัน ซึ่งมาตรการนี้เริ่มขึ้นในเดือนกันยายน รัฐบาลได้สนับสนุนค่าเดินทางโดยเครื่องบิน 40% ทำให้การบินในประเทศเพิ่มขึ้นในช่วงปลายปี
- **น้ำมันเตา** ปริมาณการใช้เฉลี่ยอยู่ที่ 4.8 ล้านลิตรต่อวัน ลดลงร้อยละ 10.9 จากภาคขนส่งและอุตสาหกรรม

การใช้น้ำมันสำเร็จรูป

หน่วย: ล้านลิตรต่อวัน

ชนิด	2560	2561	2562	2563	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
					2561	2562	2563
เบนซินและแก๊สโซฮอล	30.0	31.1	32.2	31.7	3.3	3.7	-1.2
ดีเซล	63.6	64.7	67.4	65.5	1.5	4.2	-2.7
เครื่องบิน*	18.4	19.5	19.6	7.5	5.2	0.8	-61.6
น้ำมันเตา	5.8	6.1	5.4	4.8	4.2	-10.2	-10.9
LPG**	21.6	20.9	19.6	17.7	-3.4	-6.3	-9.2
รวม	139.4	142.2	144.3	127.3	1.7	1.5	-11.5

หมายเหตุ: น้ำมันเครื่องบินและน้ำมันก๊าด **ไม่รวมการใช้ LPG ที่เป็น Feed Stock ในปิโตรเคมี

■ **LPG โพรเพน และบิวเทน** การใช้อยู่ที่ระดับ 5,740 พันตัน ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 12.5 โดยการใช้ลดลงเกือบทุกสาขาเศรษฐกิจที่สำคัญเนื่องจากผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 **โดยการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี** ซึ่งมีสัดส่วนการใช้สูงสุดคิดเป็นร้อยละ 39 มีการใช้ลดลงร้อยละ 17.2 **ภาคครัวเรือน** มีสัดส่วนร้อยละ 35 มีการใช้ลดลงร้อยละ 4.4 **ภาคขนส่ง** คิดเป็นร้อยละ 13 การใช้ลดลงร้อยละ 26.4 จากการปรับลดลงของราคาขายปลีกน้ำมันส่งผลให้ผู้ใช้รถยนต์ LPG บางส่วนหันมาใช้น้ำมันทดแทน ประกอบกับปริมาณรถยนต์ LPG ที่มีแนวโน้มลดลง **ภาคอุตสาหกรรม**คิดเป็นร้อยละ 11 มีการใช้ลดลงร้อยละ 7.3 จากการใช้ในอุตสาหกรรมที่ลดลงตามการชะลอตัวของเศรษฐกิจ ในขณะที่**การใช้เอง**ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 2 มีการใช้เพิ่มขึ้น

การใช้ LPG โพรเพน และบิวเทน

หน่วย: พันตัน

ชนิด	2560	2561	2562	2563	อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)		
					2561	2562	2563
ครัวเรือน	2,151	2,164	2,125	2,033	0.6	-1.8	-4.4
อุตสาหกรรม	650	687	660	612	5.7	-3.9	-7.3
รถยนต์	1,319	1,170	1,023	752	-11.3	-12.6	-26.4
ปิโตรเคมี	2,070	2,496	2,694	2,230	20.6	7.9	-17.2
ใช้เอง	149	102	57	113	-31.8	-43.8	97.9
รวม	6,338	6,619	6,560	5,740	4.4	-0.9	-12.5

ก๊าซธรรมชาติ มีปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 4,368 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 8.0 **โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติ**ลดลงในทุกสาขาเศรษฐกิจ ทั้ง**การใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี** ลดลงร้อยละ 10.2 **การใช้เพื่อผลิตไฟฟ้า** ลดลงร้อยละ 6.7 **การใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม** ลดลงร้อยละ 4.6 ตามภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัว และ**การใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV)** ลดลงร้อยละ 28.1 จากผู้ใช้รถยนต์ NGV บางส่วนหันมาใช้น้ำมันทดแทน เนื่องจากราคาอยู่ในระดับไม่สูงมากนัก อีกทั้งผลกระทบจากการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ทำให้การใช้ NGV ในการเดินทางลดลง

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย: ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ชนิด	2560	2561	2562	2563	2563	
					เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
ผลิตไฟฟ้า	2,719	2,681	2,794	2,598	-6.7	59
อุตสาหกรรม	724	762	759	722	-4.6	17
ปิโตรเคมี	995	1,014	1,015	909	-10.2	21
รถยนต์	243	220	194	139	-28.1	3
รวม	4,682	4,676	4,762	4,368	-8.0	100

ลิกไนต์/ถ่านหิน การใช้อยู่ที่ระดับ 18,244 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.9 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นจากการใช้ถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม

- **ลิกไนต์** การใช้อยู่ที่ 3,367 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 4.5 โดยร้อยละ 97 ของปริมาณการใช้ลิกไนต์เป็นการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าแม่เมาะของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลดลงร้อยละ 3.2 ตามปริมาณการผลิตลิกไนต์ของเหมืองในประเทศที่ลดลง ส่วนที่เหลือร้อยละ 3 นำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรม อาทิ อุตสาหกรรมการผลิตปูนซีเมนต์ในกระบวนการผลิตปูน และอุตสาหกรรมกระดาษ เป็นต้น โดยการใช้ลิกไนต์ในภาคอุตสาหกรรม ลดลงร้อยละ 36.8
- **ถ่านหินนำเข้า** การใช้อยู่ที่ 14,877 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.9 จากการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ IPP รวมทั้งการใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น

การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน

หน่วย: พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ชนิด	2560	2561	2562	2563	2563	
					เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
ความต้องการใช้	**17,958**	**19,146**	**17,064**	**18,244**	**-6.9**	
การใช้ลิกไนต์	**4,108**	**3,692**	**3,527**	**3,367**	**-4.5**	**100**
- ผลิตกระแสไฟฟ้า	3,938	3,510	3,386	3,278	-3.2	97
- อุตสาหกรรม	170	182	141	89	-36.8	3
การใช้ถ่านหิน	**13,850**	**15,454**	**13,537**	**14,877**	**9.9**	**100**
- ผลิตกระแสไฟฟ้า (IPP/SPP)	4,891	5,371	5,055	5,286	4.6	36
- อุตสาหกรรม	8,959	10,083	8,482	9,591	13.1	64

ไฟฟ้า

- **ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak)** ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้นเมื่อวันที่ 13 มีนาคม 2563 เวลา 14.14 น. อยู่ที่ระดับ 30,342 MW ลดลงร้อยละ 6.0 เมื่อเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้าของปีก่อน
- **การใช้ไฟฟ้า** อยู่ที่ 187,047 ล้านหน่วย ลดลงร้อยละ 3.1 จากปีก่อน ซึ่งลดลงในเกือบทุกสาขาโดยเฉพาะสาขาอุตสาหกรรม ธุรกิจ และภาคการท่องเที่ยว เนื่องจากปัญหาการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ได้ส่งผลกระทบต่อภาวะเศรษฐกิจทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดยกลุ่มธุรกิจหลักที่มีการใช้ไฟฟ้าลดลงอย่างชัดเจนเนื่องจากมาตรการ Lock Down ได้แก่ โรงแรม ห้างสรรพสินค้า ภัตตาคารและไนต์คลับ อย่างไรก็ตาม ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2563 ภาคครัวเรือนมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นค่อนข้างสูงมาก เนื่องจากอุณหภูมิที่สูงขึ้นเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมาประกอบกับมาตรการอยู่บ้าน หยุดเชื้อ เพื่อชาติ และมาตรการทำงานจากที่บ้าน (Work From Home) สำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับสูบน้ำเพื่อการเกษตรมีการใช้ลดลง
- **ค่าเอฟที** ในปี 2563 ช่วงเดือนกันยายน - ธันวาคม 2563 อยู่ที่อัตรา -12.43 สตางค์ต่อหน่วย ปรับลดลง 0.83 สตางค์ต่อหน่วย จากรอบเดือนมกราคม - สิงหาคม 2563 ซึ่งอยู่ที่อัตรา -11.60 สตางค์ต่อหน่วย ส่วนในปี 2564 ช่วงเดือนมกราคม - เมษายน 2564 ค่าเอฟทีลดลงมาอยู่ที่อัตรา -15.32 สตางค์ต่อหน่วย

การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการใช้พลังงาน ปี 2563

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานปี 2563 ลดลงเมื่อเทียบกับปีก่อน เนื่องจากปัญหาการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) ที่มีการแพร่ระบาดอย่างรุนแรงในประเทศจีนตั้งแต่ช่วงปลายเดือนมกราคม 2563 เป็นต้นมา และเริ่มแพร่ระบาดไปยังประเทศต่างๆ ทั่วโลก ส่งผลให้เกิดการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลก รวมถึงเศรษฐกิจภายในประเทศ ทั้งนี้ ประเทศไทยได้มีการประกาศสถานการณ์ฉุกเฉินในทุกเขตท้องที่ทั่วราชอาณาจักร ตั้งแต่วันที่ 26 มีนาคม 2563 เพื่อควบคุมสถานการณ์การระบาดของโรคโควิด-19 โดยสถานการณ์โดยสถานการณ์เริ่มดีขึ้นในช่วงไตรมาสที่สามของปี 2563 ก่อนที่จะมีการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ระลอกใหม่ ในช่วง 2 สัปดาห์สุดท้ายของเดือนธันวาคม 2563 ทั้งนี้ อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจโดย (GDP) ปี 2563 ปรับตัวลดลงร้อยละ 6.1 ซึ่งส่งผลต่อการใช้พลังงานของประเทศและส่งผลให้การปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงในทุกภาคเศรษฐกิจของไทย

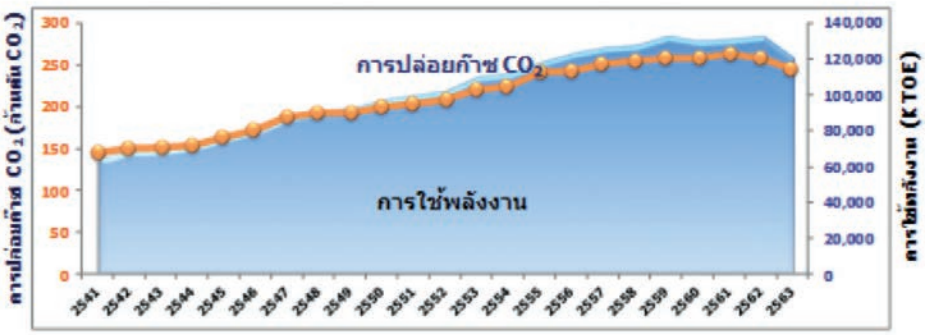
ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบดัชนีการปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคพลังงานของประเทศไทยกับต่างประเทศพบว่า ประเทศไทยมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน และอัตราการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh) ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของกลุ่มประเทศอาเซียน และประเทศจีน โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศ

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศในช่วงที่ผ่านมามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นนับตั้งแต่หลังภาวะเศรษฐกิจตกต่ำ จาก 145.5 ล้านตัน CO_2 ในปี 2541 เป็น 263.4 ล้านตัน CO_2 ในปี 2561 หรือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.0 ต่อปี สอดคล้องกับการใช้พลังงานของประเทศที่เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.7 ต่อปี อย่างไรก็ตามในปี 2562 การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานอยู่ที่ 257.7 ล้านตัน CO_2 ซึ่งลดลงร้อยละ 2.2 เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า เนื่องจากการใช้พลังงานทดแทนที่เพิ่มมากขึ้นตามนโยบายส่งเสริมพลังงานทดแทนของรัฐบาล จึงทำให้การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานลดลงแม้ว่าจะมีการใช้พลังงานเพิ่มขึ้น สำหรับการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานในปี 2563 อยู่ที่ 244.8 ล้านตัน CO_2 ซึ่งลดลงร้อยละ 5.0 เมื่อเทียบกับปีก่อน โดยเป็นการลดลงในทุกภาคเศรษฐกิจ ทั้งภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม และภาคเศรษฐกิจอื่นๆ

การปล่อยก๊าซ CO_2 และการใช้พลังงานของไทย

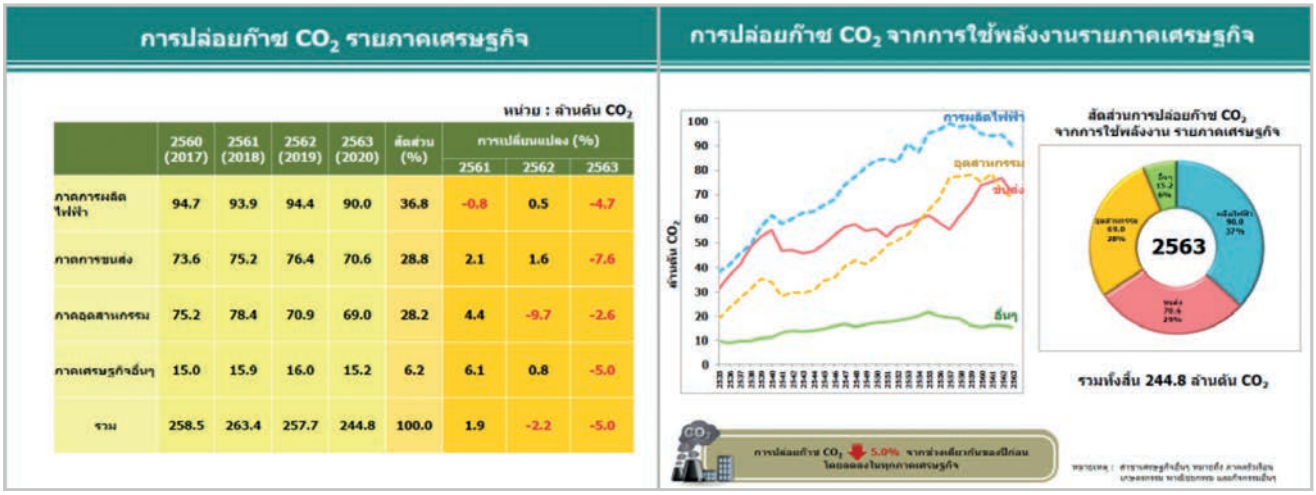
	2560 (2017)	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2561	2562	2563
การใช้พลังงานของไทย (KTOE)	130,453	131,531	133,056	120,727	0.8	1.2	-9.3
การปล่อยก๊าซ CO_2 (ล้านตัน CO_2)	258.5	263.4	257.7	244.8	1.9	-2.2	-5.0



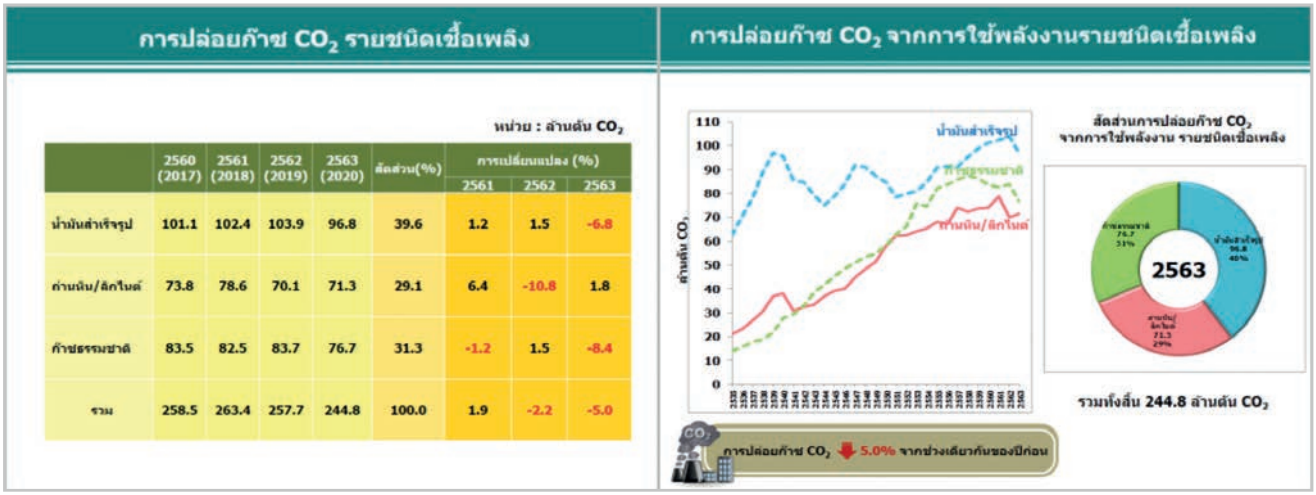
2. การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจและรายชนิดเชื้อเพลิง

สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทย (GDP) ปี 2563 ปรับตัวลดลงร้อยละ 6.1 โดยมีสาเหตุมาจากปัญหาการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ทั้งในและต่างประเทศ ส่งผลให้การส่งออกสินค้าและบริการ การบริโภคและการลงทุนภาคเอกชนปรับตัวลดลง รวมถึงส่งผลกระทบต่อกิจกรรมการผลิตทั้งภาคอุตสาหกรรมและภาคบริการ แม้ว่าสถานการณ์ในประเทศไทยจะเริ่มดีขึ้นในช่วงไตรมาสที่สามของปี 2563 แต่ภาพรวมเศรษฐกิจไทยและการใช้พลังงานในปี 2563 ก็ยังปรับตัวลดลงมาก ส่งผลต่อการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงาน ดังนี้

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจ ภาคการผลิตไฟฟ้ามีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงสุด คือ ร้อยละ 37 ของการปล่อยก๊าซ CO_2 ทั้งหมด มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 4.7 สำหรับภาคการขนส่งซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 29 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 7.6 เนื่องจากมาตรการจำกัดการเดินทางในช่วงของการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ในส่วนของภาคอุตสาหกรรมซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 28 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงร้อยละ 2.6 เนื่องจากการใช้พลังงานที่ลดลงตามการผลิตภาคอุตสาหกรรมที่ลดลง โดยปัจจัยสำคัญมาจากการลดลงของอุปสงค์ทั้งภายในและต่างประเทศ ส่งผลให้การผลิตลดลงในทุกกลุ่มอุตสาหกรรม ทั้งอุตสาหกรรมวัตถุดิบ อุตสาหกรรมสินค้าทุนและเทคโนโลยี และอุตสาหกรรมเบา สำหรับภาคเศรษฐกิจอื่นๆ ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 6 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 5.0 ตามการลดลงของการใช้พลังงานในภาคเกษตรกรรมที่ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์ภัยแล้ง และการใช้พลังงานของภาคพาณิชยกรรมที่ลดลงเนื่องจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ทำให้จำนวนนักท่องเที่ยวต่างประเทศลดลง ส่งผลต่อภาคการท่องเที่ยวและบริการที่เกี่ยวเนื่อง

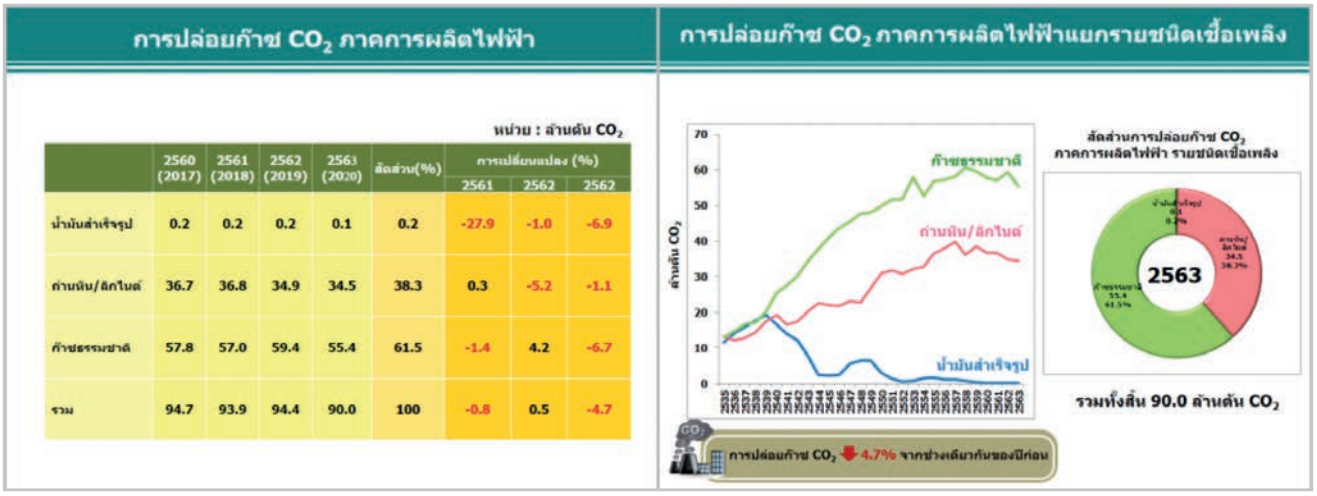


การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายชนิดเชื้อเพลิง เชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ได้แก่ น้ำมันสำเร็จรูป ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ ในปี 2563 น้ำมันสำเร็จรูปมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงที่สุด คือร้อยละ 40 รองลงมาคือ ก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 31 และถ่านหิน/ลิกไนต์ ร้อยละ 29 ทั้งนี้ น้ำมันสำเร็จรูปและก๊าซธรรมชาติ มีการปล่อยก๊าซ CO_2 อยู่ที่ระดับ 96.8 และ 76.7 ล้านตัน CO_2 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 6.8 และ 8.4 ตามลำดับ ในขณะที่ถ่านหิน/ลิกไนต์ มีการปล่อยก๊าซ CO_2 อยู่ที่ระดับ 71.3 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.8 เนื่องจากภาคอุตสาหกรรมและผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) มีการใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้น



■ **ภาคการผลิตไฟฟ้า** การปล่อยก๊าซ CO_2 ปี 2563 ลดลงร้อยละ 4.7 เมื่อเทียบกับปีก่อน สอดคล้องกับการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงร้อยละ 2.9 ตามการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงในภาคเศรษฐกิจสำคัญทั้งภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจ เนื่องจากได้รับผลกระทบจากปัญหาการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19

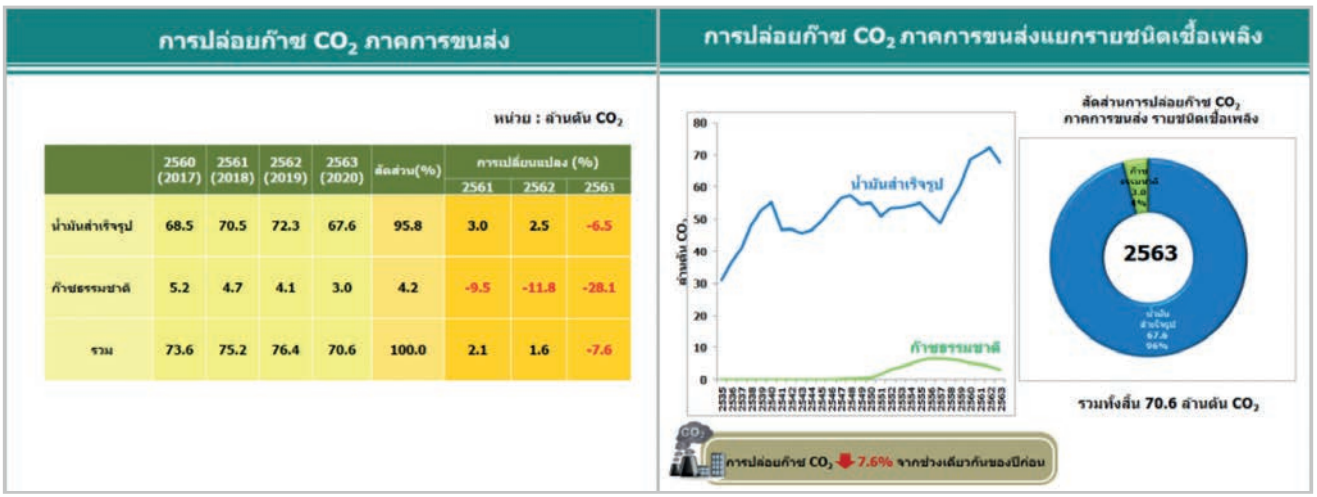
ในปี 2563 การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 62 มีการปล่อย CO_2 อยู่ที่ระดับ 55.4 ล้านตันCO_2 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 6.7 ตามปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ อยู่ที่ระดับ 38.3 ล้านตัน CO_2 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 1.1 เนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) และโรงไฟฟ้าแม่เมาะมีการใช้ถ่านหินและลิกไนต์ในการผลิตไฟฟ้าลดลง สำหรับการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปในการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณเพียงเล็กน้อยที่ระดับ 0.1 ล้านตัน CO_2 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.2 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด มีการปล่อย CO_2 ลดลงร้อยละ 6.9



	2560 (2017)	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	สัดส่วน(%)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2561	2562	2562
น้ำมันสำเร็จรูป	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	-27.9	-1.0	-6.9
ถ่านหิน/ลิกไนต์	36.7	36.8	34.9	34.5	38.3	0.3	-5.2	-1.1
ก๊าซธรรมชาติ	57.8	57.0	59.4	55.4	61.5	-1.4	4.2	-6.7
รวม	94.7	93.9	94.4	90.0	100	-0.8	0.5	-4.7

■ **ภาคการขนส่ง** การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการขนส่งมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2541 ก่อนจะลดลงในปี 2551 จากภาวะวิกฤติเศรษฐกิจของสหรัฐอเมริกาซึ่งส่งผลกระทบต่อประเทศไทย และปัจจุบันเริ่มกลับมามีแนวโน้มเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม การเพิ่มขึ้นหรือลดลงของการปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคขนส่งจะสอดคล้องกับการใช้น้ำมันซึ่งมีทิศทางเดียวกับราคาน้ำมันที่เพิ่มขึ้นหรือลดลงในแต่ละช่วงเวลา เนื่องจากเชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคการขนส่งเกิดจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ได้แก่ น้ำมันเบนซิน ดีเซล LPG น้ำมันเตาและน้ำมันเครื่องบิน (เฉพาะใช้ในประเทศซึ่งมีปริมาณไม่มากนัก) ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนถึงร้อยละ 96 ของปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคการขนส่งทั้งหมด

ในปี 2563 ภาคการขนส่งมีการปล่อยก๊าซ CO_2 อยู่ที่ระดับ 70.6 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 7.6 เนื่องจากการเดินทางที่ลดลงในช่วงของการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ทั้งนี้ การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป อยู่ที่ระดับ 67.6 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 6.5 ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 4 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ที่ระดับ 3.0 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 28.1 ตามปริมาณการใช้ NGV ที่ลดลง เนื่องจากนโยบายการปรับโครงสร้างราคา NGV ให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ประกอบกับเป็นช่วงที่ราคาน้ำมันไม่สูงมากนัก จึงทำให้ผู้ใช้รถยนต์ NGV บางส่วนหันกลับไปใช้น้ำมันแทน



	2560 (2017)	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	สัดส่วน(%)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2561	2562	2563
น้ำมันสำเร็จรูป	68.5	70.5	72.3	67.6	95.8	3.0	2.5	-6.5
ก๊าซธรรมชาติ	5.2	4.7	4.1	3.0	4.2	-9.5	-11.8	-28.1
รวม	73.6	75.2	76.4	70.6	100.0	2.1	1.6	-7.6

■ **ภาคอุตสาหกรรม** เชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคเศรษฐกิจนี้ ได้แก่ ถ่านหิน/ลิกไนต์ ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันสำเร็จรูป คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 53 27 และ 20 ตามลำดับ

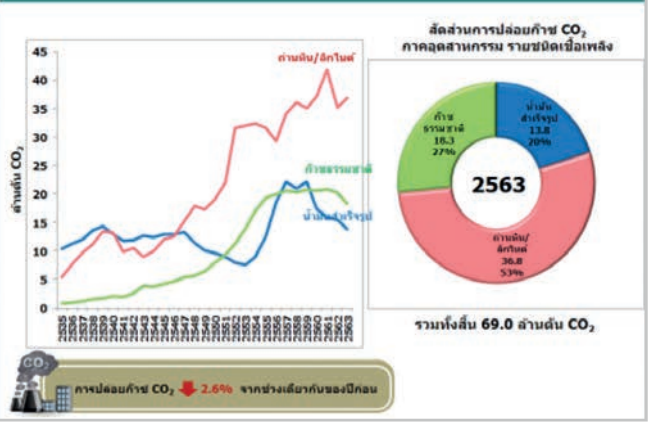
ในปี 2563 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคอุตสาหกรรมรวมทั้งสิ้น 69.0 ล้านตัน CO_2 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 2.6 ตามการปรับตัวลดลงของการส่งออกตามการชะลอตัวของเศรษฐกิจประเทศคู่ค้า และอุปสงค์ในประเทศเนื่องจากผลกระทบของการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ทำให้การผลิตสาขาอุตสาหกรรมปรับตัวลดลงทั้งในส่วนของการผลิตเพื่อการส่งออกและการผลิตเพื่อบริโภคในประเทศ จึงทำให้การใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมลดลงจากปีก่อน ทั้งนี้ การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ อยู่ที่ระดับ 36.8 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 4.6 สอดคล้องกับปริมาณการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ในภาคอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 สำหรับการใช้ก๊าซธรรมชาติ อยู่ที่ระดับ 18.3 ล้านตัน CO_2 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 9.4 และการใช้น้ำมันสำเร็จรูป (น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา น้ำมันก๊าด และ LPG) อยู่ที่ระดับ 13.8 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 10.3 จากปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคอุตสาหกรรม

หน่วย : ล้านตัน CO_2

	2560 (2017)	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	สัดส่วน(%)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2561	2562	2563
น้ำมันสำเร็จรูป	17.5	15.8	15.4	13.8	20.1	-9.4	-2.4	-10.3
ถ่านหิน/ลิกไนต์	37.2	41.8	35.2	36.8	53.4	12.4	-15.8	4.6
ก๊าซธรรมชาติ	20.5	20.9	20.2	18.3	26.6	1.5	-3.0	-9.4
รวม	75.2	78.4	70.9	69.0	100.0	4.4	-9.7	-2.6

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคอุตสาหกรรมแยกรายชนิดเชื้อเพลิง



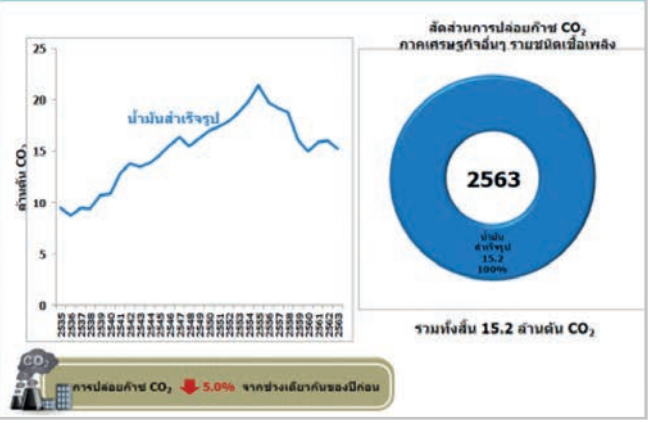
■ **ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ** การปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน) เกิดจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพียงอย่างเดียว (ส่วนใหญ่เป็น LPG) ในปี 2563 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปรวม 15.2 ล้านตัน CO_2 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 5.0 สอดคล้องกับข้อมูลการใช้ LPG ในภาคครัวเรือนที่ลดลงร้อยละ 4.4

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)

หน่วย : ล้านตัน CO_2

	2560 (2017)	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	สัดส่วน(%)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2561	2562	2563
น้ำมันสำเร็จรูป	15.0	15.9	16.0	15.2	100	6.1	0.8	-5.0
รวม	15.0	15.9	16.0	15.2	100	6.1	0.8	-5.0

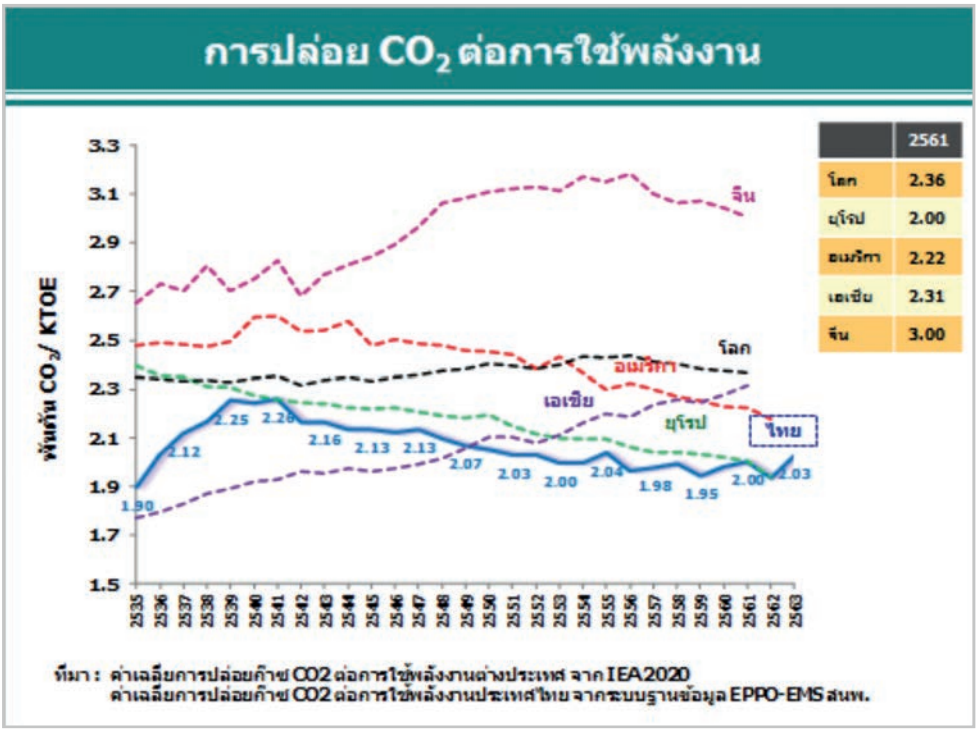
การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)



3. ดัชนีการปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคพลังงานของไทย

■ **การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน** ในปี 2563 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เฉลี่ย 2.03 พันตัน CO_2 ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 เมื่อเทียบกับปีก่อน

เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยกับต่างประเทศ พบว่า ประเทศไทยมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO_2 ในปี 2563 ที่ระดับเฉลี่ย 2.03 พันตัน CO_2 ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE นับเป็นอัตราที่ค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยของประเทศในกลุ่มสหภาพยุโรป ประเทศในภูมิภาคเอเชีย (ไม่รวมประเทศจีน) ประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศจีน รวมทั้งค่าเฉลี่ยของโลก ซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ปี 2561 ในช่วง 2.00 - 3.00 พันตัน CO_2 ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE การที่ประเทศไทยมีการปล่อย CO_2 ต่อการใช้พลังงานค่อนข้างต่ำเป็นผลสืบเนื่องมาจากนโยบายของกระทรวงพลังงาน อาทิ แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) และแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) ซึ่งแผนดังกล่าวมีการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกมากขึ้น เช่น การใช้เชื้อเพลิงชีวภาพมาผสมเพื่อทดแทนการใช้น้ำมันดีเซลและเบนซิน และการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า รวมทั้งการสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่างๆ ที่เป็นพลังงานสะอาดเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ไม่ก่อให้เกิดมลพิษทางอากาศตามหลักเกณฑ์ของ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) นอกจากนี้ แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ได้มีการสนับสนุนการผลิตและการใช้อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพ ทำให้ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO_2 ของประเทศไทยอยู่ในระดับค่อนข้างต่ำ ทั้งนี้ในส่วนของประเทศจีนมีการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงสุดที่ระดับ 3.00 พันตัน CO_2 ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE เนื่องจากจีนใช้พลังงานจากถ่านหินสูงถึงร้อยละ 62 ส่งผลให้ประเทศจีนเป็นประเทศที่มีการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงอยู่ในอันดับต้นๆ ของโลก สำหรับประเทศไทย ในปี 2563 ดัชนีการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 4.7 เนื่องจากในปี 2563 มีการใช้พลังงานทดแทนลดลง และมีการใช้ถ่านหินที่เพิ่มขึ้น ซึ่งถ่านหินถือเป็นเชื้อเพลิงที่มี Emission Factor (EF) สูงสุดเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดอื่น

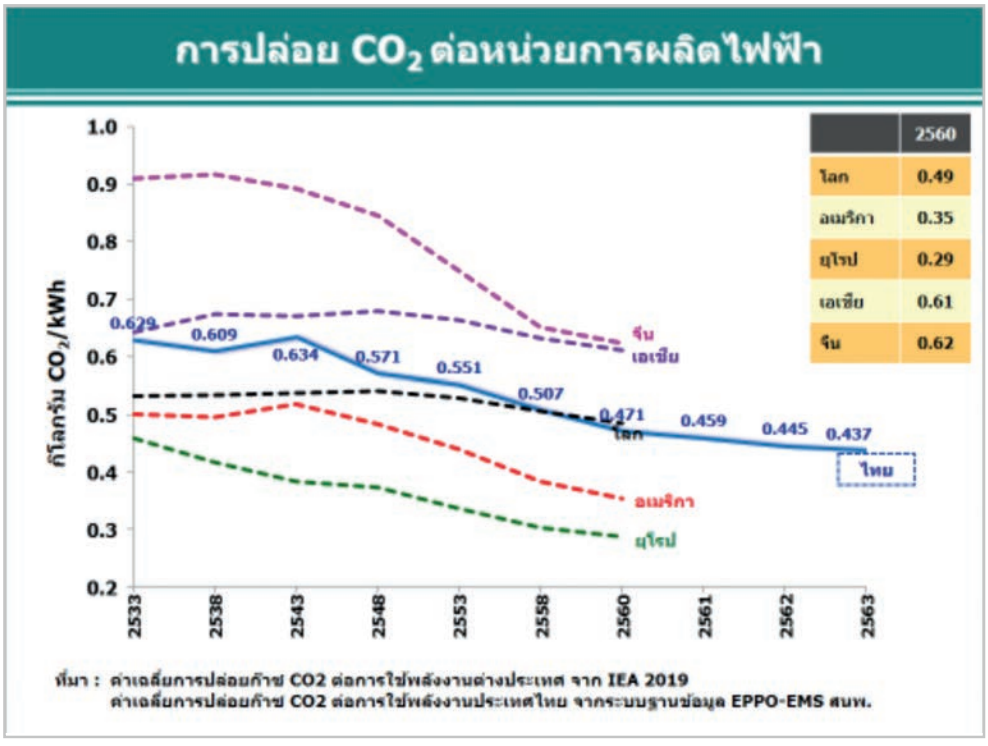


■ **การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh)**

ในปี 2563 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยที่ระดับ 0.437 กิโลกรัม CO_2 ต่อ 1 kWh ลดลงร้อยละ 1.85 เมื่อเทียบกับปีก่อน

เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อ kWh ของประเทศไทยกับต่างประเทศ ในปี 2560 ซึ่งเป็นข้อมูลล่าสุดของสำนักงานพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency : IEA) พบว่าประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า อยู่ที่ระดับ 0.471 กิโลกรัม CO_2 ต่อ 1 kWh ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของประเทศในภูมิภาคเอเชีย (ไม่รวมประเทศจีน) และประเทศจีน ซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO_2 เฉลี่ยที่ระดับ 0.610 และ 0.623 กิโลกรัม CO_2 ต่อ 1 kWh ตามลำดับ และต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของโลกเล็กน้อย แต่อย่างไรก็ตามยังสูงกว่า ประเทศสหรัฐอเมริกา และกลุ่มสหภาพยุโรป ที่มีการปล่อยก๊าซ CO_2 อยู่ที่ระดับ 0.353 และ 0.286 กิโลกรัม CO_2 ต่อ 1 kWh ตามลำดับ เนื่องจากปัจจัยด้านเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศพัฒนาแล้วที่มีการสนับสนุนการใช้พลังงานทดแทนเพื่อลดผลกระทบจากปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

ทั้งนี้ ปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่ทวีความรุนแรงขึ้นในปัจจุบันส่งผลให้ประชาคมโลกได้กำหนดกรอบความร่วมมือระหว่างกันเพื่อลดผลกระทบที่เกิดขึ้นภายใต้กรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nation Framework Convention on Climate Change : UNFCCC) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อควบคุมการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิเฉลี่ยของโลกให้ต่ำกว่า 2 องศาเซลเซียส และพยายามควบคุมให้เพิ่มขึ้นไม่เกิน 1.5 องศาเซลเซียส เมื่อเทียบกับยุคก่อนอุตสาหกรรม นอกจากนี้หลายประเทศได้ประกาศนโยบาย Net-Zero Emission หรือ การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ เช่น สหภาพยุโรป สหราชอาณาจักร นิวซีแลนด์ รวมถึงญี่ปุ่น เกาหลีใต้ และสหรัฐอเมริกา มีการตั้งเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2050 ส่วนประเทศจีน ตั้งเป้าหมายในปี ค.ศ. 2060 และยังมีอีกหลายประเทศที่อยู่ระหว่างการพิจารณาและกำหนดเป้าหมาย รวมถึงประเทศไทย ซึ่งอยู่ระหว่างการพิจารณากำหนดปีเป้าหมายที่ประเทศไทยจะมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ (Net zero CO_2 emission year)



ข้อมูลโดย : ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร สนพ. ข้อมูล ณ วันที่ 20 เมษายน พ.ศ. 2564

สรุปสถานการณ์พลังงานไทย ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564

“ในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564 ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 2.7 สอดคล้องกับเศรษฐกิจของประเทศที่ชะลอตัวเนื่องมาจากผลกระทบจากการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ระลอกใหม่ในช่วงปลายปี 2563 โดยเป็นการลดลงของน้ำมันสำเร็จรูปร้อยละ 9.3 ในขณะที่พลังงานประเภทอื่นๆ ปรับตัวเพิ่มขึ้น สำหรับการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายลดลงร้อยละ 3.0 โดยลดลงเกือบทุกประเภทพลังงาน การใช้น้ำมันสำเร็จรูปลดลงร้อยละ 9.3 โดยเป็นการลดลงของน้ำมันทุกชนิดยกเว้น น้ำมันแก๊สโซฮอล 95 และน้ำมันเตา การใช้ก๊าซธรรมชาติ/LNG ลดลงร้อยละ 0.5 ซึ่งส่วนใหญ่มาจากการลดลงของการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ ขณะที่การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 23.0 ด้านการใช้ไฟฟ้า ลดลงร้อยละ 5.2 โดยเฉพาะสาขาธุรกิจ ในขณะที่ การใช้ไฟฟ้าเพื่อสูบน้ำในภาคเกษตรเพิ่มขึ้นเนื่องมาจากการขยายตัวการผลิตในภาคการเกษตร”

1. ภาพรวมเศรษฐกิจ

สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้รายงานอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจไทย 3 เดือนแรกของปี 2564 ลดลงร้อยละ 2.6 ปรับตัวดีขึ้นจากการลดลงร้อยละ 4.2 ในไตรมาสที่ 4/2563 มาจากการขยายตัวของการผลิตในภาคเกษตรตามผลผลิตพืชสำคัญเพิ่มขึ้น เช่น ข้าวเปลือก ผลไม้ ยางพารา ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ และมันสำปะหลัง อีกทั้งเศรษฐกิจโลกเริ่มมีการฟื้นตัว ส่งผลให้การผลิตสินค้าอุตสาหกรรมกลับมาขยายตัว โดยเฉพาะการผลิตสินค้าสำคัญเพื่อการส่งออก อย่างไรก็ตาม การระบาดในระลอกใหม่ของโควิด-19 ที่เริ่มขึ้นในช่วงปลายปี 2563 ส่งผลกระทบต่อการใช้จ่ายเพื่อการอุปโภคบริโภคขั้นสุดท้ายของเอกชนและการเดินทางเพื่อการท่องเที่ยวลดลง ขณะที่การใช้จ่ายเพื่อการอุปโภคขั้นสุดท้ายของรัฐบาลและการลงทุนของภาครัฐขยายตัว จากปัจจัยดังกล่าวข้างต้นส่งผลต่อถานการณ์พลังงานของประเทศในช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564 ดังนี้

2. อุปสงค์และอุปทานพลังงาน

- **ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น** ช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564 ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 2.7 จากผลกระทบของการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ในระลอกใหม่ โดยเป็นการลดลงของการใช้น้ำมันสำเร็จรูปร้อยละ 9.3 ในขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติและ LNG เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 การใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9 จากไฟฟ้านำเข้าที่เพิ่มขึ้น

- **การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น** ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 2.4 โดยการผลิตพลังน้ำลดลงร้อยละ 7.4 การผลิตคอนเดนเสทลดลงร้อยละ 10.2 และการผลิตน้ำมันดิบลดลงร้อยละ 19.1 ในขณะที่การผลิตก๊าซธรรมชาติและลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 และ 1.9 ตามลำดับ

- **การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น** ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 4.4 โดยเป็นการลดลงของการนำเข้าพลังงานเกือบทุกประเภท การนำเข้าน้ำมันดิบลดลงร้อยละ 5.4 การนำเข้าคอนเดนเสทลดลงร้อยละ 40 การนำเข้าถ่านหินลดลงร้อยละ 12.0 การนำเข้าก๊าซธรรมชาติและ LNG ลดลงร้อยละ 0.6 ในขณะที่การนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.9

การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น[1]

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ปี	2563	ม.ค. - มี.ค.		
		2563	2564	เปลี่ยนแปลง (%)
การใช้ [2]	2,012	2,128	2,071	-2.7
การผลิต	854	923	902	-2.4
การนำเข้า (สุทธิ)	1,398	1,544	1,477	-4.4
การเปลี่ยนแปลงสต๊อก	-153	-39	-119	
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use)	392	378	426	12.8
การนำเข้า/การใช้ (%)[3]	69	73	71	

(1) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป ไฟฟ้าจากพลังน้ำ และถ่านหิน/ลิกไนต์

(2) การใช้ไม่รวมการเปลี่ยนแปลงสต๊อก และการใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use) ได้แก่ การใช้ยางมะตอย ก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) คอนเดนเสท LPG และแนฟทา ซึ่งเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

(3) การนำเข้า/การใช้ ไม่รวมพลังงานทดแทน

■ **การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย** ช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564 ลดลงร้อยละ 3.0 ซึ่งสอดคล้องกับเศรษฐกิจของประเทศที่ชะลอตัวลงจากการระบาดระลอกใหม่ของโควิด-19 ในช่วงปลายปี 2563 โดยการใช้น้ำมันสำเร็จรูปซึ่งมีสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 52 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายมีการใช้ลดลงร้อยละ 9.3 การใช้ไฟฟ้าซึ่งคิดเป็นสัดส่วนรองลงมาร้อยละ 22 มีการใช้ลดลงร้อยละ 3.1 และก๊าซธรรมชาติมีการใช้ลดลงร้อยละ 0.5 ในขณะที่ถ่านหินนำเข้าและลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 23.1 และ 7.8 ตามลำดับ

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ปี	2561	2562	2563	ม.ค. - มี.ค.	
				2563	2564
ปริมาณการใช้	**1,535**	**1,511**	**1,406**	**1,484**	**1,440**
น้ำมันสำเร็จรูป	831	845	745	819	743
ไฟฟ้า	323	324	318	322	312
ถ่านหินนำเข้า	202	170	192	184	226
ลิกไนต์	4	3	2	2	2
ก๊าซธรรมชาติ	175	169	150	**158**	157
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	**2.8**	**-1.6**	**-6.9**	**-3.4**	**-3.0**
น้ำมันสำเร็จรูป	1.9	1.7	-11.9	-6.5	-9.3
ไฟฟ้า	0.6	0.2	-1.7	1.0	-3.1
ถ่านหินนำเข้า	12.5	-15.9	12.8	11.8	23.1
ลิกไนต์	7.0	-22.5	-36.9	-63.2	7.8
ก๊าซธรรมชาติ	1.1	-3.1	-11.4	-8.8	-0.5

3. ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

■ **การจัดหาก๊าซธรรมชาติ** ช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564 รวมทั้งประเทศอยู่ที่ระดับ 5,008 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 0.1 โดยเป็นการผลิตภายในประเทศร้อยละ 71 และนำเข้าจากต่างประเทศร้อยละ 29

■ **การใช้ก๊าซธรรมชาติ** อยู่ที่ระดับ 4,546 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.2 โดยลดลงทุกสาขาเศรษฐกิจ ทั้งการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม การใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ ซึ่งลดลงตามภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัว ด้านการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV) ซึ่งมีสัดส่วนการใช้คิดเป็นร้อยละ 4 ของการใช้ในภาคขนส่งทางบกทั้งหมด การใช้ลดลงร้อยละ 31.7 จากการที่ผู้ใช้รถยนต์ NGV บางส่วนเปลี่ยนมาใช้น้ำมัน เนื่องจากราคาอยู่ในระดับไม่สูงมากนัก อีกทั้งมีสถานีบริการทั่วถึงมากกว่า ซึ่งเป็นการใช้ของรถยนต์ที่ใช้ NGV ร่วมกับน้ำมันดีเซลร้อยละ 79 ของรถยนต์ที่ใช้ NGV ทั้งหมด

■ **การผลิตก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)** การผลิตก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) อยู่ที่ระดับ 18,127 บาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.6 โดยนำไปใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) การใช้ภายในประเทศ 17,730 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 98 ของการผลิตทั้งหมด ที่เหลือร้อยละ 2 ส่งออกไปจำหน่ายต่างประเทศจำนวน 398 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งลดลงร้อยละ 72

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย: ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ปี	2561	2562	2563	ม.ค. - มี.ค.		
				2563	2564	เปลี่ยนแปลง (%)
ผลิตไฟฟ้า	2,681	2,794	2,598	2,714	2,713	-1.1
อุตสาหกรรม	762	759	722	763	758	-1.7
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ	1,014	1,015	909	950	958	-0.3
เชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV)	220	194	139	171	118	-31.7
การใช้	4,676	4,762	4,368	4,597	4,546	-2.2

4. ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

■ **ภาพรวมน้ำมันสำเร็จรูป** ***การผลิตน้ำมันสำเร็จรูป*** ช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564 อยู่ที่ระดับ 1,007 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 10.0 โดยเป็นการลดลงของการผลิตน้ำมันทุกชนิดยกเว้นการผลิตน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.2 ***ด้านการใช้น้ำมันสำเร็จรูป*** อยู่ที่ระดับ 877 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 8.7 ซึ่งเป็นการลดลงของการใช้น้ำมันสำเร็จรูปทุกชนิด ยกเว้นน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 น้ำมันเตาเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.5 และ 27.2 ตามลำดับ ***การนำเข้าและส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป*** การนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูป อยู่ที่ระดับ 43 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 0.7 ด้านการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปอยู่ที่ระดับ 172 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 7.1

■ **น้ำมันเบนซิน** ***การผลิตน้ำมันเบนซิน*** อยู่ที่ระดับ 221 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 0.7 ***การใช้น้ำมันเบนซิน*** อยู่ที่ระดับ 196 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.3 ทั้งนี้เนื่องมาจากการระบาดระลอกใหม่ของโควิด-19 ทำให้การท่องเที่ยวลดลง อีกทั้งมาตรการ work from home ของหลายหน่วยงานทำให้การเดินทางลดลงส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเบนซินลดลง

■ **น้ำมันดีเซล** ***การผลิตน้ำมันดีเซล*** อยู่ที่ระดับ 457 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.3 ***การใช้น้ำมันดีเซล*** อยู่ที่ระดับ 423 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.7 เทียบช่วงเดียวกันกับปีก่อนหน้าซึ่งยังไม่เกิดปัญหาโควิด-19 ทั้งนี้ การใช้น้ำมันดีเซลในเดือนมีนาคม เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.4 เมื่อเทียบจากเดือนก่อนหน้า ส่วนหนึ่งมาจากการขนส่งจากการขยายตัวในการผลิตทางการเกษตร อีกทั้งจำนวนรถดีเซลหดตัวในอัตราที่ลดลง ***การนำเข้าและส่งออกน้ำมันดีเซล*** การนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 195.9 ด้านการส่งออก เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.7

■ **น้ำมันเตา** ***การผลิตน้ำมันเตา*** อยู่ที่ระดับ 88 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 9.1 ***การใช้น้ำมันเตา*** อยู่ที่ระดับ 34 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 27.2 จากภาคขนส่งทางทะเลที่มีการนำเข้าและส่งออกสินค้าเพิ่มขึ้น ***การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเตา*** การนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 768 ในขณะที่การส่งออกน้ำมันเตาลดลงร้อยละ 36.6

■ **น้ำมันเครื่องบิน** ***การผลิตน้ำมันเครื่องบิน*** อยู่ที่ระดับ 31 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 73.3 ***การใช้น้ำมันเครื่องบิน*** อยู่ที่ระดับ 30 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 73.4 เนื่องจากข้อจำกัดของการอนุญาตให้ทำการบินในช่วงสถานการณ์โควิด-19 ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเครื่องบินลดลงอย่างต่อเนื่อง ***การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเครื่องบิน*** การนำเข้าน้ำมันเครื่องบิน ลดลงร้อยละ 98.9 และการส่งออกลดลงร้อยละ 82.8

■ **ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG โพรเพน และบิวเทน)** ***การผลิต LPG*** อยู่ที่ระดับ 185 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 0.7 การใช้ LPG อยู่ที่ระดับ 194 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.3 จากการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งมีสัดส่วนการใช้สูงสุดคิดเป็นร้อยละ 41 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 11.3 ภาคครัวเรือนมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 และภาคอุตสาหกรรม มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.6 ทั้งนี้การใช้ LPG ในภาคขนส่ง ลดลงร้อยละ 22.4 จากการปรับลดลงของราคาขายปลีกน้ำมันส่งผลให้ผู้ใช้รถยนต์ LPGบางส่วนหันมาใช้น้ำมันทดแทน ประกอบกับปริมาณรถยนต์ LPG ที่มีแนวโน้มลดลง ***การนำเข้าและส่งออก LPG*** การนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.1 ด้านการส่งออกลดลงร้อยละ 30.8

■ **การใช้พลังงานภาคขนส่งทางบก** อยู่ที่ระดับ 7,052 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 3.8 ซึ่งเป็นการลดลงของการใช้น้ำมันสำเร็จรูปทุกประเภท ทั้งการใช้เบนซิน ดีเซล LPG และ NGV เนื่องจากได้รับผลกระทบจากปัญหาการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19

การจัดหาและการใช้น้ำมันสำเร็จรูป

2564 (ม.ค. - มี.ค.)	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				เปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก
เบนซิน	**196**	**221**	**21**	**27**	**-1.3**	**-0.7**	**-13.2**	**4.7**
เบนซิน 95	5	5	-	1	-10.7	-13.0	-	12.6
แก๊สโซฮอล 91	47	73	-	23	-14.8	-8.3	-	1.0
แก๊สโซฮอล 95	144	143	-	-	4.5	4.2	-	-
เบนซินพื้นฐาน	-	-	21	-	-	-	-13.2	-
ดีเซล	**423**	**457**	**9**	**97**	**-1.7**	**-1.3**	**195.9**	**26.7**
น้ำมันก๊าด	**0.11**	**25**	**-**	**0.67**	**-12.4**	**-24.4**	**-**	**21,788.6**
น้ำมันเครื่องบิน	**30**	**31**	**0.06**	**2**	**-73.4**	**-73.3**	**-98.9**	**-82.8**
น้ำมันเตา	**34**	**88**	**0.77**	**39**	**27.2**	**-9.1**	**768.0**	**-36.6**
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	**194**	**185**	**11**	**5**	**1.3**	**-0.7**	**14.1**	**-30.8**
รวม	**877**	**1,007**	**43**	**172**	**-8.7**	**-10.0**	**-0.7**	**-7.1**

5. ถ่านหิน/ลิกไนต์

■ **การจัดหาลิกไนต์/ถ่านหิน** ปริมาณการจัดหาลิกไนต์/ถ่านหิน อยู่ที่ระดับ 4,661 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 10.7 ***การผลิตลิกไนต์*** เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 ซึ่งปัจจุบันการผลิตลิกไนต์ในประเทศเป็นการผลิตจากเหมืองแม่เมาะของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ทั้งหมด ***การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน*** อยู่ที่ระดับ 4,603 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยการใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.9 ในขณะที่การใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าลดลงร้อยละ 33.0 การใช้ลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.9 ทั้งนี้ ร้อยละ 98 ของการใช้ลิกไนต์เป็นการใช้ในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนที่เหลือร้อยละ 2 นำไปใช้ภาคอุตสาหกรรม

การผลิตและการใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน

หน่วย: พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปี	2561	2562	2563	ม.ค. - มี.ค.			
				2563	2564	เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การจัดหา	**19,300**	**16,792**	**18,120**	**5,220**	**4,661**	**-10.7**	
การผลิตลิกไนต์	**3,756**	**3,532**	**3,282**	**843**	**849**		**100**
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	3,578	3,429	3,282	843	849	0.8	100
เหมืองเอกชน	178	103	0	0	0		0
การนำเข้าถ่านหิน	**15,544**	**13,260**	**14,838**	**4,377**	**3,812**	**-12.9**	
ความต้องการ	**19,146**	**17,064**	**18,244**	**4,545**	**4,603**	**1.3**	
การใช้ลิกไนต์	**3,692**	**3,527**	**3,367**	**854**	**879**	**2.9**	**100**
ผลิตกระแสไฟฟ้า	3,510	3,386	3,278	835	859	2.8	98
อุตสาหกรรม	182	141	89	19	21	6.7	2
การใช้ถ่านหิน	**15,454**	**13,536**	**14,877**	**3,691**	**3,724**	**0.9**	**100**
ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP และ IPP)	5,371	5,054	5,287	1,407	942	-33.0	25
อุตสาหกรรม	10,083	8,482	9,591	2,284	2,781	21.8	75

6. ไฟฟ้า

■ **กำลังผลิตในระบบ 3 การไฟฟ้า** ณ สิ้นเดือนมีนาคม 2564 อยู่ที่ 50,240 MW โดยสัดส่วนกำลังการผลิตสูงสุดคือ กฟผ. 32% รองลงมาคือ IPP 30% SPP 19% VSPP 8% และนำเข้า/แลกเปลี่ยนไฟฟ้าจากต่างประเทศ 11%

■ **การผลิตพลังงานไฟฟ้า** ช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564 อยู่ที่จำนวน 50,391 กิกะวัตต์ชั่วโมง (รวม VSPP) ลดลงร้อยละ 4.9 โดยไฟฟ้านำเข้า และพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน/ลิกไนต์ น้ำมัน และพลังน้ำลดลง

■ **ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ 3 การไฟฟ้าของปี 2564** เกิดขึ้นเมื่อวันที่ 31 มีนาคม 2564 เวลา 14.49 น. อยู่ที่ระดับ 31,023 MW เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 เมื่อเทียบกับความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้าของปีก่อน

■ **การใช้ไฟฟ้า** ช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564 รวมทั้งสิ้น 44,759 กิกะวัตต์ชั่วโมง ลดลงร้อยละ 5.2 โดยลดลงในเกือบทุกสาขา โดยเฉพาะสาขาอุตสาหกรรมที่มีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ร้อยละ 47 โดยกลุ่มอุตสาหกรรมหลักที่มีการใช้ไฟฟ้าลดลงอย่างชัดเจน ได้แก่ อุตสาหกรรมสิ่งทอ อุตสาหกรรมน้ำแข็ง และอุตสาหกรรมอาหาร โดยลดลง

ร้อยละ 12.2 6.7 และ 0.9 ตามลำดับ ทั้งนี้ ภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจมีการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 3.8 และ 15.4 ตามลำดับ ในขณะที่การสูบน้ำเพื่อการเกษตรมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.7 จากการขยายตัวของการผลิตในภาคเกษตร

■ **ค่าเอฟที** ช่วง 3 เดือนแรกของปี 2564 อยู่ที่อัตรา -15.32 สตางค์ต่อหน่วย ลดลง 2.89 สตางค์ต่อหน่วย

7. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

■ **ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง** ณ วันที่ 28 มีนาคม 2564 กองทุนน้ำมันมีสินทรัพย์รวม 57,772 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 34,766 ล้านบาท **ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ** 23,006 ล้านบาท แยกเป็น **บัญชีน้ำมัน** 34,338 ล้านบาท และ ***บัญชี LPG*** -11,332 ล้านบาท

การใช้ไฟฟ้ารายสาขา

หน่วย: กิกะวัตต์ชั่วโมง

สาขา	2561	2562	2563	ม.ค. - มี.ค.			
				2563	2564	เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
ครัวเรือน	45,205	49,202	52,860	12,020	11,561	-3.8	26
ธุรกิจ	46,764	49,128	43,950	11,831	10,004	-15.4	22
อุตสาหกรรม	87,829	86,104	82,158	21,230	21,158	-0.3	47
ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	204	211	204	51	47	-7.3	0.1
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	365	468	417	148	162	9.7	0.4
ไฟไม่คิดมูลค่า	3,255	3,410	3,586	891	927	4.0	2
อื่น ๆ	4,210	4,438	3,872	1,041	899	-13.6	2
รวม	187,832	192,960	187,046	47,212	44,759	-5.2	100

ประเทศญี่ปุ่นกับการเปลี่ยนผ่านไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำ

ประเทศญี่ปุ่นได้ดำเนินการส่งเสริมสังคมคาร์บอนต่ำด้วยมาตรการประหยัดพลังงาน และพัฒนาพลังงานทดแทนที่มีเสถียรภาพ และมีความน่าเชื่อถือ ซึ่งเป็นกุญแจสำคัญในการลดการจัดหาพลังงาน เพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน และสามารถลดคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคพลังงาน จึงขอยกตัวอย่างโครงการต้นแบบในจังหวัดยามานาชิ ของประเทศญี่ปุ่น ที่มีการดำเนินการเพื่อมุ่งวิจัยพัฒนาการใช้พลังงานทดแทน รวมทั้งพัฒนาระบบบริหารจัดการพลังงานที่มีประสิทธิภาพ ดังนี้

Yamanashi Energy Society

ภาพรวมของจังหวัดยามานาชิ (Yamanashi)

เป็นที่ตั้งของ 3 ภูเขาที่สูงที่สุดในประเทศญี่ปุ่น ได้แก่ (1) ภูเขาฟูจิ (Fuji) มีความสูง 3,776 เมตรจากระดับน้ำทะเล (2) ภูเขาคิตาดาเกะ (Kitadake) มีความสูง 3,193 เมตรจากระดับน้ำทะเล และ (3) ภูเขาไอโนะดาเกะ (Ainodake) มีความสูง 3,190 เมตรจากระดับน้ำทะเล

เป็นจังหวัดที่มีพื้นที่ป่า ร้อยละ 78 โดยมีสภาพภูมิประเทศเป็นอ่างที่ถูกล้อมด้วยภูเขา และมีสภาพภูมิอากาศที่เปลี่ยนแปลงค่อนข้างมาก มีอุณหภูมิสูง/ต่ำเฉลี่ยที่ 32.5/-2.5 องศาเซลเซียส และมีปริมาณน้ำฝนเฉลี่ยที่ 1,135 มิลลิลิตร มีประชากรประมาณ 830,000 คน และสถานที่ท่องเที่ยวทางธรรมชาติจำนวนมาก

จังหวัดยามานาชิ มีรัฐวิสาหกิจ จำนวน 3 หน่วยงาน ได้แก่

(1) หน่วยงานจัดหาความร้อนจากน้ำพุร้อน ได้ดำเนินการจัดส่งน้ำร้อน (จากน้ำพุร้อน) ด้วยท่อกว่า 12 กิโลเมตร เพื่อการดูแลรักษาแหล่งพลังงานและส่งเสริมการท่องเที่ยวในชุมชน จังหวัดจึงได้ดำเนินการขุดบ่อน้ำร้อนจำนวน 5 แห่ง ในปี 1963 ซึ่งเป็นจุดเริ่มต้นธุรกิจจัดส่งน้ำร้อน ในปี 1972 จังหวัดได้เปลี่ยนแปลงระบบการส่งน้ำร้อนจาก **“ระบบการไหลคงที่”** เป็น **“ระบบหมุนเวียน”** จนถึงปัจจุบัน และเพื่อให้เป็นการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด ต่อมาในปี 2002 ได้มีการขุดบ่อน้ำร้อนแห่งใหม่ มีอัตราการไหล 340 ลิตรต่อนาที และมีอุณหภูมิ 67 องศาเซลเซียส ทั้งนี้ จังหวัดมีการจัดหาน้ำร้อนจากแหล่งต่าง ๆ

(2) หน่วยงานส่งเสริมท้องถิ่น ได้พัฒนาพื้นที่ในชุมชนให้เป็นสถานที่พักผ่อนตากอากาศ ได้แก่ โรงแรม จุดกางเต็นท์ และกิจกรรมแคมป์ปิ้ง สนามกอล์ฟ ร้านอาหาร และสนามเทนนิส

(3) หน่วยงานพลังงานไฟฟ้า ได้บริหารจัดการโรงไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ จำนวน 24 แห่ง ซึ่งมีกำลังการผลิต รวม 121 MW (สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 500 GWh/ปี) และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวน 4 แห่ง ซึ่งมีกำลังการผลิตรวม 1.1 MW คิดเป็นร้อยละ 7.8 ของความต้องการไฟฟ้าในจังหวัด (ปี 1969 – 2015)

แนวทางการเปลี่ยนผ่านไปสู่สังคมปลอดคาร์บอน

(1) สร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กำลังการผลิต 10,000 kW

(2) สร้างอาคารนิทรรศการ และสิ่งอำนวยความสะดวกเพื่อให้ความรู้ความเข้าใจด้านพลังงานและสาธิตระบบ

(3) วิจัยเทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงาน เช่น Superconducting Flywheel (ปี 2012) / ไฮโดรเจน (ปี 2015) รวมทั้งพัฒนาระบบ Power to Gas (P2G) (ปี 2016)

(4) พัฒนาศูนย์เทคโนโลยีไฮโดรเจน ซึ่งเป็นความร่วมมือกับ The association of Hydrogen Supply and Utilization Technology : HySUT เพื่อสร้างเทคโนโลยีพื้นฐานสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง (ตัวเร่งปฏิกิริยา อิเล็กโทรไลต์ เมมเบรน ฯลฯ) ที่มีประสิทธิภาพ และความน่าเชื่อถือที่สูงขึ้น รวมทั้งศึกษาความเป็นไปทั้งด้านเศรษฐศาสตร์ จัดทำข้อกำหนดความปลอดภัย และสนับสนุนการทดสอบ

1. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นความร่วมมือระหว่างจังหวัดยามานาชิ และบริษัท Tokyo Electric Power Company (TEPCO) โดยจังหวัดยามานาชิ ดำเนินการจัดหาที่ดิน และสร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นความร่วมมือระหว่างจังหวัดยามานาชิและบริษัท Tokyo Electric Power Company (TEPCO)

การบริหารจัดการไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน ผ่านอาคารนิทรรศการ “Yume Solar Kan Yamanashi” และบริษัท TEPCO ดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้า บริหารจัดการระบบพลังงาน และการบำรุงรักษาระบบ

รูปที่ 1 แสดงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และอาคารนิทรรศการ

รายละเอียดโครงการ	
กำลังการผลิต	10,000 kW
การผลิตไฟฟ้าโดยประมาณ (รายปี)	12 MWh
ลดการปล่อย CO_2 โดยประมาณ	5,100 ตันต่อปี
ขนาดพื้นที่	12.5 ha (78.125 ไร่)
จำนวนแผงโดยประมาณ	80,000 แผง
วันที่เริ่มดำเนินการ	27 มกราคม 2012

ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film) ชนิด Copper Indium Selenide : CIS เนื่องจากเหมาะกับสภาพแวดล้อมของจังหวัด ซึ่งฤดูร้อนมีอุณหภูมิสูงถึง 40-50 องศาเซลเซียส รวมทั้ง CIS สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้แม้มีเงามาบัง ส่วนใหญ่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในอาคารสำนักงานและใช้ภายในพื้นที่

เนื่องจากเป็นพื้นที่ราบสูงสลับเนินเขา โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จึงถูกสร้างขึ้นโดยแบ่งออกเป็น 12 ส่วน โดยมีขนาดและรูปร่างของแต่ละส่วนต่างกัน เนื่องจากหากการออกแบบที่สม่ำเสมอจะส่งผลให้เสียพื้นที่จำนวนมาก ในทางกลับกันการออกแบบแต่ละส่วนแยกกัน จะทำให้สามารถใช้ประโยชน์จากที่ดินได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้อาจทำให้การออกแบบและการก่อสร้างยุ่งยากขึ้น และทำให้ต้นทุนการก่อสร้างเพิ่มขึ้น

รูปที่ 2 แสดงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

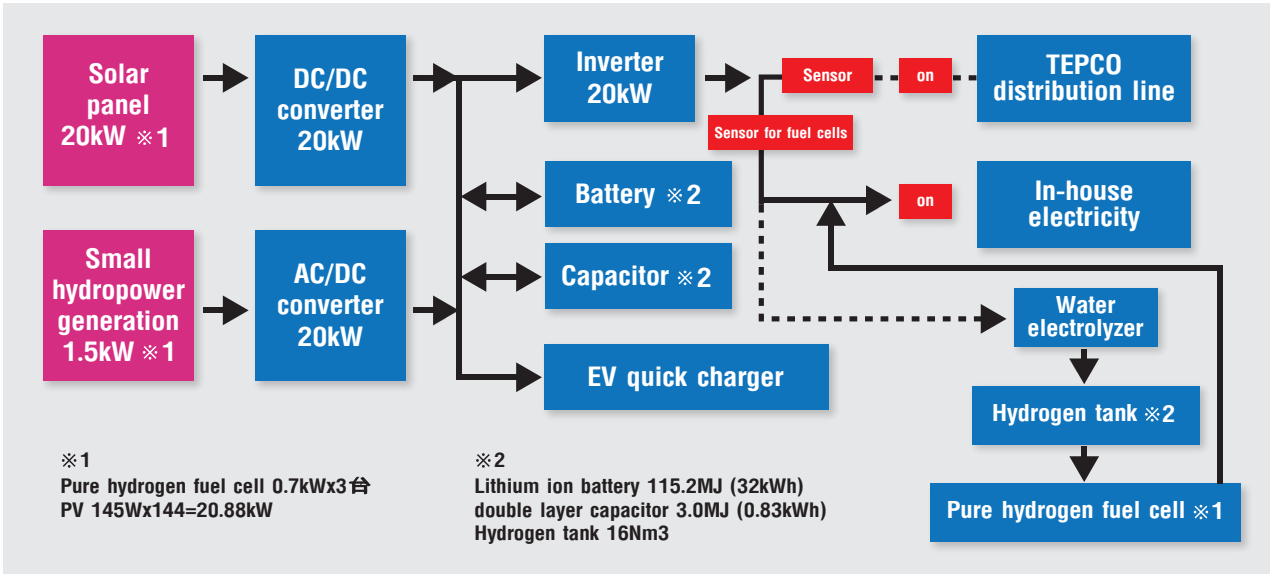
2. แนวทางการวิจัยและพัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน

ประกอบด้วย (1) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 MW สำหรับนักวิจัยระบบกักเก็บพลังงานที่ต้องการทำการทดสอบภายใต้สภาวะควบคุม (2) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 10 MW และอาคารนิทรรศการ

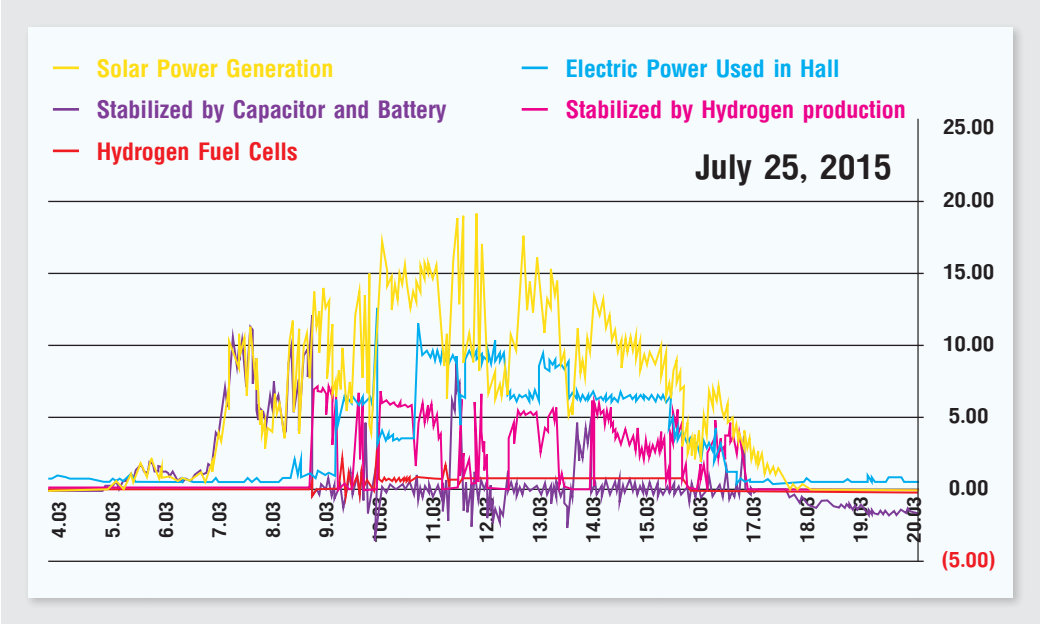
ตารางแสดงแนวทางการบริหารจัดการไฟฟ้า

การบริหารจัดการไฟฟ้า	อาคารนิทรรศการ (จากปี 2011)	หน่วยวิจัยระบบกักเก็บพลังงาน (จากปี 2012)
ระยะสั้น (ความเฉื่อยไฟฟ้า/ความถี่ไฟฟ้า)	ตัวเก็บประจุไฟฟ้าประสิทธิภาพสูง EDLCs (Electric double layer capacitor)	ระบบกักเก็บพลังงาน Superconducting flywheel
ระยะกลาง (แรงดันไฟฟ้า/Peak Shift*)	แบตเตอรี่ลิเธียมไอออน (Lithium-ion)	ระบบไฮบริดไฮโดรเจน (Hybrid Hydrogen)
ระยะยาว (หน่วยไฟฟ้า)	ระบบกักเก็บพลังงานด้วยไฮโดรเจน	ระบบ Power to Gas

หมายเหตุ Peak shift คือ การปรับสมดุลระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้า (Supply) กับความต้องการไฟฟ้า (Demand)



รูปที่ 3 แสดงการบริหารจัดการพลังงานในอาคารนิทรรศการ



รูปที่ 4 แสดงสถานการณ์บริหารจัดการพลังงานในอาคารนิทรรศการ

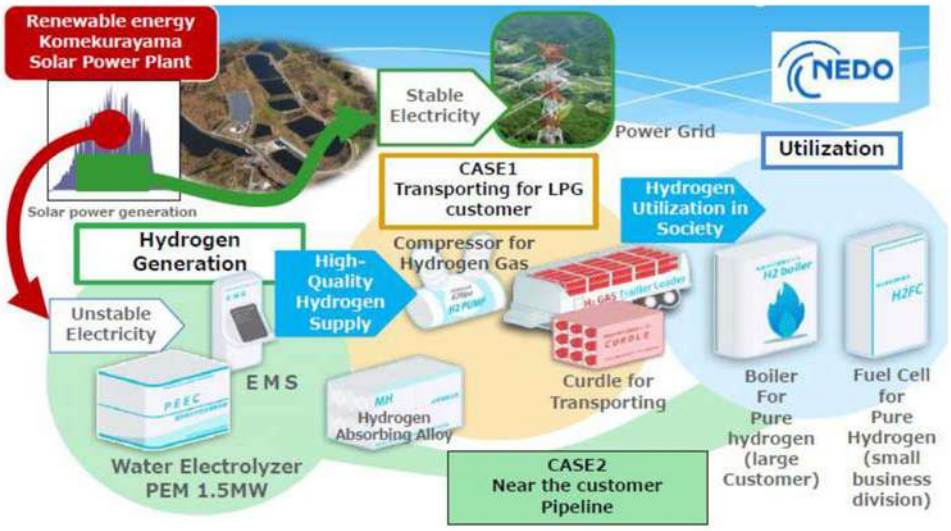
2.1 การวิจัยและพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell)

ในปี 2016 จังหวัดยามานาชิได้มีความร่วมมือกับบริษัท Panasonic เพื่อวิจัยและพัฒนาต้นแบบระบบกักเก็บพลังงาน โดยได้วิจัยระบบ 700 W Hydrogen Fuel Cell มีขนาด 500 x 890 x 300 มิลลิเมตร และน้ำหนัก 50 กิโลกรัม สามารถจ่ายไฟฟ้าที่ 2.1 kW (700 W x 3 หน่วย) เป็นการผลิตไฮโดรเจนด้วยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) ด้วยการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และควบคุมระบบตามความต้องการไฟฟ้าของชุมชน ต่อมาในปี 2018 บริษัทได้พัฒนาระบบขนาด 5 kW Hydrogen Fuel cell สามารถจ่ายไฟฟ้าที่ 15 kW (5kW x 3 หน่วย) นอกจากนี้ บริษัทได้พัฒนาอุปกรณ์ตรวจวัดก๊าซไฮโดรเจนเพื่อพัฒนาสังคมปลอดคาร์บอนด้วยเทคโนโลยีไฮโดรเจน

รูปที่ 5 แสดงตัวอย่างต้นแบบระบบกักเก็บพลังงานระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell)

2.2 การบริหารจัดการระยะสั้น

ในปี 2012 จังหวัดยามานาชิได้มีความร่วมมือกับ 5 บริษัท และในปี 2016 ได้รับการสนับสนุนทุนวิจัยจากองค์การพัฒนาพลังงานและเทคโนโลยีอุตสาหกรรมใหม่ (New Energy and Industrial Technology Development Organization : NEDO) เพื่อวิจัยและพัฒนาต้นแบบระบบ Superconducting flywheel Energy Storage System ซึ่งเป็นระบบที่สามารถลดความผันผวนของการจ่ายไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน เช่น พลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์หรือพลังงานลม โดยมีเทคโนโลยีที่สำคัญคือ ตลับลูกปืนแม่เหล็กตัวนำยิ่งยวดที่มีอุณหภูมิสูง (Superconducting magnetic Bearing) ประกอบด้วยขดลวดตัวนำยิ่งยวดอุณหภูมิสูงที่ใช้สำหรับ สเตเตอร์ และตัวนำยิ่งยวดอุณหภูมิสูงที่ใช้สำหรับโรเตอร์ ได้ติดตั้งต้นแบบและทดสอบการอัดประจุ/การคายประจุของพลังงานไฟฟ้า ซึ่งสามารถจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุด 300 kW



รูปที่ 6 แสดงโครงการสาธิตการผลิตไฮโดรเจนในพื้นที่

2.3 การบริหารจัดการระยะกลาง

ในปี 2015 จังหวัดยามานาชิได้มีความร่วมมือกับ NEDO วิจัยและพัฒนาระบบไฮบริดไฮโดรเจน โดยมีเทคโนโลยีที่สำคัญ คือ เซลล์ชั้นในแบบใหม่ที่ออกแบบมาเพื่อระบายความร้อนได้อย่างรวดเร็ว มีความทนทานสูงสำหรับการอัดประจุ/คายประจุ ได้ดำเนินการติดตั้งต้นแบบและทดสอบตั้งแต่วันที่ 25 พฤศจิกายน 2016 และสามารถจ่ายไฟฟ้าได้สูงสุด 300 kW (44 kWh)

2.4 การบริหารจัดการระยะยาว

หนึ่งในโครงการสาธิตในพื้นที่ คือระบบ Power to Gas (P2G) ซึ่งปรับให้เข้ากับความต้องการของระบบไฟฟ้าได้อย่างกว้างขวาง พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินที่เกิดจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ยามานาชิ ขนาด 10 MW จะถูกใช้ผลิตไฮโดรเจนบริสุทธิ์ ด้วยเทคโนโลยี Polymer Electrolyte Membrane : PEM ขนาด 1.5 MW ซึ่งถูกพัฒนาโดยบริษัท Kobelco Eco-Solution ไฮโดรเจนจะถูกบรรจุลงถังเพื่อใช้เป็นเซลล์เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเมื่อพลังงานไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการ นอกจากนี้ ไฮโดรเจนจะถูกบรรจุเพื่อขนส่งให้กับลูกค้า LPG หรืออัดเข้าไปในระบบท่อก๊าซเพื่อใช้ในเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนบริสุทธิ์และหม้อไอน้ำ

ซึ่งการวิจัยดังกล่าว เป็นความร่วมมือกันระหว่างบริษัทและสถาบันต่างๆ ได้แก่ NEDO, TEPCO, Panasonic, Kobelco, Toray, Takaoka Toko, HySUT, AIST, Nichicon, Miura, Hitz Hitachi Zosen และ JSW

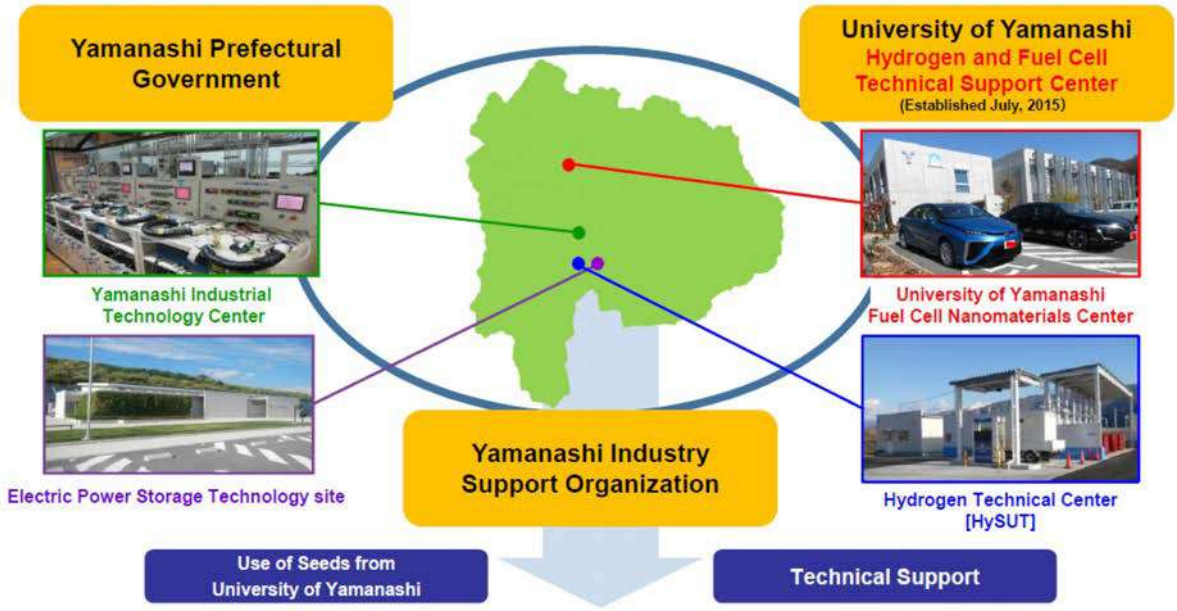
รูปที่ 7 แสดงโครงการสาธิตการผลิตไฮโดรเจนในพื้นที่

3. Yamanashi Hydrogen and Fuel cell Valley

จังหวัดยามานาชิ ได้กำหนดเป้าหมายในการเป็น “Fuel Cell Valley” เพื่อดึงดูดผู้มีความสามารถและการลงทุน และเพื่อให้ตัวอย่างที่ดีที่สุดของภูมิภาค เช่น ศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ที่สูงที่สุดแห่งหนึ่งในประเทศญี่ปุ่น เป็นต้น ซึ่งได้กำหนดแผนงานที่สำคัญ ดังนี้ **(1)** กำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานไฮโดรเจน ในปี 2030 มีรถยนต์นั่ง (Fuel cell Vehicle : FCV) จำนวน 1,300 คัน มีรถบัสโดยสาร 10 คัน มีสถานีประจุไฮโดรเจน จำนวน 2 สถานี และมีการใช้เซลล์เชื้อเพลิงในภาคที่อยู่อาศัย (especially residential fuel cells : ene-farms) จำนวน 34,000 แห่ง **(2)** พัฒนาห่วงโซ่อุปทานไฮโดรเจน ส่งเสริม P2G จากการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ และ **(3)** การส่งเสริมอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง

จังหวัดยามานาชิ ได้กำหนดเป้าหมายในการเป็น “Fuel Cell Valley” เพื่อดึงดูดผู้มีความสามารถและการลงทุน

จะเห็นว่า จังหวัดยามานาชิได้มีความร่วมมือกับบริษัทและสถาบันต่าง ๆ เพื่อวิจัยพัฒนาระบบจัดการพลังงานที่มีประสิทธิภาพ รวมทั้งสร้างความตระหนักรู้แก่ภาคประชาชน ภาคเอกชน เราสามารถเรียนรู้จากประเทศญี่ปุ่นและดึงบทเรียนที่น่าสนใจมาคิดให้ลึกซึ้งเพื่อประยุกต์ใช้กับประเทศของเราต่อไป



รูปที่ 8 แสดงปัจจัยสำคัญในการเป็น “Fuel Cell Valley”

อ้างอิง

1. Development of P2G System Technology Aiming to Build a CO_2-free Hydrogen Society in Yamanashi Prefecture. Yamanashi Prefectural Enterprise Bureau.
2. Jonathan Arias. (2009) Hydrogen and Fuel Cells in Japan.
3. Panasonic Newroom. (2016) Updates of Panasonic’s Hydrogen Fuel Cell.
4. Tomohisa YAMASHITA, Masafumi OGATA, et al. (2017) Verification of Reliability of a Superconducting Flywheel Energy Storage System and Its Application to the railway System.

การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้า เพื่อรองรับยานยนต์ไฟฟ้าในอนาคต

จากการประชุมรัฐภาคีว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ สมัยที่ 21 หรือ COP21 ที่กรุงปารีส ประเทศฝรั่งเศส ในปี ค.ศ. 2015 กำหนดให้ทุกประเทศต้องมีเป้าหมายการดำเนินงานเพื่อลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศอย่างต่อเนื่อง โดย พลเอก ประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรี ได้ให้ถ้อยแถลงเจตจำนงการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย ภายหลังปี ค.ศ. 2020 ในทุกภาคส่วน 20 - 25% หรือประมาณ 110-140 $MtCO_2e$ ในปี ค.ศ. 2030 ประกอบกับกระแสรักษ์โลกและสิ่งแวดล้อมในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ทำให้เกิดการตื่นตัวในการลดก๊าซเรือนกระจกอันเป็นสาเหตุที่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสภาวะโลกร้อน รวมทั้งเกิดการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรมช่วยลดโลกร้อนหรือตอบโจทย์การเติบโตที่ยั่งยืนขึ้นเป็นจำนวนมาก หนึ่งในผลิตภัณฑ์ที่เป็นที่รู้จักทั่วโลกและได้พลิกโฉมตลาดรถยนต์ทั่วโลกคือ ยานยนต์ไฟฟ้ายี่ห้อ Tesla ส่งผลให้ผู้ผลิตยานยนต์ทุกรายเริ่มวางแผนผลิตยานยนต์ไฟฟ้าในหลายประเทศได้มีการประกาศนโยบายหรือแผนการจัดการด้านพลังงานเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้าเช่นกัน ยกตัวอย่างเช่น

1. สหราชอาณาจักร มีเป้าหมายการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าทั่วประเทศภายในปี ค.ศ. 2035

2. สหรัฐอเมริกา โดย ประธานาธิบดี โจ ไบเดน ผลักดันให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเหลือ 0% ภายในปี ค.ศ. 2050 ประกาศเพิ่มจำนวนยานยนต์ไฟฟ้าพร้อมกับการพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้าสาธารณะทั่วประเทศ 5 แสนสถานี ภายในปี ค.ศ. 2030 และเปลี่ยนรถราชการให้เป็นยานยนต์ไฟฟ้า รวมทั้งสนับสนุนการวิจัยพัฒนาแบตเตอรี่ให้มีต้นทุนที่ต่ำลง

3. จีน ผลักดันให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเหลือ 0% ภายในปี ค.ศ. 2060 โดยไม่สนับสนุนโรงงานผลิตรถยนต์สันดาปภายใน เปลี่ยนรถยนต์สันดาปภายในเป็นยานยนต์ไฟฟ้าทั่วประเทศในปี ค.ศ. 2040 พร้อมพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้า

4. ญี่ปุ่น ประกาศเป้าหมาย Carbon Neutral ในปี ค.ศ. 2050 โดยใช้ Green Growth Strategy ซึ่งจะมีการสร้างมาตรฐานกลางสำหรับธุรกิจพลังงานใหม่ เช่น EV Quick Charge เป็นต้น

ยานยนต์ไฟฟ้าจึงเป็น Megatrend ที่จะเข้ามามีบทบาทในโลกมากขึ้น และจะพัฒนาสู่ยานยนต์สมัยใหม่ โดยมีปัจจัยที่จะเปลี่ยนแปลงอุตสาหกรรมยานยนต์ไปสู่ยานยนต์สมัยใหม่ 4 ด้าน ที่เรียกว่า CASE ประกอบด้วย

1. Connected: ยานยนต์ที่เชื่อมต่อกับเทคโนโลยีการสื่อสารและบริการเพื่อความสะดวกสบาย ความปลอดภัย และความบันเทิง

2. Autonomous: ยานยนต์ที่ขับขี่โดยอัตโนมัติกำลังมีบทบาทมากขึ้น ช่วยเพิ่มความปลอดภัยและความสะดวกสบายให้กับผู้ใช้รถและเพื่อนร่วมทาง

3. Shared & Services: รูปแบบธุรกิจการให้บริการยานยนต์แบบใหม่ เช่น การแบ่งปันรถกันใช้ การเช่ารถ เป็นต้น

4. Electric: ยานยนต์ไฟฟ้าสามารถลดมลพิษจากการใช้พลังงานจากแบตเตอรี่หรือเซลล์เชื้อเพลิง

(ที่มา: https://www.daimler.com/case/en/)

แผน/นโยบายสำคัญที่เกี่ยวข้องกับยานยนต์ไฟฟ้าที่ผ่านมา

ปี 2558

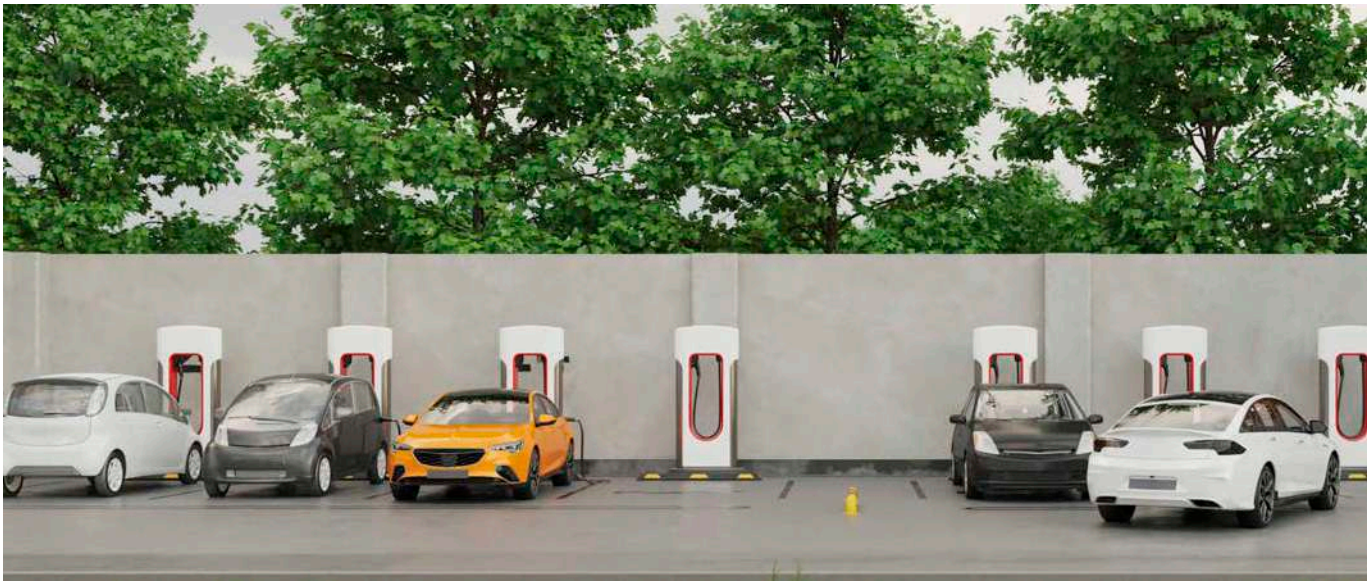
การดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับยานยนต์ไฟฟ้าของกระทรวงพลังงานเริ่มตั้งแต่ แผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558 – 2579 หรือ Energy Efficiency Plan (EEP) 2015 ซึ่งมีมาตรการหนึ่งในส่วนของการอนุรักษ์พลังงานในภาคขนส่ง คือการส่งเสริมการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า โดยในแผนได้ประมาณการเติบโตของส่วนแบ่งการตลาดของยานยนต์ไฟฟ้าเพิ่มร้อยละ 1 ต่อปี ตั้งแต่ปี 2560 เป็นต้นไป จะทำให้ในปี 2579 จะมีการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าจำนวน 1.2 ล้านคัน และได้ประเมินการเปลี่ยนแปลงการใช้เชื้อเพลิงไปเป็นการใช้พลังงานไฟฟ้าจะทำให้ลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงลง 1,123 ktoe ในปี 2579

ปี 2560

เดือนมีนาคม 2560 คณะรัฐมนตรีเห็นชอบมาตรการส่งเสริมการผลิตยานยนต์ไฟฟ้า โดยกำหนดเป้าหมายการผลิตยานยนต์ที่ขับเคลื่อนด้วยพลังงานไฟฟ้า (Any electric vehicle: xEV) จำนวนร้อยละ 25 ของปริมาณการผลิตยานยนต์ในประเทศ ภายในปี 2579 นอกจากนี้ ยังมีมาตรการที่เกี่ยวข้องอาทิ การส่งเสริมการลงทุนเพื่อสร้างอุปทาน (Supply) การกระตุ้นตลาดภายในประเทศ (Demand) การเตรียมความพร้อมของโครงสร้างพื้นฐาน การบริหารจัดการแบตเตอรี่ใช้แล้ว และมาตรการด้านอื่นๆ ซึ่งยานยนต์ไฟฟ้านี้เป็นส่วนหนึ่งของการส่งเสริมเทคโนโลยียานยนต์สมัยใหม่ของประเทศไทย

ปี 2561

เมื่อวันที่ 6 เมษายน 2561 มีการประกาศแผนการปฏิรูปประเทศ 11 ด้าน ซึ่งรวมถึงการปฏิรูปประเทศด้านพลังงานด้วย การปฏิรูปประเทศด้านพลังงานแบ่งออกเป็น 17 ประเด็น โดยประเด็นที่ 16 การส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้าในประเทศไทย เป็นประเด็นหนึ่งในการปฏิรูปด้านเทคโนโลยีนวัตกรรม และโครงสร้างพื้นฐานพลังงาน มีเป้าหมายให้ประเทศไทยมีการกำหนดทิศทางการพัฒนายานยนต์ไฟฟ้าที่ชัดเจน กำหนดนโยบายและแนวทางในการส่งเสริมการผลิต การใช้ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับ ตลอดจนปรับปรุงกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับมาตรฐานและการกำกับดูแลการพัฒนายานยนต์ไฟฟ้าอย่างเป็นระบบ มีการปรับปรุงแผนด้านพลังงานที่เกี่ยวข้อง มีการกำหนดแผนการลงทุนและการเปลี่ยนผ่านของอุตสาหกรรมรถยนต์และชิ้นส่วนยานยนต์ที่ชัดเจน นอกจากนี้ ตามประเด็นการปฏิรูปได้กำหนดตัวชี้วัดให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการระดับชาติเกี่ยวกับการส่งเสริมและเปลี่ยนผ่านสู่อุตสาหกรรมยานยนต์ไฟฟ้าและปรับปรุงแผนด้านพลังงานที่เกี่ยวข้องอีกด้วย



ปี 2563

เมื่อวันที่ 7 กุมภาพันธ์ 2563 ได้มีคำสั่งสำนักนายกรัฐมนตรี แต่งตั้งคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ และต่อมาได้มีการแก้ไขและเพิ่มเติมองค์ประกอบคณะกรรมการ เมื่อวันที่ 27 พฤศจิกายน 2563 โดยมีประธานกรรมการ คือ นายกรัฐมนตรีหรือรองนายกรัฐมนตรีที่ได้รับมอบหมาย กรรมการและเลขานุการ 2 ท่าน ได้แก่ ปลัดกระทรวงอุตสาหกรรม และปลัดกระทรวงพลังงาน กรรมการและผู้ช่วยเลขานุการ 2 ท่าน ได้แก่ ผู้อำนวยการสำนักงานเศรษฐกิจอุตสาหกรรม และผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน รวมทั้งมีกรรมการอีก 15 ท่าน จากหน่วยงานภาครัฐ ภาคเอกชน และผู้ทรงคุณวุฒิ คณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติถือเป็นกลไกหลักในการกำหนดนโยบายเร่งรัดและติดตามการดำเนินงานขับเคลื่อนการพัฒนาอุตสาหกรรมยานยนต์ไฟฟ้าให้เป็นไปตามแผนงานและเป้าประสงค์ ตลอดจนให้ข้อเสนอแนะในการดำเนินงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้นโยบายการพัฒนายานยนต์ไฟฟ้าของประเทศไทยเกิดผลในทางปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรม และสร้างความเชื่อมั่นให้กับนักลงทุน

ปี 2564

ในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2564 คณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ ได้เห็นชอบวิสัยทัศน์การส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้าของประเทศไทยว่า **“ประเทศไทยเป็นฐานการผลิตยานยนต์ไฟฟ้าและชิ้นส่วนที่สำคัญของโลก”** และได้มีการแต่งตั้งคณะอนุกรรมการ 4 คณะ เพื่อสนับสนุนการปฏิบัติหน้าที่ของคณะกรรมการในด้านต่างๆ ให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและประสิทธิผล เกิดการบูรณาการร่วมกันเพื่อขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านยานยนต์ไฟฟ้าของประเทศไทยให้เป็นรูปธรรมและทันต่อการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยี ได้แก่

1. คณะอนุกรรมการส่งเสริมอุตสาหกรรมการผลิตยานยนต์ไฟฟ้าและชิ้นส่วน
2. คณะอนุกรรมการพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานและแบตเตอรี่เพื่อรองรับยานยนต์ไฟฟ้า
3. คณะอนุกรรมการประเมินผลกระทบด้านน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซเรือนกระจกจากการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า
4. คณะอนุกรรมการส่งเสริมการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า

สนพ.กับการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานระบบไฟฟ้ารองรับยานยนต์ไฟฟ้า

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน และสำนักงานเศรษฐกิจอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม ในฐานะฝ่ายเลขานุการคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ ได้ดำเนินการศึกษา รวบรวม และวิเคราะห์ข้อมูลความคิดเห็น และข้อเสนอแนะจากหน่วยงานต่างๆ ทั้งภาครัฐ รัฐวิสาหกิจ และภาคเอกชน เพื่อนำมากำหนดเป้าหมายการ

ส่งเสริมการผลิตและการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าประเภท BEV และมาตรการต่างๆ ในการขับเคลื่อนให้เกิดการผลิตและการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าในประเทศ โดย สนพ. ได้รับมอบหมายให้เป็นฝ่ายเลขานุการคณะอนุกรรมการ 2 คณะ ได้แก่ คณะอนุกรรมการพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานและแบตเตอรี่เพื่อรองรับยานยนต์ไฟฟ้า และคณะอนุกรรมการประเมินผลกระทบด้านน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซเรือนกระจกจากการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า

สนพ. ได้เสนอ**กรอบแนวทางการพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้าเพื่อรองรับยานยนต์ไฟฟ้าตามเป้าหมายการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า** ต่อที่ประชุมคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ โดยแบ่งออกเป็น 3 กรอบแนวทาง ได้แก่

กรอบแนวทางที่ 1 การส่งเสริมการพัฒนาโครงข่ายสถานีอัดประจุไฟฟ้าอย่างเพียงพอ ผ่านหน่วยงานและเครือข่ายพันธมิตร โดยพิจารณาแผนการลงทุนและพัฒนาโครงข่ายสถานีอัดประจุไฟฟ้าสาธารณะ การสนับสนุนการติดตั้งสถานีอัดประจุร่วมกับเครือข่ายพันธมิตร และการส่งเสริมผ่านมาตรการทางการเงินและภาษี

กรอบแนวทางที่ 2 สร้างกฎระเบียบ มาตรฐาน และแนวทาง เพื่อให้เกิดการพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้า โดยการพัฒนาระเบียบและมาตรฐานเพื่อการสื่อสารและความปลอดภัย รวมทั้งระเบียบและมาตรฐานการติดตั้งและการพัฒนาพื้นที่

กรอบแนวทางที่ 3 การส่งเสริมเทคโนโลยีด้านสมาร์ทกริดเพื่อเชื่อมโยงและบริหารจัดการการประจุไฟฟ้าแบบบูรณาการ โดยการพัฒนานโยบายโครงสร้างพื้นฐานมิเตอร์อัจฉริยะ การพัฒนาแพลตฟอร์มบูรณาการและเชื่อมโยงข้อมูลการเชื่อมโยงสถานีอัดประจุและยานยนต์ไฟฟ้าเพื่อบริหารจัดการระบบไฟฟ้า

นอกจากนั้น สนพ. ยังได้เสนอ**เป้าหมายการส่งเสริมสถานีอัดประจุไฟฟ้าสาธารณะ (Public Charging Station)** แบบชาร์จเร็ว (DC/Quick/Fast Charge) ตามเส้นทางหลักครอบคลุมทั่วประเทศ **และสถานีสับเปลี่ยนแบตเตอรี่ (Battery Swap Station) สำหรับจักรยานยนต์ไฟฟ้า** ซึ่งเน้นรองรับรถจักรยานยนต์รับจ้างสาธารณะและส่งสินค้า เพื่อให้เกิดความมั่นใจในการเดินทางและเป็นส่วนช่วยในการตัดสินใจเลือกใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า โดยมีเป้าหมายดังนี้

ค.ศ. 2025 เป้าหมาย DC/Fast Charge 2,200 - 4,400 หัวจ่าย และ Battery Swap Station 260 สถานี

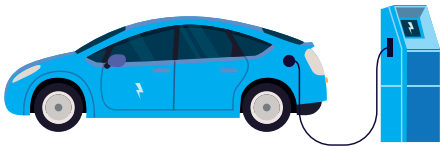
ค.ศ. 2030 เป้าหมาย DC/Fast Charge 12,000 หัวจ่าย และ Battery Swap Station 1,450 สถานี

สนพ. ในฐานะองค์กรหลักในการสร้างสรรค์นโยบายและสนับสนุนการพัฒนานวัตกรรมพลังงานของประเทศ ได้ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการเตรียมการระบบโครงสร้างพื้นฐานด้านไฟฟ้ารองรับการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า ทั้งการสนับสนุนการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าสาธารณะ สถานีสับเปลี่ยนแบตเตอรี่ และเครื่องอัดประจุไฟฟ้าในบ้าน การปรับปรุงและพัฒนากฎหมายหรือระเบียบที่เกี่ยวข้องเพื่ออำนวยความสะดวกต่อผู้ประกอบการและผู้ใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า การบริหารจัดการการอัดประจุไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีสมาร์ทกริด รวมถึงสนับสนุนการพัฒนาแพลตฟอร์มเพื่อบูรณาการและเชื่อมโยงข้อมูลสำหรับการบริหารจัดการระบบไฟฟ้า เป็นต้น เพื่อให้ผู้ใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าเกิดความมั่นใจในการมีสถานีอัดประจุไฟฟ้าที่เพียงพอรองรับความต้องการและเกิดความปลอดภัยในการใช้งาน

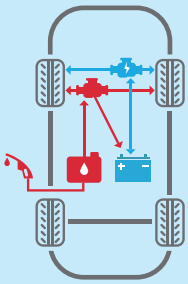
ยานยนต์ไฟฟ้า หรือ Electric Vehicle (EV)

เป็นยานยนต์ที่ขับเคลื่อนด้วยมอเตอร์ไฟฟ้า

ไม่ว่าจะเป็นการขับเคลื่อนด้วยมอเตอร์ไฟฟ้าอย่างเดียว หรือทำงานร่วมกับเครื่องยนต์ โดยสามารถแบ่งเป็น 4 ประเภท ได้แก่

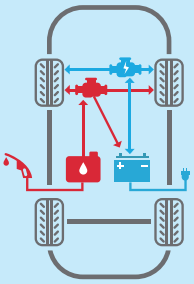


HEV
Hybrid ElectricVehicle



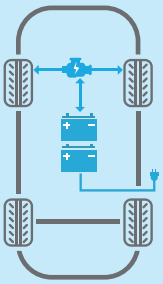
ยานยนต์ไฟฟ้าพลังงานผสมหรือไฮบริด

PHEV
Plug-in Hybrid Electric Vehicle



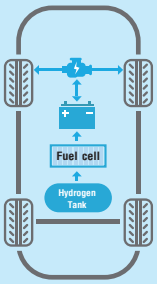
ยานยนต์ไฟฟ้าพลังงานผสมแบบเสียบปลั๊กหรือปลั๊กอินไฮบริด

BEV
Battery Electric Vehicle



ยานยนต์ไฟฟ้าพลังงานแบตเตอรี่

FCEV
Fuel Cell Electric Vehicle



ยานยนต์ไฟฟ้าพลังงานเซลล์เชื้อเพลิง

(ที่มา : ความรู้ยานยนต์ไฟฟ้าเบื้องต้น, สถาบันยานยนต์)

รูปแบบและประเภทการชาร์จรถยนต์พลังงานไฟฟ้า

1. การชาร์จแบบธรรมดา Normal Charger

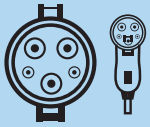
เป็นการชาร์จด้วยไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Charging) เช่น ตู้ชาร์จติดผนังติดตั้งที่บ้าน ห้างสรรพสินค้า หรือหากเป็นการชาร์จไฟจากการต่อจากเต้ารับภายในบ้านโดยตรง มิเตอร์ไฟฟ้าและเต้ารับไฟฟ้าของบ้านต้องได้รับการติดตั้งใหม่เป็นเต้ารับเฉพาะการชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า ทั้งนี้ การติดตั้งต้องได้รับมาตรฐานจากผู้เชี่ยวชาญด้านไฟฟ้าเพื่อความปลอดภัยในการใช้งาน

2. การชาร์จแบบเร็ว Quick Charger

เป็นการชาร์จด้วยไฟฟ้ากระแสตรง (DC Charging) เหมาะกับผู้ที่ต้องการความรวดเร็วในการชาร์จ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงเวลาเร่งด่วน

การชาร์จแบบธรรมดา Normal Charger
ด้วยเครื่อง Wall Box ชาร์จด้วยไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Charging)
ระยะเวลาในการชาร์จไฟจะอยู่ที่ 4 - 9 ชั่วโมง

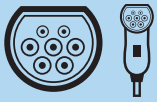
TYPE 1



1 phase: 32A / 250V

เป็นหัวชาร์ตที่ใช้กับรถยนต์พลังงานไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศญี่ปุ่น

TYPE 2

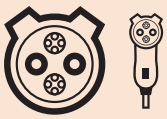


1 phase: 70A / 250V
3 phase: 63A / 480V

เป็นหัวชาร์จที่นิยมใช้กับรถยนต์พลังงานไฟฟ้าในทวีปยุโรป

การชาร์จแบบเร็ว Quick Charger
ชาร์จด้วยไฟฟ้ากระแสตรง (DC Charging)
สามารถชาร์จแบตเตอรี่รถยนต์พลังงานไฟฟ้าจาก 0% - 80%
ได้ในเวลาประมาณ 40 - 60 นาที

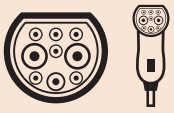
CHAdeMo



200A / 600V

ระบบชาร์จไฟฟ้าแบบเร็ว CHAdeMO มีการใช้แพร่หลายในประเทศญี่ปุ่น

GB/T

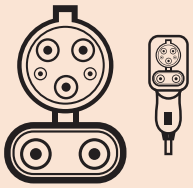


250A / 750V

โดยประเทศจีนเป็นผู้พัฒนาขึ้นเพื่อใช้ภายในประเทศ

COMBINED CHARGING SYSTEM (CCS)

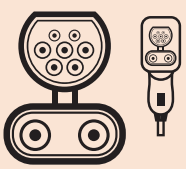
CCS TYPE 1



200A / 600V

เป็นหัวชาร์ตที่ใช้กับรถยนต์ในประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศญี่ปุ่น ลักษณะหัวชาร์จมีขนาดเล็กกว่า

CCS TYPE 2



200A / 1,000V

เป็นหัวชาร์ตที่ใช้กับรถยนต์ในทวีปยุโรป และเป็นหัวชาร์จที่นิยมใช้ที่สุดในโลก หัวชาร์จประเภทนี้จะมีขนาดใหญ่กว่า และมีกำลังไฟมากกว่าหัวชาร์จ CCS TYPE 1 ด้วย

(ที่มา : Nissan.co.th)

แบบสอบถามความพึงพอใจ

ฉบับที่ 129 ตุลาคม 2563 - มีนาคม 2564

วารสาร นโยบายพลังงาน www.eppo.go.th

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน มีความประสงค์จะสำรวจความพึงพอใจของท่านผู้อ่าน เพื่อนำข้อมูลมาใช้ประกอบการปรับปรุง**วารสารนโยบายพลังงาน**ให้ดียิ่งขึ้น ผู้ร่วมแสดงความคิดเห็น 4 ท่านแรกจะได้รับของที่ระลึกจากคณะทำงานฯ เพียงแค่ท่านตอบแบบสอบถามในรูปแบบออนไลน์ และระบุชื่อ – ที่อยู่ ให้ชัดเจน

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

2. ท่านอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” เพราะเหตุใด

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

3. ท่านใช้เวลาอ่าน “วารสารนโยบายพลังงาน” กี่นาที

- ☐ 0 - 10 นาที
- ☐ 11 - 20 นาที
- ☐ 21 - 30 นาที
- ☐ 31 - 40 นาที
- ☐ 41 - 50 นาที
- ☐ 51 - 60 นาที
- ☐ มากกว่า 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
Special Scoop					
บทความด้านไฟฟ้า					
บทความด้านปิโตรเลียม					
บทความด้านสถานการณ์พลังงาน					
บทความด้านอนุรักษ์พลังงาน และพลังงานทดแทน					
เกมพลังงาน					

5. ความพึงพอใจภาพรวมของ “วารสารนโยบายพลังงาน”

- ☐ มาก
- ☐ ปานกลาง
- ☐ น้อย

6. วารสารนโยบายพลังงาน มีประโยชน์อย่างไร (ตอบได้มากกว่า 1 ข้อ)

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

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

โครงการต้นแบบ
ส่งเสริมสังคมคาร์บอนต่ำ
ในประเทศญี่ปุ่น
ที่นำมาตรการประหยัดพลังงาน
และพัฒนาพลังงานทดแทนมาใช้
ตั้งอยู่ที่จังหวัดใด

.....

ชื่อ- นามสกุล .....

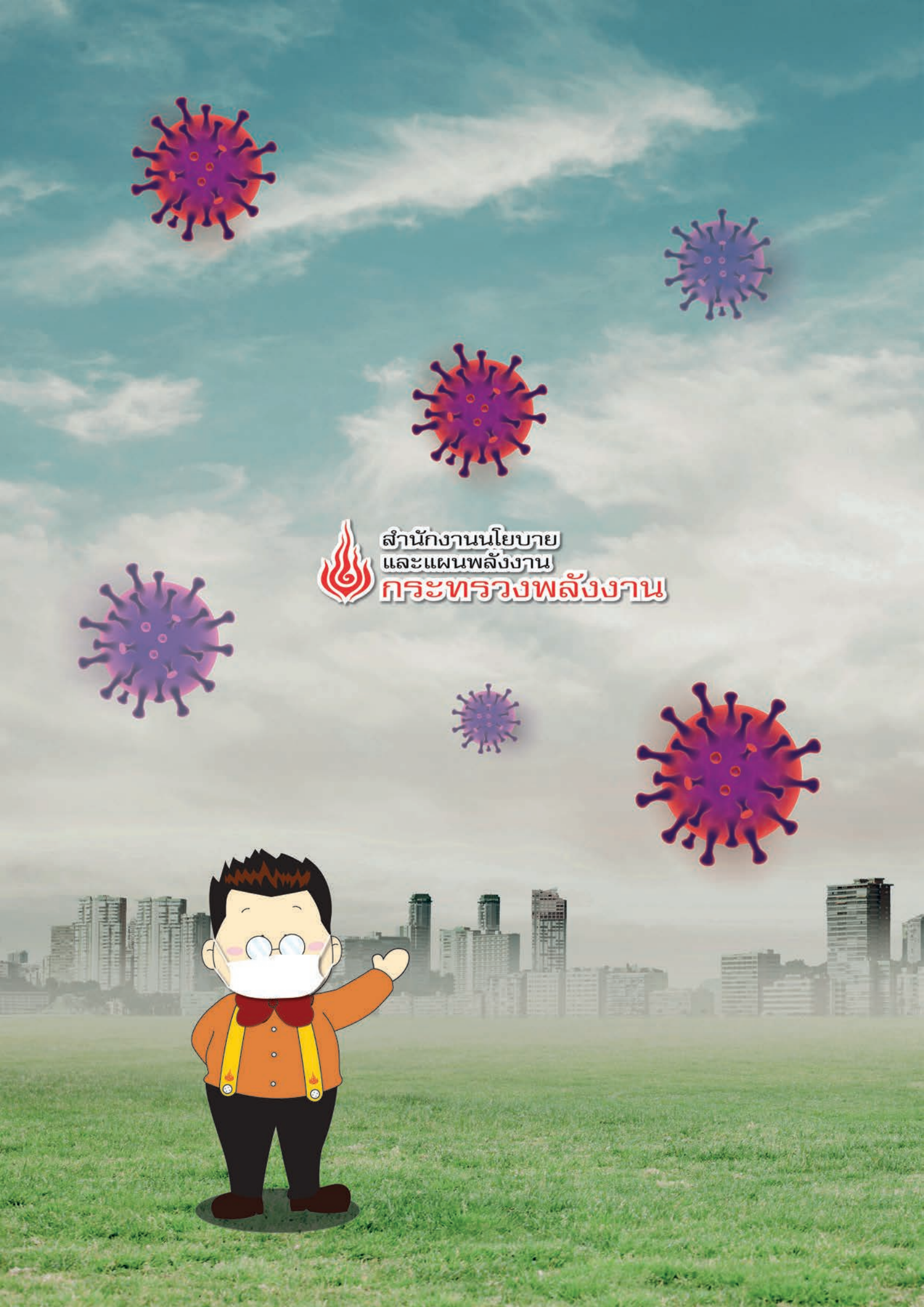
ที่อยู่.....

โทรศัพท์ .....อีเมล .....

รับฟรี

โคมไฟตั้งโต๊ะ (หลอด LED)
ปรับความสว่างได้ 3 ระดับ
เสียบชาร์จ Power Bank ได้
มูลค่า 599 จำนวน 4 รางวัล สำหรับ 4 ท่านที่ร่วมสนุกเท่านั้น

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


สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน