สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ฉบับที่ 130

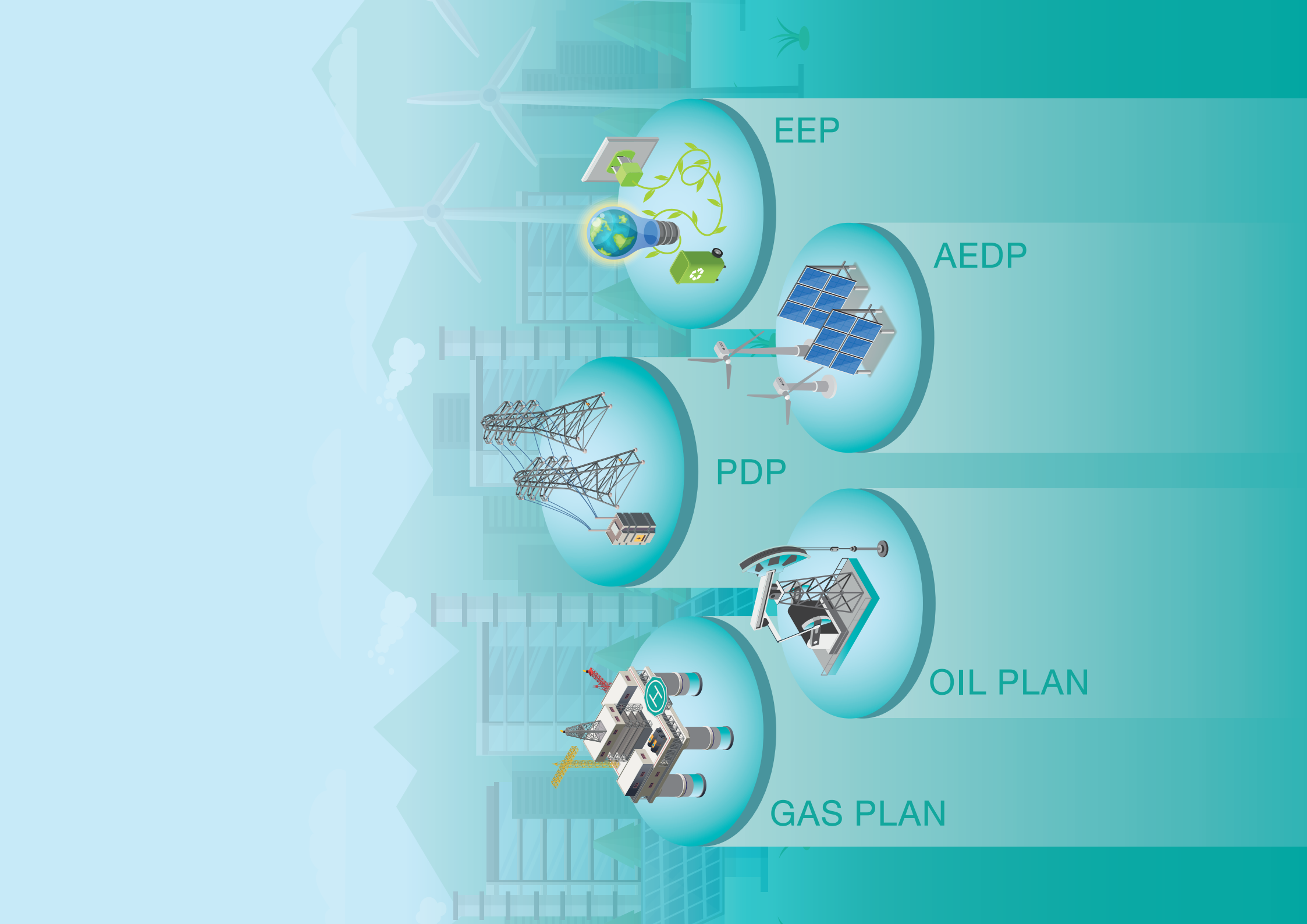
วารสาร นโยบายพลังงาน

www.eppo.go.th

แผนพลังงานชาติ
National Energy Plan

- **บทความด้านปิโตรเลียม**
  สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง (มิถุนายน-กันยายน 2564)
- **บทความด้านสถานการณ์พลังงาน**
  สถานการณ์พลังงานไทยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564
- **บทความด้านอนุรักษ์พลังงาน**
  ไฮโดรเจน พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต

ISSN 0859-3701
www.eppo.go.th


EEP
AEDP
PDP
OIL PLAN
GAS PLAN

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

เดินหน้าแผนพลังงานชาติ National Energy Plan

สถานการณ์พลังงานไทยช่วงรอบปีที่ผ่านมา นอกจากจะมีประเด็นการเยียวยาผลกระทบกับประชาชนด้านพลังงานจากวิกฤตโรคระบาดโควิด 19 แล้ว ยังมีประเด็นการจัดทำแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) ที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ไฟเขียวให้กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เดินหน้าจัดทำแผนพลังงานชาติขึ้น โดยเป็นการรวบ 5 แผนพัฒนาพลังงานเดิม ไม่ว่าจะเป็นแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก แผนอนุรักษ์พลังงาน แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันเชื้อเพลิงเข้าเป็นแผนเดียว ซึ่งมีเป้าหมายต่อยอดไปสู่การใช้พลังงานสะอาด เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณต่ำ สามารถตามอ่านได้ในฉบับคอลัมน์ Special Scoop

นอกจากนี้ ยังมีบทความที่น่าสนใจชวนให้ติดตาม อาทิ บทความด้านอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งจะพาไปรู้จัก พลังงานไฮโดรเจนที่ว่ากันว่าจะเป็นพลังงานทางเลือกแห่งอนาคต และแวะอัพเดทเรื่องราวราวของสถานีชาร์จยานยนต์ไฟฟ้า เสริมองค์ความรู้เรื่องใบรับรองการผลิตพลังงานหมุนเวียน และแน่นอนยังคงรายงานสถานการณ์การใช้พลังงานรอบ 6 เดือนแรกของปี 2564 พร้อมกับสถานการณ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคการใช้พลังงาน ปิดท้ายด้วยการร่วมสนุกตอบปัญหาชิงรางวัลกับเกมพลังงานลุ้นของรางวัลสุดพิเศษอีกเช่นเคย

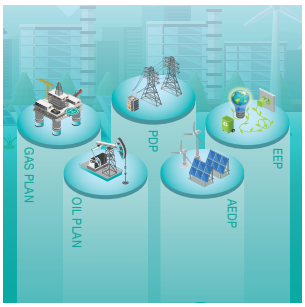
อีกทั้ง ทางทีมงานวารสารฯ ต้องขอความกรุณาคุณผู้อ่านทุกท่านได้ตอบแบบสอบถามความพึงพอใจเกี่ยวกับวารสาร (ท้ายเล่ม) ส่งกลับมาเพื่อให้ทีมงานได้นำข้อมูลที่ได้รับไปพัฒนาปรับปรุงวารสารให้ดียิ่งขึ้น โดยเรามีของที่ระลึกจัดส่งมอบให้ถึงบ้าน

พบกับวารสารนโยบายพลังงาน ฉบับที่ 130 ได้แล้ว ในรูปแบบหนังสืออิเล็กทรอนิกส์ (E-book) โดยสามารถเข้าไปดาวน์โหลดวารสารและอ่านกันแบบออนไลน์ได้ที่ www.eppo.go.th

CONTENS
สารบัญ

5 Special Scoop

แผนพลังงานชาติ
(National Energy Plan)
เข็มทิศขับเคลื่อนการพัฒนา
พลังงานของประเทศไทย



บทความด้านปิโตรเลียม 10

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
(มิถุนายน - กันยายน 2564)

16

**บทความ
ด้านสถานการณ์
พลังงาน**

- สถานการณ์พลังงานไทย (รายไตรมาส) ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564
- การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการใช้พลังงาน 6 เดือนแรกปี 2564
- ผลการประหยัดพลังงานในภาครัฐ ปีงบประมาณ 2564

37

**บทความด้านอนุรักษ์พลังงาน
และพลังงานทดแทน**

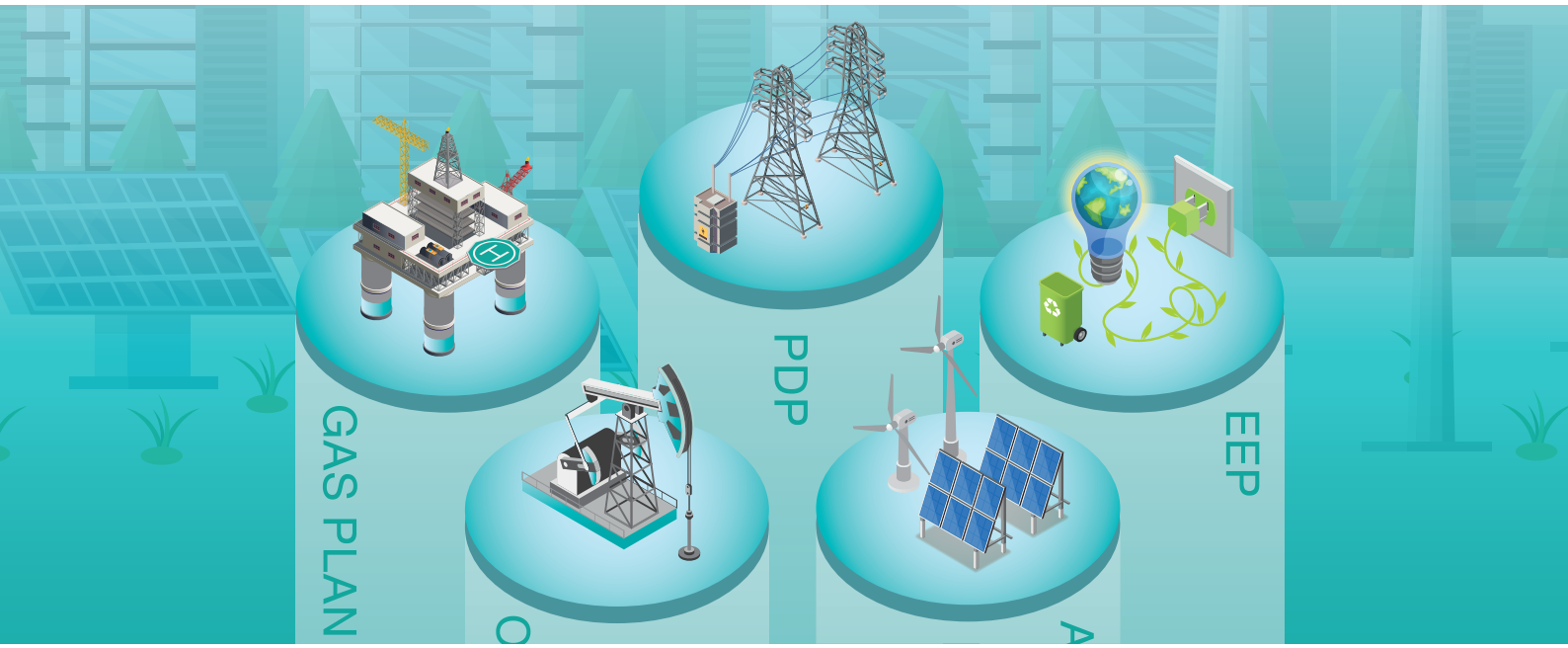
- ฮโดรเจน พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต
- แนวทางการพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้า สำหรับยานยนต์ไฟฟ้า
- Renewable EnergyCertificate: REC

56

**เคล็ดลับ
ประหยัดพลังงาน
หน้าหนาว**

57 แบบสอบถามความพึงพอใจ

58 เกมพลังงาน



แผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) เข็มทิศขับเคลื่อนการพัฒนาพลังงานของประเทศไทย

แผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) หรือเดิมคือ **แผนบูรณาการพลังงานระยะยาว พ.ศ. 2558 - 2579 (Thailand Integrated Energy Blueprint :TIEB)** เรียกได้ว่าเป็นแผนพลังงาน 5 เสาหลักของประเทศ ให้ความสำคัญทั้งในด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม และลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในช่วงปี 2558 ประกอบไปด้วย

1. แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP)
2. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)
3. แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP)
4. แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan)
5. แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (Oil Plan)

ปัจจุบัน เทคโนโลยีด้านพลังงานมีความรุดหน้าไปมาก ประกอบกับประชาคมโลกต่างหันมาให้ความสำคัญกับปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมมากยิ่งขึ้น ท่ามกลางการเปลี่ยนแปลงของสภาพภูมิอากาศและภาวะที่โลกมีอุณหภูมิสูงขึ้นอย่างเห็นได้ชัด ซึ่งเมื่อวันที่ 26 มีนาคม 2564 ที่ประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติเห็นชอบกรอบแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) และให้กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้จัดทำรายละเอียดเพื่อเสนอต่อคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เพราะตระหนักว่าแผนพลังงานชาติ คือปัจจัยสำคัญในการกำหนดทิศทางการพัฒนาภาคพลังงานของประเทศไทยว่าจะไปในทิศทางใด และจะพัฒนาอย่างไรให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศ

สำหรับรายละเอียดแผนพลังงานชาติครั้งใหม่นี้ จะทำการบูรณาการแผนพลังงานเดิม ดังที่กล่าวไว้ในตอนต้น จำนวน 5 แผนมารวมไว้ในแผนเดียวกัน ซึ่งมีเป้าหมายที่สอดคล้องกับวัตถุประสงค์การประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ หรือ “COP 26” โดยจะสนับสนุนให้ประเทศไทยสามารถมุ่งสู่พลังงานสะอาด และลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065 - 2070

ทิศทางการพัฒนาพลังงานของประเทศตามแผนพลังงานชาติที่สำคัญ ดังนี้

ด้านไฟฟ้า

☑ เน้นการเพิ่มสัดส่วนพลังงานทดแทนและพลังงานสะอาดจากโรงไฟฟ้าใหม่

☑ ส่งเสริมการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า

☑ พัฒนายกระดับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้า (Grid Modernization) เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ ระบบไมโครกริด ตลอดจนการผลิตเอง ใช้เอง (Prosumer) ที่มากขึ้น

☑ มุ่งปลดล็อกกฎระเบียบการซื้อขายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตเองใช้เองดังกล่าว

“COP 26” จะสนับสนุนให้ประเทศไทยสามารถมุ่งสู่พลังงานสะอาด

ด้านพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

☑ ส่งเสริมการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนในทุกภาคส่วนให้มากขึ้น

☑ เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานจากทุกภาคส่วนให้เข้มข้นมากขึ้น

☑ การดำเนินการทั้งหมดได้รับการสนับสนุนด้านข้อมูลจากศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ หรือ NEIC ไว้รองรับการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีที่จะเกิดขึ้นในอนาคต

ด้านก๊าซธรรมชาติ

☑ เน้นการเปิดเสรีและการจัดหาเพื่อสร้างความมั่นคงให้กับระบบพลังงานประเทศ เพราะเป็นเชื้อเพลิงสะอาดที่เป็นพลังงานสำคัญในการผลิตไฟฟ้า

☑ วางแผนสร้างสมดุลระหว่างการจัดหาในประเทศและการนำเข้า LNG

☑ มุ่งสู่การเป็นศูนย์กลางการซื้อขาย หรือ LNG Hub

ด้านน้ำมันเชื้อเพลิง

☑ ปรับแผนพลังงานภาคขนส่งและพิจารณาการบริหารการเปลี่ยนผ่าน แม้จะยังคงเป็นเชื้อเพลิงหลักของประเทศในปัจจุบัน แต่จะได้รับผลกระทบจากการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าที่ขยายตัวขึ้น

☑ สร้างสมดุลระหว่างผู้ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (Bio Fuel) และ EV

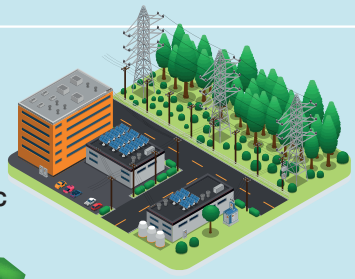
โดยจะนำแผนพลังงานชาติไปรับฟังความคิดเห็นทุกภาคส่วนในขั้นตอนต่อไป อาจกล่าวได้ว่า แผนพลังงานชาติเปรียบเสมือนแผนที่ ที่จะช่วยกำหนดทิศทางให้นโยบายด้านพลังงานของประเทศไทย ขับเคลื่อนไปอย่างมีเป้าหมายและเกิดการพัฒนาพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมอย่างยั่งยืน

ทิศทางการพัฒนาพลังงานของประเทศตามแผนพลังงานชาติที่สำคัญ

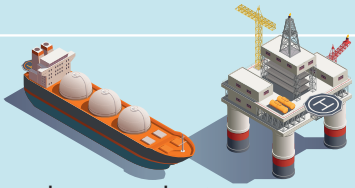
ด้านไฟฟ้า

- เน้นการเพิ่มสัดส่วนพลังงานทดแทนและพลังงานสะอาดจากโรงไฟฟ้าใหม่
- ส่งเสริมการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า
- พัฒนายกระดับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้า (Grid Modernization) เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ระบบไมโครกริด ตลอดจนการผลิตเอง ใช้เอง (Prosumer) ที่มากขึ้น
- มุ่งปลดล็อกกฎระเบียบการซื้อขายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตเองใช้เองดังกล่าว

ด้านพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

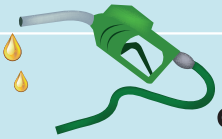


- ส่งเสริมการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนในทุกภาคส่วนให้มากขึ้น
- เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานจากทุกภาคส่วนให้เข้มข้นมากขึ้น
- การดำเนินการทั้งหมดได้รับการสนับสนุนด้านข้อมูลจากศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ หรือ NEIC ไว้รองรับการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีที่จะเกิดขึ้นในอนาคต



ด้านก๊าซธรรมชาติ

- เน้นการเปิดเสรีและการจัดหาเพื่อสร้างความมั่นคงให้กับระบบพลังงานประเทศ
- วางแผนสร้างสมดุลระหว่างการจัดหาในประเทศและการนำเข้า LNG
- มุ่งสู่การเป็นศูนย์กลางการซื้อขาย หรือ LNG Hub



ด้านน้ำมันเชื้อเพลิง

- ปรับแผนพลังงานภาคขนส่ง บริหารการเปลี่ยนผ่านจากการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าที่ขยายตัวขึ้น
- สร้างสมดุลระหว่างผู้ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (Bio Fuel) และ EV

ส่วนกรอบนโยบายของแผนพลังงานชาติ (Policy Direction) เพื่อขับเคลื่อนให้ภาคพลังงานสามารถบรรลุเป้าหมายมุ่งสู่พลังงานสะอาด ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ภายในปี 2580 มีรายละเอียดที่สำคัญ ประกอบด้วย

(1) เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าใหม่โดยมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนไม่น้อยกว่าร้อยละ 50

โดยพิจารณาร่วมกับต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานระยะยาว

(2) ปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานภาคขนส่งเป็นพลังงานไฟฟ้าสีเขียว

ด้วยเทคโนโลยียานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle: EV) ตามนโยบาย 30@30 ซึ่งการปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานภาคขนส่งมาเป็น EV เป็นแนวทางที่ช่วยในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อเพิ่มความสามารถในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) ปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคขนส่งให้มีประสิทธิภาพเพิ่มมากขึ้น ทั้งยังช่วยแก้ไขปัญหาสภาพอากาศจากภาวะฝุ่นละออง PM 2.5

(3) ปรับเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน มากกว่าร้อยละ 30

โดยการนำเทคโนโลยีและนวัตกรรมการบริหารจัดการพลังงานสมัยใหม่ มาเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการพลังงาน

(4) ปรับโครงสร้างกิจการพลังงานรองรับแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านพลังงาน (Energy Transition)

ตามแนวทาง 4D1E คือ

Decarbonization: การลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคพลังงาน

Digitalization: การนำเทคโนโลยีดิจิทัลมาใช้ในการบริหารจัดการระบบพลังงาน

Decentralization: การกระจายศูนย์การผลิตพลังงานและโครงสร้างพื้นฐาน

Deregulation: การปรับปรุงกฎระเบียบรองรับนโยบายพลังงานสมัยใหม่

Electrification: การเปลี่ยนรูปแบบการใช้พลังงานมาเป็นพลังงานไฟฟ้า

กรอบนโยบายของแผนพลังงานชาติ (Policy Direction)

1 เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าใหม่

โดยมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนไม่น้อยกว่าร้อยละ 50
พิจารณาร่วมกับต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานระยะยาว

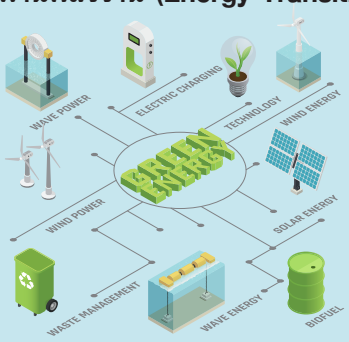
2 ปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานภาคขนส่งเป็นพลังงานไฟฟ้าสีเขียว

ด้วยเทคโนโลยียานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle: EV) ตามนโยบาย 30@30 โดยการปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานภาคขนส่งมาเป็น EV เพื่อเพิ่มความสามารถในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) ปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคขนส่งให้มีประสิทธิภาพเพิ่มมากขึ้น ทั้งยังช่วยแก้ไขปัญหาสภาพอากาศจากภาวะฝุ่นละออง PM 2.5

3 ปรับเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานมากกว่าร้อยละ 30

โดยการนำเทคโนโลยีและนวัตกรรมการบริหารจัดการพลังงานสมัยใหม่มาเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการพลังงาน

4 ปรับโครงสร้างกิจการพลังงานรองรับแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านพลังงาน (Energy Transition)



แนวทาง 4D1E

- **Decarbonization:** การลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคพลังงาน
- **Digitalization:** การนำเทคโนโลยีดิจิทัลมาใช้ในการบริหารจัดการระบบพลังงาน
- **Decentralization:** การกระจายศูนย์การผลิตพลังงานและโครงสร้างพื้นฐาน
- **Deregulation:** การปรับปรุงกฎระเบียบรองรับนโยบายพลังงานสมัยใหม่
- **Electrification:** การเปลี่ยนรูปแบบการใช้พลังงานมาเป็นพลังงานไฟฟ้า

ทั้งนี้ เพื่อให้ประเทศไทยสามารถขับเคลื่อนสู่ Carbon Neutrality ภายในปี ค.ศ. 2065-2070 อย่างต่อเนื่อง และเพื่อแสดงถึงจุดยืนและการเตรียมการในการปรับเปลี่ยนให้รองรับแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านระบบเศรษฐกิจสู่ neutral-carbon economy การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศไทยและโอกาสในการดึงดูดการลงทุนจากนักลงทุนต่างประเทศที่มีนโยบายมุ่งเน้นการใช้พลังงานสะอาดภายในช่วงเวลา 1-10 ปีข้างหน้า (พ.ศ. 2564 - 2573) ซึ่งเป็นที่มาของการจัดทำแผนพลังงานชาติ โดย กพช. ได้มอบหมายให้กระทรวงพลังงาน ดำเนินการระยะเร่งด่วน คือ

1. จัดทำแผนพลังงานชาติ

ภายใต้กรอบนโยบายที่ทำให้ภาคพลังงานขับเคลื่อนภาคเศรษฐกิจให้สามารถรองรับแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านสู่ระบบเศรษฐกิจ neutral-carbon economy ได้ในระยะยาว ครอบคลุมการขับเคลื่อนพลังงานทั้งด้านไฟฟ้า ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเชื้อเพลิง พลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน

2. พิจารณาเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด

โดยพิจารณาเพิ่มกำลังการผลิตในรูปแบบต่าง ๆ และปรับลดสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ภายใต้ PDP2018 rev.1 ในช่วง 10 ปีข้างหน้า (พ.ศ. 2564 - 2573) ตามความเหมาะสม อาทิ ปรับสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าให้มีการผูกพันกับเชื้อเพลิงฟอสซิลเท่าที่จำเป็นและสามารถรองรับการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดได้ในระยะยาว การคำนึงถึงต้นทุนและความก้าวหน้าของเทคโนโลยีเป็นสำคัญ

ทั้งนี้ ให้นำหลักการวางแผนเชิงความน่าจะเป็นโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) มาใช้เป็นเกณฑ์แทนกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) ซึ่งไม่สามารถวิเคราะห์ผลจากความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้การประเมินและการวางแผนความมั่นคงระบบไฟฟ้าของประเทศมีความแม่นยำมากขึ้น

3.ปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานระบบสายส่งและจำหน่ายไฟฟ้า

ให้มีความยืดหยุ่น มีประสิทธิภาพ และครอบคลุมพื้นที่ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่าง ๆ เพื่อรองรับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในอนาคต และสามารถตอบสนองต่อการผลิตไฟฟ้าได้อย่างทันท่วงทีโดยไม่กระทบกับความมั่นคงของประเทศ

สำหรับกระบวนการจัดทำแผนพลังงานชาติ คาดว่าจะดำเนินการแล้วเสร็จภายในปี 2565 โดยเปิดให้มีการรับฟังความคิดเห็นกรอบแผนพลังงานชาติ ในช่วงเดือนสิงหาคม - ตุลาคม 2564 เพื่อนำความเห็นมาประกอบการจัดทำแผน 5 แผนหลัก และรวมเป็นแผนพลังงานชาติ หลังจากนั้นจะมีการรับฟังความคิดเห็นร่างแผนพลังงานชาติ ก่อนนำเสนอ กพช. ให้ความเห็นชอบต่อไป

สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
(มิถุนายน – กันยายน 2564)

1. ราคาน้ำมันดิบ

มิถุนายน 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $71.57 และ $71.38 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $5.26 และ $6.20 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังความต้องการใช้น้ำมันฟื้นตัวจากการคลายมาตรการล็อกดาวน์ในสหรัฐฯ ยุโรป และจีน ทำให้กิจกรรมทางเศรษฐกิจกลับมาดำเนินการได้อีกครั้ง ประกอบกับนักวิเคราะห์คาดตลาดน้ำมันดิบจะอยู่ในภาวะตึงตัว หลังความต้องการใช้น้ำมันเริ่มฟื้นตัว ทางด้านอุปทานกลุ่มโอเปกพลัสซึ่งจะมีการประชุมในวันที่ 1 ก.ค. 64 เพื่อกำหนดนโยบายการผลิตสำหรับเดือน ส.ค. 64 เป็นต้นไป อาจจะเพิ่มกำลังการผลิตอย่างจำกัดเพื่อรักษาระดับราคาน้ำมัน รวมทั้งปริมาณน้ำมันดิบสหรัฐฯ มีแนวโน้มตึงตัวมากขึ้น เนื่องจากความต้องการใช้น้ำมันที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในช่วงฤดูร้อน โดยเฉพาะอย่างยิ่งความต้องการใช้น้ำมันเบนซินสำหรับฤดูกาลขับขี่

กรกฎาคม 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $72.90 และ $72.46 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $1.33 และ $1.08 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความต้องการใช้น้ำมันที่ยังคงมีแนวโน้มเติบโตสูงกว่าอุปทานที่เพิ่มขึ้นอย่างจำกัดของกลุ่มโอเปกและประเทศพันธมิตร นอกจากนี้ ราคายังได้รับแรงหนุนจากปริมาณน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ ที่ปรับลดลงมากกว่าที่ตลาดคาดการณ์ไว้ ขณะที่นักวิเคราะห์คาดการณ์ว่าอัตราการฉีดวัคซีนต้านไวรัสโควิด-19 ที่ปรับตัวสูงขึ้น จะช่วยหนุนความต้องการใช้น้ำมัน เนื่องจากหลายประเทศเริ่มผ่อนคลายมาตรการล็อกดาวน์ ส่งผลให้กิจกรรมทางเศรษฐกิจฟื้นตัว อย่างไรก็ตาม ราคายังคงเผชิญกับแรงกดดันต่อเนื่องจากการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 สายพันธุ์เดลตาที่ยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในหลายประเทศ โดยเฉพาะในแถบเอเชียตะวันออกเฉียง อังกฤษ และทวีปอเมริกา

สหรัฐฯ และ ออสเตรเลีย ประกาศจำกัดเที่ยวบิน และจำนวนผู้โดยสารแต่ละเที่ยวบิน ซึ่งจะชะลอการฟื้นตัวของความต้องการใช้น้ำมัน

สิงหาคม 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $69.49 และ $67.73 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว $3.42 และ $4.73 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังการแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 สายพันธุ์เดลตาที่ยังเพิ่มสูงขึ้น โดยเฉพาะสหรัฐฯ จีน และเอเชีย ส่งผลต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจทั่วโลก ทำให้หลายประเทศต้องประกาศมาตรการล็อกดาวน์และจำกัดการเดินทางเพื่อควบคุมการแพร่ระบาด โดยประเทศจีนประกาศมาตรการรับมือโควิด-19 Zerotolerance ทำให้กระทบต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ ขณะที่ สหรัฐฯ และ ออสเตรเลียประกาศจำกัดเที่ยวบินและจำนวนผู้โดยสารแต่ละเที่ยวบิน ซึ่งจะชะลอการฟื้นตัวของความต้องการใช้น้ำมัน รวมถึงตลาดยังกังวลปริมาณอุปทานทั่วโลกที่อาจเพิ่มขึ้นจากข้อตกลงเพิ่มกำลังการผลิตของกลุ่มโอเปกพลัส

กันยายน 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $72.45 และ $71.39 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $2.96 และ $3.66 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากกลุ่มประเทศผู้ผลิตน้ำมันดิบคาดการณ์ความต้องการใช้น้ำมันจะฟื้นตัวกลับไปสูงกว่าระดับก่อนการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ในปี 66 ที่ระดับ 101.6 ล้านบาร์เรล/วัน ท่ามกลางปัจจุบันที่กลุ่มโอเปกพลัสยังคงประสบปัญหาในการเพิ่มกำลังการผลิตให้เพียงพอต่อความฟื้นตัวในการใช้น้ำมัน เนื่องจากการปิดซ่อมบำรุงและการลงทุนที่จำกัดในช่วงที่ผ่านมา ประกอบกับกลุ่มโอเปกพลัสมีแนวโน้มคงมติเดิมในการเพิ่มกำลังการผลิตที่ประมาณ 400,000บาร์เรล/วัน สำหรับปริมาณการผลิตในเดือน พ.ย. ในการประชุมวันที่ 4 ต.ค. นี้ แม้ว่าหลายประเทศ เช่น สหรัฐฯ จะออกมาเรียกร้องให้โอเปกทำการผลิตเพิ่มขึ้น ขณะที่การผลิตน้ำมันดิบของสหรัฐฯ ยังคงจำกัดจากผลกระทบจากพายุเฮอริเคนไอดาและนิโคลัสที่เคลื่อนตัวผ่านบริเวณอ่าวเม็กซิโกตั้งแต่ต้นเดือนที่ผ่านมา ส่งผลให้โครงสร้างพื้นฐาน ท่อขนส่งน้ำมันดิบและกระบวนการผลิตได้รับความเสียหาย และจำเป็นต้องหยุดพักการผลิต

น้ำมันดีเซลปรับเพิ่มขึ้นจากความต้องการในหลายประเทศถูกกดดันจากมาตรการล็อกดาวน์

2. ราคากลางน้ำมันสำเร็จรูปตลาดภูมิภาคเอเชีย

มิถุนายน 2564 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $80.32, $78.85, $80.35 และ $78.82 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $4.13, $4.44, $4.88 และ $4.94 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากปริมาณการส่งออกน้ำมันเบนซินของจีนปรับตัวลดลงอย่างมาก แม้ว่าความต้องการใช้น้ำมันในภูมิภาคเอเชียยังคงซบเซาจากยอดผู้ติดเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ยังสูงอยู่ กอปรกับ PetroChina หนึ่งในบริษัทน้ำมันแห่งชาติของจีนมีแผนจะหยุดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปทุกชนิดจากโรงกลั่นน้ำมันในเครือ ในเดือน ก.ค. 64 รวมถึงโรงกลั่น West Pacific Petrochemical Corp. (Wepec: 200,000 บาร์เรล/วัน) ซึ่ง PetroChina ถือหุ้นใหญ่ (84.5%) เนื่องจากโควตาส่งออกมีจำกัด ส่วนราคาน้ำมันดีเซลปรับตัวเพิ่มขึ้นจากการส่งออกน้ำมันดีเซลที่เพิ่มขึ้นจากะวันออกกลาง ขณะที่ความต้องการใช้ในภูมิภาคเอเชียยังคงจำกัดจากการบังคับมาตรการควบคุมการแพร่ระบาดในหลายประเทศ

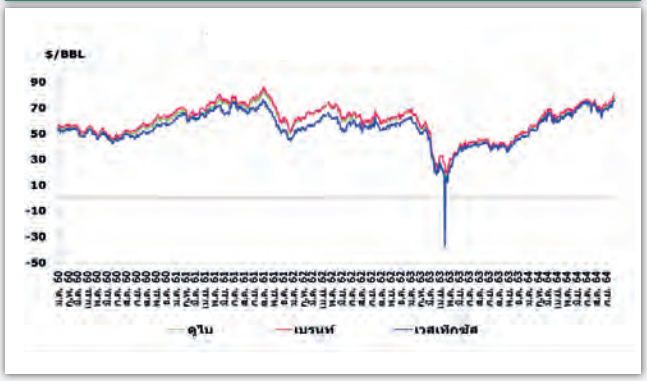
กรกฎาคม 2564 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $85.32, $83.10, $84.37 และ $79.86 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $5.00, $4.25, $4.03 และ $1.04 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ จากความต้องการใช้น้ำมันเบนซินที่สูงขึ้นในสหรัฐฯ และยุโรป ขณะที่ปริมาณน้ำมันเบนซินคงคลังสหรัฐฯ ปรับตัวลดลงมากกว่าที่นักวิเคราะห์คาดการณ์ว่าจะปรับลดลงเพียง 1.3 ล้านบาร์เรล อย่างไรก็ตาม ตลาดถูกกดดันจากความต้องใช้ในเอเชียที่ยังหยุดชะงักจากการแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 ในขณะที่ราคาน้ำมันดีเซลปรับตัวเพิ่มขึ้นจากความต้องการใช้น้ำมันดีเซลในหลายประเทศถูกกดดันจากมาตรการล็อกดาวน์ เช่น ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ นอกจากนั้นอุปทานน้ำมันดีเซลอาจเพิ่มขึ้น หลังโรงกลั่นฟิลิปปินส์ Bataan กลับมาดำเนินการผลิต จากที่หยุดดำเนินการ 5 เดือน

สิงหาคม 2564 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $80.95, $78.92, $79.80 และ $76.52 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว $4.37, $4.18, $4.58 และ $3.34 ต่อบาร์เรลตามลำดับ หลังอุปสงค์ยังคงจำกัดจากการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ยังมีผู้ติดเชื้อรายใหม่ปรับตัวสูงขึ้นต่อเนื่อง โดยเฉพาะในประเทศมาเลเซีย และฟิลิปปินส์ นอกจากนี้ อุปทานน้ำมันเบนซินในภูมิภาคยังปรับตัวเพิ่มขึ้นหลังโรงกลั่นในญี่ปุ่นเริ่มกลับมาดำเนินการผลิตอีกครั้งหลังจากปิดซ่อมบำรุงในช่วงก่อนหน้า ขณะที่อุปทานน้ำมันดีเซลในภูมิภาคยังคงได้รับแรงหนุนจากปริมาณการส่งออกที่เพิ่มขึ้นจากประเทศเวียดนาม หลังความต้องการใช้น้ำมันดีเซลในเวียดนามได้รับแรงกดดันจากการขยายมาตรการล็อกดาวน์

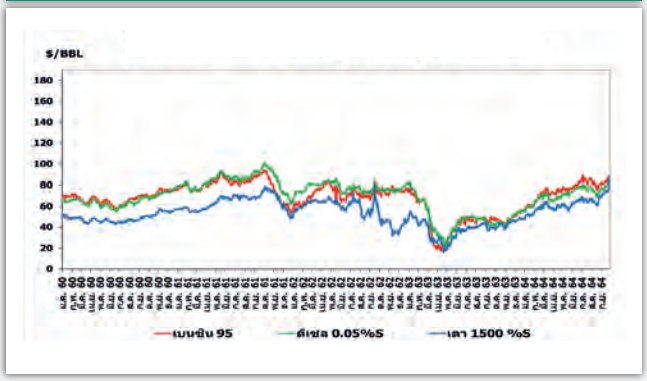
กันยายน 2564 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95, 92, 91 (Non-Oxy) และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $83.80, $81.85, $82.70 และ $82.62 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $2.85, $2.93, $2.90 และ $6.10 ต่อบาร์เรลตามลำดับ จากความต้องการใช้น้ำมันเบนซินในภูมิภาคมีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้น เนื่องจากจำนวนผู้ติดเชื้อไวรัสโควิด-19 มีจำนวนลดลง ช่วยหนุนความต้องการใช้น้ำมันเบนซิน ประกอบกับอุปทานน้ำมันเบนซินในภูมิภาคได้รับแรงกดดันจากอัตราการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันโดยรวมที่มีแนวโน้มจะ

ไม่ปรับตัวเพิ่มขึ้นในช่วงไตรมาสสุดท้ายของปีนี้ ส่วนราคาน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นจากความต้องการน้ำมันดีเซลที่เพิ่มสูงขึ้นจากสิงคโปร์และออสเตรเลียที่จะเริ่มเปิดประเทศ เมื่อประชากรได้รับวัคซีนกว่า 70% ในขณะที่อุปทานในภูมิภาคยังค่อนข้างจำกัด กอปรกับการส่งออกจากเอเชียเหนือที่ปรับลดลงในช่วงการปิดซ่อมบำรุงของโรงกลั่น และอุปสงค์ของเวียดนามและออสเตรเลียที่ปรับตัวดีขึ้น

ราคาน้ำมันดิบตลาดโลก



ราคากลางน้ำมันสำเร็จรูปตลาดภูมิภาคเอเชีย



3. ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

มิถุนายน - กันยายน 2564 จากสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกและภาวะเงินเฟ้อของค่าเงินบาทของไทย รวมทั้งการส่งเสริมพลังงานทดแทน อัตรากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91, ดีเซลหมุนเร็ว B7, ดีเซลหมุนเร็ว,ดีเซลหมุนเร็ว B20 และดีเซลพรีเมียม ณ วันที่ 30 กันยายน 2564 อยู่ที่ระดับ 38.56, 31.15, 29.64, 23.44, 30.88, 31.29, 28.29, 28.04 และ 36.06 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง

	2561	2562	2563	2564	2564				
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย
น้ำมันดิบ (หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ /บาร์เรล)									
ดูไบ	69.65	63.51	42.27	66.31	66.31	71.57	72.90	69.49	72.45
เบรนท์	71.96	64.12	43.28	68.00	68.51	73.43	74.31	70.58	74.81
เวสต์เท็กซัส	65.20	57.03	39.25	65.00	65.18	71.38	72.46	67.73	71.39
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์ (หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ /บาร์เรล)									
เบนซินออกเทน 95	80.23	72.58	46.70	75.93	76.19	80.32	85.32	80.95	83.80
เบนซินออกเทน 92	77.95	69.50	45.09	74.11	74.42	78.85	83.10	78.92	81.85
เบนซินออกเทน 91 Non-oxy		70.97	46.07	75.32	75.47	80.35	84.37	79.80	82.70
ดีเซลหมุนเร็ว	84.93	78.19	49.43	73.23	73.88	78.82	79.86	76.52	82.62
ราคาขายปลีกของไทย (หน่วย : บาท/ลิตร)									
	2561	2562	2563	2564	2564				
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	31 พ.ค.	30 มิ.ย.	31 ก.ค.	31 ส.ค.	30 ก.ย.
เบนซินออกเทน 95	36.24	35.09	29.27	34.89	35.36	33.46	37.36	36.66	38.56
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	28.98	27.68	21.92	27.48	27.95	29.05	29.95	29.25	31.15
แก๊สโซฮอล 91	28.71	27.42	21.65	27.21	27.68	28.78	29.68	28.98	30.88
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	26.24	24.67	19.98	25.97	26.44	27.54	28.44	27.74	29.64
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	20.88	20.04	17.73	21.50	21.99	22.59	22.94	22.44	23.44
ดีเซลหมุนเร็ว B7	28.36	26.42	22.55	27.60	28.09	28.99	29.49	28.79	31.29
ดีเซลหมุนเร็ว		24.80	19.71	24.60	25.09	25.99	26.49	25.79	28.29
ดีเซลหมุนเร็ว B20	25.59	22.10	19.32	24.35	24.84	25.74	26.24	25.54	28.04
ดีเซลหมุนเร็ว พรีเมียม	31.72	29.68	26.60	32.25	32.86	33.76	34.26	33.56	36.06

ค่าการตลาดเฉลี่ยของผู้ค้าน้ำมัน

หน่วย : บาทต่อลิตร

	2561	2562	2563	2564	2564				
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.
เบนซินออกเทน 95	2.71	2.91	3.70	3.32	3.46	3.35	2.86	3.23	3.16
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	1.95	2.01	2.32	2.37	2.50	2.31	2.16	2.54	2.49
แก๊สโซฮอล 91	2.05	2.15	2.46	2.51	2.64	2.45	2.31	2.70	2.65
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	2.59	2.09	2.96	3.89	3.98	3.89	3.91	4.25	4.23
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	4.71	3.97	2.83	3.22	3.20	3.39	3.73	3.67	3.68
ดีเซลหมุนเร็ว B7	1.76	1.86	2.07	1.91	1.92	1.86	1.79	1.83	1.36
ดีเซลหมุนเร็ว		1.81	2.43	2.23	2.26	2.23	2.21	2.18	1.71
ดีเซลหมุนเร็ว B20	2.13	1.96	2.32	1.91	2.05	2.14	2.32	2.02	1.54
เฉลี่ยรวม	**1.92**	**1.98**	**2.30**	**2.27**	**2.31**	**2.25**	**2.18**	**2.31**	**1.97**

4. สถานการณ์เอทานอลและไบโอดีเซล

การผลิตเอทานอล กำลังการผลิตเอทานอล รวม 6.125 ล้านลิตร/วัน มีปริมาณการผลิตเดือนสิงหาคม 2564 อยู่ที่ประมาณ 2.87 ล้านลิตร/วัน โดยราคาเอทานอลแปลงสภาพเดือนมิถุนายน - กันยายน 2564 อยู่ที่ 25.84, 25.68, 25.68 และ 25.69 บาท/ลิตร ตามลำดับ

การผลิตไบโอดีเซล กำลังการผลิตไบโอดีเซล รวม 8.27 ล้านลิตร/วัน มีปริมาณการผลิตเดือนสิงหาคม 2564 อยู่ที่ประมาณ 3.93 ล้านลิตร/วัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยเดือนมิถุนายน – กันยายน 2564 อยู่ที่ 37.93, 36.70, 39.13 และ 40.30 บาท/ลิตร ตามลำดับ

ปริมาณการจำหน่ายและราคาเชื้อเพลิงชีวภาพ

	2561	2562	2563	2564	2564				
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.
ราคา (หน่วย : บาทต่อลิตร)									
เอทานอล	23.70	22.07	23.21	25.33	25.83	25.84	25.68	25.68	25.69
ไบโอดีเซล	24.13	22.25	31.76	39.62	38.11	37.93	36.70	39.13	40.30
ปริมาณการจำหน่าย (หน่วย : ล้านลิตรต่อวัน)									
	2561	2562	2563	2564	2564				
	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	(เฉลี่ย)	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.
เบนซิน	1.08	0.95	0.80	0.68	0.68	0.66	0.69	0.64	0.57
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	12.90	12.51	14.04	13.80	14.18	13.16	14.10	12.91	12.11
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	5.78	6.52	6.56	5.72	6.12	5.14	5.78	5.04	4.61
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	1.19	1.29	0.90	0.73	0.79	0.65	0.75	0.67	0.63
แก๊สโซฮอล 91	9.93	9.55	8.24	6.93	7.14	6.47	7.01	6.38	5.88
ดีเซลหมุนเร็ว B7	62.78	57.58	41.84	34.74	36.94	35.05	33.50	29.63	28.03
ดีเซลหมุนเร็ว		0.15	16.11	22.97	23.31	22.72	23.23	21.68	20.85
ดีเซลหมุนเร็ว B20	0.10	4.38	3.52	1.15	1.10	1.17	1.03	1.16	1.07
ดีเซลหมุนเร็ว พรีเมียม		1.74	1.47	1.02	1.19	0.89	0.95	0.78	0.72
เอทานอล	4.05	4.19	4.01	3.64	3.83	3.33	3.69	3.33	3.06
B100	4.42	4.87	5.12	4.75	4.93	4.82	4.67	4.29	4.06

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

5. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 26 กันยายน 2564 มีสินทรัพย์รวม 46,496 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 35,055 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ 11,441 ล้านบาท แยกเป็นบัญชีน้ำมัน 28,872 ล้านบาท และบัญชี LPG -17,431 ล้านบาท

สถานการณ์พลังงานไทย (รายไตรมาส) ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564

“ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น เพิ่มขึ้นจากปีก่อน ร้อยละ 2.8 จากสถานการณ์การควบคุมการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ได้ดีขึ้นในช่วงต้นปี 2564 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นของการใช้พลังงานเกือบทุกประเภท สำหรับการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายเพิ่มขึ้น ร้อยละ 2.6 ในทุกประเภทพลังงาน ยกเว้นน้ำมันสำเร็จรูป โดยการใช้น้ำมันสำเร็จรูปลดลงร้อยละ 2.4 โดยเป็นการลดลงของน้ำมันทุกชนิด ยกเว้นน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 น้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลว การใช้ก๊าซธรรมชาติ/LNG เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.1 ซึ่งส่วนใหญ่มาจากการใช้ในภาคอุตสาหกรรมขณะที่การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 ด้านการใช้ไฟฟ้า เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 โดยเฉพาะสาขาอุตสาหกรรมยานยนต์ เหล็กและโลหะพื้นฐาน ในขณะที่ การใช้ไฟฟ้าของภาคครัวเรือนและธุรกิจลดลง”

1. ภาพรวมเศรษฐกิจ

สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้รายงานอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจไทยในไตรมาสที่ 2/2564 ขยายตัวร้อยละ 7.5 ปรับตัวดีขึ้นจากการลดลงร้อยละ 2.6 ในไตรมาสที่ 1/2564 มาจากการส่งออกสินค้าและขยายตัวของการลงทุนในภาคเอกชน อีกทั้งได้รับปัจจัยสนับสนุนจากมาตรการการเยียวยาและการกระตุ้นการใช้จ่ายของภาครัฐ อย่างไรก็ตาม การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ระลอกใหม่ในช่วงสงกรานต์ ส่งผลให้ความเชื่อมั่นของผู้บริโภคปรับตัวลดลง อีกทั้งยังไม่สามารถเปิดประเทศเพื่อรับนักท่องเที่ยวต่างชาติได้ รวมครึ่งปีแรกของปี 2564 ขยายตัวร้อยละ 2.0 จากปัจจัยดังกล่าวข้างต้น ส่งผลต่อสถานการณ์พลังงานของประเทศในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 ดังนี้

2. อุปสงค์และอุปทานพลังงาน

■ **ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น** ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.8 จากสถานการณ์การควบคุมการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ได้ดีขึ้นในช่วงต้นปี 2564 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นของการใช้พลังงานเกือบทุกประเภท ทั้งการใช้ก๊าซธรรมชาติและ LNG เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0 การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.5 การใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.6 ในขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูปลดลงร้อยละ 3.9

■ **การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น** เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 3.4 โดยการผลิตก๊าซธรรมชาติและลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.5 และ 0.2 ตามลำดับ ในขณะที่การผลิตพลังน้ำลดลงร้อยละ 6.4 การผลิตคอนเดนเสทลดลงร้อยละ 1.2 และการผลิตน้ำมันดิบลดลงร้อยละ 15.5

■ **การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น** เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 2.5 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นของการนำเข้าพลังงานเกือบทุกประเภท การนำเข้าน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.8 การนำเข้าถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.4 การนำเข้าก๊าซธรรมชาติและ LNG เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.7 และการนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเพิ่มขึ้นร้อยละ 17.8 ในขณะที่ การนำเข้าคอนเดนเสทลดลงร้อยละ 55.6

การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น[1]

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ปี	2563	ม.ค. - มิ.ย.		
		2563	2564	เปลี่ยนแปลง (%)
การใช้ [2]	2,012	2,013	2,070	2.8
การผลิต	854	859	888	3.4
การนำเข้า (สุทธิ)	1,398	1,423	1,458	2.5
การเปลี่ยนแปลงสต็อก	-153	-121	-158	
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non-Energy use)	392	391	435	11.4
การนำเข้า/การใช้ (%)[3]	69	71	70	

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

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

(3) การนำเข้า/การใช้ ไม่รวมพลังงานทดแทน

■ **การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย** ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 ซึ่งสอดคล้องกับเศรษฐกิจของประเทศที่ปรับตัวดีขึ้น โดยการใช้น้ำมันสำเร็จรูปซึ่งมีสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 50 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายมีการใช้ลดลงร้อยละ 4.2 ในขณะที่การใช้ไฟฟ้าซึ่งคิดเป็นสัดส่วนรองลงมาร้อยละ 23 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.7 ก๊าซธรรมชาติมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.2 ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 27.0 และลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 51.4

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ปี	2561	2562	2563	ม.ค. - มิ.ย.	
				2563	2564
ปริมาณการใช้	**1,535**	**1,511**	**1,406**	**1,398**	**1,434**
น้ำมันสำเร็จรูป	831	845	745	747	716
ไฟฟ้า	323	324	318	320	329
ถ่านหินนำเข้า	202	170	192	181	229
ลิกไนต์	4	3	2	1	2
ก๊าซธรรมชาติ	175	169	150	149	158
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	**2.8**	**-1.6**	**-6.9**	**-9.0**	**2.6**
น้ำมันสำเร็จรูป	1.9	1.7	-11.9	-13.1	-4.2
ไฟฟ้า	0.6	0.2	-1.7	-3.9	2.7
ถ่านหินนำเข้า	12.5	-15.9	12.8	7.0	27.0
ลิกไนต์	7.0	-22.5	-36.9	-63.0	51.4
ก๊าซธรรมชาติ	1.1	-3.1	-11.4	-13.4	6.2

3. ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

■ **การจัดหาก๊าซธรรมชาติ** ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 รวมทั้งประเทศอยู่ที่ระดับ 5,046 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4 โดยเป็นการผลิตภายในประเทศร้อยละ 69 และนำเข้าจากต่างประเทศร้อยละ 31

■ **การใช้ก๊าซธรรมชาติ** อยู่ที่ระดับ 4,633 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.1 โดยเพิ่มขึ้นเกือบทุกสาขาเศรษฐกิจ ทั้งการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า การใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม การใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ ด้านการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV) ซึ่งมีสัดส่วนการใช้คิดเป็นร้อยละ 4 ของการใช้เชื้อเพลิงในภาคขนส่งทางบกทั้งหมด การใช้ลดลงร้อยละ 18.9 จากการที่ผู้ใช้รถยนต์ NGV บางส่วนเปลี่ยนมาใช้น้ำมัน เนื่องจากราคาอยู่ในระดับไม่สูงมากนัก อีกทั้ง มีสถานีบริการทั่วถึงมากกว่า ซึ่งเป็นการใช้ของรถยนต์ที่ใช้ NGV ร่วมกับน้ำมันเบนซินร้อยละ 79 ของรถยนต์ที่ใช้ NGV ทั้งหมด

■ **การผลิตก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)** การผลิตก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) อยู่ที่ระดับ 17,680 บาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.6 โดยนำไปใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) การใช้ภายในประเทศ 17,227 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 97 ของการผลิตทั้งหมด เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.2 ที่เหลือร้อยละ 3 ส่งออกไปจำหน่ายต่างประเทศจำนวน 453 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งลดลงร้อยละ 62.7

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย: ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

สาขา	2561	2562	2563	ม.ค. - มิ.ย.		
				2563	2564	เปลี่ยนแปลง (%)
ผลิตไฟฟ้า	2,681	2,794	2,598	2,660	2,778	3.9
อุตสาหกรรม	762	759	722	772	779	7.2
อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ	1,014	1,015	909	899	958	6.0
เชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV)	220	194	139	145	118	-18.9
การใช้	4,676	4,762	4,368	4,425	4,633	4.1

4. ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

■ ภาพรวมน้ำมันสำเร็จรูป

การผลิตน้ำมันสำเร็จรูป ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 อยู่ที่ระดับ 1,015 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 3.8 โดยเป็นการลดลงของการผลิตน้ำมันเกือบทุกชนิด ยกเว้นการผลิตน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 น้ำมันเตา และก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.4 4.7 และ 5.9 ตามลำดับ

ด้านการใช้น้ำมันสำเร็จรูป อยู่ที่ระดับ 855 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.4 ซึ่งเป็นการลดลงของการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเกือบทุกชนิด ยกเว้นน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 น้ำมันเตา และก๊าซปิโตรเลียมเหลว เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.3 18.9 และ 8.7 ตามลำดับ

การนำเข้าและส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป การนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูป อยู่ที่ระดับ 37 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.2 ด้านการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปอยู่ที่ระดับ 186 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 10.3

■ น้ำมันเบนซิน

การผลิตน้ำมันเบนซิน อยู่ที่ระดับ 215 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.4

การใช้น้ำมันเบนซิน อยู่ที่ระดับ 187 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 0.3 ทั้งนี้ เนื่องมาจากการระบาดระลอกใหม่ของโควิด-19 ในช่วงสงกรานต์ทำให้การท่องเที่ยวลดลง อีกทั้งมาตรการ work from home ของหลายหน่วยงานทำให้การเดินทางลดลงส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเบนซินลดลง

■ น้ำมันดีเซล

การผลิตน้ำมันดีเซล อยู่ที่ระดับ 463 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.7

การใช้น้ำมันดีเซล อยู่ที่ระดับ 408 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 1.7 ทั้งนี้ การใช้น้ำมันดีเซลมีอัตราลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนเมษายนเป็นต้นมา เนื่องมาจากปัญหาการระบาดของโควิด-19 ระลอกใหม่ในช่วงสงกรานต์

การนำเข้าและส่งออกน้ำมันดีเซล การนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 209.1 ด้านการส่งออก เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3

■ น้ำมันเตา

การผลิตน้ำมันเตา อยู่ที่ระดับ 91 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7

การใช้น้ำมันเตา อยู่ที่ระดับ 34 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 18.9 จากภาคขนส่งทางทะเลที่มีการนำเข้าและส่งออกสินค้าเพิ่มขึ้น

การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเตา การนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2,479.6 ในขณะที่การส่งออกน้ำมันเตาลดลงร้อยละ 15.3

■ น้ำมันเครื่องบิน

การผลิตน้ำมันเครื่องบิน อยู่ที่ระดับ 33 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 55.6

การใช้น้ำมันเครื่องบิน อยู่ที่ระดับ 30 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 53.3 เนื่องจากข้อจำกัดของการอนุญาตให้ทำการบินในช่วงสถานการณ์โควิด-19 ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเครื่องบินลดลงอย่างต่อเนื่อง

การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเครื่องบิน การนำเข้าน้ำมันเครื่องบิน ลดลงร้อยละ 83.2 และการส่งออกลดลงร้อยละ 85.8

ภาพ “รอยยิ้มความสุข” จาก โครงการประกวดภาพถ่าย Energy Photography Contest 2011 รางวัลชมเชยระดับมัธยมศึกษา โดยเด็กหญิงตัสนีม ดือราแม

■ **ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG โพรเพน และบิวเทน)**

การผลิต LPG อยู่ที่ระดับ 185 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.9

การใช้ LPG อยู่ที่ระดับ 195 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.7 จากการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งมีสัดส่วนการใช้สูงสุดคิดเป็นร้อยละ 43 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.2 ภาคครัวเรือน มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8 และภาคอุตสาหกรรม มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 13.1 ในขณะที่การใช้ LPG ในภาคขนส่ง ลดลงร้อยละ 12.0 ตามปริมาณรถยนต์ LPG ที่มีแนวโน้มลดลงและราคา LPG ที่เพิ่มขึ้น

การนำเข้าและส่งออก LPG การนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 82.0 ด้านการส่งออกลดลงร้อยละ 22.2

■ **การใช้พลังงานภาคขนส่งทางบก** อยู่ที่ระดับ 13,661 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงร้อยละ 2.4 ซึ่งเป็นการลดลงของการใช้น้ำมันสำเร็จรูปทุกประเภท ทั้งการใช้เบนซิน ดีเซล LPG และ NGV เนื่องจากได้รับผลกระทบจากปัญหาการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19

การจัดหาและการใช้น้ำมันสำเร็จรูป

2564 (ม.ค. - มิ.ย.)	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				เปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก
เบนซิน	187	215	16	28	-0.3	0.4	-13.0	2.1
เบนซิน 95	4	5	-	1	-11.9	-36.2	-	-63.0
แก๊สโซฮอล 91	45	73	-	24	-11.4	-2.5	-	9.8
แก๊สโซฮอล 95	138	137	-	-	4.3	4.4	-	-
เบนซินพื้นฐาน	-	-	16	-	-	-	-13.0	-
ดีเซล	408	463	5	102	-1.7	-2.7	209.1	2.3
น้ำมันก๊าด	0.11	29	-	0.64	0.2	-4.5	-	2,630.9
น้ำมันเครื่องบิน	30	33	0.45	2	-53.3	-55.6	-83.2	-85.8
น้ำมันเตา	34	91	1.14	47	18.9	4.7	2,479.6	-15.3
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	195	185	15	6	8.7	5.9	82.0	-22.2
รวม	855	1,015	37	186	-2.4	-3.8	21.2	-10.3

*รวมการใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน อยู่ที่ระดับ 9,519 พันตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ

5. ถ่านหิน/ลิกไนต์

- **การจัดหาลิกไนต์/ถ่านหิน**

ปริมาณการจัดหาลิกไนต์/ถ่านหิน อยู่ที่ระดับ 9,192 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4

การผลิตลิกไนต์ ลดลงร้อยละ 0.3 ซึ่งปัจจุบันการผลิตลิกไนต์ในประเทศเป็นการผลิตจากเหมืองแม่เมาะของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ทั้งหมด

การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน อยู่ที่ระดับ 9,519 พันตัน เทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยการใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.7 จากการใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 26.3 ในขณะที่การใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าลดลงร้อยละ 26.8 การใช้ลิกไนต์เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.3 ทั้งนี้ร้อยละ 97 ของการใช้ลิกไนต์เป็นการใช้ในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนที่เหลือร้อยละ 3 นำไปใช้ภาคอุตสาหกรรม

การผลิตและการใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน

หน่วย: พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปี	2561	2562	2563	ม.ค. - มิ.ย.			
				2563	2564	เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การจัดหา	**19,300**	**16,792**	**18,120**	**9,063**	**9,192**	**1.4**	
การผลิตลิกไนต์	3,756	3,532	3,282	1,694	1,688	-0.3	100
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	3,578	3,429	3,282	1,694	1,688	-0.3	100
เหมืองเอกชน	178	103	0	0	0	0	0
การนำเข้าถ่านหิน	**15,544**	**13,260**	**14,838**	**7,369**	**7,504**	1.8	
ความต้องการ	**19,146**	**17,064**	**18,244**	**9,075**	**9,519**	**4.9**	
การใช้ลิกไนต์	**3,692**	**3,527**	**3,367**	**1,744**	**1,768**	**1.3**	**100**
ผลิตกระแสไฟฟ้า	3,510	3,386	3,278	1,711	1,717	0.4	97
อุตสาหกรรม	182	141	89	34	51	50.6	3
การใช้ถ่านหิน	**15,454**	**13,536**	**14,877**	**7,331**	**7,751**	**5.7**	**100**
ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP และ IPP)	5,371	5,054	5,287	2,839	2,079	-26.8	27
อุตสาหกรรม	10,083	8,482	9,591	4,492	5,672	26.3	73

6. ไฟฟ้า

■ **กำลังผลิตในระบบ 3 การไฟฟ้า** ณ สิ้นเดือนมิถุนายน 2564 อยู่ที่ 50,260 MW โดยสัดส่วนกำลังการผลิตสูงสุดคือ กฟผ. 32% รองลงมาคือ IPP 30% SPP 19% VSPP 8% และนำเข้า/แลกเปลี่ยนไฟฟ้าจากต่างประเทศ 11%

■ **การผลิตพลังงานไฟฟ้า** ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 อยู่ที่จำนวน 105,641 กิกะวัตต์ชั่วโมง (รวม VSPP) เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.4 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 6 เดือนแรกของปี 2564 รวมทั้งสิ้น 95,126 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.0 โดยเพิ่มขึ้นในสาขาอุตสาหกรรมที่มีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ร้อยละ 45 โดยกลุ่มอุตสาหกรรมหลักที่มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างชัดเจน ได้แก่ อุตสาหกรรมยานยนต์ อุตสาหกรรมเหล็กและโลหะพื้นฐาน โดยเพิ่มขึ้นร้อยละ 26.1 และ 22.7 ตามลำดับ ในขณะที่กลุ่มธุรกิจโรงแรมมีการใช้ไฟฟ้าลดลงอย่างชัดเจน ร้อยละ 21.8 ทั้งนี้ ภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจมีการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 1.9 และ 5.0 ตามลำดับ

■ **ค่าเอฟที** ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 อยู่ที่อัตรา -15.32 สตางค์ต่อหน่วย

7. ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

■ **ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง** ณ วันที่ 27 มิถุนายน 2564 กองทุนน้ำมันมีสินทรัพย์รวม 50,775 ล้านบาท **หนี้สินกองทุน** 32,803 ล้านบาท **ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ** 17,972 ล้านบาท แยกเป็น ***บัญชีน้ำมัน*** 31,559 ล้านบาท ***และบัญชี LPG*** -13,587 ล้านบาท

การใช้ไฟฟ้ารายสาขา

หน่วย: กิกะวัตต์ชั่วโมง

สาขา	2561	2562	2563	ม.ค. - มิ.ย.			
				2563	2564	เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
ครัวเรือน	45,205	49,202	52,860	27,507	26,985	-1.9	28
ธุรกิจ	46,764	49,128	43,950	22,056	20,943	-5.0	22
อุตสาหกรรม	87,829	86,104	82,158	40,597	43,082	6.1	45
ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	204	211	204	103	101	-2.1	0.1
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	365	468	417	249	250	0.6	0.3
ไฟไม่คิดมูลค่า	3,255	3,410	3,586	1,741	1,847	6.1	2
อื่น ๆ	4,210	4,438	3,872	1,971	1,918	-2.7	2
รวม	187,832	192,960	187,046	94,224	95,126	1.0	100

การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการใช้พลังงาน 6 เดือนแรกปี 2564

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศไทย 6 เดือนแรกของปี 2564 เพิ่มขึ้นเล็กน้อย เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรม ถึงแม้จะมีการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (โควิด-19) อย่างรุนแรงเพิ่มมากขึ้น ทั้งในประเทศต่าง ๆ ทั่วโลก รวมทั้งประเทศไทยด้วย ส่งผลให้เกิดการชะลอตัวของเศรษฐกิจภายในประเทศอย่างเห็นได้ชัด แต่ในภาคอุตสาหกรรมในช่วงครึ่งปีแรกปี 2564 ยังมีการขยายตัวเกือบทุกอุตสาหกรรม โดยเฉพาะการผลิตอุตสาหกรรมยานยนต์มีการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 39.9 ในขณะที่ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคขนส่ง และภาคเศรษฐกิจอื่นๆ มีการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานลดลง ส่งผลให้เกิดการชะลอตัวของเศรษฐกิจภายในประเทศอย่างเห็นได้ชัด

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

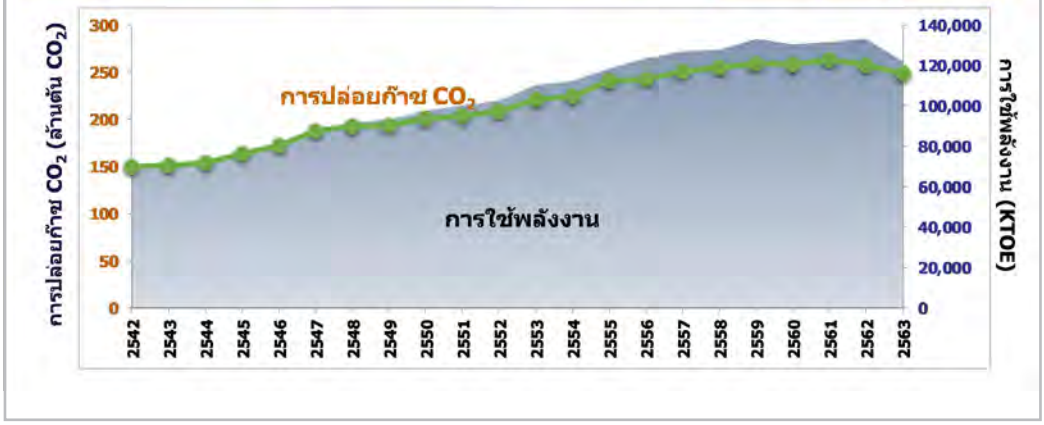
1. ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศ

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 ส่วนปี 2562 การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานอยู่ที่ 257.7 ล้านตัน CO_2 ซึ่งลดลงร้อยละ 2.2 เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า เนื่องจากการใช้พลังงานทดแทนที่เพิ่มมากขึ้นตามนโยบายการส่งเสริมพลังงานทดแทนของรัฐบาล จึงทำให้การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้

พลังงานลดลงแม้ว่าจะมีการใช้พลังงานเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ในปี 2563 การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานอยู่ที่ 248.3 ล้านตัน CO_2 ซึ่งลดลงร้อยละ 3.6 เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า เนื่องจากปัญหาการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ที่มีการแพร่ระบาดอย่างรุนแรงในประเทศจีนตั้งแต่ช่วงปลายเดือนมกราคม 2563 เป็นต้นมา และส่งผลกระทบต่อประเทศต่าง ๆ ทั่วโลกรวมทั้งประเทศไทย **สำหรับการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564** อยู่ที่ 125.1 ล้านตัน CO_2 ซึ่งเพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 0.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยเป็นการเพิ่มขึ้นของภาคอุตสาหกรรม ในขณะที่ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคขนส่ง และภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ ลดลง

การปล่อยก๊าซ CO_2 และการใช้พลังงานของไทย

	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.)		การเปลี่ยนแปลง (%)		
				2563 (2020)	2564 (2021)	2562	2563	2564 (ม.ค.-มิ.ย.)
การใช้พลังงานของไทย (KTOE)	131,531	133,056	121,820	62,509	63,770	1.2	-8.4	2.0
การปล่อยก๊าซ CO_2 (ล้านตัน CO_2)	263.4	257.7	248.3	124.0	125.1	-2.2	-3.6	0.8



2. การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจและรายชนิดเชื้อเพลิง

สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้รายงานอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจไทยในไตรมาสที่ 2 ของปี 2564 ขยายตัวร้อยละ 7.5 ปรับตัวดีขึ้นจากการลดลงร้อยละ 2.6 ในไตรมาสก่อนหน้า โดยส่วนหนึ่งเป็นผลจากฐานการขยายตัวที่ต่ำผิดปกติในช่วงเดียวกันของปีก่อนที่ได้รับผลกระทบจากการระบาดระลอกแรกในเดือนเมษายน 2563 รวมทั้งเป็นการขยายตัวในภาคการส่งออก การให้การบริการด้านอาหาร ขณะที่การท่องเที่ยวยังไม่ฟื้นตัวจากปัญหาการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 อย่างไรก็ตาม การแพร่ระบาดระลอกใหม่ของโรคโควิด-19 ที่มีความรุนแรง และยังมีความไม่แน่นอนสูง ด้วยข้อจำกัดฐานะการเงินของภาคครัวเรือน และธุรกิจท่ามกลางการว่างงานที่ยังสูง ความเสี่ยงของการส่งออก และการผลิตภาคอุตสาหกรรมจากการระบาดในพื้นที่การผลิต ยังส่งผลให้กิจกรรมทางด้านบริการลดลงเป็นวงกว้าง รวมครึ่งปีแรกของปี 2564 เศรษฐกิจขยายตัวร้อยละ 2.0 ส่งผลต่อการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงาน ดังนี้

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจ ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 **ภาคการผลิตไฟฟ้า** มีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงสุด คือ ร้อยละ 36 ของการปล่อยก๊าซ CO_2 ทั้งหมด มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงร้อยละ 4.2 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน สำหรับ**ภาคอุตสาหกรรม**ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 31 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 14.2

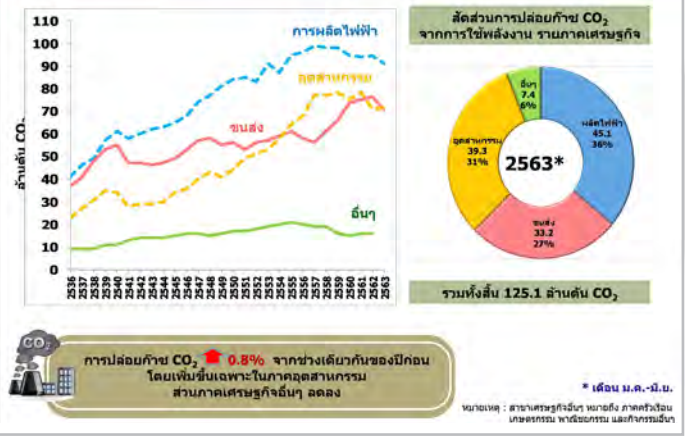
เนื่องจากการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นตามการผลิตภาคอุตสาหกรรมที่ขยายตัวเพิ่มขึ้นในเกือบทุกอุตสาหกรรม โดยเฉพาะการผลิตอุตสาหกรรมยานยนต์มีการผลิตเพิ่มขึ้น เนื่องจากปีก่อนโรงงานหยุดผลิตจากการล็อกดาวน์ ในส่วนของ**ภาคการขนส่ง**ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 27 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 5.1 เนื่องจากมาตรการจำกัดการเดินทางในช่วงของการแพร่ระบาดของโรคโควิด -19 และมาตรการทำงานจากที่บ้าน (Work from home) ทำให้การใช้รถยนต์ในการเดินทางน้อยลง สำหรับ**ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ** ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 ร้อยละ 6 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 1.3 ตามการลดลงของการใช้พลังงานในภาคเกษตรกรรมที่ได้รับผลกระทบจากปัญหาภัยแล้ง และการใช้พลังงานของภาคพาณิชยกรรมที่ได้รับผลกระทบจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ส่งผลต่อภาคการท่องเที่ยวจากการหดตัวของจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติรวมถึงการท่องเที่ยวในประเทศ

การปล่อยก๊าซ CO_2 รายภาคเศรษฐกิจ

หน่วย : ล้านตัน CO_2

	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2564 (2021)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2562	2563	2564 (ม.ค.-มิ.ย.)
ภาคการผลิตไฟฟ้า	93.9	94.5	91.0	47.1	45.1	0.6	-3.7	-4.2
ภาคการขนส่ง	75.2	76.4	70.6	34.9	33.2	1.6	-7.6	-5.1
ภาคอุตสาหกรรม	78.4	70.8	71.5	34.4	39.3	-9.8	1.1	14.2
ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ	15.9	16.0	15.2	7.5	7.4	0.8	-5.0	-1.3
รวม	263.4	257.7	248.3	124.0	125.1	-2.2	-3.6	0.8

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานรายภาคเศรษฐกิจ



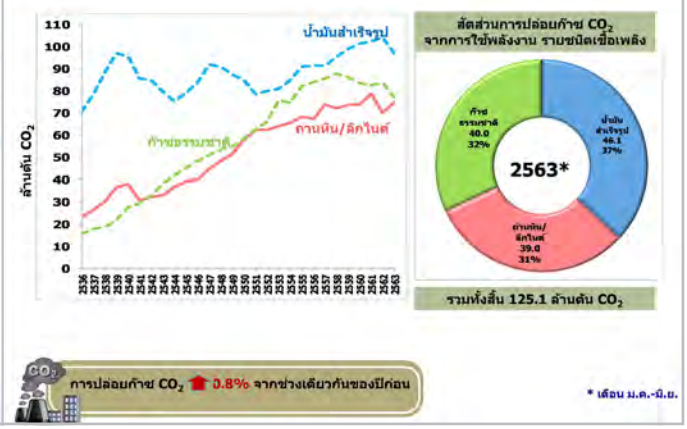
การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายชนิดเชื้อเพลิง เชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ได้แก่ น้ำมันสำเร็จรูป ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ โดยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 น้ำมันสำเร็จรูปมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงที่สุด คือร้อยละ 37 รองลงมา คือก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 32 และถ่านหิน/ลิกไนต์ ร้อยละ 31 ทั้งนี้ น้ำมันสำเร็จรูป มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 3.8 ในขณะที่ถ่านหิน/ลิกไนต์ และก๊าซธรรมชาติมีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 และ 2.7 ตามลำดับ

การปล่อยก๊าซ CO_2 รายชนิดเชื้อเพลิง

หน่วย : ล้านตัน CO_2

	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2564 (2021)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2562	2563	2564 (ม.ค.-มิ.ย.)
น้ำมันสำเร็จรูป	102.4	103.9	96.8	47.9	46.1	1.5	-6.8	-3.8
ถ่านหิน/ลิกไนต์	78.6	70.1	74.8	37.2	39.0	-10.8	6.8	4.9
ก๊าซธรรมชาติ	82.5	83.7	76.7	38.9	40.0	1.5	-8.4	2.7
รวม	263.4	257.7	248.3	124.0	125.1	-2.2	-3.6	0.8

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานรายชนิดเชื้อเพลิง



■ **ภาคการผลิตไฟฟ้า** การปล่อยก๊าซ CO_2 ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 ลดลงร้อยละ 4.2 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยสาเหตุที่การปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย เนื่องจากมีการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ในการผลิตไฟฟ้าลดลง ในขณะที่การใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

โดยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ อยู่ที่ระดับ 15.8 ล้านตัน CO_2 ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 16.3 เนื่องจากในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2564 มีการใช้ถ่านหินและลิกไนต์ในการผลิตไฟฟ้าลดลง ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีสัดส่วนสูงสุด ร้อยละ 65 มีการปล่อย CO_2 อยู่ที่ระดับ 29.3 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้น

ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2564 มีการใช้ถ่านหินและลิกไนต์ในการผลิตไฟฟ้าลดลง

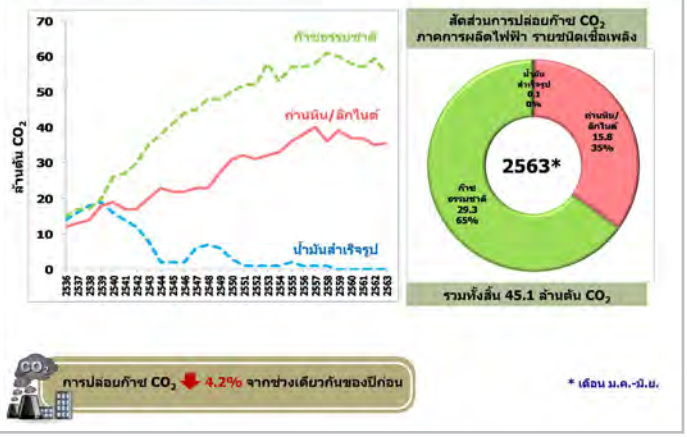
จากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 3.9 ตามปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปในการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณเพียงเล็กน้อยที่ระดับ 0.1 ล้านตัน CO_2 คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.2 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด มีการปล่อย CO_2 เพิ่มขึ้นเล็กน้อยร้อยละ 0.9

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการผลิตไฟฟ้า

หน่วย : ล้านตัน CO_2

	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2564 (2021)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2562	2563	2564 (ม.ค.-มิ.ย.)
น้ำมันสำเร็จรูป	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	-1.0	-6.9	0.9
ถ่านหิน/ลิกไนต์	36.8	35.0	35.4	18.8	15.8	-4.9	1.4	-16.3
ก๊าซธรรมชาติ	57.0	59.4	55.4	28.2	29.3	4.2	-6.7	3.9
รวม	93.9	94.5	91.0	47.1	45.1	0.6	-3.7	-4.2

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการผลิตไฟฟ้าแยกรายชนิดเชื้อเพลิง



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

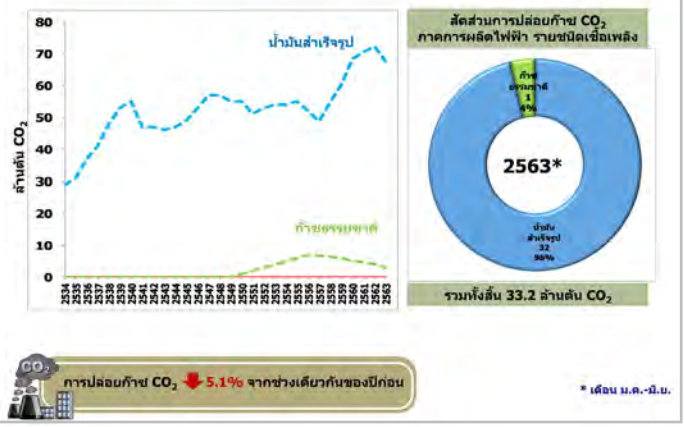
ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 ภาคการขนส่งมีการปล่อยก๊าซ CO_2 อยู่ที่ระดับ 33.2 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 5.1 เนื่องจากการเดินทางที่ลดลงในช่วงของการแพร่ระบาดของโรคโควิด -19 ทั้งนี้ การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป อยู่ที่ระดับ 31.9 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 4.5 ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 4 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ที่ระดับ 1.2 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 18.9 ตามปริมาณการใช้ NGV ที่ลดลง เนื่องจากผู้ใช้รถยนต์ NGV บางส่วนหันมาใช้น้ำมันทดแทน อีกทั้ง ผลกระทบจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 เป็นข้อจำกัดทำให้การใช้ NGV ในการเดินทางลดลง

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการขนส่ง

หน่วย : ล้านตัน CO_2

	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2564 (2021)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2562	2563	2564 (ม.ค.-มิ.ย.)
น้ำมันสำเร็จรูป	70.5	72.3	67.6	33.4	31.9	2.5	-6.5	-4.5
ก๊าซธรรมชาติ	4.7	4.1	3.0	1.5	1.2	-11.8	-28.1	-18.9
รวม	75.2	76.4	70.6	34.9	33.2	1.6	-7.6	-5.1

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการขนส่งแยกรายชนิดเชื้อเพลิง



■ **ภาคอุตสาหกรรม** เชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคเศรษฐกิจนี้ ได้แก่ ถ่านหิน/ลิกไนต์ ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันสำเร็จรูป คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 59 24 และ 17 ตามลำดับ

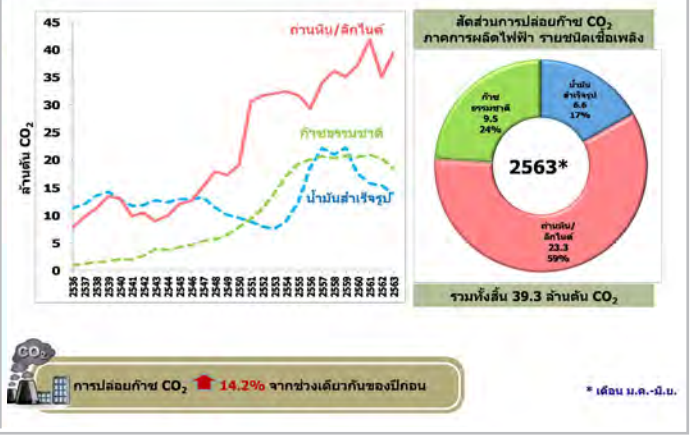
ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคอุตสาหกรรมรวมทั้งสิ้น 39.3 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 14.2 สอดคล้องกับการผลิตสินค้าอุตสาหกรรมในช่วงครึ่งปี 2564 ที่ขยายตัวเกือบทุกอุตสาหกรรม โดยเฉพาะการผลิตของอุตสาหกรรมหลัก ได้แก่ อุตสาหกรรมยานยนต์ อุตสาหกรรมเหล็ก โดยการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์อยู่ที่ระดับ 23.3 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 26.5 การใช้ก๊าซธรรมชาติ อยู่ที่ระดับ 9.5 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.9 ในขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูป (น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา น้ำมันก๊าด และ LPG) อยู่ที่ระดับ 6.6 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 3.5 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคอุตสาหกรรม

หน่วย : ล้านตัน CO_2

	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2564 (2021)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2562	2563	2564 (ม.ค.-มิ.ย.)
น้ำมันสำเร็จรูป	15.8	15.4	13.8	6.9	6.6	-2.4	-10.3	-3.5
ถ่านหิน/ลิกไนต์	41.8	35.1	39.4	18.4	23.3	-16.0	12.1	26.5
ก๊าซธรรมชาติ	20.9	20.2	18.3	9.2	9.5	-2.9	-9.4	2.9
รวม	78.4	70.8	71.5	34.4	39.3	-9.8	1.1	14.2

การปล่อยก๊าซ CO2 ภาคอุตสาหกรรมแยกรายชนิดเชื้อเพลิง



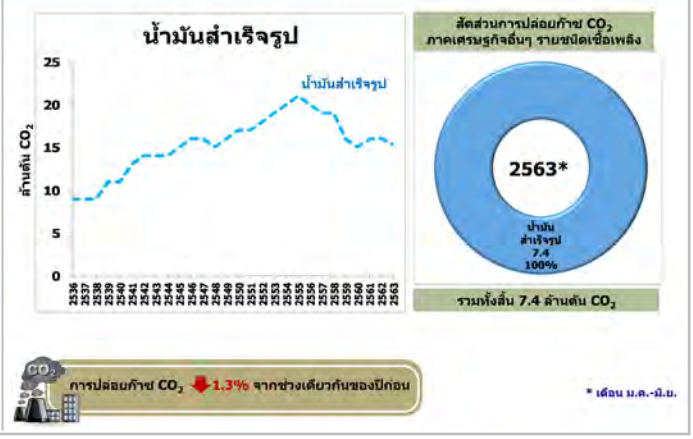
■ **ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ** การปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน) เกิดจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพียงอย่างเดียว (ส่วนใหญ่เป็น LPG) ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปรวม 7.4 ล้านตัน CO_2 ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 1.3

การปล่อยก๊าซ CO_2ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)

หน่วย : ล้านตัน CO_2

	2561 (2018)	2562 (2019)	2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2563 (2020)	(ม.ค.-มิ.ย.) 2564 (2021)	การเปลี่ยนแปลง (%) 2562	2563	2564 (ม.ค.-มิ.ย.)
น้ำมันสำเร็จรูป	15.9	16.0	15.2	7.5	7.4	0.8	-5.0	-1.3
รวม	15.9	16.0	15.2	7.5	7.4	0.8	-5.0	-1.3

การปล่อยก๊าซ CO2 ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)

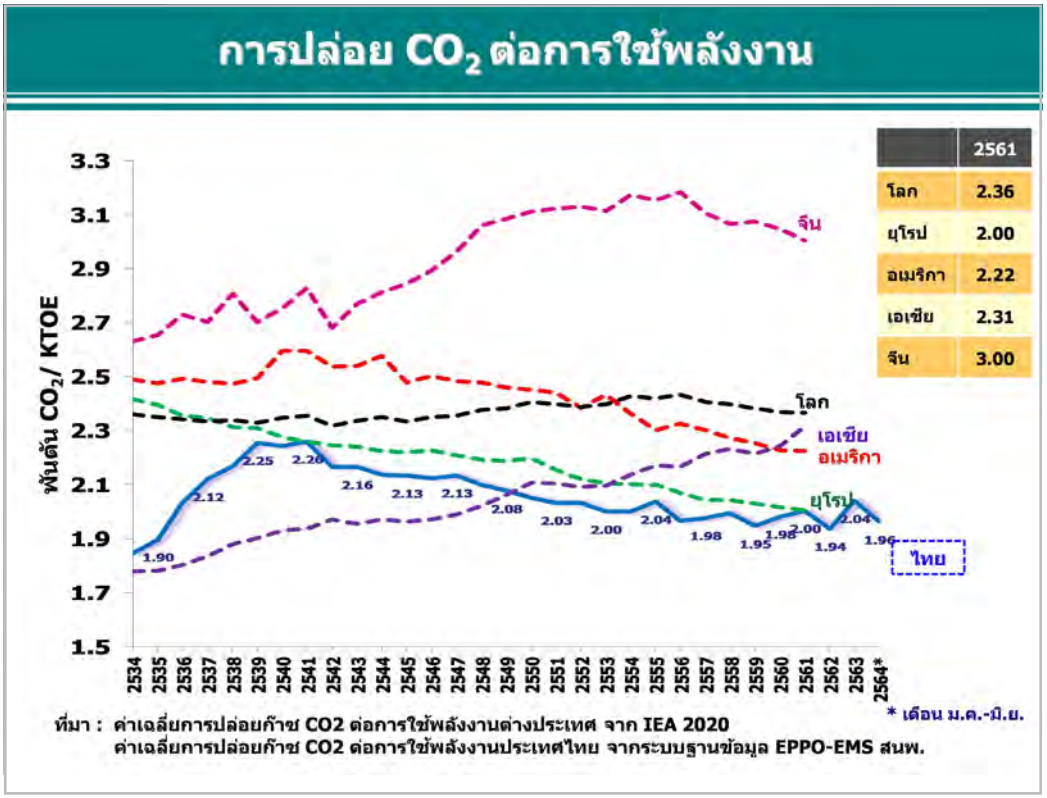


3.ดัชนีการปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคพลังงานของไทย

■ **การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน** ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เฉลี่ย 1.96 พันตัน CO_2 ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE ซึ่งลดลงร้อยละ 1.2 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยสาเหตุหลักมาจากปัญหาการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ที่ส่งผลให้เกิดการชะลอตัวของเศรษฐกิจในประเทศและเศรษฐกิจโลก

เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยกับต่างประเทศ พบว่า ประเทศไทยมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO_2 ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 ที่ระดับเฉลี่ย 1.96 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 ที่เป็นพลังงานสะอาดเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมไม่ก่อให้เกิดมลพิษทางอากาศตามหลักเกณฑ์ของ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) นอกจากนี้ แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ได้มีการสนับสนุนการผลิตและการใช้อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพ ทำให้ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO_2 ของประเทศไทยอยู่ในระดับค่อนข้างต่ำ

ทั้งนี้ ในส่วนของประเทศจีนมีการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงสุดที่ระดับ 3.00 พันตัน CO_2 ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE เนื่องจากจีนใช้พลังงานจากถ่านหินสูงถึงร้อยละ 62 ส่งผลให้ประเทศจีนเป็นประเทศที่มีการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงอยู่ในอันดับต้น ๆ ของโลก

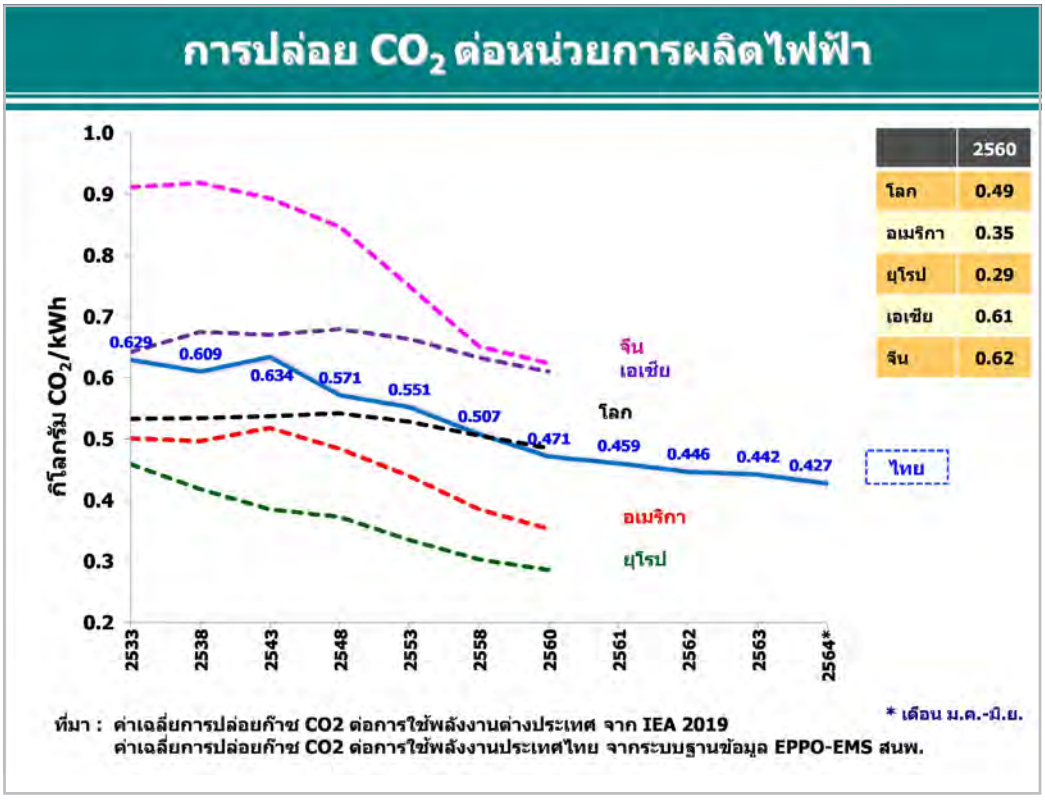


■ **การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh)**

ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2564 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยที่ระดับ 0.427 กิโลกรัม CO_2 ต่อ 1 kWh ลดลงร้อยละ 4.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

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 เนื่องจากปัจจัยด้านเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศพัฒนาแล้วที่มีการใช้นิวเคลียร์

ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่ไม่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ซึ่งประเทศสหรัฐอเมริกา และกลุ่มสหภาพยุโรป มีการใช้นิวเคลียร์ในการผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 20 และ 22 ตามลำดับ รวมถึงการผลักดันและสนับสนุนการใช้พลังงานทดแทนเพื่อลดผลกระทบจากปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่ทวีความรุนแรงขึ้น ทำให้หลายประเทศรวมทั้งประเทศไทย มีการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น จึงทำให้การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อ kWh มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง

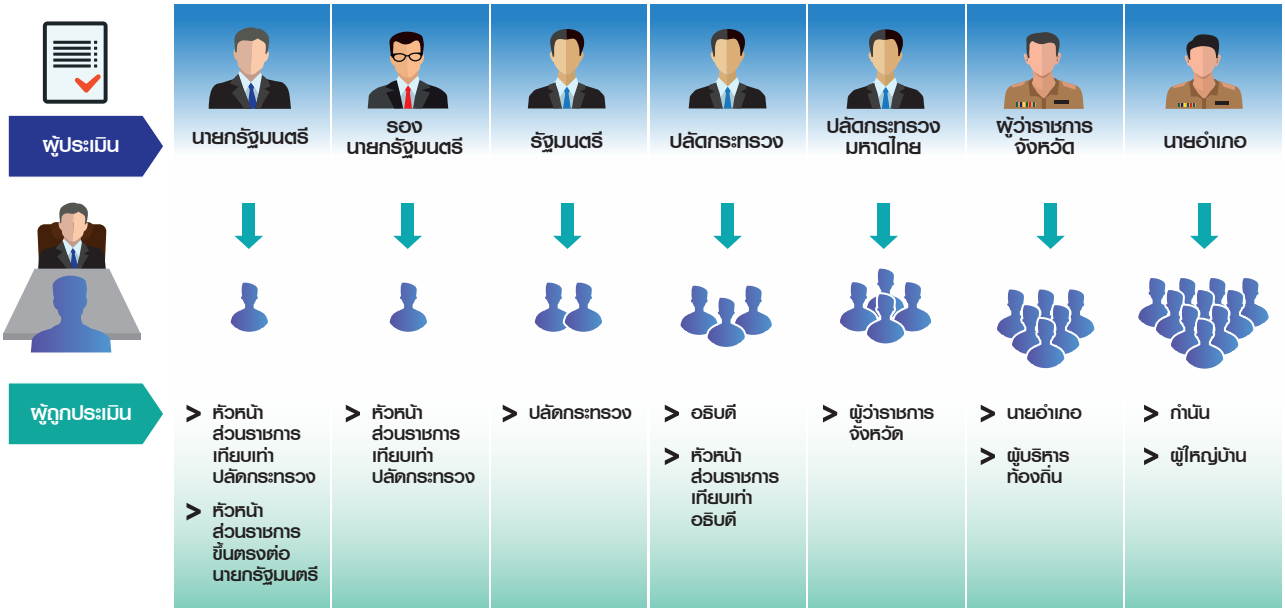


ข้อมูล ณ วันที่ 27 สิงหาคม 2564

ผลการประหยัดพลังงานในภาครัฐ ปีงบประมาณ 2564

ตามมติคณะรัฐมนตรี (20 มีนาคม 2555) เห็นชอบมาตรการลดใช้พลังงานภาครัฐ โดยให้ส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ และหน่วยงานอื่นของรัฐ ดำเนินการเพื่อลดการใช้พลังงาน และถือปฏิบัติตามแนวทางและมาตรการการลดการใช้ไฟฟ้าและน้ำมันอย่างเคร่งครัด โดยในคราวประชุมคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2560 ฯพณฯ นายกรัฐมนตรี ได้มีข้อสั่งการให้ทุกส่วนราชการดำเนินการพัฒนาและปรับปรุงการทำงานภายในหน่วยงานให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น อย่างน้อยเดือนละ 1 งานหรือกิจกรรม โดยเฉพาะงานบริการประชาชน เช่น การลดปริมาณเอกสาร **การลดการใช้พลังงาน** การลดภาระงบประมาณ การลดขั้นตอนการทำงานและปริมาณงานที่ซ้ำซ้อน การบูรณาการความร่วมมือระหว่างหน่วยงาน การแก้ไขปัญหาการทุจริต การเพิ่มการอำนวยความสะดวกให้แก่ประชาชน และให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาระบบราชการ (สำนักงาน ก.พ.ร.) กำหนดแนวทางการรายงานความคืบหน้าและตัวชี้วัดการประเมินผลการดำเนินการเพื่อให้ส่วนราชการรายงานผลและประเมินผลการปฏิบัติตามข้อสั่งการ เพื่อเสนอต่อรองนายกรัฐมนตรีต่อไป

สำนักงาน ก.พ.ร. จึงได้กำหนดเป็นตัวชี้วัดในการประเมินส่วนราชการและจังหวัดตามมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพในการปฏิบัติราชการประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2561 และได้ร่วมกับสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน กำหนดหลักเกณฑ์และแนวทางการประเมินผลตัวชี้วัดในเรื่องการลดการใช้พลังงาน โดยกำหนดให้ทุกส่วนราชการและจังหวัดต้องลดการใช้ไฟฟ้าและน้ำมันลงร้อยละ 10 เมื่อเทียบกับค่ามาตรฐานการใช้ไฟฟ้าและน้ำมันของแต่ละส่วนราชการและจังหวัด และให้รายงานผ่านเว็บไซต์ e-report.energy.go.th เป็นประจำทุกเดือน **ดังรูปที่ 1** ในหน้าถัดไป แสดงแผนของหน่วยงานในการประเมินส่วนราชการและจังหวัด



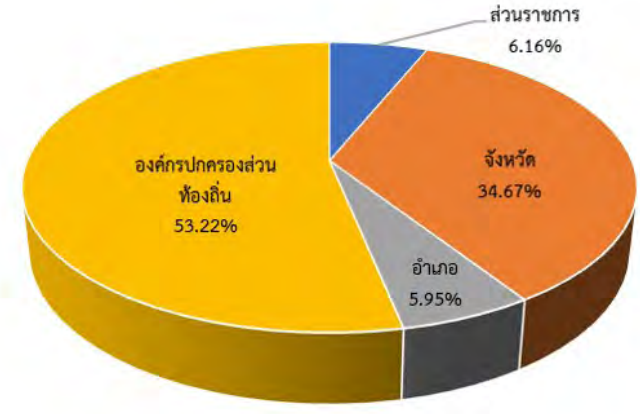
รูปที่ 1 หน่วยงานในการประเมินส่วนราชการและจังหวัด

ทั้งนี้ ในปี 2564 ฯพณฯ นายกรัฐมนตรี ยังได้เน้นย้ำให้หน่วยงานราชการใช้ไฟฟ้าอย่างประหยัด เพื่อสอดรับกับการแก้ไขปัญหาภาวะโลกร้อนที่ทั่วโลกให้ความสำคัญ โดยรัฐบาลตั้งเป้าหมายในการลดก๊าซเรือนกระจกร้อยละ 20-25 ภายในปี 2573 ซึ่งจะต้องได้รับความร่วมมือจากทุกภาคส่วนเพื่อแก้ไขปัญหาได้อย่างยั่งยืน และในปีเดียวกัน สำนักงาน ก.พ.ร. ได้มอบโอนงานการประเมินผู้บริหารองค์การให้กับสำนักงานคณะกรรมการข้าราชการพลเรือน (สำนักงาน ก.พ.) ดำเนินการต่อ โดยปรับไปใช้หลักเกณฑ์และวิธีการประเมินผลการปฏิบัติราชการของข้าราชการพลเรือนสามัญ (ตามหนังสือสำนักงาน ก.พ. ที่ นร 1012/ว20 ลงวันที่ 3 กันยายน พ.ศ. 2552) สำหรับการประเมินผลการปฏิบัติราชการแทน

รายละเอียดผลการศึกษาการใช้ไฟฟ้าและน้ำมันเชื้อเพลิงของภาครัฐจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 สรุปได้ดังนี้

- จากจำนวนหน่วยงานภาครัฐจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 พบว่า มีสัดส่วนขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นสูงที่สุด 53.22% รองลงมาคือจังหวัด 34.67% ส่วนราชการ 6.16% และ อำเภอ 5.95% รายละเอียดแสดง **ดังรูปที่ 2**

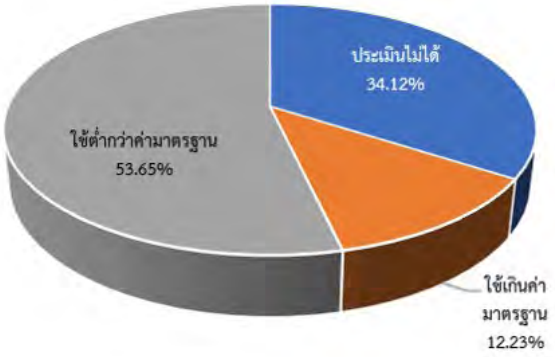
สัดส่วนหน่วยงานจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564



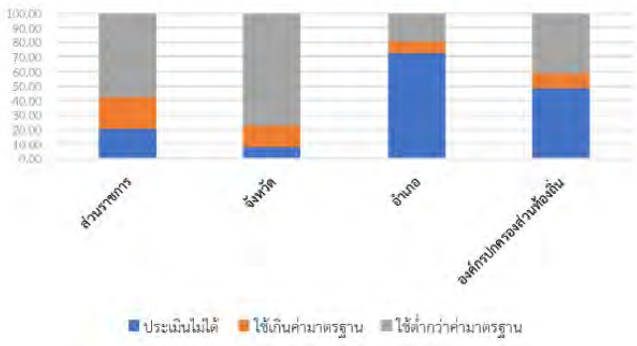
รูปที่ 2 สัดส่วนหน่วยงานจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564

■ จากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. **ด้านการใช้ไฟฟ้า** ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 พบว่ามีสัดส่วนหน่วยงานที่ใช้ต่ำกว่าค่ามาตรฐาน สูงที่สุดคือ 53.65% รองลงมาคือประเมินไม่ได้ 34.12% และใช้เกินค่ามาตรฐาน 12.23% โดยกลุ่มอำเภอมีสัดส่วนของหน่วยงานที่ประเมินไม่ได้สูงที่สุด กลุ่มจังหวัดมีสัดส่วนของหน่วยงานที่ใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าค่ามาตรฐานสูงที่สุด รายละเอียดแสดง **ดังรูปที่ 3** และ**ตารางที่ 1**

สัดส่วนหน่วยงานจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ด้านการใช้ไฟฟ้า ประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2564



สัดส่วนหน่วยงานจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ด้านการใช้ไฟฟ้า ประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2564



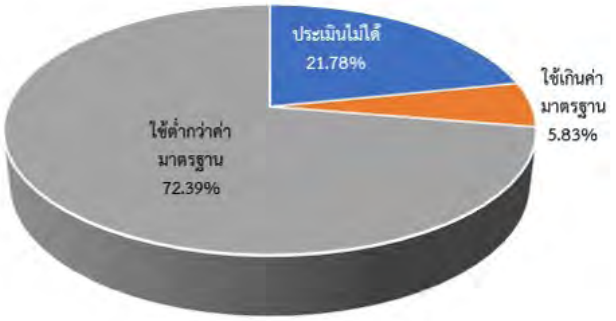
รูปที่ 3 สัดส่วนหน่วยงานจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ด้านการใช้ไฟฟ้า ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564

ตารางที่ 1 จำนวนหน่วยงานจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ด้านการใช้ไฟฟ้า ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 (หน่วย: หน่วยงาน)

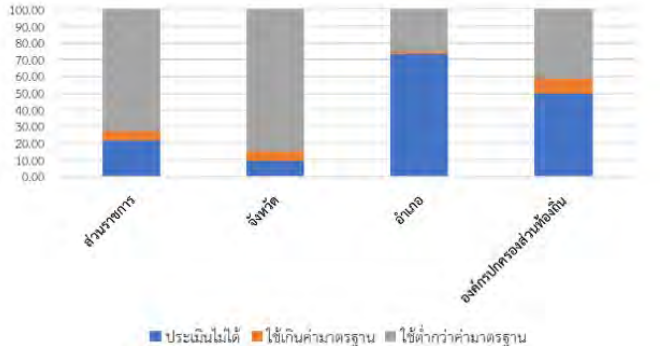
กลุ่ม	จำนวนหน่วยงานทั้งหมด	ประเมินได้	ใช้เกินค่ามาตรฐาน	ใช้ต่ำกว่าค่ามาตรฐาน
ส่วนราชการ	909	186	201	522
จังหวัด	5,115	412	742	3,961
อำเภอ	878	636	75	167
องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น	7,851	3,800	786	3,265
รวม	14,753	5,034	1,804	7,915

■ จากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. **ด้านการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง** ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 พบว่ามีสัดส่วนหน่วยงานที่ใช้ต่ำกว่าค่ามาตรฐานสูงที่สุดคือ 72.39% รองลงมาคือประเมินไม่ได้ 21.78% และใช้เกินค่ามาตรฐาน 5.83% โดยกลุ่มอำเภอมีสัดส่วนของหน่วยงานที่ประเมินไม่ได้สูงที่สุด กลุ่มจังหวัดมีสัดส่วนของหน่วยงานที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิงต่ำกว่าค่ามาตรฐานสูงที่สุด รายละเอียดแสดง**ดังรูปที่ 4** และ**ตารางที่ 2**

สัดส่วนหน่วยงานจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ด้านการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2564



สัดส่วนหน่วยงานจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ด้านการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2564



รูปที่ 4 สัดส่วนหน่วยงานจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ด้านการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564

ตารางที่ 2 จำนวนหน่วยงานจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. ด้านการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 (หน่วย: หน่วยงาน)

กลุ่ม	จำนวนหน่วยงานทั้งหมด	ประเมินได้	ใช้เกินค่ามาตรฐาน	ใช้ต่ำกว่าค่ามาตรฐาน
ส่วนราชการ	909	198	53	658
จังหวัด	5,115	469	301	4,345
อำเภอ	878	644	13	221
องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น	7,851	3,896	694	3,261
รวม	14,753	5,207	1,061	8,485

ผลการศึกษาการใช้ไฟฟ้าและน้ำมันเชื้อเพลิงของภาครัฐจากระบบการรายงานและประมวลผล e-report ของ สนพ. เปรียบเทียบกับค่ามาตรฐาน พ.ศ. 2564 พบว่า

- มีหน่วยงานที่รายงานข้อมูล**ไฟฟ้า**ครบ 9,719 แห่ง จากจำนวนหน่วยงานทั้งหมด 14,753 แห่ง คิดเป็น 65.88% สามารถประหยัดไฟฟ้าได้ 43.21%
- มีหน่วยงานที่รายงานข้อมูล**น้ำมันเชื้อเพลิง**ครบ 9,546 แห่ง จากจำนวนหน่วยงานทั้งหมด 14,753 แห่ง คิดเป็น 64.71% สามารถประหยัดน้ำมันเชื้อเพลิงได้ 49.11%

ตารางที่ 3 ผลประหยัดภาพรวมของหน่วยงานเมื่อเทียบค่าใช้พลังงานจริงกับค่ามาตรฐาน ปีงบประมาณ พ.ศ.2564

กลุ่ม	จำนวนหน่วยงานทั้งหมด (แห่ง)	รายงานไฟฟ้าครบ (แห่ง)	รายงานไฟฟ้าครบ (%)	ไฟฟ้ามาตรฐาน (หน่วย)	ไฟฟ้าจริง (หน่วย)	ไฟฟ้าประหยัดได้ (%)	รายงานน้ำมันครบ (แห่ง)	รายงานน้ำมันครบ (%)	น้ำมันมาตรฐาน (ลิตร)	น้ำมันจริง (ลิตร)	น้ำมันประหยัดได้ (%)
ส่วนราชการ	909	723	79.54%	1,114,719,957	768,866,491	31.03%	711	78.22%	51,244,376	20,397,193	60.20%
จังหวัด	5,115	4,703	91.95%	895,759,848	474,241,112	47.06%	4,646	90.83%	68,874,901	26,921,451	60.91%
อำเภอ	878	242	27.56%	18,122,902	13,636,863	24.75%	234	26.65%	4,012,937	1,816,703	54.73%
องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น	7,851	4,051	51.60%	803,055,287	351,392,846	56.24%	3,955	50.38%	108,207,575	69,106,804	36.13%
รวม	14,753	9,719	65.88%	2,831,657,994	1,608,137,311	43.21%	9,546	64.71%	232,339,789	118,242,152	49.11%

หมายเหตุ: ด้วยสถานการณ์การระบาดของไวรัสโคโรน่า 2019 จึงมีประกาศให้หน่วยงานราชการ Work From Home ส่วนหนึ่ง จึงส่งผลต่อการรายงานในช่วงประมวลผล

ไฮโดรเจน พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต

ปัจจุบันและอนาคตจำเป็นต้องพึ่งพาพลังงานในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจ ทั้งด้านไฟฟ้าและเชื้อเพลิงปิโตรเลียม ประเทศไทยผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลัก แบ่งออกเป็น ก๊าซธรรมชาติ 57.55%, ถ่านหิน (รวมลิกไนต์) 23.23% พลังงานหมุนเวียน (พลังงานน้ำและอื่น ๆ) 17.66% อื่น ๆ 1.56% (สะสมเดือนมกราคม - สิงหาคม 2564[1]) แต่เชื้อเพลิงฟอสซิลกำลังจะหมดไป และที่สำคัญมีผลกระทบต่อธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม การพัฒนาแหล่งพลังงานทดแทนเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ สำหรับผลิตไฟฟ้าและเชื้อเพลิงสำหรับการคมนาคมและการขนส่ง ก็ยังไม่สามารถพึ่งพาได้ทั้งหมด และราคาก็ยังไม่สามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ ประกอบกับการที่หลายประเทศในโลกมุ่งสู่การเป็น **“เศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ (low-carbon economy)”** จึงทำให้มีการมองหาพลังงานใหม่ ๆ เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

[1] **ข้อมูลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (ไม่รวมโรงไฟฟ้า VSPP)**

บริบทของการพัฒนาเชื้อเพลิงเพื่อการคมนาคมและการขนส่ง หลายประเทศมีนโยบายมาส่งเสริมการผลิตการใช้รถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle: EV) มากขึ้น อย่างไรก็ตาม พลังงานอีกชนิดที่กำลังได้รับการพัฒนาก็คือพลังงานจากก๊าซไฮโดรเจน (H_2) ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าในการขับเคลื่อนเครื่องยนต์คู่กับเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell: FC) ในรถยนต์ โดยสหภาพยุโรปและประเทศญี่ปุ่น เอาจริงเอาจังกับการใช้เซลล์เชื้อเพลิงคู่เทคโนโลยีไฮโดรเจน (FCH) ซึ่งเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ไม่มีการปล่อยคาร์บอน ในปัจจุบันมีพัฒนารถยนต์ใน 2 แบบ คือ รถยนต์ไฟฟ้าที่ใช้แบตเตอร์รี่ (Battery Electric Vehicle: BEV) และชนิดที่ใช้ก๊าซไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงคู่กับเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell Electric Vehicle: FCEV) ซึ่งจะเรียกสั้น ๆ ว่ารถยนต์ FCEV มีระยะเวลาการเติมเชื้อเพลิงสั้นกว่า และวิ่งได้ระยะทางไกลกว่ารถยนต์ EV แต่มีราคาเชื้อเพลิงแพงกว่า ในบทความนี้จึงจะกล่าวถึงนโยบายการพัฒนาเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือกหนึ่งที่ใช้ในภาคขนส่งและภาคการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของสหรัฐอเมริกา สหภาพยุโรป ญี่ปุ่น และประเทศไทย

นโยบายพลังงานของทั่วโลกอยู่ในช่วงการเปลี่ยนแปลงสู่ยุคเทคโนโลยี และการปรับเปลี่ยนให้เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมด้วยการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (Net Zero Greenhouse Gas Emissions: Net Zero GHG) ตามความตกลงปารีส (Paris Agreement) ที่มีขึ้นเมื่อปี ค.ศ. 2015 โดยประเทศสหรัฐอเมริกา ได้ประกาศเป้าหมาย Net Zero Greenhouse Gas Emissions ในยุโรป ประเทศญี่ปุ่น รวมทั้งกลุ่มประเทศ G7 ในปี ค.ศ. 2050 ส่วนจีนประกาศเป็นปี ค.ศ. 2060 ซึ่งการประกาศนโยบายหรือเป้าหมาย Carbon neutrality หรือเป็นกลางทางคาร์บอน การประกาศดังกล่าว จำเป็นต้องเริ่มต้นจากการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในภาคพลังงาน หรือภาคขนส่งลงอย่างน้อย 30-40% ภายในปี ค.ศ. 2030 ถึงจะบรรลุเป้าหมายในปี ค.ศ. 2050

ล่าสุดในการประชุม COP26 หรือการประชุมสมัชชาประเทศภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ สมัยที่ 26 ที่จัดขึ้นระหว่างวันที่ 31 ตุลาคม ถึงวันที่ 12 พฤศจิกายน 2564 ณ เมืองกลาสโกว์ สหราชอาณาจักร

ประเทศที่ปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนสูง อย่างเช่น ประเทศจีน ประธานาธิบดี สี จิ้นผิง ประกาศเมื่อปีที่แล้วว่าจีนจะลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนสูงสุดในปี 2030 และจะสามารถเป็นกลางทางคาร์บอนได้ภายในปี 2060 ยังให้คำมั่นว่าจะระงับการสนับสนุนโครงการถ่านหินในต่างประเทศ และจะเริ่มลดการใช้ถ่านหินภายในประเทศในปี 2026 ประธานาธิบดี ไบเดน นำสหรัฐอเมริกา กลับสู่ข้อตกลงปารีสและให้คำมั่นว่าภายในปี 2030 สำหรับสหรัฐฯ จะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ราว 50-52% จากระดับที่ปล่อยในปี 2005 ส่วนสหราชอาณาจักร ประกาศว่าจะปล่อยก๊าซคาร์บอนเป็นศูนย์ภายในปี 2050 และต่อมายังประกาศว่า ภายในปี 2035 จะลด

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงให้ได้ 78% เมื่อเทียบกับระดับปี 1990 และสหภาพยุโรปซึ่งมีสมาชิก 27 ประเทศปล่อยก๊าซเรือนกระจกราว 8% ของโลกและในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา EU พยายามปล่อยก๊าซลดลงเรื่อย ๆ และตั้งเป้าหมายใหม่ว่าจะลดการปล่อยก๊าซลงอย่างน้อย 55% จากระดับของปี 1990 ให้ได้ภายในปี 2030 และปล่อยก๊าซคาร์บอนเป็นศูนย์ภายในปี 2050 เป็นต้น

สำหรับประเทศไทย **นายกรัฐมนตรี พลเอก ประยุทธ์ จันทร์โอชา** ได้กล่าวในการประชุมระดับผู้นำ (World Leaders Summit) ในการประชุม COP26 ว่า

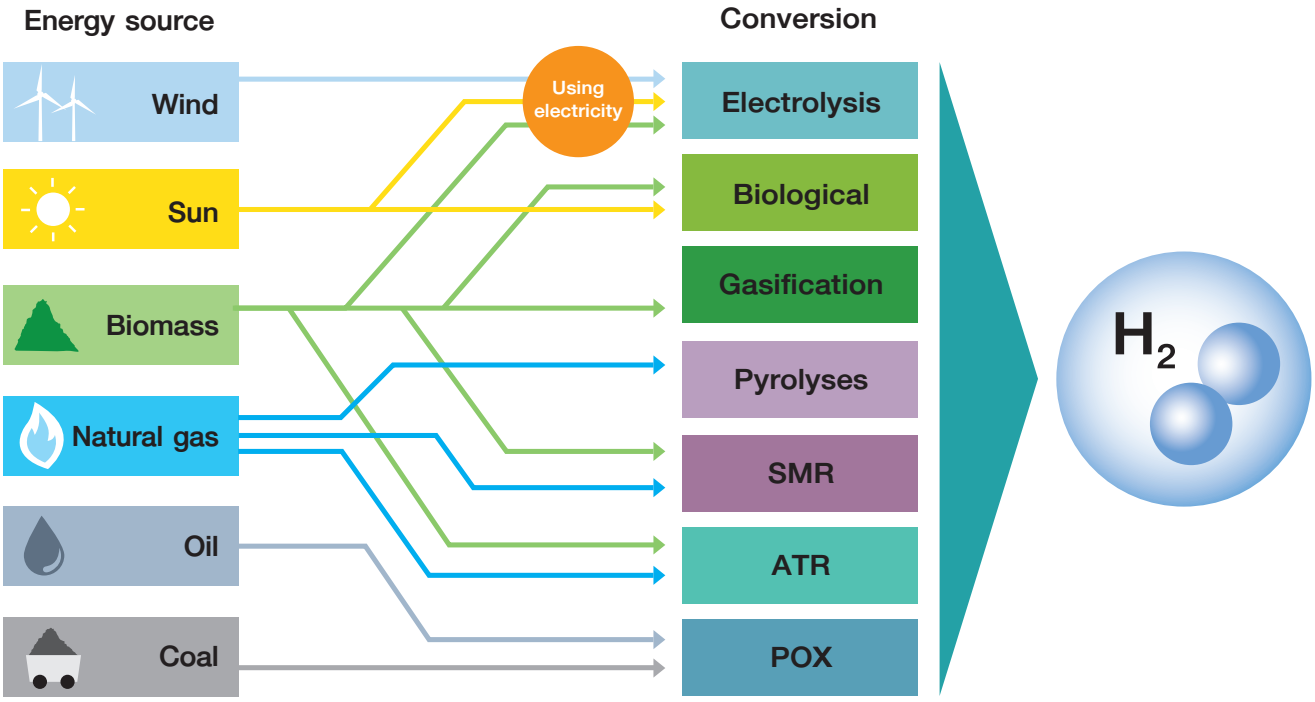
"วันนี้ผมมาพร้อมกับเจตนารมย์ที่เป็นความท้าทายอย่างยิ่งว่า ประเทศไทยจะยกระดับการแก้ไขปัญหาสภาพภูมิอากาศอย่างเต็มที่ และด้วยทุกวิถีทาง เพื่อให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon neutrality) ภายในปี 2050 และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net zero greenhouse gas emission) ภายใน หรือก่อนหน้าปี 2065 ด้วยการสนับสนุนทางด้านการเงินและเทคโนโลยีอย่างเต็มที่และเท่าเทียม รวมถึงการเสริมสร้างขีดความสามารถจากความร่วมมือระหว่างประเทศและกลไกภายใต้กรอบอนุสัญญา" นายกรัฐมนตรีกล่าว

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันพุธที่ 4 สิงหาคม พ.ศ. 2564 ได้เห็นชอบกรอบ **"แผนพลังงานชาติ" หรือ National Energy Plan** ซึ่งได้กำหนดแนวนโยบายภาคพลังงาน โดยมีเป้าหมายสนับสนุนให้ประเทศไทยสามารถมุ่งสู่พลังงานสะอาด และลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065 - 2070 ต้องมาดูกันว่า กพช. จะปรับเป้าหมาย Carbon neutrality เป็นภายในปี 2050 ตามที่นายกรัฐมนตรีประกาศไว้หรือไม่ ? อย่างไร

บทความนี้ จึงขอกล่าวถึงนโยบายด้านการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ซึ่งเป็นพลังงานทางเลือกหนึ่งที่ใช้ในภาคขนส่งและภาคการผลิตไฟฟ้าที่สามารถลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้มากที่สุดเชื้อเพลิงหนึ่ง ซึ่งขอหยิบยกกรณีของประเทศญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา สหภาพยุโรป และบางส่วนของการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนในประเทศไทย มาเพื่อเป็นแนวทางศึกษาต่อไป

ไฮโดรเจนเป็นธาตุที่เบาที่สุดและเป็นองค์ประกอบของน้ำ (H_2O) ที่มีมากที่สุดบนโลก นอกจากนี้ยังเป็นธาตุที่รวมอยู่ในโมเลกุลของสารประกอบอื่น ๆ เช่น สารประกอบจำพวกไฮโดรคาร์บอน (HC) ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ของปิโตรเลียม คุณสมบัติทั่วไปของไฮโดรเจน คือ ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ติดไฟง่าย มีความสะอาดสูง ไม่เป็นพิษและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ประโยชน์ของการนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้งาน คือ ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้และให้ความร้อนออกมา หรือใช้ในเซลล์เชื้อเพลิงโดยปฏิกิริยาทางเคมีแล้วเกิดกระแสไฟฟ้า ซึ่งสามารถนำไปใช้ได้ทั้งในการขับเคลื่อนรถยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้า ถูกนำไปใช้ในเซลล์ไฟฟ้าเคมีหรือจุดระเบิดในเครื่องสันดาปภายในเพื่อให้พลังงานกับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ หรือรถไฟฟ้า ไฮโดรเจนยังถูกใช้เชื้อเพลิงในยานอวกาศ และมีศักยภาพที่จะถูกผลิตในเชิงพาณิชย์เพื่อใช้กับการขนส่งทั้งภาคพื้นดินและทางอากาศ

เชื้อเพลิงไฮโดรเจนไม่ปล่อยมลภาวะในสิ่งแวดล้อม สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และในรถยนต์จักรยานยนต์ หรือในโดรนในอนาคต ซึ่งปัจจุบัน การผลิตไฮโดรเจนเมื่อพิจารณาจากวัตถุดิบเป็นหลักแบ่งออกเป็น 3 แหล่งหลัก คือ จากเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันปิโตรเลียม จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น ชีวมวล และน้ำ เป็นต้น และจากพลังงานนิวเคลียร์



ภาพที่ 1 แสดงแหล่งพลังงานที่สำคัญ และวิธีการแปลงสำหรับการผลิตไฮโดรเจน

ภาพจาก https://www.theworldofhydrogen.com/gasunie/what-is-hydrogen/

ชื่อของไฮโดรเจน: การผลิตก๊าซไฮโดรเจนดั้งเดิม คือ การแปรสภาพเชื้อเพลิงจากของแข็งกลายเป็นของเหลว (Gasification) หรือการนำสารไฮโดรคาร์บอนมาทำการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างโมเลกุลด้วยไอน้ำ (Steam Methane Reforming : SMR) เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติหรืออื่น ๆ ซึ่งกระบวนการนี้ยังมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมา จึงเรียกว่า **"ไฮโดรเจนสีน้ำตาล"** (Brown Hydrogen) หรือ **"ไฮโดรเจนสีเทา"** (Grey Hydrogen) ต่อมามีการนำไฮโดรเจนสีน้ำตาลที่มีส่วนผสมของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์นั้น มาผ่านกระบวนการทางเคมีด้วยความร้อน (Thermochemical Process) หรือการทำให้ไฮโดรเจนสีน้ำตาลมีความบริสุทธิ์มากขึ้น และทำการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไว้ใต้ดิน (Carbon Capture Storage: CCS) เพื่อนำไฮโดรเจนไปใช้ประโยชน์ต่อไป กระบวนการนี้เรียกว่า **"ไฮโดรเจนสีฟ้า"** (Blue Hydrogen) สำหรับกระบวนการผลิต **"ไฮโดรเจนสีเขียว"** (Green Hydrogen) นั้น เกิดจากการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) หรือขยะอินทรีย์ (Organic Waste) เพื่อทดแทนถ่านหินในกระบวนการผลิตไฮโดรเจนสีน้ำตาล หรือการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น พลังงานแสงแดด พลังงานลม หรือในกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) โดยแยกอะตอมไฮโดรเจนออกจากโมเลกุลออกซิเจน จึงไม่เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่ง "ไฮโดรเจนสีเขียว" นี้จะตอบโจทย์ต่อเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกได้มากที่สุด

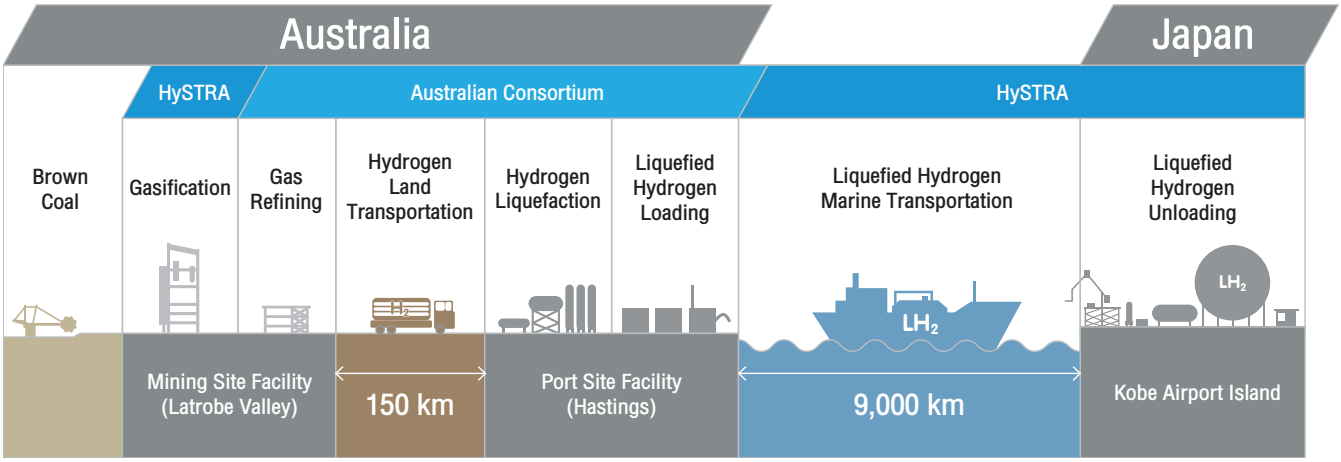
นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน และไฮโดรเจนของประเทศญี่ปุ่น

ประเทศญี่ปุ่นมุ่งเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้า อาทิ แสงอาทิตย์และลม เป็นแหล่งพลังงานสำคัญ ในแผนพลังงานของประเทศทั้งในระยะกลางและระยะยาว ได้กำหนดว่าต้องควบคู่ไปกับเทคโนโลยีแบตเตอรี่และไฮโดรเจนด้วย ได้ตั้งเป้าลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงร้อยละ 26 ในปี 2030 และร้อยละ 80 ในปี 2007 เมื่อเทียบกับปริมาณการปล่อยในปี 2013

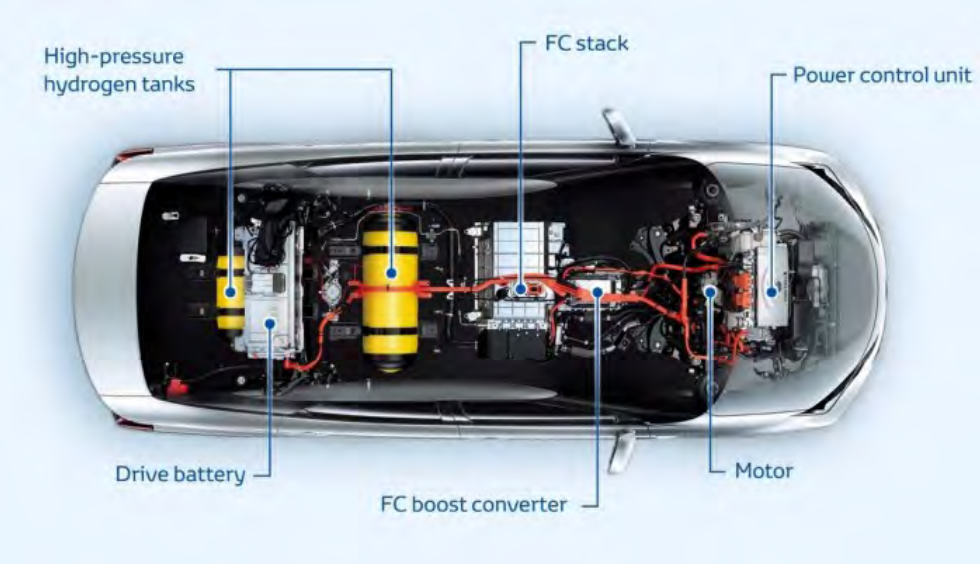
หรือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (Net Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050) ในแผนฉบับปรับปรุงใหม่นี้จะยังพึ่งพาถ่านหินเป็นแหล่งพลังงานหลัก (base load) ในการผลิตไฟฟ้า สัดส่วนการใช้พลังงานผลิตไฟฟ้าในปี 2030 ว่าจะประกอบด้วยนิวเคลียร์ร้อยละ 20-22 พลังงานหมุนเวียนร้อยละ 22-24 และถ่านหินร้อยละ 26 และน้ำมันร้อยละ 3

ไฮโดรเจน กับการคมนาคม ขนส่ง ประเทศญี่ปุ่นตั้งเป้าลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในปี 2050 แต่เนื่องจากญี่ปุ่นยังนำเข้าถ่านหินมาใช้ในโรงไฟฟ้า ดังนั้นเพื่อให้บรรลุเป้าหมายข้างต้นจึงร่วมทำวิจัยแยกก๊าซไฮโดรเจนจากถ่านหิน หรือดักจับคาร์บอน และเอาไฮโดรเจนมาใช้เป็นพลังงาน (CSS) โดยเป็นความร่วมมือระหว่างบริษัท Kawasaki Heavy Industries และรัฐบาลออสเตรเลีย ใช้งบวิจัย 390 ล้านเหรียญสหรัฐ พัฒนาโครงการนำร่องที่เมลเบิร์น โดยนำไฮโดรเจนเหลวจากกระบวนการ CSS มาบรรจุลงเรือ ซึ่งคาดว่าจะส่งออกไฮโดรเจนจากออสเตรเลียเป็นรายแรกของโลกมาญี่ปุ่นในปลายปี 2021 นี้ โดยเรือชื่อ Suiso Frontier จะรวบรวมไฮโดรเจน 1,250 ลูกบาศก์เมตร (330,000 แกลลอน) ในขณะที่บริษัทฯ มีแผนจะสร้างเรือบรรทุกก๊าซไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ขนาดใหญ่ ที่สามารถบรรทุกได้ 40,000 ลูกบาศก์เมตร (10.6 ล้านแกลลอน) ในอนาคตอันใกล้นี้ เพื่อนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาใช้ในญี่ปุ่น ซึ่งบริษัทรถยนต์ของญี่ปุ่นได้พัฒนาใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ควบคู่ไปกับการพัฒนารถยนต์ไฟฟ้า (EV) ขึ้นอยู่กับนโยบายบริษัทของผู้ผลิตรถยนต์ สำหรับเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมีสถานีสำหรับเติมเชื้อเพลิง เช่นเดียวกับสถานีเติมน้ำมันทั่วไป ทำให้รถยนต์ FCV เป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมอย่างมาก การเดินเครื่องยนต์ค่อนข้างเงียบ ระยะเวลาเติมเชื้อเพลิงสั้นเหมือนกับรถยนต์น้ำมันเมื่อเทียบกับรถยนต์ EV ยกเว้นราคาเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ราคาแพงกว่ารถยนต์ EV ซึ่งในการแข่งขันโอลิมปิก ที่โตเกียวที่ผ่านมา ก็จะมีการใช้รถ Toyota Mirai ที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน เป็นผู้สนับสนุนหลักในการรับส่งเจ้าหน้าที่ และนักกีฬาด้วย

ภาพที่ 2 เรือ The Suiso Frontier ซึ่งเป็นผู้ให้บริการไฮโดรเจนเหลวรายแรกของโลกที่เมืองซิดนีย์
Photo courtesy of HySTRA.



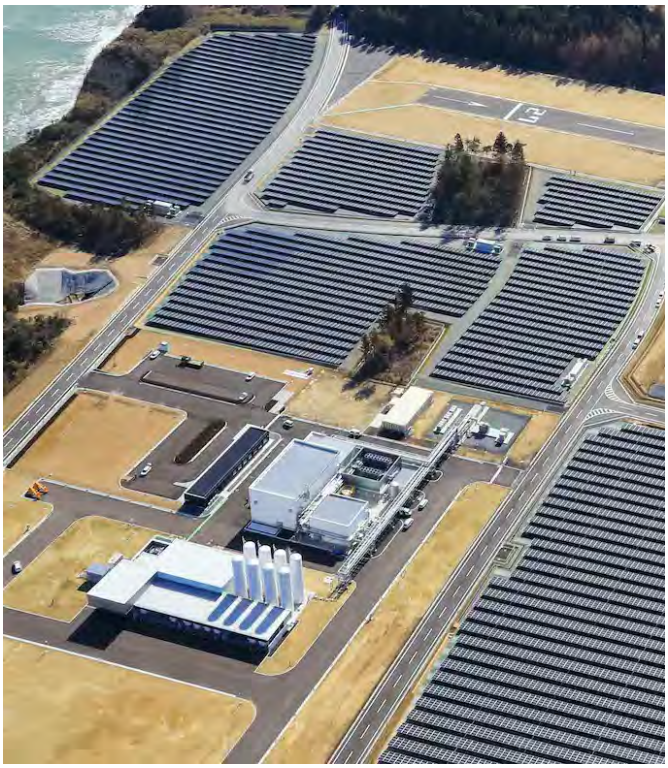
ภาพที่ 3 Supply chain demonstration framework.



ภาพที่ 4 Toyota Mirai รถยนต์เซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ผลิตครั้งแรกของโลกกำลังเปลี่ยนแปลงทุกสิ่ง

(ภาพจาก: https://www.greenoptimistic.com/toyota-mirai-20150208)

ไฮโดรเจน กับการผลิตพลังงานไฟฟ้า ในเมืองนามิเอะ ห่างจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมะไดอิจิ ที่ปิดตัวจากเหตุการณ์สึนามิ เพียง 6 ไมล์ องค์การพัฒนาพลังงานใหม่และเทคโนโลยีอุตสาหกรรม (NEDO) ของญี่ปุ่นได้สร้างโรงงาน **"ไฮโดรเจนสีเขียว"** ที่ใหญ่ที่สุดในโลกบนพื้นที่ซึ่งครั้งหนึ่งเคยตั้งใจให้เป็นที่ตั้งของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ บนพื้นที่กว่า 44 เอเคอร์ ที่ไม่เหมาะสำหรับการทำเกษตรอีกต่อไป หลังจากถูกน้ำทะเลท่วมในช่วงสึนามิปี 2554 มีการสร้างโซลาร์ฟาร์มขนาด 20 เมกะวัตต์ ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 68,000 แผง แม้จะไม่ต้องใช้พลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเข้าระบบสายส่งโดยตรง แต่นำมาใช้ในกระบวนการอิเล็กโทรไลต์น้ำเพื่อผลิตไฮโดรเจน (เป็นก๊าซแทนที่จะเป็นของเหลว) และขนส่งต่อไป นอกจากนี้ โรงงานยังจ่ายไฟฟ้าเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบส่งไฟฟ้าในยามจำเป็นได้ด้วย ในอนาคตพลังงานหมุนเวียนจำนวนมากจ่ายเข้าระบบส่งไฟฟ้า การรักษาเสถียรภาพของระบบส่งไฟฟ้าจึงเป็นเรื่องยากมาก เนื่องจากเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่เสถียรขึ้นอยู่กับสภาพอากาศ ซึ่งการใช้แบตเตอรี่สำหรับการจัดเก็บพลังงานได้เพียงระยะสั้นเท่านั้น ไฮโดรเจน จึงเป็นมาตรการที่สำคัญในการกักเก็บพลังงานเพื่อใช้ในยามต้องการ ในช่วงระยะเวลาที่ขาดแคลนหรือระยะทันท่วงที และไฮโดรเจนสามารถกักเก็บพลังงานได้เป็นระยะเวลานาน



ภาพที่ 5-6 สนามวิจัยพลังงานไฮโดรเจน ฟุกุชิมะ ในเมืองนามิเอะ (Kyodo/AP) และถังบรรจุก๊าซไฮโดรเจนอัด ที่ Fukushima Hydrogen Energy Research Field ในเมือง Namie ของญี่ปุ่น (Simon Denyer / The Washington Post)

(ภาพจาก: https://www.washingtonpost.com/climate-solutions/japan-hydrogen-energy-carbon/2021/04/13/0dd68e4e-9229-11eb-aadc-af78701a30ca_story.html)

ไฮโดรเจนกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และส่งเสริมเศรษฐกิจยั่งยืน ของสหภาพยุโรป

ระบบพลังงานภาพรวม: ในอนาคตคาดว่าจะต้องพึ่งพาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นหลัก โดยเชื้อเพลิงจากฟอสซิล พลังงานชีวมวลและพลังงานนิวเคลียร์จะลดบทบาทลง แม้ว่าในปัจจุบัน มีรถยนต์ไฟฟ้าที่ใช้แบตเตอรี่ในภาคขนส่งมากขึ้น แต่การขนส่งสินค้าโดยรถบรรทุกขนาดหนักยังคงใช้น้ำมันอยู่ รวมทั้ง ในอุตสาหกรรมการผลิตเหล็กที่ใช้อุณหภูมิสูงยังใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับรถยนต์นั่งจึงมีตัวเลือกระหว่างการใช้พลังงานไฟฟ้าหรือไฮโดรเจน แม้ว่าการใช้พลังงานไฟฟ้าโดยตรงจะประหยัดพลังงานมากกว่าการผลิตไฮโดรเจนก็ตาม แต่คาดว่าความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่จะเพิ่มมากขึ้น ทำให้ต้องมีการขยายโรงไฟฟ้าและโครงข่ายไฟฟ้าจำนวนมาก ซึ่งเป็นการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานอยู่แล้ว ทำไมจึงไม่หันมาผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน ที่จะได้ไฮโดรเจนที่สะอาดและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมด้วย

ภาคอุตสาหกรรม: สถานการณ์การลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonisation) ของอุตสาหกรรมโดยทั่วไปที่ยังต้องพึ่งพาพลังงานไฟฟ้า จึงเป็นสาเหตุให้การใช้เชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำในการผลิตเหล็กและเหล็กกล้ายังไม่สำเร็จ ส่วนการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตยังเป็นแค่ขั้นเริ่มต้น ซึ่งคาดว่าจะเริ่มใช้เชิงพาณิชย์ในกลางปี 2021 การใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนในกระบวนการผลิตเหล็กเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ยังมีต้นทุนที่ค่อนข้างสูง จึงจำเป็นต้องพัฒนาตลาดเฉพาะสำหรับเหล็กปลอดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนี้ ในอุตสาหกรรมเคมีก็เช่นกัน การใช้ไฮโดรเจนเป็นแหล่งพลังงานหลักสำหรับเทคโนโลยีคาร์บอนต่ำ จำเป็นต้องมีตลาดขนาดใหญ่พอ และภาครัฐต้องมีมาตรการสนับสนุนเพื่อให้สามารถชดเชยการลงทุนและรักษาต้นทุนการผลิตของอุตสาหกรรม ให้สามารถแข่งขันกับอุตสาหกรรมทั่วไปได้

ภาคขนส่ง: สหภาพยุโรปยังไม่ประสบผลสำเร็จในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เนื่องจากความต้องการการขนส่งที่เพิ่มขึ้นและยังใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างต่อเนื่อง

การใช้แบตเตอรี่ในยานพาหนะยังเหมาะกับระบบขนส่งในเมือง มีการใช้งานในวงจำกัด สำหรับการขนส่งระยะทางไกล หรือการบิน คาดหวังว่าไฮโดรเจนที่สะอาดจะเป็นเชื้อเพลิงที่มาเติมเต็ม เนื่องจากได้ระยะทางที่ไกลกว่าการใช้แบตเตอรี่ และการเติมเชื้อเพลิงใช้เวลาใกล้เคียงกับเติมน้ำมัน ปัจจุบัน มีรถเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนร่วมกับไฟฟ้าแล้ว มีสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนถึง 144 แห่งในยุโรป ซึ่งถือว่าเติบโตขึ้นอย่างมาก

ด้านการตลาดและการพัฒนาเทคโนโลยี: การพัฒนาตลาดไฮโดรเจนจะขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ ได้แก่ การสร้างตลาด การลดต้นทุนการผลิต การสร้างโครงสร้างพื้นฐาน การขนส่งและการจัดเก็บ ต้นทุนของเชื้อเพลิงไฮโดรเจนส่วนใหญ่จะอยู่ที่กระบวนการอิเล็กโทรไลต์ และค่าไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียน ที่นำมาผลิต ซึ่งคาดว่าจะถูกลงในอนาคต จากการศึกษาโดย Florence School of Regulation ชี้ว่า ความท้าทายที่สำคัญ คือ การหาจุดสมดุลที่เหมาะสมระหว่างการวิจัย การพัฒนาและการสาธิตเทคโนโลยีใหม่ ๆ เพื่อให้มั่นใจว่าจะได้รับการสนับสนุนด้านโครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญ การสร้างความต้องการของผู้บริโภค ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีนโยบายการส่งเสริมจากภาครัฐ ในการผลิต การจัดหา การสร้างตลาดให้เติบโตควบคู่กันไป

นโยบายและความคิดริเริ่มของสหภาพยุโรป: The Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001 ได้ให้คำจำกัดความ เชื้อเพลิงที่ผูกพันตามกฎหมาย รวมเชื้อเพลิงประเภทของเหลวหมุนเวียน และการขนส่งก๊าซที่มีแหล่งกำเนิดที่ไม่ใช่ทางชีวภาพ ซึ่งรวมถึงไฮโดรเจนด้วย ตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ในคำสั่งข้างต้น (สัดส่วนร้อยละ 32 ของพลังงานหมุนเวียนในการบริโภคขั้นสุดท้ายของสหภาพยุโรป และสัดส่วนของพลังงานในภาคการขนส่งร้อยละ 14 ภายในปี 2030) The Alternative Fuels Infrastructure Directive 2014/94/EU กำหนดกรอบการบูรณาการและข้อกำหนดขั้นต่ำ การเตรียมโครงสร้างพื้นฐานเชื้อเพลิงทางเลือกในประเทศสมาชิก สถานีเติมเชื้อเพลิงสำหรับไฮโดรเจน คำสั่งทั้งสองจะได้รับการปรับปรุงในไตรมาสที่สองปี 2021 ภายใต้แพ็คเกจ Fit for 55 เพื่อความมุ่งมั่นในการดำเนินการด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

กลยุทธ์ด้านไฮโดรเจนของสหภาพยุโรป: เป้าหมายของคณะกรรมาธิการยุโรปเกี่ยวกับกลยุทธ์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนตามประกาศ เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม 2020 คือ การเร่งการพัฒนาไฮโดรเจนที่สะอาด เพื่อให้มั่นใจว่ามันจะเป็นรากฐานที่สำคัญของระบบพลังงานที่เป็นมิตรต่อสภาพภูมิอากาศ ภายในปี 2030 ซึ่งปัจจุบันไฮโดรเจนมีบทบาทน้อยมากในการจัดหาพลังงาน การริเริ่มโครงการ **“ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน”** จะมีการดำเนินการที่สำคัญในช่วงปี 2020 ถึง 2050 ซึ่งเป็นความท้าทายต่อความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุน กำลังการผลิต โครงสร้างพื้นฐาน และด้านความปลอดภัย เป็นต้น

ขั้นตอนเชิงกลยุทธ์ ระยะแรก เป้าหมายในปี พ.ศ. 2024 จะติดตั้งโรงงานไฮโดรเจนอยู่ใกล้กับศูนย์ความต้องการ เช่น อุตสาหกรรมหรือสถานีเติมน้ำมัน หรือโครงสร้างพื้นฐานโดยการขยายการผลิตอิเล็กโทรไลต์ขนาดใหญ่ (มากถึง 100 เมกะวัตต์) แยกการติดตั้งสถานีเติมไฮโดรเจนที่มีอยู่และอำนวยความสะดวกในการใช้ไฮโดรเจนในการใช้งานขั้นสุดท้าย การวางแผนโครงสร้างพื้นฐานด้านการขนส่งและวางกรอบการกำกับดูแล เพื่อให้แน่ใจว่าตลาดไฮโดรเจน เป็นไปตามกรอบนโยบายที่กำหนด ในระยะที่สอง (พ.ศ. 2024 - 2030) โครงสร้างพื้นฐานจะถูกนำไปใช้งานมากขึ้น ขยายสู่เครือข่ายท้องถิ่น บนเกาะพื้นที่ห่างไกลหรือกลุ่มไฮโดรเจนในท้องถิ่น ซึ่งไม่เพียงแต่เพื่อการปรับสมดุลการผลิตพลังงานหมุนเวียนเท่านั้น แต่ยังรวมถึงการใช้งานในอุตสาหกรรม การขนส่งและเชิงพาณิชย์ด้วย

ระยะนี้คือการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านขนส่งทั่วสหภาพยุโรป การสร้างสถานที่จัดเก็บขนาดใหญ่ขึ้น และการวางแผนเครือข่ายไฮโดรเจนในยุโรปซึ่งอาจรวมถึงการเปลี่ยนโครงสร้างพื้นฐานของก๊าซที่มีอยู่ การระดมทุนด้านการวิจัยและนวัตกรรม คาดว่าจะมีบทบาทสำคัญในทศวรรษหน้าเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและขนาดส่งมอบอิเล็กโทรไลต์ที่ระดับกิกะวัตต์ (GW) และเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนของไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนภายในปี พ.ศ. 2030 หลังจากนั้น เทคโนโลยีไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนจะก้าวสู่การใช้ปริมาณมากและอยู่ระดับเป้าหมาย ของกำลังการผลิตติดตั้งสำหรับปี พ.ศ. 2024 คือ ผู้ผลิตไฮโดรเจนอิเล็กโทรไลต์จากพลังงานหมุนเวียนอย่างน้อย 6 GW (การผลิต 1 ล้านตัน) เพิ่มขึ้นเป็น 40 GW (การผลิต 10 ล้านตัน) ในปี พ.ศ. 2030 เป็นต้น

ภาพที่ 7 เรือขนส่งเชื้อเพลิงไฮโดรเจนลำแรกของโลก จากการร่วมมือกันพัฒนาของสหภาพยุโรป

https://www.renewableenergymagazine.com/hydrogen/worlda-s-first-hydrogen-cargo-vessel-set-20210407

สหรัฐอเมริกา ในที่สุดก็ถึงเวลาของไฮโดรเจน

ไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง เป็นหนึ่งในเทคโนโลยีที่ดำเนินการตามคำสั่ง เมื่อวันที่ 20 มกราคม 2021 ของประธานาธิบดี โจ ไบเดน ตามข้อตกลงของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ กับการเติบโตทางเศรษฐกิจ กระทรวงพลังงานของสหรัฐฯ ได้การให้เงินช่วยเหลือ 9 ล้านดอลลาร์ในรัฐโอลันโด มีการก่อสร้างโครงการนำร่องการใช้จัดเก็บไฮโดรเจนและอื่น ๆ ตามเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียน 100% ภายในปี พ.ศ. 2050 สำหรับแคลิฟอร์เนีย ที่เป็นผู้นำด้านพลังงานทดแทน ต้องการผลักดันเชื้อเพลิงไฮโดรเจนให้ทันกับยุโรป โดย California Hydrogen Building Council ประกอบด้วยบริษัทชั้นนำ เช่น Black & Veatch, Kiewit และ Parsons Corp. รวมทั้งยังมีโรงไฟฟ้าในสหรัฐฯ จำนวน 11 แห่งที่ประกาศแผนการใช้ไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติหรือไฮโดรเจนบริสุทธิ์ภายในสิ้นทศวรรษนี้ และคาดว่าจะมีมากขึ้นอีกด้วย

นอกจากนี้ บริษัท อุตสาหกรรมก๊าซในสหรัฐฯ พร้อมกับพันธมิตรประกาศ เมื่อปี พ.ศ. 2020 ว่าจะมีการลงทุนมูลค่า 7,000 ล้านดอลลาร์ฯ ในโรงงาน **“ไฮโดรเจนสีเขียว”** และโครงสร้างพื้นฐานใน Neom เมืองแห่งอนาคตประเทศซาอุดิอาระเบีย โดยตามแผนจะเป็นฐานการผลิตไฮโดรเจน ในปี พ.ศ. 2025 ซึ่งจะผลิต “ไฮโดรเจนสีเขียว” จำนวน 650 ตันต่อวันสำหรับการส่งออกทั่วโลก สำหรับ “ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน” มีเป้าหมายจะขนส่งไปประเทศญี่ปุ่น เป็นแห่งแรกของโลก เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าในปี 2021 นี้ และดำเนินการโดย บริษัท น้ำมัน Aramco ที่ซึ่งเป็นบริษัทของรัฐบาลของซาอุฯ

ทางด้าน **กลุ่มสภาการค้าไฮโดรเจน (Trade group the Hydrogen Council)** กลุ่มสภาฯ ได้ก่อตั้งในปี 2017 โดยมีสมาชิกเริ่มต้น 11 บริษัท ปัจจุบันมีธุรกิจภาคพลังงานและภาคอุตสาหกรรม จำนวน 109 ราย โดยมีรายได้รวม 22 ล้านล้านดอลลาร์ ได้แก่ Air Liquide, BMW, BP, Chevron, Microsoft, Mitsubishi Heavy Industries, Shell, Total และ Petronas เป็นต้น มีโครงการขนาดใหญ่ 228 โครงการ หากดำเนินการทั้งหมดจนถึงปี 2030 คาดว่าจะมีมูลค่าการลงทุนประมาณ 3 แสนล้านดอลลาร์ โดยบริษัท McKinsey ประเมินภาพรวมของกลุ่มสภาฯ ที่ร่วมมือกันนี้ คาดว่าจะมีมูลค่าถึง 8 หมื่นล้านดอลลาร์ หากรวมถึงการลงทุนที่อยู่ในการวางแผนขั้นสูง พร้อมการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย หรืออยู่ระหว่างการก่อสร้างในการลงทุนในธุรกิจเกี่ยวเนื่อง เป็นต้น

นอกจากนี้ บริษัท New Fortress ร่วมมือกับ General Electric Corp. และ Long Ridge Energy สร้างโรงไฟฟ้าแห่งแรกในสหรัฐฯ ที่ใช้ไฮโดรเจนในการผสมเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาด 485 เมกะวัตต์ ในรัฐโอไฮโอ สร้างโดย Kiewit Power และจะเดินเครื่องเดือนพฤศจิกายน 2021 นี้ จะใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนสัดส่วนประมาณ 15% ของเชื้อเพลิงการผลิตไฟฟ้า และในระยะต่อไปโรงไฟฟ้าแห่งใหม่จะเปลี่ยนเป็นไฮโดรเจนสีเขียว 100% โครงการนี้เสร็จสมบูรณ์แล้ว 80% จะช่วยให้ New Fortress สามารถดำเนินธุรกิจที่เกี่ยวเนื่องด้านโลจิสติกส์ การขนส่ง การจัดเก็บและพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจนด้วย ซึ่งที่กล่าวมาเป็นแค่เพียงบางส่วนของการดำเนินการด้านเชื้อเพลิงไฮโดรเจนของสหรัฐฯ ในปัจจุบัน

ภาพที่ 8 ผู้พัฒนาโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ Long Ridge ในรัฐโอไฮโอ กำลังผลิตติดตั้ง 485 MW ที่จะเดินเครื่องในปลายปี 2564 นี้

ที่มา: https://www.enr.com/articles/51290-has-hydrogens-time-finally-come

ภาพที่ 9 การติดตั้งระบบกังหันแก๊สของ GE ที่โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส Long Ridge ใน Hannibal ในรัฐโอไฮโอ

ที่มา: https://www.enr.com/articles/51290-has-hydrogens-time-finally-come

ภาพที่ 10 เซลล์เชื้อเพลิง (Hydrogen Fuel Cell) โรงไฟฟ้าลำตะคอง

(ภาพจาก: https://www.egat.co.th/index.php)

การใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนในประเทศไทย

การผลิตไฟฟ้าของไทย: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้พัฒนาระบบกักเก็บพลังงานด้วยเซลล์เชื้อเพลิง (Hydrogen Fuel Cell) ร่วมกับพลังงานลม (Wind Hydrogen Hybrid System) นับเป็นนวัตกรรมและเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้ารูปแบบใหม่ นับเป็นแห่งแรกของภูมิภาคเอเชีย เป็นการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบก๊าซไฮโดรเจน เมื่อกังหันลมผลิตไฟฟ้าได้มากเกินความต้องการของระบบ ไฟฟ้าจะถูกนำไปจ่ายให้กับเครื่อง Electrolyser หรือเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ซึ่งจะทำหน้าที่แยกน้ำ (H_2O) ที่อยู่ที่เครื่อง Electrolyser ออกเป็นก๊าซออกซิเจน (O_2) และก๊าซไฮโดรเจน (H_2) โดยที่ก๊าซไฮโดรเจนจะถูกนำไปกักเก็บในถังบรรจุก๊าซไฮโดรเจน ก่อนนำก๊าซไฮโดรเจนมาผลิตไฟฟ้าโดยผ่านเซลล์เชื้อเพลิง เพื่อจ่ายไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง ซึ่งกังหันลมมักจะผลิตไฟฟ้าได้มากในช่วงเวลากลางคืน เป็นช่วงเวลาที่ความต้องการไฟฟ้าต่ำ โดยได้นำพลังงานที่ผลิตได้นี้มาเก็บไว้ที่ศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. ลำตะคอง จ.นครราชสีมา

ไฮโดรเจนกับวิถีชุมชนของไทย: โครงการบ้านผีเสื้อ ที่ ต.สันผีเสื้อ อ.เมือง จ.เชียงใหม่ ที่บ้านพักอาศัยแต่ละหลังในโครงการเก็บพลังงานแสงอาทิตย์ตอนกลางวันไว้ในรูปของก๊าซไฮโดรเจน เพื่อนำไปผลิตไฟฟ้าใช้เองทั้งกลางวันและกลางคืน เรียกได้ว่าเป็นนวัตกรรมใหม่ เป็นคำตอบเพื่อความต้องการพลังงานในอนาคตและเป็นทางออกที่จัดเก็บพลังงานด้วยวิธีที่มีประสิทธิภาพ ลดผลกระทบต่อที่ดินให้เหลือน้อยที่สุด ระบบประหยัดและนำน้ำฝนและน้ำชลประทานมาใช้ มีระบบอัตโนมัติในบ้านสำหรับศักยภาพในการประหยัดพลังงานและการลดปลดปล่อยคาร์บอน และเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมากที่สุด

ภาพที่ 11-12 โครงการบ้านผีเสื้อ

(ภาพจาก: https://www.phisueahouse.com/)

บทความนี้ ได้รวบรวมและเสนอแนวคิดนโยบายพัฒนาเชื้อเพลิงไฮโดรเจนเพื่อเป็นพลังงานทางเลือกในอนาคต ของประเทศญี่ปุ่น สหภาพยุโรป และสหรัฐอเมริกา ซึ่งนโยบายการพัฒนาเชื้อเพลิงไฮโดรเจนขึ้นอยู่กับบริบทของประเทศนั้น ๆ หลายประเทศจะมุ่งเน้นไปสู่การใช้รถยนต์ไฟฟ้า (EV) มาแทนรถยนต์สันดาป ในขณะที่ผู้พัฒนารถยนต์ Fuel Cell ก็ยังมุ่งมั่นพัฒนาเทคโนโลยีที่ประยุกต์ใช้ร่วมกับแบตเตอร์รี่ด้วย (FCEV) โดยจุดเด่นของรถยนต์ FCEV อยู่ที่มีระยะทางวิ่งไกลและใช้เวลาเติมก๊าซไฮโดรเจนสั้นเท่ากับการเติมน้ำมัน ส่วนจุดอ่อนที่สำคัญก็คือประสิทธิภาพโดยรวมต่ำกว่ารถยนต์ใช้แบตเตอรรี่ (BEV) จำนวนปั๊มเติมแก๊สไฮโดรเจนยังมีน้อยเกินไป เชื้อเพลิงราคาแพง และราคารถยนต์ FCEV ก็ยังสูงกว่ารถยนต์ประเภทอื่น

ประเทศญี่ปุ่นนับเป็นตัวอย่างที่ดีในการพัฒนาและนำไฮโดรเจนมาใช้ในการคมนาคมและการผลิตไฟฟ้า ตามเป้าหมายประเทศ Carbon Neutral ในปี 2050 โดยความร่วมมือรัฐและเอกชน ในสหภาพยุโรปได้ร่วมมือกันวิจัย RTD (research & technology development) เพื่อเพิ่มคุณภาพและลดต้นทุนตลอดสายโซ่ FCH ครอบคลุมทั้งด้านการผลิต การกระจายสถานี การเก็บกัก H_2 โครงสร้างพื้นฐานการเติม H_2 และ FC ชนิดต่าง ๆ สำหรับสหรัฐอเมริกา ก็มีความพยายามผสมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนหรือเปลี่ยนนโยบายมาใช้ไฮโดรเจนในการผลิตไฟฟ้า เพื่อลดการปลดปล่อย

ก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน ในส่วนของประเทศไทยก็กำลังศึกษาการกำหนดนโยบายการใช้ไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือกในอนาคตด้วยเช่นกัน

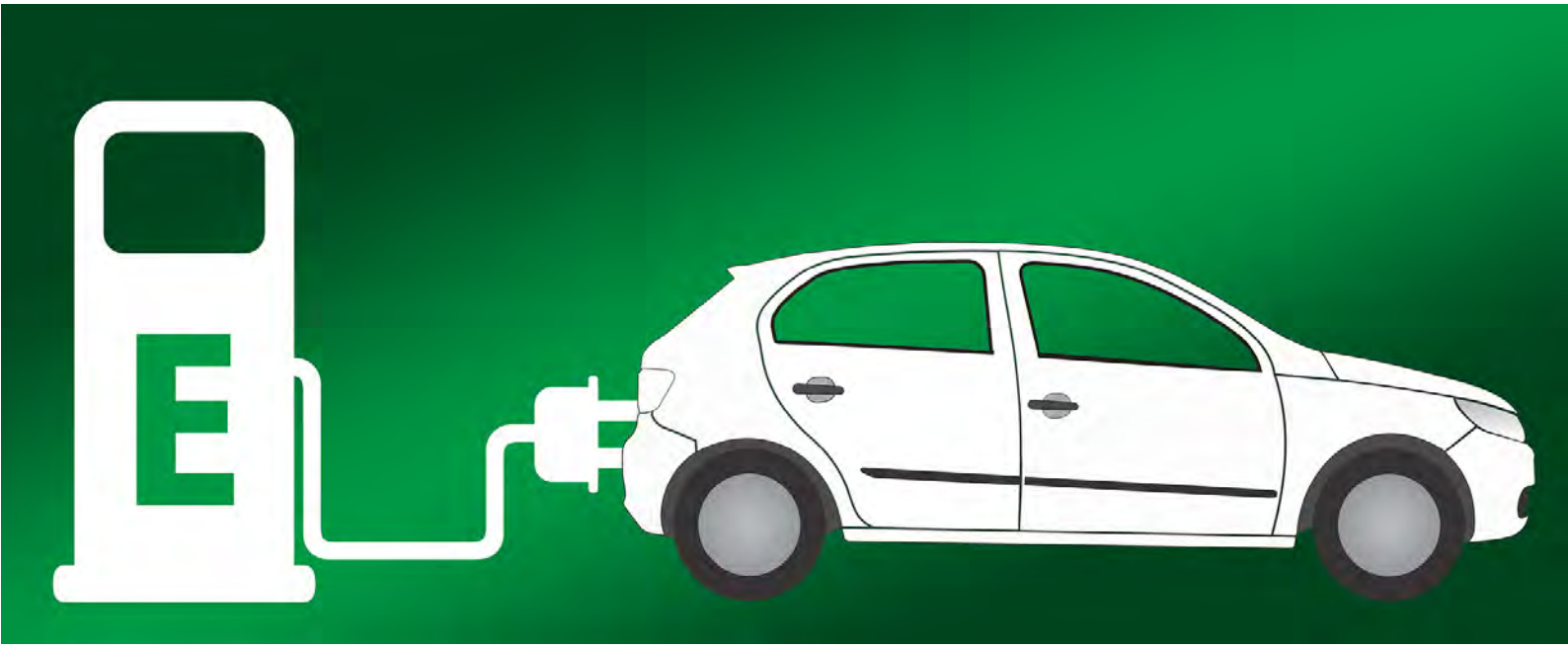
อย่างไรก็ดี การพัฒนาพลังงานไฮโดรเจน ยังคงมีข้อจำกัดหลัก ๆ อยู่ 3 ประการ นั่นคือ

1. ไฮโดรเจนเป็นพลังงานที่จัดเก็บและขนส่งยาก
2. การผลิตไฮโดรเจนด้วยเชื้อเพลิงสะอาด (Green Hydrogen) ใช้ต้นทุนสูง
3. ไฮโดรเจนมีคุณสมบัติที่ต่างจากก๊าซธรรมชาติ จึงต้องใช้เทคโนโลยีขั้นสูงในการนำไปประยุกต์ใช้ทดแทนที่ใช้พลังงานดั้งเดิม

ซึ่งหากสามารถลดต้นทุนการผลิตได้เชื่อว่าในอนาคตเชื้อเพลิงไฮโดรเจนจะเป็นพลังงานทางเลือกที่สำคัญของโลกอย่างแน่นอน

เอกสารอ้างอิง

กรมพัฒนาคุณภาพสิ่งแวดล้อม https://www.deqp.go.th/new/โจ-ไบเดน-กับเป้าหมาย-net-zero/
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน www.dede.go.th/คู่มือความรู้ด้านพลังงานไฮโดรเจน
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน www.eppo.go.th
https://asia.nikkei.com/Business/Energy/World-s-first-liquid-hydrogen-carrier-ship-launches-in-Japan
http://biomassmagazine.com/articles/14856/biomass-in-japanundefineds-best-energy-mix
www.bigth.com
www.egat.co.th
www.env.go.jp/earth/ondanka/lca/index.html
www.enr.com/articles/51290-has-hydrogens-time-finally-come
www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI (2021)689332_EN.pdf
www.facebook.com/ERSFellowship/
https://hydrogenenergysupplychain.com/
www.meti.go.jp/english/press/2018/0703_002.htm
https://mainichi.jp/
http://newweb.mnre.go.th/
https://newsroom.toyota.co.jp/en/corporate/22833613.html
www.renewableenergymagazine.com/hydrogen/worlda-s-first-hydrogen-cargo-vessel-set-20210407
https://thestandard.co/countries-net-zero-emissions/
www.washingtonpost.com/climate-solutions/japan-hydrogen-energy-carbon/2021/04/13/0dd68e4e-9229-11eb-aadc-af78701a30ca_story.html
https://www.tnnthailand.com/news/world/94990/



แนวทางการพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้า สำหรับยานยนต์ไฟฟ้า

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน ได้เสนอกรอบแนวทางการพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้าเพื่อรองรับยานยนต์ไฟฟ้าตามเป้าหมายการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า ต่อที่ประชุมคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ ในการประชุมเมื่อวันที่ 12 พฤษภาคม 2564 ที่ผ่านมา โดยแบ่งออกเป็น 3 กรอบแนวทาง ได้แก่

- **กรอบแนวทางที่ 1** การส่งเสริมการพัฒนาโครงข่ายสถานีอัดประจุไฟฟ้าอย่างเพียงพอ
- **กรอบแนวทางที่ 2** การสร้างกฎระเบียบ มาตรฐาน และแนวทางเพื่อให้เกิดการพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้า
- **กรอบแนวทางที่ 3** การส่งเสริมเทคโนโลยีด้านสมาร์ทกริดเพื่อเชื่อมโยงและบริหารจัดการการประจุไฟฟ้าแบบบูรณาการ

เป้าหมายการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า ในปี ค.ศ. 2025 จะมียานยนต์ไฟฟ้าที่เป็นรถยนต์ส่วนบุคคล ประมาณ 225,000 คันต่อปี

สำหรับการดำเนินงานของ สนพ. ตามกรอบแนวทางการส่งเสริมการพัฒนาโครงข่ายสถานีอัดประจุไฟฟ้าอย่างเพียงพอ ได้ทำการศึกษา**แผนการพัฒนาสถานีประจุไฟฟ้าสำหรับยานยนต์ไฟฟ้าขึ้น** เพื่อให้เกิดการพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้าที่เพียงพอต่อความต้องการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า สอดคล้องกับเป้าหมายการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าของคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ ในช่วงปี ค.ศ. 2025 - 2030 คำนึงถึงมิติต่างๆ ในการพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยไม่ให้เป็นภาระต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในอนาคต

รูปแบบการพัฒนาสถานีอัดประจุไฟฟ้า

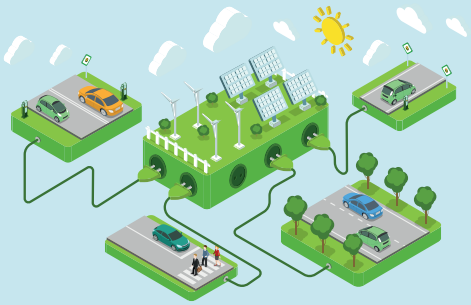
- **การอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าแบบใช้สาย** สามารถอัดประจุด้วยไฟฟ้ากระแสสลับ (AC Charge) กำลังไฟฟ้าประมาณ 3.7 - 22 กิโลวัตต์ ซึ่งเป็นรูปแบบการอัดประจุพื้นฐานที่สุดและนิยมใช้กันมากที่สุดในบ้านหรือพื้นที่กึ่งสาธารณะที่ผู้ใช้ไม่รีบร้อนในการชาร์จ เวลาในการชาร์จประมาณ 6 - 12 ชั่วโมง นอกจากนั้น ยังสามารถอัดประจุด้วยไฟฟ้ากระแสตรง (DC Charge) กำลังไฟฟ้าประมาณ 50 กิโลวัตต์ขึ้นไป เวลาในการชาร์จประมาณ 30 นาที - 1 ชั่วโมง ซึ่งมักจะให้บริการในสถานีอัดประจุไฟฟ้า เนื่องจากต้องการโครงสร้างพื้นฐานด้านโครงข่ายไฟฟ้าที่จัดทำขึ้นเป็นการเฉพาะ
- **สถานีสับเปลี่ยนแบตเตอรี่ (Battery Swapping Station)** ดำเนินการโดยอัดประจุแบตเตอรี่ไว้ล่วงหน้าเพื่อรอการสับเปลี่ยนกับแบตเตอรี่ที่มีความจุต่ำ เกิดความรวดเร็วในการใช้งาน นิยมใช้มากกับรถจักรยานยนต์ไฟฟ้าสำหรับรถยนต์มีการให้บริการแล้วในประเทศจีน
- **การอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าแบบไร้สาย** จะทำให้เกิดความสะดวกสบายแก่ผู้ใช้งานยานยนต์ไฟฟ้ามากขึ้น ไม่ว่าจะเป็นการอัดประจุไร้สายเมื่อรถจอดอยู่กับที่หรือเคลื่อนที่ ก็ตาม วิธีการต่างๆ ในการอัดประจุไร้สาย เช่น การเชื่อมต่อแบบเหนี่ยวนำ การเชื่อมต่อด้วยเรโซแนนซ์แม่เหล็ก และการเชื่อมต่อด้วยคลื่นไมโครเวฟ เป็นต้น

เป้าหมายการส่งเสริมสถานีอัดประจุไฟฟ้าสาธารณะ

เป้าหมายการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าของคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ กำหนดไว้ว่า ในปี ค.ศ. 2025 จะมีการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าที่เป็นรถยนต์ส่วนบุคคลในประเทศประมาณ 225,000 คันต่อปี และเพิ่มขึ้นเป็น 440,000 คันต่อปี ในปี ค.ศ. 2030 ดังนั้น จึงได้ตั้งเป้าหมายการส่งเสริมให้มีสถานีอัดประจุไฟฟ้าสาธารณะเพื่อรองรับการชาร์จยานยนต์ไฟฟ้านอกเหนือจากการชาร์จที่บ้าน เพื่อให้ผู้ใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าเกิดความมั่นใจว่ามีสถานีประจุไฟฟ้าเพียงพอ และเป็นปัจจัยส่งเสริมความต้องการซื้อยานยนต์ไฟฟ้ามาใช้งาน โดยตั้งเป้าหมายจำนวนหัวจ่ายแบบเร็ว (Fast / DC Charger) ที่สถานีประจุไฟฟ้าสาธารณะในปี ค.ศ. 2025 ประมาณ 2,200 - 4,400 หัวจ่าย และในปี ค.ศ. 2030 ประมาณ 12,000 หัวจ่าย ซึ่งปัจจุบัน ข้อมูลจากสมาคมยานยนต์ไฟฟ้าไทย (เดือนกันยายน 2564) ระบุว่า ประเทศไทยมีหัวจ่ายแบบ Fast Charger ในสถานีอัดประจุไฟฟ้าสาธารณะแล้ว 774 หัวจ่าย และหัวจ่ายแบบปกติ (Normal / AC Charger) 1,511 หัวจ่าย รวม 2,285 หัวจ่าย

เป้าหมายการส่งเสริม สถานีอัดประจุไฟฟ้าสาธารณะ

เป้าหมายการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า
ของคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ กำหนดไว้ว่า
ในปี ค.ศ. 2025 จะมีการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า
ที่เป็นรถยนต์ส่วนบุคคลในประเทศประมาณ **225,000 คันต่อปี**
และ**เพิ่มขึ้นเป็น 440,000 คันต่อปี** ในปี ค.ศ. 2030



ตั้งเป้าหมายจำนวนหัวจ่ายแบบเร็ว (Fast / DC Charger)
ที่สถานีประจุไฟฟ้าสาธารณะในปี ค.ศ. 2025
ประมาณ **2,200 – 4,400 หัวจ่าย**
และในปี ค.ศ. 2030 ประมาณ **12,000 หัวจ่าย**

ดังนั้น นอกจากการชาร์จยานยนต์ไฟฟ้าที่บ้านแล้ว ผู้ใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าสามารถชาร์จยานยนต์ไฟฟ้าที่สถานีอัดประจุไฟฟ้าสาธารณะได้ ซึ่งรูปแบบการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าโดยแบ่งตามลักษณะพื้นที่ อาทิ สถานที่ของรัฐหรือสถานที่ให้บริการประชาชน สถานที่ทำงาน จุดจอดรถในอาคารหรือพื้นที่เชิงพาณิชย์ ไหล่ทางหรือริมถนน ทางหลวง โดยพื้นที่ให้บริการต่างๆ เหล่านี้สามารถให้ผู้ใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าสามารถเข้าถึงสถานีอัดประจุไฟฟ้าได้อย่างสะดวกสบาย

หากในอนาคตมีการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าอย่างแพร่หลายมากขึ้น จะมีผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้าเมื่อมีการชาร์จยานยนต์ไฟฟ้าจำนวนมาก เช่น ผลกระทบต่อ Load Profile จากการชาร์จยานยนต์ไฟฟ้าในช่วงเวลาเดียวกัน ผลกระทบต่ออุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าหากไม่ได้ออกแบบมาเพื่อรองรับความต้องการพลังงานจากยานยนต์ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นมา ผลกระทบจากความไม่สมดุลของเฟสและแรงดันไฟฟ้าเมื่อมีการชาร์จจำนวนมากในเครือข่ายเดียวกัน และผลกระทบต่อเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า เป็นต้น โดยผลกระทบเหล่านี้สามารถแก้ไขได้ด้วยการบริหารจัดการการประจุไฟฟ้า เช่น การควบคุมการอัดประจุไฟฟ้า การใช้อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาเป็นแรงจูงใจในช่วงเวลาที่มีผลกระทบต่อระบบน้อย การบริหารความต้องการพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ให้เหมาะสม เป็นต้น

**ผู้ใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า
สามารถชาร์จยานยนต์ไฟฟ้าที่สถานี
อัดประจุไฟฟ้าสาธารณะได้**

และในอนาคตจะนำเทคโนโลยีสมาร์ทกริดมาใช้ในการบริหารจัดการร่วมด้วย เพื่อให้ยานยนต์ไฟฟ้าเป็นหนึ่งในแหล่งกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับอาคารบ้านเรือนหรือระบบไฟฟ้าในยามจำเป็นได้ รวมทั้งการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานสะอาดมาใช้ในการอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าเพื่อให้ยานยนต์ไฟฟ้าเป็นยานยนต์ไร้มลพิษและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมอย่างแท้จริง

Renewable Energy Certificate: REC

ประเทศไทย มีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตามแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) โดยมีการดำเนินนโยบายและมาตรการการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ ได้แก่ การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้า (Feed-in Tariff : FiT) การประมูลราคารับซื้อไฟฟ้า (Reverse Auction) การซื้อขายใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Certificate: RECs) เป็นต้น โดยที่ผ่านมาประเทศไทยได้นำกลไกการกำหนดราคา มาใช้เป็นกลไกหลักในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ผ่านการบริหารจัดการกลไกราคาและภาษี โดยส่งผ่านค่าใช้จ่ายเชิงนโยบาย (Policy Expense) ดังกล่าวไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้า ด้วยการบริหารจัดการไฟฟ้าในปัจจุบันเป็นแบบวางแผนแบบรวมศูนย์ (Centralized Planning)

การรับรองการผลิตพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Certificate: REC) เป็นรูปแบบหนึ่งในการสนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยการรับรองพลังงานไฟฟ้าในปริมาณ 1 เมกะวัตต์-ชั่วโมง (ตามหลักการโดยทั่วไป)

มาจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน รวมถึงจะมีการระบุแหล่งพลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้า (เช่น จากพลังงานแสงอาทิตย์ จากพลังงานลม เป็นต้น) ช่วงเวลาการผลิต (เช่น ผลิตขึ้นในปีใด เป็นต้น) ตำแหน่งของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นต้น จึงถือเป็นรูปแบบการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนโดยใช้กลไกตลาด (Market mechanism)

โดยสามารถแจกแจงกลไก REC ตามในแต่ละมิติดังต่อไปนี้

1. จำแนกตามรูปแบบการขาย (โอนสิทธิ์) RECs ได้แก่

- **รูปแบบรวมกับไฟฟ้า (Bundled REC)** เป็นรูปแบบการขาย RECs พร้อมกับไฟฟ้า
- **รูปแบบแยกกับไฟฟ้า (Unbundled REC)** เป็นรูปแบบการขาย RECs แยกกับไฟฟ้า ผู้ที่ซื้อ RECs เพื่อให้บรรลุเป้าหมายในการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยไม่ต้องผลิตหรือใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนโดยตรง

2. จำแนกตามรูปแบบตลาดซื้อขาย RECs ได้แก่

- **ตลาดภาคบังคับ (Compliance REC Market)** เป็นรูปแบบตลาดที่ผู้ซื้ออาจเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าหรือผู้ค้าปลีกไฟฟ้าปฏิบัติตามข้อกำหนดที่เรียกว่า Renewable Portfolio Standards (RPS) เพื่อให้การผลิตและการขายไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนที่แน่นอน ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถบรรลุเป้าหมายที่กำหนดตาม RPS โดยการซื้อ RECs หรือผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนของตนเอง
- **ตลาดภาคสมัครใจ (Voluntary REC Market)** เป็นรูปแบบตลาดที่ผู้ซื้อ RECs มีความสนใจในสิ่งแวดล้อม เพื่อใช้ชดเชย Carbon footprint หรือซื้อเพื่อให้บรรลุเป้าหมายหรือข้อผูกพันที่เกี่ยวกับการซื้อพลังงานหมุนเวียน เช่น กลุ่มบริษัท RE100 ซึ่งเป็นการรวมตัวของกลุ่มผู้ประกอบการภาคเอกชนชั้นนำทั่วโลก โดยมีเป้าหมายส่งเสริมและผลักดันความต้องการและการผลิตพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น

3. จำแนกตามระดับของมาตรฐาน RECs ได้แก่

- **ระดับประเทศ** เป็นกลไก RECs ที่ถูกกำหนดขึ้นมาเพื่อใช้ซื้อขายกันภายในประเทศเท่านั้น
- **ระดับภูมิภาค** เป็นระบบ RECs ที่ใช้ข้อกำหนดและเงื่อนไขเดียวกันในหลายประเทศที่อยู่ในภูมิภาคเดียวกัน ทำให้สามารถซื้อขาย RECs กันในภูมิภาคนั้น ๆ ได้
- **ระดับสากล** เป็นระบบที่มีกฎระเบียบและมาตรฐานด้าน RECs ที่นำมาใช้ในระดับสากล โดยมิได้เฉพาะเจาะจงอยู่ที่ภูมิภาคใดหรือประเทศใดเท่านั้นสามารถใช้ในประเทศที่ให้การยอมรับในกฎระเบียบและมาตรฐานดังกล่าว เช่น International Renewable Energy Certificate (I-REC) และ Tradable Instrument for Global Renewables (TIGRs) เป็นต้น

ตัวอย่างใบรับรองพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศ
ภาพจาก https://www.3blmedia.com/news/what-renewable-energy-certificate

ตารางที่ 1 ตัวอย่างการดำเนินงาน RECs ในต่างประเทศ

ข้อมูล	สิงคโปร์	สหราชอาณาจักร	ออสเตรเลีย	อินเดีย
โครงสร้างกิจการไฟฟ้า	การแข่งขันระดับขายส่งและระดับขายปลีก	การแข่งขันระดับขายส่งและระดับขายปลีก	การแข่งขันระดับขายส่งและระดับขายปลีก	การแข่งขันระดับขายส่งและบางส่วนในการขายปลีก
กลไกการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียน	RECs Reverse Auction การประมูลภายใต้โครงการ Solarnova	RECs Reverse Auction (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กและขนาดใหญ่) FiT (สิ้นสุดในเดือนมีนาคม 2562)	RECs Reverse Auction (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กและขนาดใหญ่) FiT (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขนาดเล็กซึ่งส่วนใหญ่เป็นพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาระดับครัวเรือน)	RECs FiT Reverse Auction โดยผู้ผลิตสามารถเลือกได้ทั้ง FiT และ RECs
เหตุผลของการมี RECs	สร้างกลไกตลาดเพื่อรองรับการจัดซื้อพลังงานหมุนเวียนของกลุ่มบริษัท RE100 และผู้สนใจอื่น ๆ	สร้างกลไกตลาดเพื่อให้การดำเนินงานเป็นไปตามเป้าหมายด้านพลังงานหมุนเวียน และเพื่อให้บริษัทค้าปลีกไฟฟ้าเปิดเผยเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า	สร้างกลไกตลาดเพื่อให้การดำเนินงานเป็นไปตามเป้าหมายด้านพลังงานหมุนเวียน	สร้างกลไกตลาดเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดของรัฐ (Renewable Portfolio Obligation: RPO) ซึ่งเป็นการกำหนดสัดส่วนการผลิตและขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
รูปแบบ RECs ที่ใช้	2 ชนิด I-REC และ TIGR	2 ชนิด ใบรับรองพลังงานหมุนเวียน (Renewable Obligation Certificates: ROC) และใบรับรองการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Guarantees of Origin : REGO)	2 ชนิด Small Scale Technology Certificates: STCs (สำหรับกำลังการผลิตน้อยกว่า 100 kW) และ Large Scale Technology Certificates: LGCs (สำหรับกำลังการผลิตมากกว่า 100 kW)	1 ชนิด I-REC
หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	I-REC รับรองโดย SP Group TIGR รับรองโดย APX	รับรองโดย Office of Gas and Electricity Markets: Ofgem	รับรองโดย Clean Energy Regulator: CER ซึ่งเป็นหน่วยงานรัฐที่รับผิดชอบในการบริหารเป้าหมายพลังงานหมุนเวียนของรัฐบาล	รับรองโดย Central Electricity Regulatory Commission: CERC
ผู้ซื้อ RECs	ผู้ซื้อภาคสมัครใจซึ่งส่วนใหญ่เป็นบริษัทขนาดใหญ่ที่มีเป้าหมายส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน	ผู้ค้าปลีกไฟฟ้าเพื่อเปิดเผยเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และผู้ซื้อภาคสมัครใจ เช่น กลุ่มบริษัท RE100	ผู้ซื้อที่ต้องการระบุการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหรือผู้ซื้อภาคสมัครใจ ผู้ค้าปลีกไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ เช่น กลุ่มบริษัทถลุงเหล็ก	ผู้ซื้อที่ต้องการระบุการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหรือผู้ซื้อภาคสมัครใจ รวมทั้งบริษัทจำหน่ายไฟฟ้า โรงไฟฟ้า และผู้บริโภค
ราคา	ตามอุปสงค์และอุปทาน			

ประโยชน์ของ RECs

1. ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกใช้ไฟฟ้าที่เกิดจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต้องการสนับสนุนหรือสร้างภาพลักษณ์ด้านพลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม แต่มีข้อจำกัดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ของตนเอง

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถมีรายได้ส่วนเพิ่มเติมจากการขาย RECs ได้ทั้งภายในประเทศ และต่างประเทศ

3. เป็นกลไกในการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบที่ไม่ต้องใช้การอุดหนุนซึ่งกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้าง การใช้ RECs สามารถจำกัดค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นให้อยู่กับผู้ที่ต้องการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียน โดยไม่ตกไปเป็นภาระของผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นที่ไม่เกี่ยวข้อง

อ้างอิง

มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. (2564) โครงการศึกษาแนวทางในการนำกลไก RECs มาปรับปรุงนโยบายและกลไกการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของไทย. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน.

บริษัท อีวาย คอร์ปอเรท เซอร์วิสเซส จำกัด. (2563) Renewable Energy Certificate

เคล็ดลับ ประหยัดพลังงานหน้าหนาว

ใกล้เข้าสู่ฤดูหนาวอย่างเป็นทางการ พร้อมกับเตรียมต้อนรับปีพุทธศักราชใหม่ 2565 ที่ใกล้มาถึง แม้ว่าอุณหภูมิจะลดลง แต่การใช้พลังงานไฟฟ้าของทุกบ้านก็อาจจะเพิ่มขึ้นได้อย่างไม่รู้ตัว ฉบับนี้เรามีเคล็ดลับการประหยัดไฟฟ้าในหน้าหนาวมาฝากกัน

1 ลดอุณหภูมิเครื่องทำน้ำอุ่น

เครื่องทำน้ำอุ่น ตัวกินไฟชั้นเลิศ ลองปรับอุณหภูมิที่สูงปรี๊ดลดลงมาเหลืออุ่นพอประมาณ และหลีกเลี่ยงการเปิดน้ำทิ้งโดยไม่จำเป็น ในขณะชำระล้างร่างกาย ทั้งการสระผมและถูสบู่ จะช่วยให้ประหยัดน้ำ-ไฟเพิ่มขึ้นอีก

2 พัดลมเพดาน ตัวช่วยกระจายอากาศอุ่นรอบบ้าน

การเปิดพัดลมเพดาน นอกจากจะช่วยให้อากาศในบ้านถ่ายเท ไหลเวียนได้สะดวกแล้ว ยังเป็นตัวช่วยกระจายอากาศอุ่น ๆ ได้อย่างไม่น่าเชื่อ

3 ปรับโหมด-อุณหภูมิเครื่องปรับอากาศ

โหมดที่เหมาะกับอากาศหนาวคือ โหมดพัดลม (Fan Mode) โดยโหมดนี้จะผลิตลมออกมาแต่ไม่ได้ทำความเย็น โดยเลือกแบบ Auto swing และตั้งโหมดประหยัดพลังงาน (Eco) ซึ่งวิธีนี้จะทำให้อุณหภูมิห้องไม่เย็นจนเกินไป และสามารถกระจายลมเย็นได้ทั่วทั้งห้อง และอีกหนึ่งทางเลือกหากไม่ชอบการใช้ Fan Mode ให้ใช้วิธีปรับอุณหภูมิในช่วงอากาศเย็นนี้ จากเดิมอาจตั้งไว้ที่ 25 องศาเซลเซียส ก็ปรับเพิ่มขึ้นอีก 1-2 องศาเซลเซียส เพื่อให้ห้องอุ่นขึ้น ก็จะช่วยลดค่าไฟฟ้าได้มากขึ้นด้วย

4 ตั้งเวลาเปิด-ปิดเครื่องปรับอากาศ

ลองลดชั่วโมงการใช้งานของเครื่องปรับอากาศลง โดยอาจตั้งเวลาปิดเครื่องปรับอากาศให้เป็นเวลาก่อนที่เราจะตื่นนอนอย่างน้อยสัก 30 นาที เพราะแม้จะปิดการทำงานของเครื่องปรับอากาศไปแล้ว แต่ยังมีความเย็นที่หมุนเวียนอยู่ในห้องและอุณหภูมิข้างนอกที่เย็นอยู่

ที่สำคัญ แม้ว่าบางบ้านอาจจะโบกมือลาเครื่องปรับอากาศในหน้าหนาวนี้ แต่ก็ไม่ควรละเลยการทำความสะอาดเครื่องปรับอากาศอย่างสม่ำเสมอนะจ๊ะ **ควรถอดหน้ากากแอร์ออกมาล้างทำความสะอาด** กันฝุ่นในบ้านเกาะติดสะสม อันเป็นเหตุก่อให้เกิดโรคภูมิแพ้ตามมาได้ ...แล้วพบกันใหม่ฉบับหน้า

แบบสอบถามความพึงพอใจ
ฉบับที่ 130 / 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
สกู๊ปพิเศษ (Special Scoop)					
บทความด้านปิโตรเลียม					
บทความด้านสถานการณ์พลังงาน					
บทความด้านอนุรักษ์พลังงาน และพลังงานทดแทน					
บทความเคล็ดลับประหยัดพลังงาน					
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

แผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) ประกอบด้วยแผนพัฒนาพลังงานด้านใดบ้าง

คำตอบ .....

ชื่อ- นามสกุล .....

ที่อยู่ .....

โทรศัพท์ ..... อีเมล .....

รับฟรี ลำโพงบลูทูธ (SPK Bluetooth JR-ML01)

ขนาด 5 วัตต์ มีไมโครโฟนในตัว สามารถคุยโทรศัพท์ได้
เสียบชาร์จแบบ Micro ฟังเพลงได้ 6-10 ชั่วโมง
ระยะการส่งข้อมูล 8-10 เมตร

มูลค่า 399 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 ถนนสวนผัก แขวงตลิ่งชัน เขตตลิ่งชัน กรุงเทพมหานคร 10170
วงเล็บมุมซองว่า “เกมพลังงาน”

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน