สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ฉบับที่ 127 สิงหาคม - กันยายน 2561

วารสาร นโยบายพลังงาน

www.eppo.go.th

NATIONAL ENERGY INFORMATION CENTER

สถานการณ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากภาคการใช้พลังงานในช่วง 6 เดือนแรกปี 2561

ศึกษาดูงานด้านโครงสร้างพื้นฐานระบบขนส่งก๊าซธรรมชาติ และ Green Gas ทางท่อ ณ ประเทศเยอรมนี

ISSN 0859-3701
www.eppo.go.th

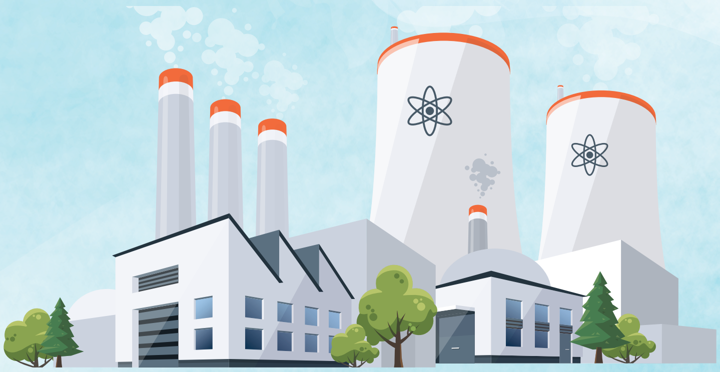
EPPO TALK

พลังงาน ถือเป็นสิ่งสำคัญที่มีบทบาทในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ เนื่องด้วยสถานการณ์ด้านพลังงานที่ผ่านมานั้น ทั้งปัญหาด้านการนำเข้าพลังงานเชื้อเพลิงในปริมาณมาก การจัดการพลังงานที่ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย และปัญหาในด้านการยอมรับของประชาชนในด้านการลงทุนด้านพลังงานที่สำคัญของประเทศ เช่น การสร้างโรงไฟฟ้า เป็นต้น

จากปัญหาที่เกิดขึ้นจึงได้มีหน่วยงาน และผู้ที่เกี่ยวข้องเข้ามาร่วมมือกันหาทางแก้ไขปัญหาด้านพลังงานนี้ โดยได้เน้นในเรื่องของการพัฒนาพลังงานทดแทน และส่งเสริมให้ทุกภาคส่วนใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยได้มีการจัดทำแผนการปฏิรูปพลังงาน เพื่อดำเนินการปฏิรูปประเทศด้านพลังงานทั้ง 6 ด้าน

ซึ่งวารสารนโยบายพลังงาน เล่มที่ 127 นี้ ได้พูดถึงเรื่องของ การพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ เป็นหนึ่งในแผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน ซึ่งผู้อ่านจะได้ทราบถึงวัตถุประสงค์หลัก และผลที่คาดว่าจะได้รับจากการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานนี้ อีกทั้งยังมีบทความด้านพลังงานที่น่าสนใจอีกมากมาย อาทิ บทความด้านปิโตรเลียม ศึกษาดูงานด้านโครงสร้างพื้นฐานระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติและ Green Gas ทางท่อ ณ ประเทศเยอรมนี บทความด้านไฟฟ้า High Efficient and Clean thermal Power of Japan บทความด้านสถานการณ์พลังงาน สถานการณ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากภาคการใช้พลังงานในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 และ บทความด้านนโยบายพลังงาน โครงการ The Energist by EPPO ซึ่งโครงการเฟ้นหาคนพลังงานรุ่นใหม่ เพื่อร่วมกันสร้างสรรค์นโยบายพลังงาน ซึ่งจะเป็นรากฐานในการพัฒนาประเทศอย่างยั่งยืนโดยการสร้างนโยบายพลังงานแบบ Bottom Up ครั้งแรกในประเทศไทย

ทั้งนี้วารสารนโยบายพลังงานฉบับถัดไปจะทำเป็นรูปแบบ E-book และสามารถดาวน์โหลดไฟล์ได้จากเว็บไซต์ สนพ. (www.eppo.go.th)



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

เจ้าของ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ที่ปรึกษา

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

จัดทำโดย

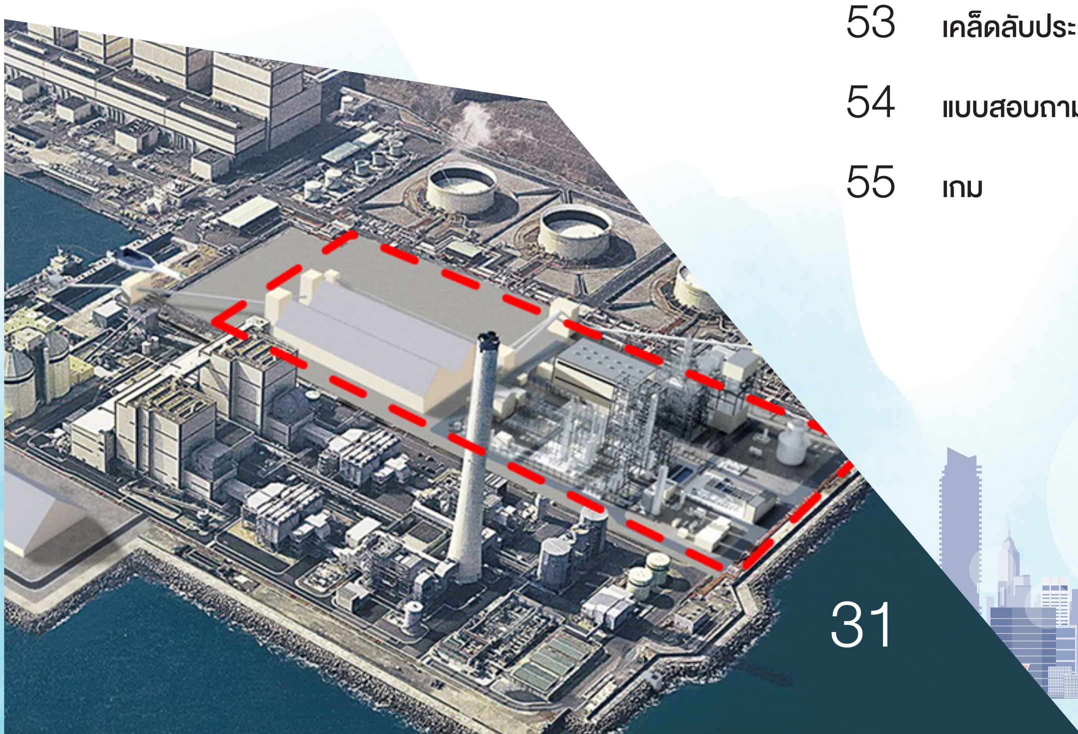
คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน
เลขที่ 121/1-2 ถ.เพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท
เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
โทร.0 2612 1555 โทรสาร 0 2612 1357
www.eppo.go.th

ออกแบบและจัดพิมพ์

บริษัท ดรีมเวิร์ค แอดเวอร์ไทซิ่ง จำกัด
โทร. 0 2195 7402-4 โทรสาร 0 2118 0661
www.dreamworkad.com

CONTENTS


47
THE FIRST THAILAND BOTTOM UP POLICY 2018
THE ENERGIST
BOTTOM


31

การพัฒนา ศูนย์สารสนเทศ พลังงานแห่งชาติ

การบริหารจัดการพลังงานในประเทศ ถือเป็นบทบาทภารกิจสำคัญ ที่จะขับเคลื่อนให้ภาคธุรกิจอื่น ๆ ก้าวต่อไปได้อย่างมีเสถียรภาพ และเป็นสิ่งสำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ ในปัจจุบันความต้องการใช้พลังงานของไทยสูงขึ้นกว่ากำลังที่สามารถผลิตได้เองภายในประเทศ จึงทำให้ประเทศไทยนั้นต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติและน้ำมันในปริมาณและราคาที่สูง อันส่งผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตต่อเนื่องกันไป การดำเนินงานด้านพลังงาน มีความจำเป็นอย่างยิ่ง ที่ต้องมีการเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับการเติบโตของด้านเศรษฐกิจและสังคมของไทยในอนาคต ที่กำลังเผชิญกับความเปลี่ยนแปลงของระบบ ทั้งการก้าวกระโดดของเทคโนโลยี วิถีชีวิตของผู้คนในสังคมไทยและสังคมโลก การตระหนักถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม พร้อมไปกับการสื่อสารที่ต้องส่งข้อมูลที่เที่ยงตรงเพื่อความเข้าใจที่ถูกต้องตรงกัน โปร่งใสและชัดเจนต่อทุกภาคส่วนเพื่อเป็นการบูรณาการการทำงานร่วมกันอย่างมีประสิทธิภาพ

คณะกรรมการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน เห็นว่าการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นอย่างรวดเร็วจะส่งผลให้เกิดปัญหาและข้อจำกัดด้านความมั่นคงทางพลังงาน ซึ่งควรพิจารณาคลี่คลายปัญหาโดยเร็ว จึงได้มีการดำเนินการจัดทำแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน โดยหารือร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจัดทำ

ประเด็นปฏิรูป ซึ่งประกอบด้วยประเด็นการปฏิรูปที่สำคัญ 6 ด้าน ได้แก่

(1) ด้านการบริหารจัดการพลังงาน
(2) ด้านไฟฟ้า
(3) ด้านปิโตรเลียมและปิโตรเคมี
(4) ด้านการสนับสนุนพลังงานทดแทน
(5) ด้านการอนุรักษ์และการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
(6) ด้านเทคโนโลยี นวัตกรรม และโครงสร้างพื้นฐาน

กระทรวงพลังงานและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้มีการปรับตัวเพื่อให้เท่าทันต่อการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วของสภาวการณ์และบริบททั้งภายในและภายนอกประเทศ จึงได้มีการเตรียมความพร้อมและกำหนด Road Map การปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน ระยะเวลา 5 ปี (พ.ศ. 2561 – 2565) โดยเริ่มดำเนินการจัดทำแนวทางการปรับปรุงแผนบูรณาการพลังงานระยะยาว (Thailand Integrated Energy Blueprint, TIEB) ซึ่งประกอบด้วย 5 แผนหลัก ได้แก่

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

เพื่อให้สามารถมองเห็นทิศทางการพัฒนาไปของพลังงานในทุกมิติ สอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และเป็นไปตามแนวทางการปฏิรูปประเทศด้านพลังงานต่อไป

ซึ่งในวารสารนโยบายพลังงานฉบับนี้เราได้หยิบยกประเด็นในเรื่องของการบริหารจัดการพลังงาน โดยจะนำเสนอในด้าน “การพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ” เนื่องจากในปัจจุบันพลังงานถือเป็นเรื่องที่ใกล้ตัวที่สุด นับเป็นเรื่องที่ส่งผลถึงทุกฝ่ายโดยตรง ด้วยความผันผวนของด้านพลังงานนี้เองจึงทำให้ประชาชนเกิดความตื่นตัว และสนใจที่จะค้นคว้าหาข้อมูลด้านพลังงาน เพื่อนำมาศึกษา และวิเคราะห์ เพื่อทำความเข้าใจกับพลังงานในด้านต่าง ๆ ดังนั้น การรวบรวมข้อมูลด้านพลังงานของประเทศจึงมีความสำคัญ และสมควรอย่างยิ่งที่จะได้รับการปฏิรูปอย่างมีมาตรฐาน และมีประสิทธิภาพ เป็นข้อมูลที่ทันสมัย ทันเหตุการณ์ และเชื่อถือได้

โดยการจัดตั้งศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ (Thailand Energy Information Center: NEIC) เป็นหนึ่งในแผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน ซึ่งสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ แผนปฏิรูปประเทศ และแผนพัฒนาเศรษฐกิจ

และสังคมแห่งชาติฉบับที่ 12 โดยมีจุดประสงค์ในการจัดตั้งขึ้นเพื่อเป็นกลไกของรัฐที่ใช้ในการสื่อสารด้านพลังงานระหว่างภาครัฐกับประชาชนเกิดการพัฒนาระบบข้อมูลพลังงานของประเทศให้มีความสมบูรณ์ และเกิดการบูรณาการเชื่อมโยงข้อมูลจากทุกหน่วยงานที่มีการจัดเก็บข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานภายใต้ระบบเดียวกัน และเกิดการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ ซึ่งจะเป็นหน่วยงานหลักในการนำข้อมูลด้านพลังงานมาวิเคราะห์วิจัยเพื่อสื่อสารให้ประชาชนเกิดความเข้าใจและสามารถนำไปใช้ประโยชน์ ทั้งด้านการตัดสินใจในการใช้พลังงาน และการประกอบธุรกิจด้านพลังงาน

แนวทางการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาตินั้นจะเริ่มจากการวิเคราะห์กระบวนการดำเนินการและโครงสร้างปัญหาที่เกี่ยวกับระบบสารสนเทศด้านพลังงานของประเทศแบ่งออกเป็น 3 ด้าน ได้แก่

1. การรวบรวมและเผยแพร่ข้อมูลด้านพลังงาน

แก้ไขปัญหาในส่วนของความสมบูรณ์ของข้อมูลเห็นควรให้กระทรวงพลังงานพิจารณาฐานข้อมูลในปัจจุบันว่ามีข้อมูลส่วนใดบ้างที่สามารถพัฒนาให้มีความสมบูรณ์มากขึ้น หากมีประเด็นเกี่ยวข้องกับข้อกฎหมายเห็นควรให้จัดทำแผนในการปรับปรุงกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการจัดเก็บข้อมูลด้านพลังงาน นอกจากนั้นกระทรวงพลังงานจะต้องพิจารณาจัดทำมาตรฐานข้อมูลด้านพลังงานภายในกระทรวงพลังงานให้เป็นมาตรฐานเดียวกันในทุกหน่วยงาน

2. การสร้างองค์ความรู้ด้านพลังงานให้กับประชาชน

ในการจัดตั้งศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ บุคลากรของศูนย์จะต้องมีความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับด้านพลังงานและข้อมูลพลังงานเป็นอย่างดี และต้องมีการวิเคราะห์ความต้องการและสภาพของกลุ่มเป้าหมาย เพื่อให้สามารถออกแบบการสื่อสารที่เหมาะกับประชาชนแต่ละกลุ่ม รวมถึงการจัดทำบทวิเคราะห์เพื่อสร้างความเข้าใจในเชิงลึกของประเด็นด้านพลังงานให้แก่สาธารณะ

3. การบูรณาการข้อมูลด้านพลังงานกับหน่วยงานภายนอก

เชื่อมโยงข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานจากหน่วยงานภายนอกอาจพิจารณาดำเนินการได้ใน 2 รูปแบบ คือ การเชื่อมโยงด้วยระบบ IT (Web Service) จากฐานข้อมูลของหน่วยงานภายนอกมายังฐานข้อมูลของกระทรวงพลังงาน หรือการเชื่อมโยงผ่านฐานข้อมูลกลางของรัฐบาล

ข้อเสนอแนวทางดำเนินการปฏิรูป

1. การพัฒนาระบบข้อมูลและสารสนเทศด้านพลังงาน

การพิจารณาจัดทำมาตรฐานกลางของข้อมูลพลังงาน เพื่อให้ทุกหน่วยงานที่มีการจัดเก็บและจัดทำข้อมูลสถิติพลังงานมีการใช้มาตรฐานเดียวกันซึ่งเป็นไปตามหลักสากลในการดำเนินการด้านข้อมูลพลังงาน เพื่อไม่ให้เกิดความสับสนกับผู้ใช้ข้อมูลและประชาชนทั่วไป

การพิจารณาความสมบูรณ์ของข้อมูลด้านพลังงานในปัจจุบัน ข้อมูลพลังงานที่ได้มีการจัดเก็บส่วนใหญ่เป็นไปตามวัตถุประสงค์ในการกำกับดูแลผู้ประกอบกิจการด้านพลังงานให้ดำเนินการเป็นไปตามกฎหมาย และอีกประเด็นที่มีความสำคัญก็คือในส่วนของการใช้ข้อมูลพลังงานเพื่อการกำหนดนโยบายด้านพลังงาน ซึ่งการกำหนดนโยบายจะทำได้แม่นยำขึ้นหากข้อมูลมีความละเอียดขึ้น ซึ่งกระทรวงพลังงานอาจนำผลการศึกษาของคณะกรรมาธิการการปฏิรูปพลังงาน สภาปฏิรูปแห่งชาติที่ได้เคยทำไว้มาประกอบการพิจารณาพัฒนาข้อมูลพลังงานให้มีความครบถ้วนสมบูรณ์ขึ้น ซึ่งอาจมีความจำเป็นต้องปรับปรุงกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

2. การเชื่อมโยงระบบสารสนเทศด้านพลังงาน

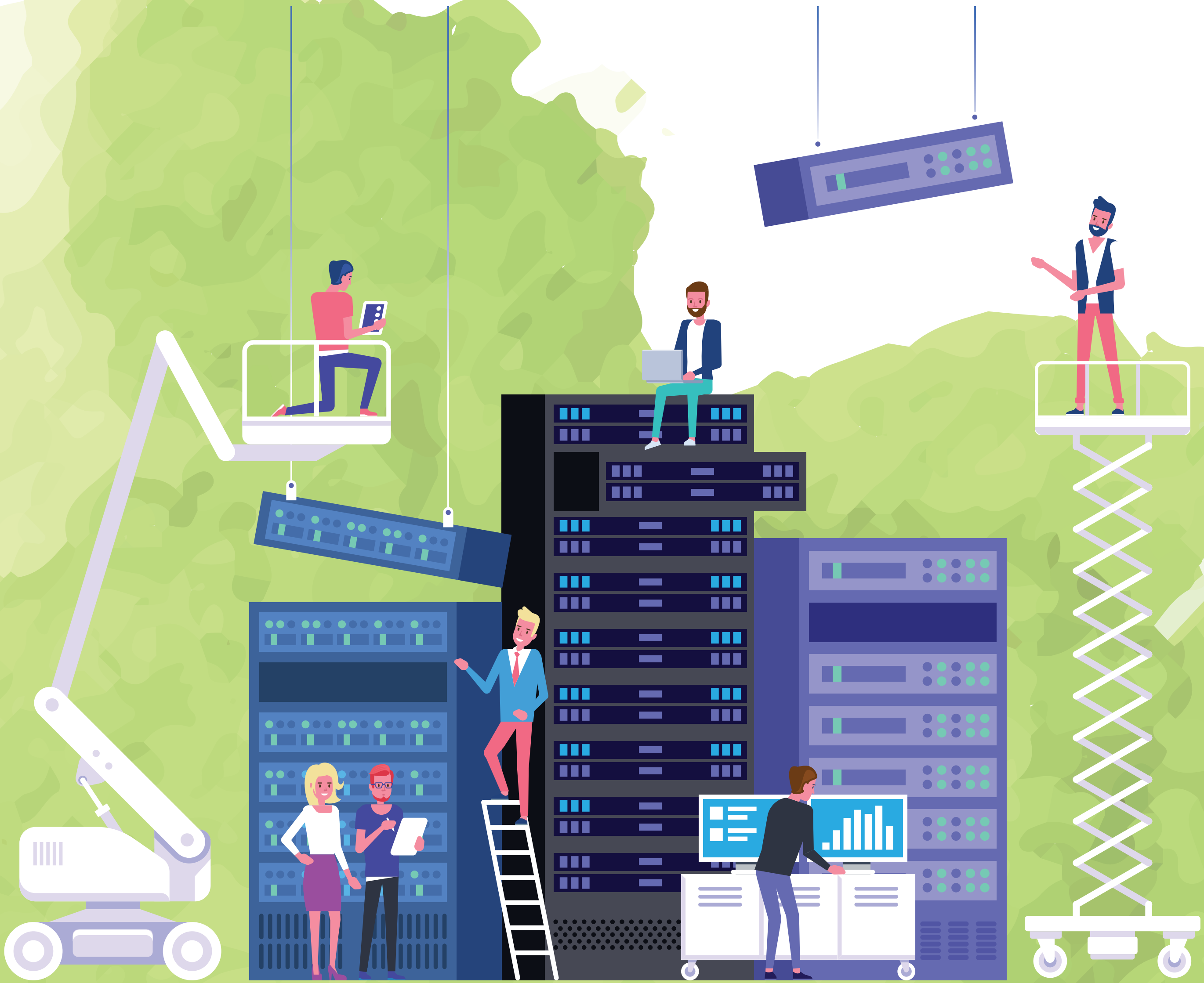
ในข้อเสนอการปฏิรูปนี้จะใช้แนวทางตามข้อเสนอของสภาขับเคลื่อนการปฏิรูปประเทศ (สปท.) ที่จะเชื่อมโยงฐานข้อมูลของหน่วยราชการที่มีข้อมูลเกี่ยวข้องกับด้านพลังงานเพื่อให้มีการส่งข้อมูลให้กันได้โดยอัตโนมัติ อย่างไรก็ตามหากในช่วงเวลาที่จะมีการดำเนินการ รัฐบาลมีนโยบายให้หน่วยงานเชื่อมโยงฐานข้อมูลเข้ากับฐานข้อมูลกลางของรัฐบาล เห็นควรให้พิจารณาเพื่อประเมินว่าแนวทางใดเป็นแนวทางที่สามารถตอบสนองความต้องการด้านการเข้าถึงข้อมูล รวมถึงประสิทธิภาพในการใช้งบประมาณ และการดูแลรักษาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศที่เกี่ยวข้อง นอกจากนี้ ควรกำหนดให้มีการศึกษาเพื่อแก้ไขกฎหมายหรือระเบียบที่สามารถทำให้เข้าถึงและเชื่อมโยงข้อมูลพลังงานได้อย่างสมบูรณ์เพิ่มเติมในขั้นตอนนี้ด้วย

3. การดำเนินการจัดตั้งศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ

การจัดตั้งศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติภายใต้กระทรวงพลังงาน ศูนย์ฯ จะมีสถานะเป็นหน่วยงานบริการภายในของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ที่มุ่งเน้นเรื่องประสิทธิภาพและคุณภาพของการดำเนินงาน แต่ไม่มีสถานะเป็นนิติบุคคล ดังเช่นในกรณีขององค์การมหาชน หรือ รัฐวิสาหกิจ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจะทำการศึกษารูปแบบของหน่วยงานดังกล่าว โดยให้มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการแก่ส่วนราชการกับหน่วยงานของรัฐภายใต้กระทรวงพลังงาน เพื่อเติมเต็มศักยภาพเกี่ยวกับการเก็บรวบรวมข้อมูลพลังงาน การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศพลังงาน การพัฒนาระบบคอมพิวเตอร์ การจัดทำประมาณการแนวโน้มและการพยากรณ์ความต้องการพลังงานของประเทศ การจัดทำและเผยแพร่สถิติข้อมูล และรายงานสถานการณ์พลังงานของประเทศ และให้บริการเผยแพร่ข้อมูลพลังงานแก่ภาคธุรกิจ สถาบันการศึกษา และประชาชนทั่วไป

การประเมินผลการดำเนินงานของศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติภายใต้กระทรวงพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจะประเมินว่าศูนย์ฯ ที่อยู่ภายใต้กระทรวงพลังงานสามารถทำหน้าที่ได้ตามผลที่พึงประสงค์จากแนวคิดในการปฏิรูป โดยหากผลการประเมินโดยกระทรวงพลังงานสรุปได้ว่าการจัดตั้งศูนย์ฯ ภายใต้กระทรวงพลังงานสามารถปฏิบัติหน้าที่ในประเด็นดังกล่าวได้อย่างมีประสิทธิภาพ ก็สามารถให้ศูนย์ฯ ดำเนินการต่อภายใต้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ในกรณีที่ผลการประเมินเห็นว่าศูนย์ดังกล่าวไม่สามารถบรรลุบทบาทหน้าที่ข้างต้นได้ก็เห็นควรแยกออกมาเป็นหน่วยงานอิสระ

การจัดตั้งศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติเป็นหน่วยงานอิสระ หากผลการประเมินเห็นสมควรให้แยกศูนย์ฯ เป็นหน่วยงานภายนอก ต้องดำเนินการจัดทำกฎหมายจัดตั้งหน่วยงาน โดยอาจดำเนินการในลักษณะการจัดตั้งสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน โดยให้ศูนย์ฯ รับข้อมูลพลังงานจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เพื่อนำไปศึกษาจัดทำบทวิเคราะห์และเผยแพร่สู่สาธารณะโดยกำหนดให้จัดทำกฎหมายและกฎระเบียบให้แล้วเสร็จภายในปี 2562 และศูนย์ฯ จะเริ่มดำเนินการได้ภายในปี 2566



แผนปฏิบัติการการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติระยะ 5 ปี (พ.ศ. 2561-2565)

ทั้งนี้ สิ่งที่จะได้รับจากการพัฒนานั่นก็คือ **ประเทศไทยมีศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติที่มีประสิทธิภาพในการสื่อสารและทันต่อสถานการณ์** การให้ข้อมูลสารสนเทศด้านพลังงานที่ทันสมัยเท่าทันกับความผันผวนของตลาดโลก

เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันให้ประเทศด้วยบุคลากรที่มีความสามารถในการวิเคราะห์ข้อมูลพลังงานเชิงลึกที่ส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจ สังคม และการวางนโยบายของประเทศ การพัฒนาให้บุคลากรของศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติมีความสามารถในการวิเคราะห์และพยากรณ์ด้านพลังงานด้วยสารสนเทศ วิทยาศาสตร์ และเทคโนโลยี จะทำให้ประเทศสามารถก้าวทันสถานการณ์ด้านพลังงานของโลก และสามารถเชื่อมโยงกับผลกระทบด้านเศรษฐกิจและสังคมของประเทศได้

เป็นหน่วยงานต้นแบบในการให้บริการสนองความต้องการประชาชนที่โปร่งใสตรวจสอบได้ โดยภารกิจของศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ ในการบูรณาการข้อมูลระหว่างหน่วยงานในกระทรวงพลังงาน และข้อมูลระหว่างกระทรวง ซึ่งจะเป็นหนึ่งในต้นแบบของการขับเคลื่อนรัฐบาลอิเล็กทรอนิกส์ (E-Government) ที่มุ่งเน้นให้เกิดการเปิดเผยข้อมูลผ่านกระบวนการให้บริการที่ประชาชนต้องการ

จะเห็นได้ว่าการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาตินั้นสามารถสร้างประโยชน์ให้กับทุกภาคส่วนได้ ประชาชนจะได้รับข้อมูลที่ถูกต้อง แม่นยำ และมีประสิทธิภาพ ซึ่งข้อมูลนั้นเป็นประโยชน์ต่อการกำหนดนโยบาย และการวางแผนด้านพลังงานในอนาคต และสามารถสร้างความเข้าใจให้กับประชาชนเพื่อการบริหารจัดการด้านพลังงานอย่างมีระบบ และเป็นไปด้วยความมั่นคง และยั่งยืนต่อไป

EPPO RISING STAR

ดร.วีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู

ผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้า

Veerapat Kiatfuengfoo (Ph.D.)
Director,Power Policy Bureau

การเดินทางบางครั้งก็ไม่จำเป็นต้องมองหาเป้าหมายที่ไกลจนเกินไปนัก เพียงแค่ทำในสิ่งที่อยู่ตรงหน้าให้ดีที่สุด ในแต่ละช่วงเวลา ก็เพียงพอที่จะนำพาให้อนาคตที่ยังมองไม่เห็นนั้นแจ่มชัดขึ้น เพราะปัจจุบันเป็นตัวกำหนดอนาคตที่ดีที่สุด.... แนวคิดการดำเนินชีวิตผู้บริหารรุ่นใหม่ผู้บุกเบิกสร้างสรรค์งานด้านพลังงานมากว่า 20 ปี **ดร.วีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู** ผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Sometimes it is not necessary to define a too far ahead target for a journey. Just do your best on what is in front of you in each moment is good enough to bring invisible future into clarity. This is because present time is the best determination of what will bring for the future…This is the idea of living of **Dr. Veerapat Kiatfuengfoo,** Director, Power Policy Bureau, Energy Policy and Planning Office, a new generation executive who has pioneered and initiated energy work for over 20 years.

การรับราชการ คือ งานที่ทำเพื่อประชาชน

กับบทบาทหน้าที่งานในเส้นทางข้าราชการไทย ด้วยแรงบันดาลใจจากคุณแม่ ผู้ที่ทำหน้าที่ข้าราชการรับใช้ประชาชนมาตลอดทั้งชีวิต เสมือนแรงบันดาลใจให้ ดร.วีรพัฒน์เข้าสู่วงการราชการไทย โดยบอกอยู่เสมอว่า งานราชการไทยนั้น แม้จะไม่ได้ร่ำรวยแต่เป็นการใช้ความรู้ความสามารถเพื่อประชาชนโดยแท้จริง ดร.วีรพัฒน์ จึงได้ตัดสินใจก้าวเข้าสู่งานราชการที่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ตลอดระยะเวลากว่า 20 ปี ที่ได้ทำงานด้านปิโตรเลียม มาโดยตลอด ก่อนเปลี่ยนสู่ตำแหน่ง ผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้าในปัจจุบัน

"งานด้านปิโตรเลียมที่ผ่านมา เป็นการวางแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ โดยต้องดูว่า การผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของประชาชน ต้องใช้ก๊าซธรรมชาติปริมาณเท่าไรในแต่ละปี รวมถึงจะต้องมีการวางแผนการจัดการโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานของประเทศให้สอดรับกัน เพื่อให้เกิดความมั่นคงทางพลังงานต่อไป ซึ่งผลงานด้านปิโตรเลียมที่ผ่านมาถือเป็นผลงานที่ภูมิใจมาก เนื่องจากได้เป็นส่วนหนึ่งในการวางแผนระบบโครงสร้างพื้นฐานการจัดการพลังงานของประเทศ นอกจากนี้สิ่งที่กำลังเปลี่ยนแปลงคือ อนาคตในเรื่องธุรกิจก๊าซธรรมชาติ จะมีการปรับเปลี่ยนโครงสร้างครั้งใหญ่ที่การแข่งขันจะไม่ผูกขาดอยู่กับผู้ขายรายเดียว ซึ่งถือเป็นการปรับเปลี่ยนโครงสร้างธุรกิจพลังงานที่สำคัญอีกเรื่องหนึ่งที่ได้มีส่วนร่วม"

Being a civil servant is to serve people

As his mother had been also a civil official throughout her life, that was the inspiration for Dr. Veerapat to enter into Thai public servant profession. His mother kept saying that though being a public servant does not render much money, it is truly a way to leverage your capability for the people. Dr. Veerapat, therefore, decided to work for Energy Policy and Planning Office, Ministry of Energy. Throughout more than 20 years, he had worked in a field of petroleum before assuming a current position of Director, Power Policy Bureau.

"The past petroleum job dealt with planning and managing natural gas, making sure that electricity generation is sufficient for the demand of people, how much natural gas is required each year as well as planning the corresponding infrastructure management for energy of the country to ensure energy security. I am very proud of my past petroleum work because I was part of infrastructure planning for national energy management. Besides, what's changing is the future of natural gas business. Big transformation occurs. Competition is not monopolized by a single vendor anymore. This is considered as another important energy business structure transformation that I have involved."

Principle of Work "Do Your Best"

"To start off the work, principle must be clear since the beginning. It is comparable to button up. If the first button is wrongly fastened, it will be wrong all the way through. Therefore, before getting started with whatever project, be

หลักในการทำงาน "ทำอย่างเต็มที่ให้ดีที่สุด"

"การเริ่มงาน ต้องชัดเจนในหลักการตั้งแต่แรก เสมือนติดกระดุม หากติดเม็ดแรกผิด ก็จะผิดไปตลอด เพราะฉะนั้น ก่อนที่จะเริ่มทำโครงการอะไรก็แล้วแต่ ต้องชัดเจนกับแผนงานและความสมเหตุสมผลของกระบวนการในแน่นอน

"ไม่ว่างานใด ที่เราได้รับมอบหมาย ตนเองจะทำให้ถึงที่สุด เต็มที่กับทุกงานมุ่งไปข้างหน้าอย่างเดียว เรียกสั้น ๆ แบบคุ้นหู เหมือนกับที่เรียกกันว่า "หัวหมู่ทะลวงฟัน" ซึ่งแค่ทำงานที่มีตรงหน้าให้ดีที่สุดก็ถือว่าเป็นตัวกำหนดอนาคตแล้ว งานทุกอย่างทุกคนมีเวลาเท่ากัน จึงต้องอาศัยการบริหารจัดการเวลาให้ดีที่สุดด้วยเช่นกัน การเข้ามารับหน้าที่ในสำนักนโยบายไฟฟ้าในปัจจุบัน ถือเป็นอีกบทบาทที่ท้าทาย แต่ก็สามารถนำความรู้ ความสามารถในการวางแผน การบริหารจัดการ มาใช้ได้เต็มที่เช่นกัน จากที่ทำงานด้านนโยบายปิโตรเลียม มาสู่ ด้านนโยบายโรงไฟฟ้านั้น สิ่งสำคัญก็คือ การทำให้ประชาชน มีพลังงานไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอ และมั่นคงที่สุด โดยต้องคำนึงถึงความสมดุลระหว่างภาคประชาชน และภาคธุรกิจด้านพลังงานไปพร้อมกัน ล่าสุดที่เพิ่งทำ public hearing ในพื้นที่ 4 ภาค และกรุงเทพมหานคร โดยมีผู้เข้าร่วมรับฟังเกือบสองพันคน ซึ่งถือเป็นงานใหญ่ที่สำคัญในระบอบการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิต

clear with planning and reasonability of a process. Once you are assigned to do any work, do your best and dedicate yourself to all works, keep moving forward or be so called a "shock trooper". Just do your best for the work in front of you can determine the future. All is allocated the same amount of time. Hence, time must be well managed. Taking a role in Power Policy Bureau is challenging, yet I can fully utilize my knowledge and capability in planning and managing petroleum policy. More importantly, this is to ensure that people will have sufficient and the most secured electric energy, taking into account the balance between public sector and energy business at the same time. Recently, we organized public hearing in the area of 4 regions including Bangkok, having 2,000 participants. It is considered a big event for Thailand Power Development Plan or PDP covering a period of 20 years. Energy management has to take impact in all sectors into consideration and we have to ensure the best result for all sectors. The next challenging work of electricity is to set electricity business structure that support current and future

Work-Life Balance เป็นสิ่งสำคัญ การบริหารจัดการที่สำคัญคือ การบริหารจัดการเวลาของตนเอง ถ้าทำได้ดีชีวิตก็จะมีความสุข ควาสำเร็จก็จะตามมา

Work – Life Balance is important. The crucial management is your time management. If you can do it well, you will be happy and success will be followed.

ดร.วีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู
ผู้อำนวยการสำนักนโยบายไฟฟ้า

ไฟฟ้า หรือ แผน PDP ระยะยาว 20 ปี โดยการจัดการด้านพลังงานเป็นเรื่องสำคัญที่ต้องคำนึงถึงผลกระทบในหลายภาคส่วน ที่สำคัญเราทำอย่างเต็มที่ให้ดีที่สุดสำหรับทุกภาคส่วนเสมอ งานที่ท้าทายต่อไปของด้านไฟฟ้าก็คือ การวางโครงสร้างธุรกิจไฟฟ้าที่รองรับกับวิถีชีวิตยุคปัจจุบันและอนาคต ในอดีตไฟฟ้า รัฐเป็นคนวางโครงสร้างให้หมด เช่นเดียวกับโทรศัพท์ขององค์การโทรศัพท์ในอดีต แต่ปัจจุบันภาพของการที่รัฐเข้าไปสนับสนุนการใช้ไฟฟ้า เริ่มเปลี่ยนไป ประชาชนสามารถผลิตไฟฟ้าใช้ในบ้านเองได้ เช่น การติดโซลาร์เซลล์ ซึ่งทำให้ความจำเป็นในการพึ่งพาระบบสายส่งของระบบไฟฟ้านั้นลดน้อยลง ดังนั้นโครงสร้างของธุรกิจไฟฟ้าในปัจจุบันต้องปรับเปลี่ยนอย่างไรให้รองรับกับเทคโนโลยีที่เปลี่ยนไป งานนี้ถือเป็นภารกิจใหญ่ที่กระทรวงพลังงานต้องวางแผนการจัดการโครงสร้างทางพลังงานเพื่อรองรับความเปลี่ยนแปลงต่อไป”

หลัก 8 8 8

“ในชั่วโมงชีวิต ทุกคนมี 24 ชั่วโมง เท่า ๆ กัน ผมพยายามใช้การแบ่งเวลา 8 8 8 นั่นคือ 8 ชั่วโมงทำงาน 8 ชั่วโมงใช้ชีวิตส่วนตัว 8 ชั่วโมงนอน ซึ่งเมื่อถึงเวลาส่วนไหน เต็มที่กับส่วนนั้น เวลางานทุ่มเทกับงานเต็มที่ หลังเลิกงาน ผมไปเล่นกีฬา เช่น วิ่ง ว่ายน้ำ หรือ ขี่จักรยาน วันละ 2 - 3 ชั่วโมง เป็นกิจกรรมที่ทำเป็นประจำกับครอบครัว มีบางครั้งที่ต้องทำงานเลยเวลามาบ้าง ก็จะพยายามที่จะแบ่งเวลาใหม่ โดยต้องไปเล่นกีฬาให้ได้ไม่ว่าจะดึกแค่ไหน ทุกส่วนให้ความสำคัญเต็มที่”

แม้ว่าจะบทบาทหน้าที่จะยิ่งใหญ่ท้าทายแค่ไหน แต่การมุมานะทำงานในหน้าที่ที่รับผิดชอบอย่างเต็มที่และดีที่สุดของผู้บริหารอย่าง ดร.วีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู ทำให้งานที่รับผิดชอบสำเร็จลงได้อย่างภาคภูมิใจตลอดมา บทพิสูจน์ความสามารถของ Rising Star ฉบับนี้คงเป็นแรงบันดาลใจให้กับใครอีกหลายคนได้ต่อไป

way of life. In the past, it was a government who set up a structure for electricity, similar to telephone, which is taken care by the Telephone Organization. However, at present a picture of a government supporting electricity usage get changed. People can generate household electricity themselves. For example, installing solar cell lessens dependency on electricity transmission system. The current electricity business structure must be adapted to support changing technology. This is the big mission that the ministry is required to properly plan the management of energy structure to accommodate further changes.”

8 8 8 Principle

All has 24 hours equally. I try to allocate my time slot into 8 8 8, which is 8 hours for work, 8 hours for personal life and another 8 hours for sleep. When it comes to whichever portion, fully utilize it, be it for work, fully dedicate yourself. After work, I exercise, such as jogging or riding a bicycle for 2-3 hours. This is my regular family activity. Sometimes, I work over time, so I have to adjust my schedule, trying to allocate my time for exercise no matter how late it is. I pay attention to all parts equally.”

Even though how big and challenging his role is, his perseverance has paved the way to the success for all his works with pride. This theorem for capability of our Rising Star for this edition would be more or less inspire many of you.

การศึกษาดูงานด้านโครงสร้างพื้นฐาน ระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติ และ GREEN GAS ทางท่อ ณ ประเทศเยอรมนี

STUDY TRIP ON INFRASTRUCTURE OF NATURAL GAS AND GREEN GAS TRANSPORTATION VIA PIPELINES

เมื่อวันที่ 12-19 กันยายน 2561 บุคลากรสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้เดินทางไปศึกษาดูงานด้านโครงสร้างพื้นฐานระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติและ Green Gas ทางท่อ ณ ประเทศเยอรมนี หรือ ชื่ออย่างเป็นทางการว่า สหพันธ์สาธารณรัฐเยอรมนี (Federal Republic of Germany)

การเดินทางครั้งนี้ได้รับเงินสนับสนุนจากกองทุนเงินอุดหนุนจากสัญญาโรงกลั่นปิโตรเลียม ประจำปี 2561 และนำทีมเดินทางโดยนายทวารัฐ สูตะบุตร ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน พร้อมด้วยบุคลากร สนพ. อีก 8 ท่าน โดยมีวัตถุประสงค์ เพื่อเพิ่มพูนความรู้ ความเข้าใจด้านธุรกิจก๊าซธรรมชาติ และโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับความมั่นคงทางด้านพลังงาน

On 12-19 September 2018, staff members of the Energy Policy and Planning Office (EPPO) undertook a study trip on the infrastructure of natural gas and green gas transportation via pipelines in the Federal Republic of Germany. The trip was funded by the Oil Refinery Contract Contribution Fund for Fiscal Year 2018 and was led by Mr. Twarath Sutabutr, EPPO Director General, with other eight EPPO staff members. The objective was to increase knowledge and understanding of natural gas business and natural gas infrastructure to enhance energy security.

Nord Stream 2

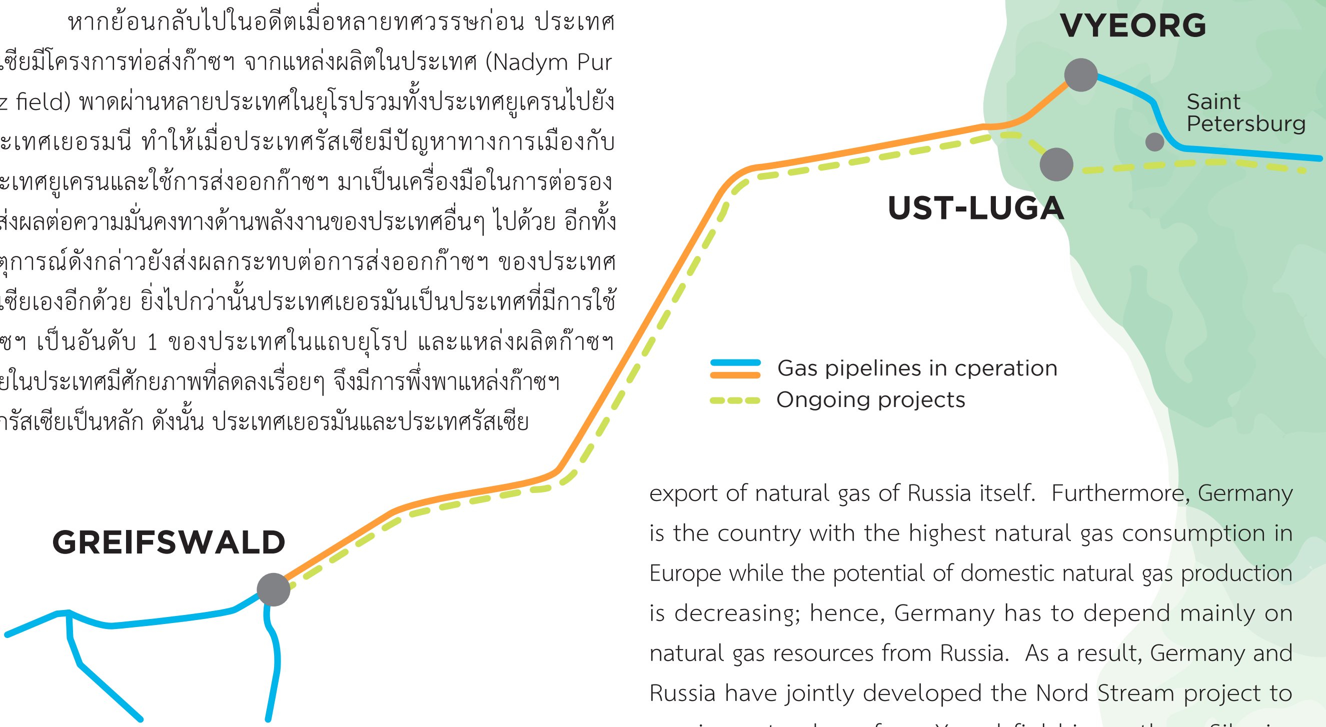
โดยสถานที่ดูงานที่แรกที่ทีม สนพ. ได้มีโอกาสเข้าเยี่ยมชม คือโครงการ Nord Stream 2 ตั้งอยู่ที่ชายฝั่งของเมือง Greifswald ติดกับทะเลบอลติก (Baltic sea) ห่างจากเมืองเบอร์ลินขึ้นไปทางตอนเหนือของประเทศเยอรมนีประมาณ 230 กิโลเมตร โดยโครงการ Nord Stream เป็นโครงการวางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ระยะทางกว่า 1,200 กิโลเมตร ซึ่งจะรับก๊าซฯ จากแหล่ง Yamal (Yamal's Kharasaveyskoye field) ซึ่งอยู่ทางตอนเหนือของไซบีเรีย ประเทศรัสเซียผ่านท่อส่งก๊าซฯ บนบกของประเทศรัสเซียที่มีความยาวกว่า 3,000 กิโลเมตร มาเชื่อต่อกับท่อส่งก๊าซฯ ในทะเลของโครงการบริเวณชายฝั่งของเมือง St. Petersburg ประเทศรัสเซีย ผ่านทะเลบอลติกมาขึ้นฝั่งที่เมือง Greifswald ประเทศเยอรมนี โครงการ Nord Stream มี 2 โครงการคือ โครงการ Nord Stream 1 และ 2 (ภาพที่ 1 แสดงเส้นทางของท่อส่งก๊าซฯ ของโครงการ Nord Stream 1 และ 2) โดยโครงการ Nord Stream 1 มีการดำเนินการแล้วเสร็จและเปิดใช้ตั้งแต่ปี 2012 โดยก๊าซฯ จากโครงการดังกล่าวถูกนำไปใช้ทางตอนใต้ของกระเทศเยอรมนี ดังนั้น โครงการ Nord Stream 2 จึงเป็นการวางท่อส่งก๊าซฯ ในทะเลเพิ่มเติม โดยวางขนานกับท่อก๊าซฯ ในโครงการ Nord Stream 1 เพื่อใช้ในทางตอนเหนือของประเทศเยอรมนี ปัจจุบันอยู่ระหว่างการดำเนินการและคาดว่าจะเปิดใช้ได้ในปี 2019 เมื่อโครงการแล้วเสร็จคาดว่าจะมีก๊าซฯ ที่ถูกส่งผ่านท่อความจุกว่า 55 พันล้านลูกบาศก์เมตร (bcm) ครอบคลุมการใช้ได้สำหรับ 26 ล้านครัวเรือนต่อปี

Nord Stream 2

The first visit destination of the EPPO team was the Nord Stream 2 project, located in the coastal area of Greifswald adjacent to the Baltic Sea, about 230 km north of Berlin, Germany. The Nord Stream project is a construction project of an over 1,200-km natural gas transmission pipeline to receive gas from Yamal field (Yamal's Kharasaveyskoye field), in the north of Siberia in Russia. Natural gas from Yamal field will be sent via a Russian onshore natural gas pipeline which is over 3,000 km long and which is connected to the Nord Stream project's offshore natural gas pipeline at the coastal area of St. Petersburg in Russia; the Nord Stream pipeline will bring natural gas across the Baltic Sea to make landfall in Greifswald, Germany. The Nord Stream comprises two projects, Nord Stream 1 and Nord Stream 2 (Figure 1 shows the routes of Nord Stream 1 and Nord Stream 2 pipelines). The Nord Stream 1 project was completed and has been in operation since 2012; natural gas transmitted by the project is being used in southern Germany. So, the Nord Stream 2 project is the construction of another offshore natural gas transmission pipeline placing in parallel with the Nord Stream 1 gas pipeline to serve the demand in northern Germany. It is currently under construction and is expected to start commercial operation in 2019. When the project is completed, it is anticipated that natural gas delivered through this pipeline with a capacity of over 55 billion cubic meters (bcm) will be able to serve the needs of 26 million households per year.

Over the past several decades, Russia has a number of natural gas transmission pipeline projects from domestic production fields (Nadym-Pur-Taz fields) across many European countries, including Ukraine, to Germany. However, when Russia had political problems with Ukraine and used gas exports as a bargaining tool, energy security of other countries would be affected. Such incidents would also affect the

หากย้อนกลับไปในอดีตเมื่อหลายทศวรรษก่อน ประเทศรัสเซียมีโครงการท่อส่งก๊าซฯ จากแหล่งผลิตในประเทศ (Nadym Pur Taz field) พาดผ่านหลายประเทศในยุโรปรวมทั้งประเทศยูเครนไปยังประเทศเยอรมนี ทำให้เมื่อประเทศรัสเซียมีปัญหาทางการเมืองกับประเทศยูเครนและใช้การส่งออกก๊าซฯ มาเป็นเครื่องมือในการต่อรอง จึงส่งผลต่อความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศอื่นๆ ไปด้วย อีกทั้งเหตุการณ์ดังกล่าวยังส่งผลกระทบต่อการส่งออกก๊าซฯ ของประเทศรัสเซียเองอีกด้วย ยิ่งไปกว่านั้นประเทศเยอรมันเป็นประเทศที่มีการใช้ก๊าซฯ เป็นอันดับ 1 ของประเทศในแถบยุโรป และแหล่งผลิตก๊าซฯ ภายในประเทศมีศักยภาพที่ลดลงเรื่อยๆ จึงมีการพึ่งพาแหล่งก๊าซฯ จากรัสเซียเป็นหลัก ดังนั้น ประเทศเยอรมันและประเทศรัสเซีย



จึงได้ร่วมมือกันพัฒนาโครงการ Nord Stream ขึ้น เพื่อรับก๊าซฯ จากแหล่ง Yamal (Yamal field) ซึ่งอยู่ทางตอนเหนือของไซบีเรีย ที่ถูกส่งผ่านท่อส่งก๊าซฯ บนบกของประเทศรัสเซียมายังเมือง St. Petersburg ซึ่งโครงการ Nord Stream จะช่วยเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานให้แก่ประเทศเยอรมนี

export of natural gas of Russia itself. Furthermore, Germany is the country with the highest natural gas consumption in Europe while the potential of domestic natural gas production is decreasing; hence, Germany has to depend mainly on natural gas resources from Russia. As a result, Germany and Russia have jointly developed the Nord Stream project to receive natural gas from Yamal field in northern Siberia, which will be sent through Russia's onshore natural gas pipeline to St. Petersburg. The Nord Stream project will, therefore, enhance Germany's energy security.

Traveling on a study trip to the far north of Germany this time, the EPPO team had the opportunity to discuss and

การเดินทางมาศึกษาดูงานของทีม สนพ. ไกลถึงทางตอนเหนือของประเทศเยอรมันในครั้งนี้ ได้มีโอกาสพูดคุยแลกเปลี่ยนความคิดเห็นกับทีม Nord Stream 2 อีกทั้ง ทีม สนพ. เป็นทีมแรก ๆ ที่ได้รับโอกาสให้มาเยือนถึงโครงการ Nord Stream 2 โดยความอนุเคราะห์ของสถานเอกอัครราชทูตเยอรมนี ประจำประเทศไทย ในการช่วยประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในประเทศเยอรมนี ทำให้ทีม สนพ. ได้รับโอกาสที่ดีและมีมุมมองต่อความน่าสนใจของโครงการในหลายแง่มุม เช่น การเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน การลงทุนในโครงการ เทคโนโลยีที่ใช้ในการก่อสร้าง และการดำเนินการด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม เป็นต้น

ในประเด็นแรก เรื่องการเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงาน ดังที่กล่าวไปแล้วว่า โครงการ Nord Stream เป็นโครงการวาง

ระบบท่อก๊าซฯ จากรัสเซียถึงประเทศเยอรมนี โดยมีการวางท่อก๊าซฯ บนบกจากแหล่งก๊าซฯ Yamal ของประเทศรัสเซียมายังชายฝั่งของประเทศติดกับทะเลบอลติก เป็นระยะทางกว่า 3,000 กิโลเมตร และนับจากจุดชายฝั่งทะเลของประเทศรัสเซียนี้เองที่โครงการ Nord Stream 2 ได้กำเนิดขึ้น โดยการวางท่อก๊าซฯ ในทะเลบอลติกต่อมาเป็นระยะทางกว่า 1,200 กิโลเมตร มาขึ้นฝั่งที่บริเวณ Narva Bay ของเมือง Greifswald ประเทศเยอรมนี จึงนับได้ว่าโครงการ Nord Stream เป็นโครงการที่มีการวางท่อก๊าซฯ ในทะเลที่ยาวที่สุดในโลก

exchange views with the Nord Stream 2 team and was among the first to visit the Nord Stream 2 project, owing to the support of the Embassy of Germany in Thailand which had coordinated with relevant agencies in Germany. The visit has provided the EPPO team with a great opportunity and a fresh perspective to many interesting aspects of the project, such as the energy security enhancement, the project investment, technologies used in the construction, and social and environmental measures introduced.

The first issue is the enhancement of energy security. As mentioned earlier, the Nord Stream project is the construction of a natural gas transmission pipeline from Russia to Germany. On the Russian part, an onshore natural gas pipeline will be constructed from the Yamal gas field in Russia to the coast of the country, adjacent to the Baltic Sea, with a length of over 3,000 km. From this coastal point of Russia started the Nord Stream 2 project, with the construction of an offshore natural gas transmission pipeline stretching across the Baltic Sea, with a distance of more than 1,200 km to land at Narva Bay in Greifswald, Germany. The Nord Stream project is, therefore, considered as the project with the longest offshore natural gas pipeline laying in the world.

The second issue is about the project investment. Interestingly, the Nord Stream 2 project is 100% owned by Russia's GAZPROM, which supplies and delivers natural gas

ในประเด็นที่สองในเรื่องของการลงทุน ความน่าสนใจคือ โครงการ Nord Stream 2 ถือหุ้น 100% โดย บริษัท GAZPROM ของรัสเซีย ซึ่งเป็นผู้จัดหาและจัดส่งก๊าซฯ ให้กับประเทศเยอรมนี โดยมีเงินลงทุน สูงถึง 9.5 พันล้านยูโร หรือประมาณ 3.7 แสนล้านบาท อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่า GAZPROM จะถือหุ้นแต่เพียงผู้เดียว แต่ได้รับการสนับสนุนเงินทุนจาก 5 พันธมิตรจากบริษัทด้านพลังงานในยุโรป คือ บริษัท Uniper และ Wintershall ของประเทศเยอรมัน บริษัท Royal Dutch Shell จากประเทศเนเธอร์แลนด์ บริษัท OMV จากประเทศออสเตรีย และ บริษัท Engie จากประเทศฝรั่งเศส ดังนั้น โครงการ Nord Stream 2 จึงจัดเป็นโครงการที่ดำเนินการโดยเอกชนโดยแท้จริง

ในประเด็นถัดมาเกี่ยวกับเทคโนโลยีที่ใช้ โครงการ Nord Stream ทั้ง 2 โครงการเป็นการวางท่อก๊าซฯ ในทะเลโดยเป็นระบบท่อคู่ ดังนั้นรวม 2 โครงการ จะมีทั้งหมด 4 ท่อ สำหรับโครงการ Nord Stream 2 ท่อบนบกฝั่งรัสเซียจะมีขนาด 48 นิ้ว และท่อในทะเลมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 42 นิ้ว พาดผ่านในแนวระนาบไปกับท้องทะเลที่ความลึกประมาณ 40 เมตร โดยวางขนานกับโครงการ Nord Stream 1 ที่ระยะห่างกัน 1 กิโลเมตร จากเทคโนโลยีสมัยใหม่ที่นำมาใช้ ทำให้คาดการณ์ว่าแผนการวางท่อในทะเลที่ความยาวรวม 1,230 กิโลเมตร จากท่อที่มีความยาวเพียง 12 เมตรต่อท่อ ซึ่งต้องใช้ท่อมากกว่า

to Germany, with a huge investment of 9.5 billion euros (€) or about 3.7 trillion Thai baht. Although GAZPROM is the project's sole shareholder, financing support has been received from five European energy company alliances, comprising Uniper and Wintershall of Germany, Royal Dutch Shell of the Netherlands, OMV of Austria and ENGIE of France. Accordingly, the Nord Stream 2 project can be considered as a genuinely private-run company.

The next issue concerns the technologies used. Twin pipelines are used in both Nord Stream projects, so there will be altogether four natural gas pipelines. Under the Nord Stream 2 project, the onshore pipeline in Russia will be 48 inches in diameter and the offshore pipeline will be 42 inches in diameter. The pipeline will be laid along the seabed at a depth of about 40 meters, parallel to the route of the existing Nord Stream 1 project at a distance of one kilometer. With the modern technologies used, it is anticipated that this 1,230-km offshore pipeline laying, using more than 100,000 pipelines with a length of only 12 meters each, will be

100,000 ท่อนั้น จะแล้วเสร็จภายในระยะเวลาเพียง 1 ปี อีกทั้งการส่งก๊าซฯ ผ่านท่อดังกล่าวไม่มีการติดตั้งเครื่องอัดความดัน (Compressor) ระหว่างทาง โดยมีความดันเริ่มต้นที่ 220 บาร์ และความดันเมื่อขึ้นฝั่งที่ประเทศเยอรมนีจะอยู่ที่ 106 บาร์ จึงจัดเป็นอีกเทคโนโลยีที่สำคัญที่นำมาใช้ในการออกแบบท่อส่งก๊าซฯ นอกจากนี้ ในการขึ้นฝั่งของท่อในทะเลจะมีการสร้างอุโมงค์ที่มีความยาว 700 เมตร จาก Receiving terminal ไปถึงท่อในทะเลเพื่อหลีกเลี่ยงการรบกวนต่อสิ่งแวดล้อมบริเวณชายฝั่ง การส่งก๊าซฯ จากประเทศรัสเซียไปยังประเทศเยอรมนีจะมีศูนย์กลางการทำงานอยู่ที่ เมือง Zug ประเทศสวิสเซอร์แลนด์ ทำหน้าที่ในการติดตามและควบคุมความดัน อุณหภูมิ การไหลของก๊าซ ตลอดจนคุณภาพก๊าซฯ และมีศูนย์ควบคุมคุณภาพก๊าซฯ อีกครั้งบริเวณชายฝั่งก่อนเข้าสู่ Receiving terminal ณ เมือง Greifswald

ในประเด็นสุดท้ายเกี่ยวกับการดำเนินการด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม โครงการ Nord Stream ทั้ง 1 และ 2 ถึงแม้จะเป็นการวางท่อก๊าซฯ ในทะเลบอลติก แต่แนวท่อมีการพาดผ่านน่านน้ำของ 5 ประเทศ คือ ประเทศฟินแลนด์ ประเทศสวีเดน ประเทศเดนมาร์ค ประเทศเยอรมนี และประเทศรัสเซีย ดังนั้นในการดำเนินโครงการต้องศึกษาและจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและต้องได้รับการอนุมัติการก่อสร้างจากทุกประเทศ โดยปัจจุบันการดำเนินการด้านสิ่งแวดล้อมได้รับความเห็นชอบจากทุกประเทศแล้ว ยกเว้นประเทศเดนมาร์คที่อยู่ระหว่างการดำเนินการ และคาดว่าจะได้รับการอนุมัติภายในสิ้นปี 2018

GreenGas Rroduktionsanlage Rathenow GmbH & Co.KG

สถานที่ดูงานแห่งที่ 2 ที่ทีม สนพ. ได้มีโอกาสไปเยี่ยมชม คือ บริษัท GreenGas Rroduktionsanlage Rathenow GmbH & Co.KG (GreenGas) ตั้งอยู่ที่เมือง Rathenow อยู่ห่างจากเมืองเบอร์ลินออกไปประมาณ 80 กิโลเมตร ดำเนินการโดย บริษัท Alensys Engineering GmbH ซึ่งเป็นบริษัทที่ปรึกษาด้านวิศวกรรม ในการให้คำปรึกษาการออกแบบ และสนับสนุนทางด้านเทคนิค ให้กับลูกค้าในการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวภาพ

completed within one year. Moreover, there is no compressor station installation on the way for natural gas transmission via this pipeline. The pipeline's outlet pressure (from Russia) is 220 bar, while the outlet pressure at the landfall point in Germany is 106 bar, which is considered another important technology used in the design of natural gas pipelines. In addition, in making landfall on the northern German coast,

two 700-meter tunnels will be built from the Receiving Terminal to the offshore section of the pipeline to avoid disturbance to the coastal environment. The operation center of natural gas transmission from Russia to Germany will be located in Zug, Switzerland. The center will monitor and control the pressure, temperature, flow and quality of natural gas. There will be another gas quality control center on the coastal area before reaching the Receiving Terminal in Greifswald.

The final issue is about the social and environmental management. Although the laying of natural gas transmission pipelines of both Nord Stream 1 and 2 projects is undertaken

บริษัท GreenGas เป็นที่ตั้งของโรงงานผลิตไบโอมีเทน (Bio-methane) ที่มีกำลังการผลิตก๊าซชีวภาพ (Biogas) 9.4 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี ซึ่งเมื่อปรับคุณภาพแล้วจะได้เป็นไบโอมีเทน 4.2 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี และยังสมารถผลิตไฟฟ้าได้ถึงปีละ 45 ล้านหน่วย อย่างไรก็ตามโครงการดังกล่าวต้องใช้เงินลงทุนค่อนข้างสูงถึง 9 ล้านยูโร หรือประมาณ 350 ล้านบาท เนื่องจากมีการติดตั้ง upgrading plant ที่ทำหน้าที่ในการกำจัดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) และฝุ่นละอองที่ติดมากับไบโอมีเทน ซึ่งจัดเป็นเทคโนโลยีที่ทันสมัยมากในปัจจุบัน และเป็นหน่วยสำคัญที่ช่วยทำให้ไบโอมีเทนที่ผลิตได้มีคุณภาพที่ดีขึ้นและเหมาะสมที่จะส่งเข้าสู่ระบบท่อส่งก๊าซฯ หลัก คือ เป็นไบโอมีเทนร้อยละ 98 และมี CO_2 ไม่เกินร้อยละ 2 อย่างไรก็ตามหน่วย upgrading plant มีมูลค่าการลงทุนที่สูง คิดเป็นประมาณร้อยละ 50 ของการลงทุนในโครงการ แต่ความน่าสนใจของการเยี่ยมชมโรงงานในครั้งนี้คือ โรงงานผลิตไบโอมีเทนดังกล่าว มีระบบการผลิตอัตโนมัติตั้งแต่การป้อนวัตถุดิบ และเป็นการผลิตแบบต่อเนื่อง คือทำงานตลอด 24 ชั่วโมง แต่ทำอย่างไรถึงมีวัตถุดิบป้อนเข้าสู่โรงงานได้โดยไม่ขาดแคลน และจากเงินลงทุนที่ค่อนข้างสูงเหตุใดจึงสามารถจูงใจผู้ประกอบการให้ลงทุนได้

ในประเด็นแรก ข้อมูลที่ได้จากการพูดคุยคือ ทางบริษัทจะมีการทำสัญญาระยะยาวกับเกษตรกรในพื้นที่เพื่อให้มั่นใจได้ว่าจะมีวัตถุดิบซึ่งเป็นผลิตผลทางการเกษตร ป้อนเข้าสู่ระบบได้อย่างต่อเนื่อง อีกทั้งทางโรงงานจะมีการเก็บสต๊อควัตถุดิบไว้เพียงพอสำหรับ 1 ปี ทำให้ลดปัญหาการขาดแคลนวัตถุดิบและสามารถผลิตไบโอมีเทนป้อนเข้าสู่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติได้อย่างต่อเนื่อง

ในประเด็นถัดมา การลงทุนตั้งโรงงานผลิตพลังงานทางเลือก ดังเช่นโรงงานผลิตไบโอมีเทนนั้น มีการออกแบบและวางแผนรองรับอย่างเป็นระบบ คือ ในโรงงานผลิตก๊าซชีวภาพจะได้ผลิตภัณฑ์ 3 ชนิดหลักคือ

1) ไบโอมีเทน โดยทางบริษัท Green Gas ได้มีการลงทุนในการเชื่อต่อท่อส่งไบโอมีเทนเข้ากับท่อส่งก๊าซฯหลัก โดยมีศูนย์ควบคุมคุณภาพของก๊าซฯที่สามารถติดตามได้แบบเรียลไทม์ อีกทั้งยังได้รับการสนับสนุนเรื่อง tariff จากภาครัฐ

in the Baltic Sea, the pipeline routes run through the territorial waters of five countries: Finland, Sweden, Denmark Germany and Russia. Therefore, in implementing the project, the study and preparation of an environmental impact assessment (EIA) report is required, and the construction must be approved by all concerned countries. At present, the project EIA has been approved by all countries, except Denmark where the matter is still under consideration and the approval is expected by the end of 2018.

GreenGas Produktionsanlage Rathenow GmbH & Co.KG

The second visit destination of the EPPO team was GreenGas Produktionsanlage Rathenow GmbH & Co.KG (GreenGas Production Plant), located in the town of Rathenow about 80 km away from Berlin. The plant is operated by Alensys Engineering GmbH, an engineering consultant company, providing consultancy services, design and technical support to customers regarding energy production from biofuels.

GreenGas Company is the site of a bio-methane production plant, with an annual biogas production capacity of 9.4 million cubic meters. After upgrading the biogas quality, 4.2 million cubic meters of bio-methane will be derived per year and 45 GWh of electricity can be produced per year. However, the project requires a relatively high investment of 9 million euros, or about 350 million Thai baht, due to the installation of the upgrading plant of which the function is to remove carbon dioxide (CO2) and dust particles from the bio-methane. The upgrading plant is equipped with cutting-edge technologies and is an important unit that helps

produce bio-methane with better quality and hence meet the gas specifications to be fed into the main natural gas pipeline networks, i.e. the gas produced contains 98% methane content and no more than 2% CO_2. However, the upgrading plant requires a huge investment, accounting for about 50% of the project investment. Nevertheless, one interesting thing observed during this plant visit is that this bio-methane production plant has an automated production process, starting from the raw material feed, and the production is continuous, i.e. 24 hours a day. One may have questions – How can raw materials for the plant be fetched without any shortage? And, given the relatively high capital investment, how come entrepreneurs could be encouraged to make such investment?

In response to the first question, the information obtained from the discussion is that GreenGas will execute long-term contracts with local farmers to ensure that raw materials which are derived from agricultural products can be fed into the system uninterruptedly. Moreover, the plant will keep in stock raw materials sufficient for one-year production, so the problem of raw material shortage can be avoided and bio-methane can be produced and fed into the natural gas transmission pipeline system continuously.

The clarification on the next question is that, in making an investment in an alternative energy production plant, such as this bio-methane plant, the design and relevant planning have been made systematically, namely: three main products will be generated by the biogas production plant, comprising:

1) Bio-methane – GreenGas has invested in the pipeline connection to feed the generated bio-methane into the main natural gas transmission pipeline system, and there is a gas quality control center that can monitor the gas quality in real time. In this regard, government support in terms of tariffs is available;

2) Biogas of which the quality does not meet the pipeline quality gas specs and hence cannot be fed into the main natural gas grid; such biogas will be used for electricity generation to feed into the power grid, with price subsidies from local power companies; and

3) Heat – heat generated from the production process can be reused within the plant and hence reducing the production cost.

It can be noted that, in considering establishing one biogas production plant, all relevant contexts will be taken into account, and a concrete and efficient plan will be

2) ก๊าซชีวภาพ ที่ด้อยคุณภาพไม่สามารถส่งเข้าสู่ท่อส่งก๊าซฯ หลักได้ จะถูกนำมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อป้อนเข้าสู่ Grid โดยได้รับการอุดหนุนราคาจากบริษัทผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ และ

3) ความร้อน ความร้อนที่เกิดขึ้นสามารถนำมาใช้หมุนเวียนในโรงงานได้ ช่วยลดต้นทุนในการผลิต

จะเห็นได้ว่าในการดำเนินการตั้งโรงงานผลิตก๊าซชีวภาพหนึ่งโรงงาน จะมีการมองบริบทโดยรอบไปพร้อมๆ กัน มีการวางแผนรองรับที่เป็นรูปธรรมและมีประสิทธิภาพที่ดี ส่งผลให้การผลิตพลังงานทดแทนในประเทศเยอรมนีเติบโตขึ้นอย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิผลที่ดี

การเดินทางไปศึกษาดูงาน ณ ประเทศเยอรมนีในครั้งนี้ นอกจากจะเป็นการไปศึกษาดูงานตามวัตถุประสงค์ที่วางไว้แล้ว ทีม สนพ. ยังได้สังเกตการณ์ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงตามสถานีบริการน้ำมันต่างๆ เห็นการส่งเสริมพลังงานทางเลือกอื่น เช่น การผลิตพลังงานจากโซลาเซลล์ และการผลิตพลังงานจากกังหันลม เป็นต้น ซึ่งพบเห็นได้โดยทั่วไปตามเส้นทางที่เราเดินทางผ่าน ยิ่งไปกว่านั้น เรายังสังเกตเห็นการบูรณาการพลังงานทางเลือก เทคโนโลยี และการปรับตัวในภาคธุรกิจเข้าด้วยกัน ดังเช่น สถานีบริการน้ำมัน Star ที่นอกจากจะมีการจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงแล้ว ยังให้บริการเติมก๊าซหุงต้ม (LPG) ในรถยนต์ และให้บริการชาร์จแบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้าอีกด้วย จะเห็นได้ว่าเป็นการปรับตัวของภาคธุรกิจที่ผสมผสานการจำหน่ายเชื้อเพลิงหลักและพลังงานทางเลือกได้อย่างลงตัว

การศึกษาดูงานในครั้งนี้เป็นประโยชน์อย่างยิ่งแก่บุคลากรของ สนพ. ทำให้ได้รับโอกาสในการเรียนรู้เทคโนโลยีใหม่ๆ รวมถึงการดำเนินกิจการด้านพลังงาน ซึ่งประสบการณ์และองค์ความรู้ดังกล่าวอาจจะเป็นประโยชน์ในการทำงานของบุคลากรและหน่วยงานได้ในอนาคต

devised. As a result, the production of renewable energy in Germany has grown steadily and effectively.

During this study trip to Germany, apart from the set objectives, the EPPO team also noted retail oil prices at various petrol service stations as well as promotion of alternative energy, such as energy production from solar cells and from wind turbines, which are generally found along our traveling routes. Furthermore, we also noticed the integration of alternative energy, technologies and business sector adjustment. For example, at a Star petrol station, in addition to the selling of petrol, there are also LPG filling service for cars and electric vehicle (EV) battery charging service. This reflects the proper integration of the business sector adjustment with the distribution of main petrol products and alternative fuels.

In conclusion, this study trip has proved beneficial to EPPO staff, having provided them with the opportunity to learn about cutting-edge technologies, including energy business operation. The experiences and knowledge gained may be useful for duty execution of the staff members and the organization as a whole in the future.

สถานการณ์ราคา น้ำมันเชื้อเพลิง (กรกฎาคม – สิงหาคม 2561)

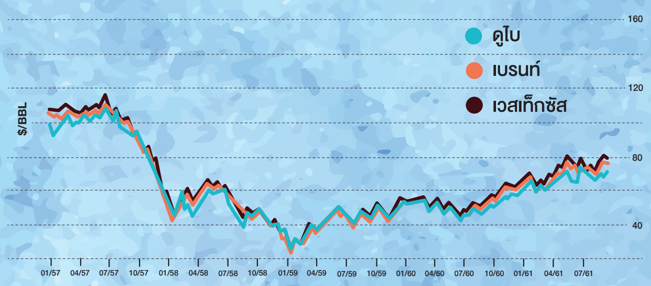
ราคาน้ำมันดิบ

กรกฎาคม 2561 ราคาน้ำมันดิบดูไบ เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $73.12 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว $0.47 ต่อบาร์เรล จากความกังวลต่อผลกระทบจากสงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯ กับจีน ซึ่งอาจส่งผลต่อการเติบโตของภาคเศรษฐกิจ รวมถึงความต้องการใช้น้ำมันดิบที่ลดลง หลังรัฐบาลประธานาธิบดีโดนัลด์ ทรัมป์ ตั้งกำแพงภาษีสินค้านำเข้าจากจีน ขณะที่จีนก็มีมาตรการตอบโต้กำแพงภาษีสหรัฐฯ ในสัดส่วนที่ทัดเทียมกัน นอกจากนี้ผลสำรวจของสำนักข่าวรอยเตอร์พบว่าปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของกลุ่มโอเปกในเดือนกรกฎาคม ปรับเพิ่มขึ้น 70,000 บาร์เรลต่อวันจากเดือนก่อนหน้า มาอยู่ที่ระดับ 32.64 ล้านบาร์เรลต่อวัน โดยการเพิ่มขึ้นของซาอุดีอาระเบีย คูเวต และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ส่วนน้ำมันดิบเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $70.87 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $3.22 ต่อบาร์เรล จากตลาดกังวลอุปทานน้ำมันดิบตึงตัวโดยเฉพาะที่สหรัฐฯ หลังปริมาณการส่งออกน้ำมันดิบจากแคนาดาคาดจะกลับมาดำเนินการได้เต็มกำลังช้ากว่าที่กำหนดไว้ โดยปริมาณน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ ปรับลดลงมาแตะระดับต่ำสุดในรอบ 3 ปี ขณะที่ปริมาณน้ำมันดิบคงคลัง ณ จุดส่งมอบคุชชิ่ง โอกลาโฮมา แตะระดับต่ำสุดในรอบ 4 ปี อีกทั้งซาอุดีอาระเบียประกาศจะหยุดการส่งออกน้ำมันดิบผ่านทางช่องแคบ Bab El- Mandeb

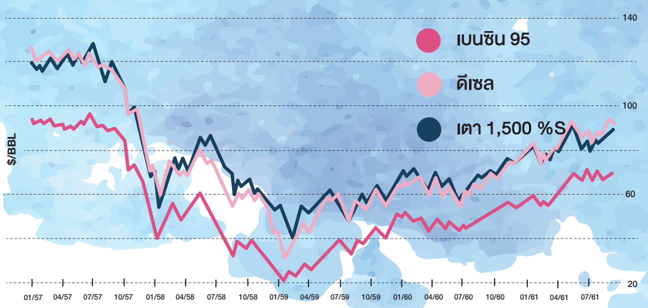
เป็นการชั่วคราว หลังกลุ่มผู้ก่อความไม่สงบฮูตีในเยเมนเข้าโจมตีเรือขนส่งน้ำมันใน Bab El- Mandeb

สิงหาคม 2561 ราคาน้ำมันดิบดูไบและเวสต์เท็กซัส เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $72.49 และ $68.00 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว 0.63 และ $2.88 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังได้รับแรงกดดันจากปริมาณน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ ที่ปรับเพิ่มขึ้นสวนทางกับการคาดการณ์ของนักวิเคราะห์ที่คาดว่าจะปรับลดลง เนื่องจากปริมาณการนำเข้าน้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นมาก ประกอบกับสงครามการค้าระหว่างจีนและสหรัฐฯ ยังคงเป็นปัจจัยกดดันการเติบโตและความต้องการใช้น้ำมันของโลก นอกจากนี้วิกฤตการเงินในตุรกีสร้างความวิตกกังวลต่อตลาดการเงินโลก หลังค่าเงินตุรกีอ่อนค่าลงหนักที่สุด ตั้งแต่เกิดวิกฤติการเงินในปี 2008 รวมถึงอัตราเงินเฟ้อที่ปรับตัวสูงขึ้นถึงร้อยละ 15 ส่งผลให้ต้นทุนทางการเงินของตุรกีปรับขึ้นอย่างมากและอาจทำให้ตุรกีต้องกู้ยืมเงินจาก IMF เพื่อชำระหนี้ ถึงแม้ว่าตุรกีจะเป็นประเทศขนาดเล็กและบริโภคน้ำมันเพียงร้อยละ 1 ของการใช้น้ำมันโลก แต่ผลกระทบดังกล่าวอาจลุกลามไปยังตลาดเกิดใหม่ รวมถึงธนาคารยุโรปได้

ราคาน้ำมันดิบ



ราคากลางน้ำมันสำเร็จรูปตลาดภูมิภาคเอเชีย



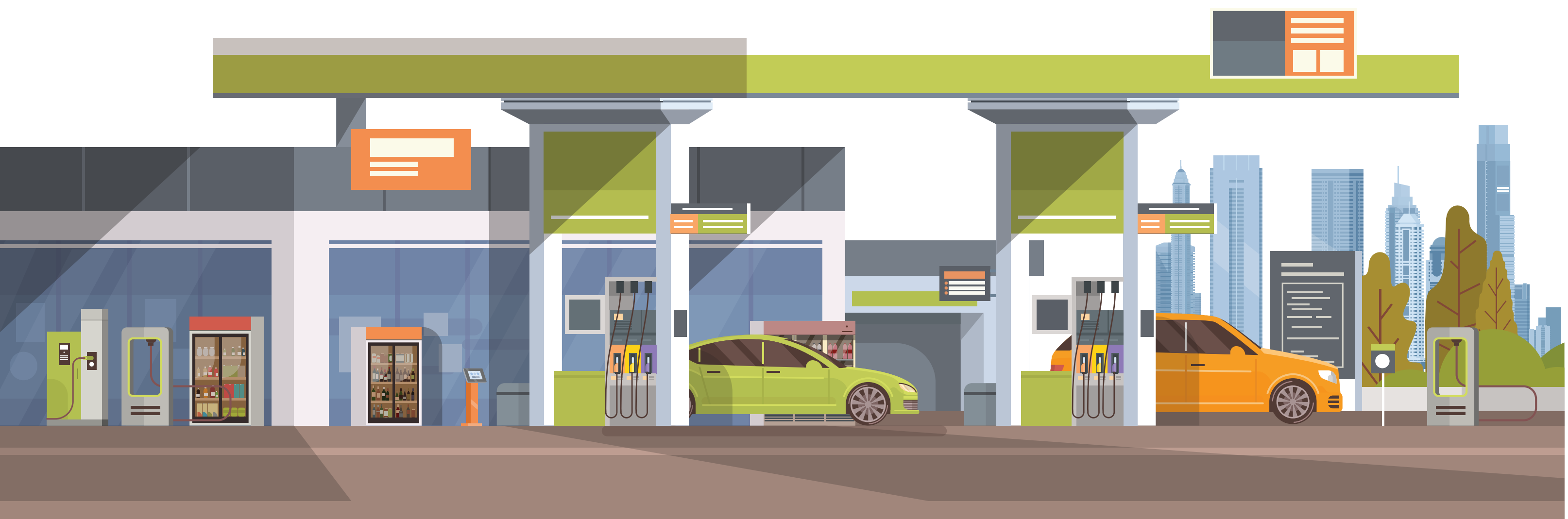
ราคากลางน้ำมันสำเร็จรูปตลาดภูมิภาคเอเชีย

กรกฎาคม 2561 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 , 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $83.14 $81.12 และ $86.41 ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากเดือนที่แล้ว $0.42, $0.40 และ $0.70 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ หลังได้รับแรงกดดันจากอุปทานที่อยู่ระดับสูงอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ปริมาณน้ำมันเบนซินคงคลังโลกอยู่ในระดับเหนือค่าเฉลี่ย 5 ปี ในขณะที่อุปสงค์ถูกกดดันจากฤดูมรสุมในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้และน้ำท่วมในประเทศญี่ปุ่น รวมทั้งราคาขายปลีกที่ปรับตัวสูงขึ้น ซึ่งส่งผลต่ออุปสงค์ของน้ำมันเบนซิน

สิงหาคม 2561 ราคาน้ำมันเบนซินออกเทน 95 , 92 และน้ำมันดีเซล เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ $84.82, $82.44 และ $88.00 ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนที่แล้ว $1.69, $1.32 และ $1.58 ต่อบาร์เรล ตามลำดับ สวนทางราคาน้ำมันดิบ โดยได้รับแรงหนุนจากอุปสงค์ภายในภูมิภาคที่อยู่ในระดับดีและมีการส่งออกน้ำมันเบนซินเพื่อเก็งกำไรไปยังภูมิภาคตะวันตก กอปรกับอุปทานในภูมิภาคที่ลดลงจากการลดกำลังการผลิตในประเทศจีน รวมทั้งโรงกลั่นในสิงคโปร์เกิดปัญหาด้านการผลิต อย่างไรก็ดีตลาดคาดอุปทานจะกลับมาอยู่ในระดับเดิมเร็วๆ นี้

ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงของไทย

กรกฎาคม – สิงหาคม 2561 จากสถานการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกและภาวะเงินเฟ้อของค่าเงินบาทของไทย รวมทั้งการส่งเสริมพลังงานทดแทน อัตรากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ส่งผลให้ราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินออกเทน 95, แก๊สโซฮอล 95 E10, E20, E85, แก๊สโซฮอล 91 และดีเซล ณ วันที่ 31 สิงหาคม 2561 อยู่ที่ระดับ 37.54, 30.20, 27.18, 21.39, 29.93 และ 26.63 บาท/ลิตร ตามลำดับ



ราคาเฉลี่ยน้ำมันเชื้อเพลิง

	2558 (เฉลี่ย)	2559 (เฉลี่ย)	2560 (เฉลี่ย)	2561 (เฉลี่ย)	2561 มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.
น้ำมันดิบ (หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ /บาร์เรล)										
ดูไบ	50.84	41.44	53.14	69.25	62.74	68.27	74.41	73.59	73.12	72.49
เบรนท์	52.74	44.62	54.76	71.98	66.67	72.03	77.03	75.79	75.21	73.72
เวสต์เท็กซัส	48.67	43.35	50.85	66.52	62.78	66.33	70.00	67.66	70.87	68.00
น้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์ (หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ /บาร์เรล)										
เบนซินออกเทน 95	69.17	56.26	68.00	81.71	77.14	81.48	87.60	83.55	83.14	84.82
เบนซินออกเทน 92	66.08	53.43	65.39	79.28	74.26	78.43	85.31	81.52	81.12	82.44
ดีเซลหมุนเร็ว	64.48	52.24	65.65	84.24	78.17	83.97	90.17	87.11	86.41	88.00

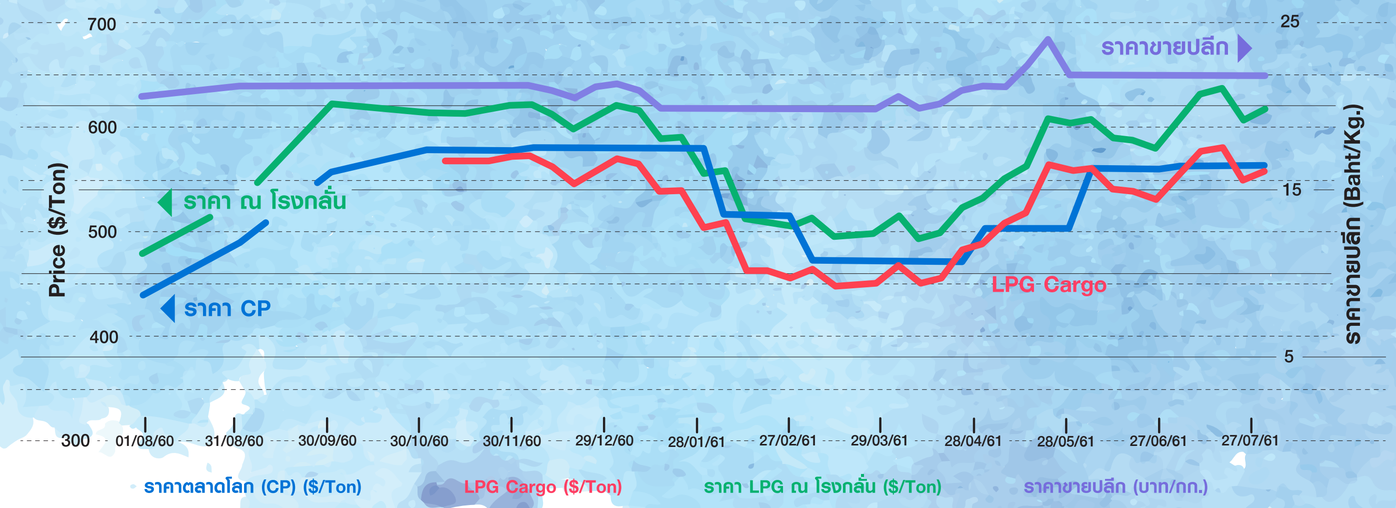
	2558 (เฉลี่ย)	2559 (เฉลี่ย)	2560 (เฉลี่ย)	2561 (เฉลี่ย)	2561 31 มี.ค.	30 เม.ย.	31 พ.ค.	30 มิ.ย.	31 ก.ค.	31 ส.ค.
ราคาขายปลีกของไทย (หน่วย : บาท/ลิตร)										
เบนซินออกเทน 95	34.04	31.54	34.39	35.95	35.46	35.66	36.52	36.52	37.37	37.54
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	27.59	24.51	27.17	28.76	28.35	28.55	29.25	29.25	30.05	30.20
แก๊สโซฮอล 91	26.75	24.16	26.88	28.49	28.08	28.28	28.98	28.98	29.78	29.93
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	25.22	21.99	24.64	26.15	25.84	26.04	26.74	26.74	27.14	27.18
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	21.98	18.14	19.97	20.83	20.34	20.64	21.14	21.14	21.34	21.39
ดีเซลหมุนเร็ว	24.53	23.26	25.63	28.14	27.59	27.89	28.79	28.79	29.49	29.63
ดีเซลหมุนเร็ว บี20				26.50					26.49	26.63

ค่าการตลาดและค่าการกลั่นเฉลี่ยของผู้ค้าน้ำมัน

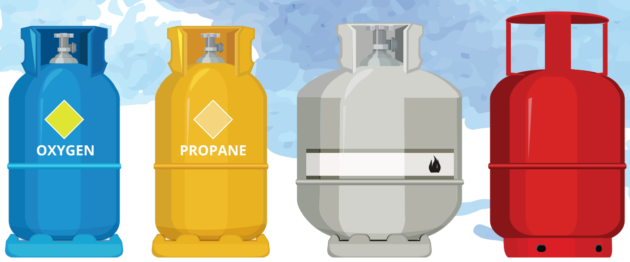
หน่วย : บาทต่อลิตร

	2558 (เฉลี่ย)	2559 (เฉลี่ย)	2560 (เฉลี่ย)	2561 (เฉลี่ย)	2561 มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.
เบนซินออกเทน 95	2.58	2.60	2.78	2.52	2.65	2.47	2.36	2.50	2.39	2.62
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	1.72	1.66	1.77	1.81	1.75	1.78	1.86	1.87	1.80	1.95
แก๊สโซฮอล 91	1.68	1.60	1.76	1.88	1.72	1.81	2.02	2.03	1.97	2.12
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	1.50	2.06	2.47	2.70	2.55	2.77	3.05	3.01	2.64	2.54
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	2.37	4.26	4.20	5.18	4.59	5.18	5.72	5.52	5.41	5.35
ดีเซลหมุนเร็ว	1.72	1.75	1.56	1.68	1.68	1.61	1.80	1.65	1.84	1.73
ดีเซลหมุนเร็ว บี20				2.03					1.92	2.14
เฉลี่ยรวม	**1.72**	**1.77**	**1.71**	**1.83**	**1.94**	**1.89**	**2.06**	**2.02**	**1.95**	**1.92**
ค่าการกลั่นของผู้ค้าน้ำมัน (หน่วย : บาท/ลิตร)										
เฉลี่ยรวม	**2.43**	**1.84**	**2.36**	**2.06**	**2.28**	**2.18**	**2.00**	**1.75**	**1.78**	**2.12**

LPG PRICE MOVEMENT



*ตั้งแต่วันที่ 7 พ.ย. 60 เป็นต้นไป เปลี่ยนจากอ้างอิงราคา CP (รายเดือน) เป็น LPG Cargo (รายสัปดาห์)



สถานการณ์ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)

กรกฎาคม 2561 สถานการณ์ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกอยู่ที่ 562.50 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน เพิ่มขึ้นจากเดือนก่อนหน้า 2.50 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน โดยราคาโพรเพน (C3) ปรับตัวลดลง 5 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน เนื่องจากความต้องการที่ลดลงของตลาด ในขณะที่ราคาบิวเทน (C4) ปรับตัวเพิ่มขึ้น 10 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน จากภาวะซัพพลายตึงตัว ถึงแม้ว่าช่วงนี้ความต้องการ LPG จะลดลงจากกลุ่มประเทศตะวันตกที่อยู่ในช่วงฤดูร้อน แต่ราคา LPG ยังคงได้รับแรงหนุนจากราคาน้ำมันดิบที่ยังคงทรงตัวอยู่ในระดับสูง รวมถึงปริมาณโพรเพนคงคลังของประเทศสหรัฐอเมริกา ณ วันที่ 22 มิถุนายน 2561 ที่อยู่ในระดับ 58.4 ล้านบาร์เรล ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยห้าปีอยู่ร้อยละ 11.2 อย่างไรก็ดีปัจจัยที่น่าจับตามองอยู่ที่สถานการณ์สงครามการค้าระหว่างประเทศสหรัฐฯ และประเทศจีน โดยจีนอาจจะเพิ่มกำแพงภาษีนำเข้า LPG จากสหรัฐฯ สูงถึงร้อยละ 25 เพื่อทำการตอบโต้สหรัฐฯ ซึ่งหากเหตุการณ์ดังกล่าวเกิดขึ้นจะส่งผลต่อการค้า LPG ในตลาดโลกอย่างมีนัยสำคัญสหรัฐฯ จะส่งออก LPG มายังประเทศอื่นในเอเชียแทน ในขณะที่กลุ่มประเทศตะวันออกกลางจะสามารถส่งออก LPG สู่จีนได้เพิ่มมากขึ้น

สิงหาคม 2561 สถานการณ์ราคาก๊าซ LPG ตลาดโลกอยู่ที่ 587.50 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน เพิ่มขึ้นจากเดือนก่อนหน้า 25.00 เหรียญสหรัฐฯ/ตัน จากความต้องการในการสำรองสต๊อกซึ่งเริ่มต้นขึ้นในเดือนนี้ เพื่อรองรับการใช้ที่จะมีขึ้นในช่วงฤดูหนาวปลายปี รวมถึงราคาน้ำมันดิบที่ยังทรงตัวอยู่ในระดับเหนือ 70 เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล นอกจากนี้ผู้นำเข้าจากจีนได้ลดการนำเข้าก๊าซโพรเพนจากประเทศสหรัฐอเมริกาลงอย่างต่อเนื่อง จากความกังวลเรื่องสงครามการค้าที่จีนอาจจะเพิ่มภาษีนำเข้า LPG จากสหรัฐฯ สูงถึงร้อยละ 25 โดยข้อมูลจากสำนักงานสารสนเทศด้านการพลังงานของสหรัฐ (EIA) บ่งชี้ว่าในเดือนเมษายน สหรัฐฯ ส่งออกไปจีน 2.08 ล้านบาร์เรล ลดลงจากเดือนก่อนหน้าและในช่วงเดียวกันของปีก่อน ที่ส่งออกไปจีน 3.11 และ 3.17 ล้านบาร์เรล ตามลำดับ รวมถึงปริมาณโพรเพนสำรองคงคลังของสหรัฐฯ ณ วันที่ 27 กรกฎาคม 2561 อยู่ที่ 66.3 ล้านบาร์เรล ซึ่งต่ำกว่าค่าเฉลี่ยห้าปีอยู่ถึง 8.8 ล้านบาร์เรล บ่งชี้ถึงความต้องการของสหรัฐฯ ที่ยังทรงตัวอยู่ในระดับดีต่อเนื่องจากเดือนที่แล้ว

สถานการณ์ราคาก๊าซ LNG

มิถุนายน 2561 ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ณ เดือนพฤษภาคม 2561 อยู่ที่ 214.6642 บาท/ล้านบีทียู ราคา Spot LNG เฉลี่ยเดือนมิถุนายน 2561 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อน 1.667 เหรียญสหรัฐฯ/ล้านบีทียู มาอยู่ที่ระดับ 10.390 เหรียญสหรัฐฯ/ล้านบีทียู จากความต้องการ LNG ที่เพิ่มขึ้นจากกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้า และ City gas ในภูมิภาคแอตแลนติก และแปซิฟิก ต่างช่วยผลักดันให้ราคาซื้อขายของตลาดปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยประเทศจีนยังคงมีความต้องการซื้อ LNG อย่างต่อเนื่อง หลังจากเกิดเหตุระเบิดที่ท่อส่งก๊าซฯ ย่อยบริเวณเมือง Guizhou ทางตอนใต้ของประเทศจีน แม้ว่าเหตุระเบิดดังกล่าวจะไม่ส่งผลกระทบต่อความสามารถในการส่งก๊าซฯ จากท่อหลักเมียนมาร์-จีน แต่เหตุการณ์นี้อาจส่งผลกระทบต่อความต้องการ LNG ของประเทศจีน ในขณะที่การ Reload เที่ยวเรือสามารถทำได้อย่างจำกัดแม้ว่าส่วนต่างราคาระหว่างภูมิภาคเริ่มมีความคุ้มค่า (Arbitrage) แต่ตลาดเรือ (LNG Shipping) ที่เริ่มตึงตัวทำให้ไม่สามารถ Reload เที่ยวเรือได้เพิ่มขึ้นมาก

กรกฎาคม 2561 ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ณ เดือนมิถุนายน 2561 อยู่ที่ 220.2324 บาท/ล้านบีทียู ราคา Spot LNG เฉลี่ยเดือนกรกฎาคม 2561 ปรับตัวลดลงจากเดือนก่อน 0.533 เหรียญสหรัฐฯ/ล้านบีทียู มาอยู่ที่ระดับ 9.857 เหรียญสหรัฐฯ/ล้านบีทียู เนื่องจากมีข้อเสนอขายเที่ยวเรือ Spot LNG ที่เบาบางและราคาน้ำมันดิบ Brent ราคาก๊าซธรรมชาติ NBP และราคา JKM swaps ที่ลดระดับราคาลงส่งผลให้ราคา Asian Spot อยู่ในตลาดขาลง รวมทั้งตลาดคาดว่าจะมีปริมาณเที่ยวเรือเสนอขายจากโครงการในประเทศออสเตรเลียและรัสเซียเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะโครงการ Wheatstone LNG ประเทศออสเตรเลีย ซึ่งอยู่ระหว่างการ Commissioning หน่วยการผลิตที่ 2

สิงหาคม 2561 ราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ณ เดือนเดือนกรกฎาคม 2561 อยู่ที่ 226.9534 บาท/ล้านบีทียู ราคา Spot LNG เฉลี่ยเดือนสิงหาคม 2561 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากเดือนก่อน 1.010 เหรียญสหรัฐฯ/ล้านบีทียู มาอยู่ที่ระดับ 10.866 เหรียญสหรัฐฯ/ล้านบีทียู จากความต้องการจัดหาเที่ยวเรือเพื่อสำรองใช้ในฤดูหนาว และประเทศญี่ปุ่นและเกาหลีใต้ต่างแสดงความสนใจซื้อ LNG เพิ่มเติม หลังจากเผชิญกับอากาศร้อนระอุในช่วงที่ผ่านมา ซึ่งทำให้ระดับ LNG ในถังเก็บลดลงอย่างมาก ประกอบกับโครงการ Sakhalin LNG ได้หยุดการผลิตกระทันหันหลังจากหน่วยการผลิต 1 หน่วยจาก 2 หน่วย ต้องหยุดการดำเนินการผลิต ซึ่งจะทำให้เกิดการล่าช้าในการส่งมอบเรือ LNG และคาดว่าอาจจะมีเที่ยวเรือ LNG หายไปจากระบบประมาณ 5 เที่ยวเรือ ซึ่งอุปทานที่ลดลงจะเกิดความตึงตัวของตลาดและส่งผลให้ราคา Asian Spot เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

ราคาก๊าซ NGV

วันที่	สถานีภายในรัศมี 50 กม. จากสถานีแม่		สถานีลูกที่ไกลจากสถานีแม่มากที่สุด (ไม่รวมภาษี อบจ.)
	รถยนต์ส่วนบุคคล	รถโดยสารสาธารณะ	
16 ก.ค.–15 ส.ค. 61	14.06	10.62	18.06
16 ส.ค.–15 ก.ย. 61	14.58	10.62	18.58

ณ วันที่ 31 สิงหาคม 2561 ปริมาณการจำหน่ายก๊าซ NGV อยู่ที่ 6,102 ตันต่อวัน (หรือประมาณ 250.19 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) และมีสถานีบริการ NGV สะสมจำนวน 507 สถานี แบ่งเป็น สถานีแม่ 20 สถานีและ สถานีลูก 487 สถานี

สถานการณ์เอทานอลและไบโอดีเซล

การผลิตเอทานอล กำลังการผลิตเอทานอล รวม 5.79 ล้านลิตร/วัน มีปริมาณการผลิตเอทานอลประมาณ 4.44 ล้านลิตร/วัน โดยราคาเอทานอลแปลงสภาพเดือนกรกฎาคม 2561 อยู่ที่ 23.40 บาท/ลิตร และเดือนสิงหาคม 2561 อยู่ที่ 23.40 บาท/ลิตร

การผลิตไบโอดีเซล กำลังการผลิตไบโอดีเซล รวม 7.04 ล้านลิตร/วัน มีปริมาณการผลิตอยู่ที่ประมาณ 3.69 ล้านลิตร/วัน ราคาไบโอดีเซลในประเทศเฉลี่ยเดือนกรกฎาคม 2561 อยู่ที่ 26.59 บาท/ลิตร และเดือนสิงหาคม 2561 อยู่ที่ 24.95 บาท/ลิตร

ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันฯ ณ วันที่ 26 สิงหาคม 2561 มีสินทรัพย์รวม 38,745 ล้านบาท หนี้สินกองทุน 12,546 ล้านบาท ฐานะกองทุนน้ำมันสุทธิ 26,199 ล้านบาท แยกเป็นบัญชีน้ำมัน 29,354 ล้านบาท และบัญชี LPG -3,155 ล้านบาท

ปริมาณการจำหน่ายและราคาเชื้อเพลิงชีวภาพ

	2558 (เฉลี่ย)	2559 (เฉลี่ย)	2560 (เฉลี่ย)	2561 (เฉลี่ย)	2561					
					มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.
ราคา (หน่วย : บาทต่อลิตร)										
เอทานอล	26.51	23.12	24.81	23.77	24.44	23.59	23.59	23.59	23.40	23.40
ไบโอดีเซล	31.02	35.05	28.85	24.68	25.53	23.37	23.80	27.46	26.59	24.95
ปริมาณการจำหน่าย (หน่วย : ล้านลิตรต่อวัน)										
เบนซิน	1.32	1.33	1.23	1.11	1.17	1.12	1.07	1.09	1.05	1.07
แก๊สโซฮอล 95 (E10)	10.27	10.77	11.89	12.73	12.64	12.89	12.56	12.91	12.84	13.20
แก๊สโซฮอล 95 (E20)	4.57	4.75	5.21	5.65	5.51	5.96	5.48	5.63	5.81	5.93
แก๊สโซฮอล 95 (E85)	0.82	0.87	1.05	1.15	1.10	1.19	1.12	1.19	1.20	1.22
แก๊สโซฮอล 91	11.54	11.12	10.65	10.05	10.39	10.24	9.74	9.85	9.71	9.82
เอทานอล	3.45	3.53	3.81	3.99	3.95	4.11	3.89	4.01	4.04	4.12
ดีเซลหมุนเร็ว	62.73	60.21	61.69	63.10	67.04	65.20	63.53	60.47	58.26	60.18
B100	4.08	3.83	3.08	3.98	4.36	4.24	4.13	3.93	3.79	3.91

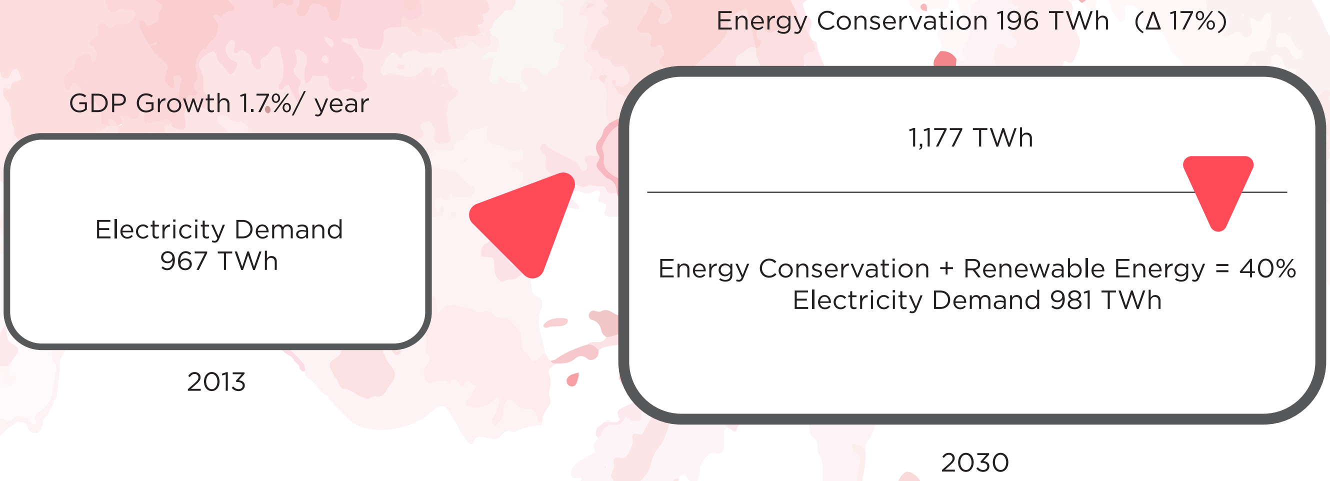
HIGH EFFICIENT AND CLEAN THERMAL POWER OF JAPAN

นโยบายพลังงานหลักของประเทศญี่ปุ่น คือ การจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานระยะยาว โดยการลดใช้พลังงานนิวเคลียร์ให้เหลือน้อยที่สุด คู่ขนานไปกับการลดใช้พลังงาน (Energy Saving) การเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน การส่งเสริมการใช้โรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูง เป็นต้น เพื่อนำไปสู่การบรรลุวัตถุประสงค์ของนโยบายการรักษาความปลอดภัยด้านพลังงาน การปกป้องสิ่งแวดล้อม และความมั่นคงทางเศรษฐกิจ โดยมีแผนการปรับปรุงการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และปรับปรุงสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระยะยาวดังนี้

The main principle of Japan's energy policy is to provide sufficient energy for long-term energy needs, by minimizing nuclear energy use In concurrence with promoting energy saving, increasing the share of renewable energy generation, promoting the use of high-efficiency power plants, etc., to achieve the objectives of the energy security policy, environmental protection and economic security. Plans have been established to improve energy efficiency and to improve fuel mix for electricity generation in the long run as follows

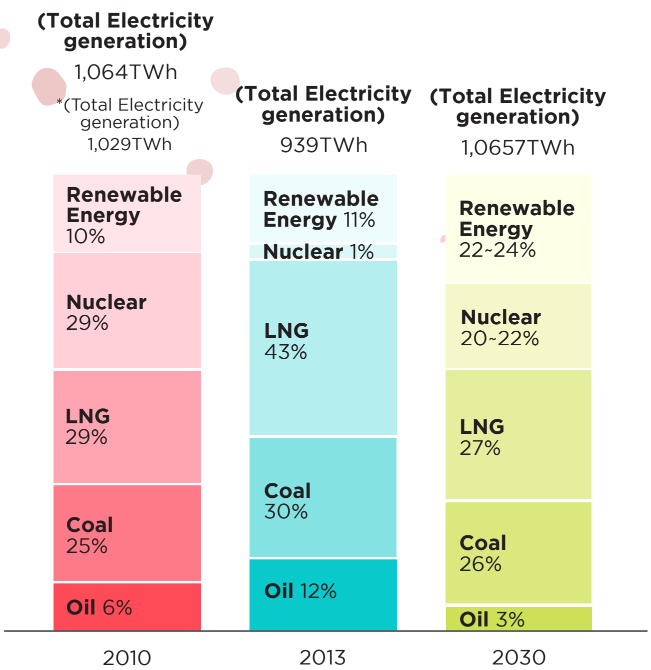
แผนการปรับปรุงการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โดยการบริหารจัดการความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Electricity Demand) ในปี 2030 ให้มีปริมาณการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยจนเกือบไม่เปลี่ยนแปลงเมื่อเทียบ กับปี 2013 ด้วยมาตรการอนุรักษ์พลังงาน (Energy Conservation) ดังนี้

Energy Efficiency Improvement Plan—by managing electricity demand so that the demand in 2030 would slightly increase or stay almost the same when compared with the demand in 2013 through the use of energy conservation measures, as shown below



แผนการปรับปรุงสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระยะยาว โดยลดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์จาก 30% ในปี 2010 ให้คงเหลือ 20-22% ในปี 2030 และเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจาก 11% ในปี 2013 เป็น 22-24% ในปี 2030 และลดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินจาก 30% ในปี 2013 ให้คงเหลือ 26% ในปี 2030 ดังนี้

Electricity Generation Mix



Long-term Electricity Generation Mix Improvement Plan—by reducing the nuclear power generation share from 30% in 2010 to 20-22% in 2030 while increasing the share of electricity from renewable energy from 11% in 2013 to 22-24% in 2030, and reducing the share of electricity generated from coal from 30% in 2013 to 26% in 2030, as illustrated in the following :

Policy on Coal Utilization for Electricity Generation:

since coal is a fuel of which the reserves remain relatively abundant when compared with other types of fuel and its supply risk is the lowest, and it is a fossil fuel of which the cost per unit of the same heating value is the lowest, while coal-fired electricity generation accounts for the highest emission of greenhouse gas (GHG) compared with electricity produced by other fuels, Japan, therefore, has a policy to use coal as a base-load supply together with the increase in/improvement of power plant efficiency and the promotion of technology development to reduce GHG emission and to protect the global environment as a whole. In addition, Japan has a policy to disseminate/introduce “High-efficiency Technologies” of power plants to the global community.

นโยบายการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า : เนื่องจากเชื้อเพลิงถ่านหินยังคงเป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาณค่อนข้างมากหากเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดอื่น และมีความเสี่ยงในการจัดหาต่ำสุด และเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีต้นทุนต่อหน่วยความร้อนที่เท่ากันต่ำสุด อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหินก็มีส่วนการปลดปล่อยมลพิษมากที่สุด (Greenhouse Gas : GHG) หากเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าโดยเชื้อเพลิงประเภทอื่น ดังนั้น ประเทศญี่ปุ่นจึงมีนโยบายที่จะใช้เชื้อเพลิงถ่านหินเป็น Base-Load Supply โดยเพิ่ม/ปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยี เพื่อลดการปลดปล่อย GHG และเป็นการดูแลสิ่งแวดล้อมโดยรวมของโลก ประเทศญี่ปุ่นจึงมีนโยบายที่จะเผยแพร่/นำเสนอเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าให้เป็น High-efficiency technologies สู่ประชาคมโลก

ความก้าวหน้าของเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Next-generation thermal power generation technology) : แผนพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของประเทศญี่ปุ่น มีเป้าหมายในการเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าทั้งเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ดังนี้

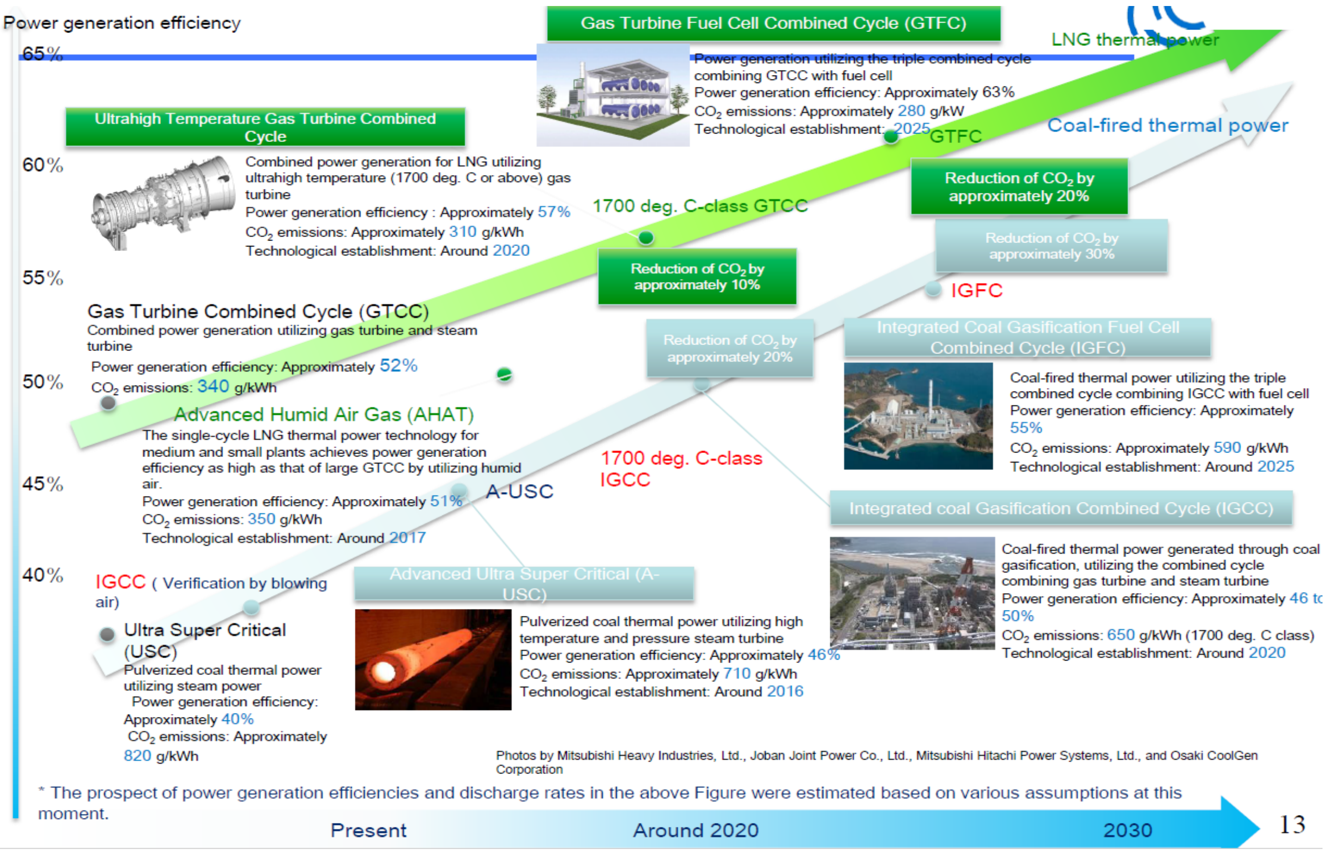
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ จากปัจจุบันเป็นโรงไฟฟ้าประเภท Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) มีประสิทธิภาพ

The Next-generation Thermal Power Generation Technology : according to Japan's thermal power plant development plan, the goal is to increase efficiency of both natural gas-fired and coal-fired power plants, as shown in the following figure:

Natural gas-fired Power Plants. Currently, the power generation efficiency of a Gas Turbine Combined Cycle (GTCC) power plant is 52%, with CO_2 emissions at 340 g/KWh. The target in 2020 is to develop Ultrahigh Temperature Gas Turbine Combined Cycle (C-class GTCC) power plants, of which the generation efficiency will increase to 57% with CO_2 emission reduction to 310 g/KWh. Furthermore, the target in 2025 is to develop Gas Turbine Fuel Cell Combined Cycle (GTFC) power plants, combining the use of natural gas with fuel cells for power generation, which will increase the generation efficiency to 63% and reduce CO_2 emissions to 280 g/KWh

Coal-fired Power Plants. Currently, the power generation efficiency of Ultra Super Critical Power Plants (USC) is 40%, with CO_2 emissions at 820 g/KWh, and efforts have been made to develop Advanced Ultra Super

The prospect of highly efficient and low-carbon technology for next-generation thermal power plant.



ในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 52 ปลดปล่อย CO_2 340 g/KWh โดยเป้าหมายในปี 2020 จะพัฒนาโรงไฟฟ้าประเภท Ultrahigh Temperature Gas Turbine Combined Cycle (C-class GTCC) ซึ่งจะเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าขึ้นเป็นร้อยละ 57 ลดการปลดปล่อย CO_2 ลงคงเหลือ 310 g/KWh และเป้าหมายในปี 2025 จะพัฒนาโรงไฟฟ้าประเภท Gas Turbine Fuel Cell Combined Cycle (GTFC) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติร่วมกับเชื้อเพลิง Fuel Cell ซึ่งจะเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 63 ลดการปลดปล่อย CO_2 ลงคงเหลือ 280 g/KWh

โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหิน จากปัจจุบันเป็นโรงไฟฟ้าประเภท Ultra Super Critical (USC) มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 40 ปลดปล่อย CO_2 820 g/KWh ต่อมามีการพัฒนาโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหินประเภท Advanced Ultra Super Critical (A-USC) ซึ่งเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 46 ลดการปลดปล่อย CO_2 ลงคงเหลือ 710 g/KW โดยเป้าหมายในปี 2020 จะพัฒนาโรงไฟฟ้าประเภท Integrated coal Gasification Combined Cycle (IGCC) ซึ่งจะเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 46-50 ลดการปลดปล่อย CO_2 ลงคงเหลือ 650 g/KWh และเป้าหมายในปี 2025 จะพัฒนาโรงไฟฟ้าประเภท Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle (IGFC) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหินร่วมกับเชื้อเพลิง Fuel Cell ซึ่งจะเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 55 ลดการปลดปล่อย CO_2

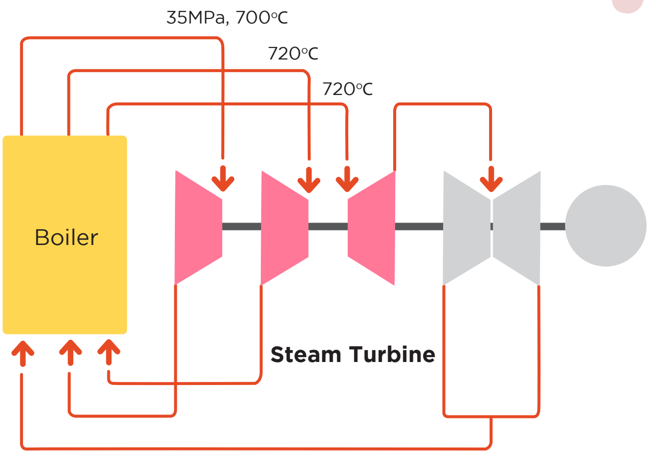
Critical (A-USC) coal-fired power plants, of which the generation efficiency will increase to 46% and CO_2 emissions reduced to 710 g/KWh. The 2020 target will be to develop Integrated Coal Gasification Combined Cycle (IGCC) power plants, with increased generation efficiency of 46-50% and CO_2 emissions down to 650 g/KWh, and the 2025 target will be to develop Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle (IGFC) power plants, combining the use of coal-fired thermal power with fuel cells, which will increase the generation efficiency to 55% and reduce CO_2 emissions to 590 g/KWh. The coal-fired power plant technologies can be summarized as follows:

ลงคงเหลือ 590 g/KWh ทั้งนี้ สามารถสรุปรายละเอียดเทคโนโลยีประเภทโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหินได้ ดังนี้

1. เทคโนโลยีโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหินที่ใช้อยู่ในปัจจุบันแบบ Low Carbonization in Coal-Fired power generation Improvement of power generation efficiency

1.1 Ultra Super Critical (USC) : เป็นเทคโนโลยีแบบบดถ่านให้เป็นผงแล้วฉีดเข้าไปในเตาเผา เพื่อต้มน้ำและผลิตไอน้ำที่มีอุณหภูมิและแรงดันสูง ไปหมุนเครื่องปั่นไฟเพื่อกำเนิดไฟฟ้า มีลักษณะเทคโนโลยีที่เชื่อถือได้และเป็นที่ยอมรับ โดยมีกำลังผลิตติดตั้งประมาณครึ่งหนึ่งของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนจากถ่านหินภายในประเทศญี่ปุ่น ซึ่งสูงถึงประมาณ 19.60 ล้าน เทคโนโลยีนี้เริ่มนำมาใช้ตั้งแต่ปี 1995 เป็นต้นมา มีประสิทธิภาพ 40% การปลดปล่อยมลพิษ ประมาณ 820 g-CO_2/kWh

Advanced Ultra Super Critical (A-USC)

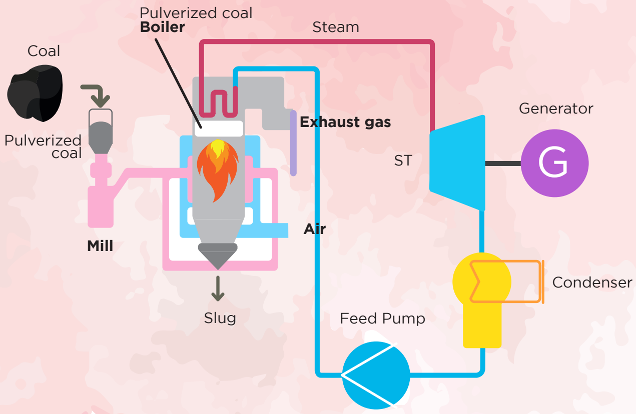


1.2 Advanced Ultra Super Critical (A-USC) : เป็นเทคโนโลยีแบบบดถ่านให้เป็นผงแล้วฉีดเข้าไปในเตาเผา เพื่อต้มน้ำและผลิตไอน้ำที่มีอุณหภูมิและแรงดันสูง ไปหมุนเครื่องปั่นไฟเพื่อกำเนิดไฟฟ้า ที่พัฒนามาจากเทคโนโลยี USC ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น โดยมีการปรับปรุงแรงดันไอน้ำเพิ่มขึ้นถึง 700 degree มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นเป็น 46% เทคโนโลยีนี้เริ่มนำมาใช้ตั้งแต่ปี 2016 เป็นต้นมา การปลดปล่อยมลพิษ ประมาณ 710 g-CO_2/kWh

2. เทคโนโลยีโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหิน Integrated Coal Gasification Combined Cycle (IGCC) แบบ Air Blown

มีขนาด 166 MW โรงไฟฟ้าต้นแบบในการทดลอง คือ โรงไฟฟ้า Osaki CoolGen โดยมีรูปแบบการทำงานของโรงไฟฟ้า โดยนำถ่านหินมาทำปฏิกิริยา Gasification ให้เชื้อเพลิงถ่านหินกลายสภาพ

Ultra Super Critical (USC)



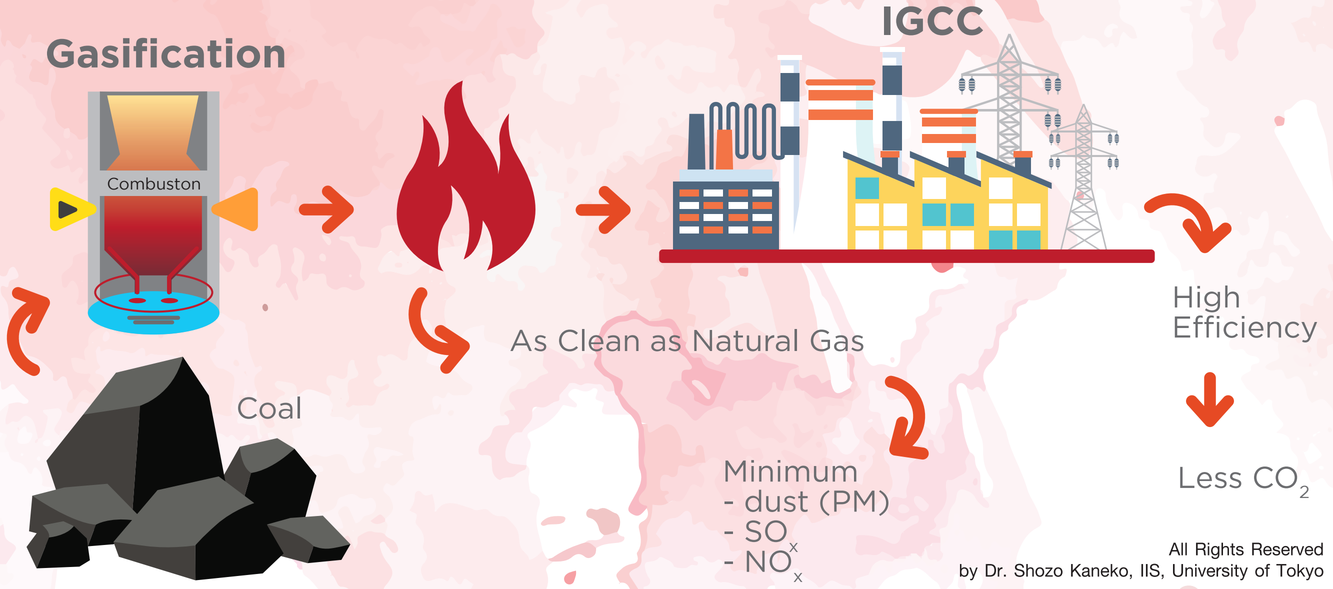
1. Low Carbonization Coal-fired Power Generation Technologies, which are currently in use with a view to improving power generation efficiency:

1.1 Ultra Super Critical (USC): under this technology, coal will be pulverized to powder and then injected into the furnace; the heat generated is used to boil water and produce steam at a high temperature and pressure. The steam is then used to spin a turbine connected to an electrical generator to generate electricity. The USC is a reliable and acceptable technology, with the application to approximately half of the installed capacity of coal-fired thermal power plants in Japan, accounting for about 19.60 million. This technology has been used since 1995, with power generation efficiency of 40% and emissions of about 820 g-CO_2/kWh.

1.2 Advanced Ultra Super Critical (A-USC): similar to the USC technology, under this technology, coal will be pulverized to powder and then injected into the furnace; the heat generated is used to boil water and produce steam at a high temperature and pressure. The steam is then used to spin a turbine connected to an electrical generator to generate electricity. Developed further from the USC technology, this technology is more efficient, by increasing the steam pressure to 700 degrees, resulting in increased power generation efficiency to 46%. The technology has been used since 2016, with the emission rate of about 710 g-CO2/kWh.

Coal can be as clean as natural gas by "Gasification"

KEY TECHNOLOGY

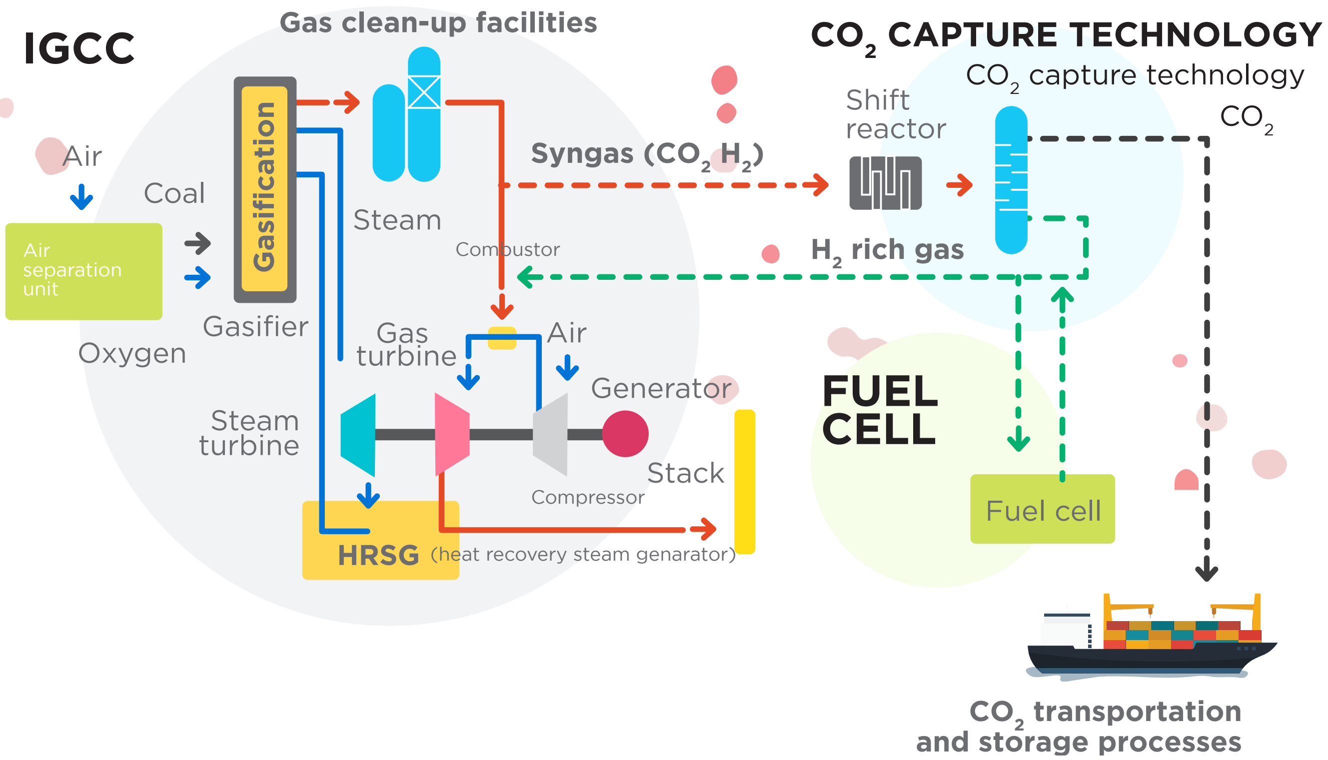


จากของแข็งเป็นก๊าซ ซึ่งสามารถลดการปลดปล่อยมลพิษได้ใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ

จากนั้นระบบผลิตไฟฟ้าจะนำก๊าซไปต้มน้ำจากนั้นเมื่อได้ไอน้ำ เอาไอน้ำมาปั่นตัวกำเนิดไฟฟ้าและผลิตไฟฟ้าออกมาซึ่งเทคโนโลยีระบบนี้จะเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าโดยเชื้อเพลิงถ่านหินให้ดีขึ้นโดยมีผังการผลิตไฟฟ้าตามภาพด้านล่าง ทั้งนี้ในส่วนของ CO_2 Capture Technology และ Fuel Cell อยู่ระหว่างการทดลอง

2. Integrated Coal Gasification Combined Cycle (IGCC) Power Plant Technology. A demonstration test facility for air-blown type IGCC

with a capacity of 166 MW is the Osaki CoolGen Power Plant. The operational process of the plant is to convert coal into gas through the gasification process, which can



ต่อมาได้มีการสร้างโรงไฟฟ้าเทคโนโลยี IGCC เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ คือ โรงไฟฟ้า Nakoso ขนาด 250 MW โดยมีการเริ่มทดสอบเดินโรงไฟฟ้าในเดือนกันยายน 2007 และจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เดือนมิถุนายน 2013 ปัจจุบันเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าจำหน่ายมาแล้วเป็นเวลาประมาณ 5 ปี หรือประมาณ 31,900 ชั่วโมง และสามารถเดินเครื่องอย่างต่อเนื่องเป็นเวลา 3,917 ชั่วโมง (World record as of 2016.6) ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าร้อยละ 42

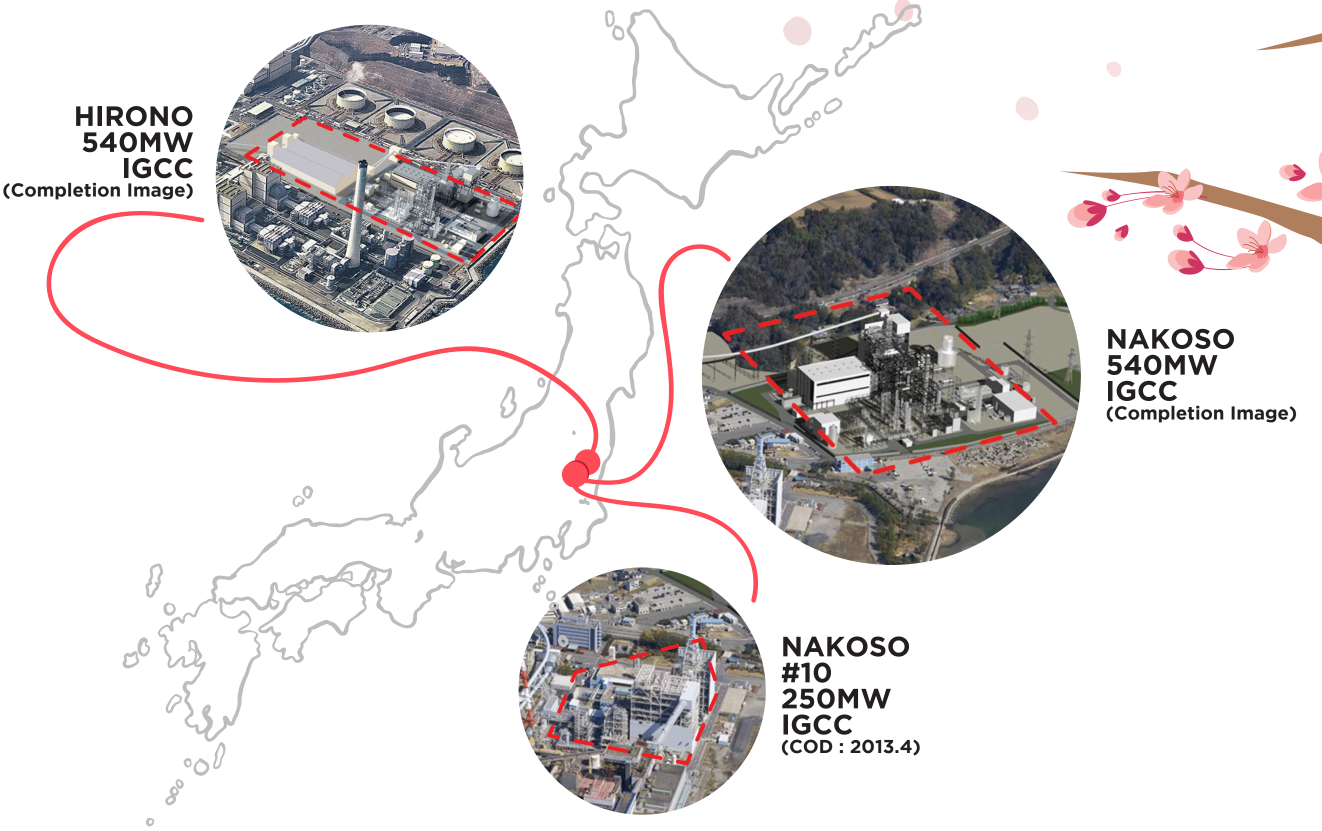
และมีแผนที่จะสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ขึ้นภายใต้เทคโนโลยี IGCC ขนาด 540 MW ที่โรงไฟฟ้า Nasoko IGCC Unit 2 โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เดือนกันยายน 2020 และโรงไฟฟ้า Hirono IGCC โดยมีกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เดือนกันยายน 2021 ดังรูป

reduce the emissions to about the same level of emissions from a natural gas-fired power plant.

Then the electricity generation system will bring the gas to boil water to produce steam to spin the turbine connected to an electrical generator to generate electricity. This technology will improve the efficiency of coal-fired power generation with the power plant layout as shown below. As for the application of IGCC combined with the CO_2 Capture Technology and then with a Fuel Cell are still under experiment.

Later, the IGCC technology was applied to a power plant built for commercial electricity distribution, i.e. 250-MW Nakoso power plant Unit 10. The plant commenced a trial run in September 2007 and started commercial operation in June 2013. So, the plant has been in operation for about 5 years or 31,900 hours, and it can operate interruptedly for 3,917 hours (World record as of June 2016), with power generation efficiency of 42%.

Furthermore, plans have also been set to build larger IGCC power plants, i.e. 540-MW Nasoko IGCC Unit 2 and 540-MW Hirono IGCC power plant, scheduled for commercial operation in September 2020 and September 2021, respectively, as shown in the picture below.



ที่มา: เอกสารประกอบการอบรม Overview of NEDO's High-=Efficiency Thermal Power Plant Technology, by NEDO, August 21, 2018

สถานการณ์ พลังงานไทย (รายไตรมาส)

ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561

จัดทำโดย ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน

“ ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 สอดคล้องกับการขยายตัวของผลิตภัณฑ์มวลรวมของประเทศในช่วงเดียวกันที่ขยายตัวเร่งขึ้นอยู่ที่ร้อยละ 4.8 โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักมาจากการบริโภคภาคเอกชนและการลงทุนรวมที่เพิ่มขึ้น การขยายตัวในเกณฑ์สูงต่อเนื่องของการส่งออกสินค้า จากผลผลิตภาคเกษตรและการค้าปลีกค้าส่งขยายตัวในเกณฑ์สูงและเร่งขึ้น รวมทั้งการก่อสร้างขยายตัวดีต่อเนื่อง ในขณะที่สาขาอุตสาหกรรม โรงแรมและภัตตาคาร ขนส่งและคมนาคมชะลอตัวตามฐานการขยายตัวที่สูงขึ้น ปัจจัยเหล่านี้เป็นปัจจัยสนับสนุนให้การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายปรับตัวเพิ่มขึ้นเกือบทุกประเภทพลังงาน ด้านการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นทุกประเภท และการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) เพิ่มขึ้นเกือบทุกสาขาตามการปรับตัวดีขึ้นของรายได้ครัวเรือนภาคเกษตร และสภาวะเศรษฐกิจที่ปรับตัวดี ยกเว้นการใช้ในภาคขนส่งที่ปรับตัวลดลงเนื่องจากผู้ใช้รถยนต์บางส่วนหันไปใช้น้ำมันแทน และการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเกือบทุกสาขาเศรษฐกิจสำคัญ”

อุปสงค์และอุปทานพลังงาน

ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 0.9 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นของการใช้น้ำมันซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 39 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.5 การใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.9 เนื่องจากช่วงต้นปี 2560 โรงไฟฟ้าเก็คโค่-วันหยุดซ่อมใหญ่ตามแผน ทำให้ปีนี้มีการใช้ถ่านหินเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น และการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.9 จากปริมาณน้ำในเขื่อนมากกว่าช่วงเดียวกันของปีที่ผ่านมา ในขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 41 มีการใช้ลดลงร้อยละ 2.2 เนื่องจากการปลดโรงไฟฟ้าบางปะกง หน่วยที่ 4 ออกจากระบบตั้งแต่เดือนมกราคม 2561 และการใช้ลิกไนต์ลดลงร้อยละ 15.5 จากการใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าและอุตสาหกรรมลดลง

การผลิตพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ลดลงจากปีก่อนร้อยละ 3.0 โดยการผลิตก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ และลิกไนต์ ลดลงร้อยละ 1.4 9.9 และ 13.4 ตามลำดับ เนื่องจากแหล่งผลิตที่สำคัญในประเทศเกือบทุกแหล่งมีการผลิตลดลง ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าพลังน้ำเพิ่มขึ้นสูงอยู่ที่ร้อยละ 44.8 เนื่องจากปริมาณน้ำในเขื่อนอยู่ในระดับสูง และการผลิตคอนเดนเสทเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.1 จากแหล่งแหล่งไพลิน แหล่งบงกช และแหล่งอาทิตย์

การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1 โดยเป็นการนำเข้าน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.3 ส่วนใหญ่เป็นการนำเข้าจากประเทศในตะวันออกกลาง เพื่อใช้ในการผลิตน้ำมันสำเร็จรูปสอดคล้องกับกับความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูปที่เพิ่มขึ้น และการนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.1 จากการที่โรงไฟฟ้าหงสาจ่ายไฟเข้าระบบได้มากขึ้น ในขณะที่การนำเข้าก๊าซธรรมชาติ และ LNG ลดลงร้อยละ 4.3 จากความต้องการใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้าและเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV) ลดลง

การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น [1]

หน่วย : พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ปี	2560	มกราคม - มิถุนายน		
		2560	2561	เปลี่ยนแปลง %
การใช้ [2]	2,120	2,157	2,177	0.9
การผลิต	972	976	947	- 3.0
การนำเข้า (สุทธิ)	1,352	1,375	1,444	5.1
การเปลี่ยนแปลงสต็อก	- 180	- 176	- 194	
การใช้ที่ไม่เป็นพลังงาน (Non Energy use)	384	370	408	10.5
การนำเข้า / การใช้ (%) [3]	64	64	66	

(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

ทั้งนี้ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 ประเทศไทยมีอัตราการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศต่อการใช้เพิ่มขึ้นจากปีก่อนอยู่ที่ระดับร้อยละ 66

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.3 สอดคล้องกับภาวะเศรษฐกิจของประเทศที่เติบโตต่อเนื่อง โดยการใช้น้ำมันสำเร็จรูปคิดเป็นสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 55 ของการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้ายทั้งหมดมีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 ถ่านหินนำเข้ามีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.0 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8 ถึงแม้ว่าการใช้ไฟฟ้าซึ่งคิดเป็นสัดส่วนรองลงมาร้อยละ 21 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 หรือเกือบจะไม่มีการเติบโต เนื่องจากตั้งแต่ต้นปี 2560 เป็นต้นมามีผู้ผลิตไฟฟ้าที่ผลิตเองใช้เองเพิ่มมากขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงด้านต้นทุนเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่มีแนวโน้มลดลง และการใช้ลิกไนต์ลดลงร้อยละ 50.7 เนื่องจากการนำลิกไนต์มาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตในอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ลดลง

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นสุดท้าย

หน่วย : พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปี	2558	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน 2560	มกราคม - มิถุนายน 2561
ปริมาณการใช้	1,418	1,458	1,492	1,507	1,542
น้ำมันสำเร็จรูป	763	796	815	826	847
ไฟฟ้า	302	315	321	322	322
ถ่านหินนำเข้า	172	167	180	184	195
ลิกไนต์	5	5	3	5	2
ก๊าซธรรมชาติ	176	175	173	171	176
อัตราการเปลี่ยนแปลง (%)	4.1	2.8	2.3	1.9	2.3
น้ำมันสำเร็จรูป	5.0	4.2	2.4	2.1	2.6
ไฟฟ้า	3.3	4.5	1.9	1.3	0.1
ถ่านหินนำเข้า	11.2	- 2.6	7.3	6.9	6.0
ลิกไนต์	- 54.4	- 13.6	- 16.9	- 9.9	- 50.7
ก๊าซธรรมชาติ	- 1.0	- 0.6	- 1.3	- 2.4	2.8

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา

หน่วย : ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

สาขา	2558	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน 2560	มกราคม - มิถุนายน 2561	มกราคม - มิถุนายน เปลี่ยนแปลง (%)
ผลิตไฟฟ้า	2,859	2,793	2,719	2,724	2,681	- 1.6
อุตสาหกรรม	651	694	724	712	759	6.6
อุตสาหกรรมปิโตเคมีและอื่นๆ	950	948	995	1,008	1,035	2.7
เชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV)	304	278	243	248	227	- 8.5
การใช้	4,764	4,714	4,682	4,692	4,703	0.2

ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

การจัดหาก๊าซธรรมชาติ ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 รวมทั้งประเทศอยู่ที่ระดับ 4,952 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.2 โดยเป็นการผลิตภายในประเทศร้อยละ 72 และนำเข้าจากต่างประเทศร้อยละ 28

การใช้ก๊าซธรรมชาติ อยู่ที่ระดับ 4,703 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2 โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติในอุตสาหกรรมและอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอื่นๆ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 16 และ 22 ตามลำดับ มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.6 และ 2.7 ตามลำดับ สอดคล้องตามสภาวะเศรษฐกิจที่เติบโตดีขึ้นต่อเนื่อง ในขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าซึ่งมีสัดส่วนมากที่สุดอยู่ที่ร้อยละ 57 มีการใช้ลดลงร้อยละ 1.6 เนื่องจากการปลดโรงไฟฟ้าบางปะกงหน่วยที่ 4 ออกจากระบบตั้งแต่เดือนมกราคม 2561 ในทำนองเดียวกันการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ (NGV) มีการใช้ลดลงต่อเนื่องตั้งแต่ปลายปี 2557 โดยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 ลดลงร้อยละ 8.5 เนื่องจากราคาน้ำมันตลาดโลกปรับตัวลดลงและทรงตัวอยู่ในระดับต่ำต่อเนื่องตั้งแต่ต้นปี 2559 ทำให้ผู้ใช้รถยนต์บางส่วนหันไปใช้น้ำมันแทน NGV ประกอบกับภาครัฐไม่มีนโยบายสนับสนุนด้านราคา NGV โดยปล่อยให้สะท้อนตามกลไกต้นทุนตลาดโลก

การผลิตก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) การผลิตก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL) อยู่ที่ระดับ 17,715 บาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.4 โดยนำไปใช้ในอุตสาหกรรมตัวทำละลาย (Solvent) ภายในประเทศ ปริมาณ 17,245 บาร์เรลต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 97 ของการผลิตทั้งหมด ที่เหลือร้อยละ 3 ส่งออกไปจำหน่ายต่างประเทศจำนวน 470 บาร์เรลต่อวัน

ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูป

ภาพรวมน้ำมันสำเร็จรูป การผลิตน้ำมันสำเร็จรูป ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 อยู่ที่ระดับ 1,176 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.7 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นของการผลิตน้ำมันสำเร็จรูปทุกประเภท ได้แก่ การผลิตน้ำมันเบนซิน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4 จากการเพิ่มการผลิตน้ำมันกลุ่มแก๊สโซฮอลตามความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งการผลิตน้ำมันดีเซล น้ำมันก๊าด น้ำมันเครื่องบิน น้ำมันเตา และก๊าซปิโตรเลียมเหลว เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 21.6 11.4 1.4 และ 7.7 ตามลำดับ ด้านการใช้น้ำมันสำเร็จรูป อยู่ที่ระดับ 989 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.9 ซึ่งเป็นการเพิ่มขึ้นของการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเกือบทุกประเภทตามความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะการใช้ในภาคขนส่ง เนื่องจากปริมาณรถยนต์ที่เพิ่มมากขึ้น โดยการใช้น้ำมันเบนซิน และน้ำมันดีเซล ซึ่งเป็นกลุ่มน้ำมันสำเร็จรูปสำคัญ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 68 ของการใช้น้ำมันสำเร็จรูปทั้งหมด มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 และร้อยละ 2.0 ตามลำดับ ส่วนการใช้น้ำมันเครื่องบิน เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.5 ตามการขยายตัวของภาคการท่องเที่ยวที่มีจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติเดินทางเข้าประเทศเพิ่มขึ้นจากภาวะเศรษฐกิจโลกที่เริ่มมีแนวโน้มดีขึ้น และการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0 ตามความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้นในภาคครัวเรือน ภาคอุตสาหกรรม และอุตสาหกรรมปิโตรเคมี การนำเข้าและส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป การนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูปอยู่ที่ระดับ 73 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงร้อยละ 2.6 ด้านการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป อยู่ที่ระดับ 192 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 17.5

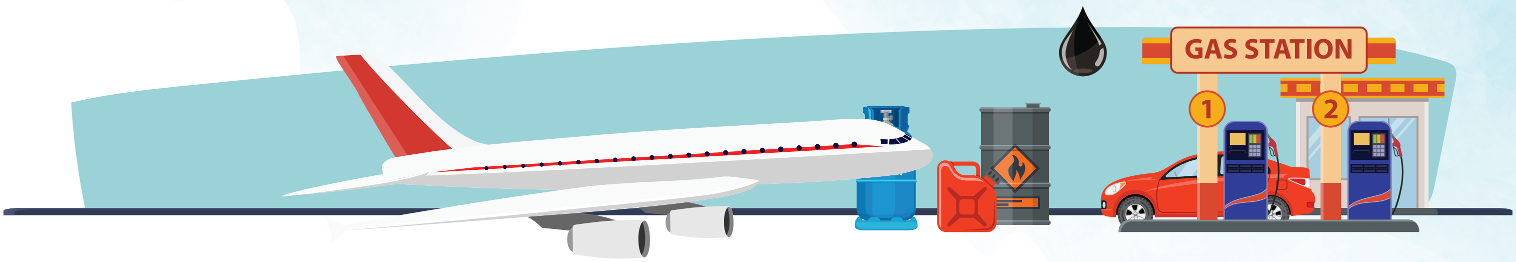
น้ำมันเบนซิน การผลิตน้ำมันเบนซิน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.4 การใช้น้ำมันเบนซิน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 ตามความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้นสอดคล้องกับการขยายตัวของปริมาณรถยนต์นั่งและรถจักรยานยนต์ที่เพิ่มขึ้น โดยการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล 95 ซึ่งมีสัดส่วนมากที่สุดอยู่ที่ร้อยละ 63 ของการใช้น้ำมันเบนซินทั้งหมด มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.9 ในขณะที่การใช้น้ำมันเบนซิน 95 และน้ำมันแก๊สโซฮอล 91 มีการใช้ลดลงร้อยละ 9.2 และ 5.5 ตามลำดับ สาเหตุส่วนหนึ่งมาจากราคาน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 และแก๊สโซฮอล 91 ไม่แตกต่างกันมาก ทำให้ผู้ใช้รถยนต์บางส่วนที่เคยเติมน้ำมันแก๊สโซฮอล 91 หันไปเติมน้ำมันแก๊สโซฮอล 95 แทน

น้ำมันดีเซล การผลิตน้ำมันดีเซล อยู่ที่ระดับ 466 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 การใช้น้ำมันดีเซล เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.0 เนื่องจากความต้องการใช้ในการขนส่งที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณผลผลิตการเกษตรที่ขยายตัวได้ดีจากสภาพอากาศที่เอื้ออำนวยและปริมาณการผลิตในภาคอุตสาหกรรมโดยเฉพาะจากการผลิตเครื่องใช้ไฟฟ้า เครื่องจักรและอุปกรณ์ ยานยนต์ และรถจักรยานยนต์ ที่ขยายตัวสูงตามความต้องการทั้งในประเทศและต่างประเทศ การนำเข้าและส่งออกน้ำมันดีเซล การนำเข้าลดลงร้อยละ 23.9 ด้านการส่งออกเพิ่มขึ้นร้อยละ 20.7

น้ำมันเตา การผลิตน้ำมันเตา เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4 การใช้น้ำมันเตา เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเตา การนำเข้าน้ำมันเตาลดลงร้อยละ 90.3 ในขณะที่การส่งออกน้ำมันเตาเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8

น้ำมันเครื่องบิน การผลิตน้ำมันเครื่องบิน เพิ่มขึ้นร้อยละ 11.4 การใช้น้ำมันเครื่องบิน เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.5 จากความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้นตามการขยายตัวของนักท่องเที่ยว การนำเข้าและส่งออกน้ำมันเครื่องบิน การนำเข้าน้ำมันเครื่องบิน เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.1 ในขณะที่การส่งออกเพิ่มขึ้นร้อยละ 36.4

ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG โพรเพน และบิวเทน) การผลิต LPG เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7 จากการผลิตของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ



การจัดหาและการใช้น้ำมันสำเร็จรูป

	ปริมาณ (พันบาร์เรล/วัน)				เปลี่ยนแปลง (%)			
	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก	การใช้	การผลิต	การนำเข้า	การส่งออก
เบนซิน	**194**	**229**	**29**	**32**	**3.5**	**6.4**	**1.5**	**17.1**
เบนซิน 95	7	9	-	2	- 9.2	- 0.7	-	18.5
แก๊สโซฮอล 91	64	97	-	31	- 5.5	3.3	-	17.8
แก๊สโซฮอล 95	123	122	-	0	9.9	9.6	-	- 100.0
เบนซินพื้นฐาน	-	-	29	-	-	-	1.5	-
ดีเซล	421	466	20	77	2.0	5.3	- 23.9	20.7
น้ำมันก๊าด	0	37	-	0	4.4	21.6	-	- 76.0
น้ำมันเครื่องบิน	125	139	2	13	7.5	11.4	6.1	36.4
น้ำมันเตา	37	102	0	57	0.1	1.4	- 90.3	0.8
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	211	203	22	13	7.0	7.7	30.0	118.7
รวม	**989**	**1,176**	**73**	**192**	**3.9**	**6.7**	**- 2.6**	**17.5**

*รวมการใช้เพื่อเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.2 และจากการผลิตของโรงกลั่นน้ำมันเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.3 การใช้ LPG เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.0 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นของการใช้ในภาคครัวเรือน ซึ่งเป็นภาคเศรษฐกิจที่มีสัดส่วนการใช้ร้อยละ 33 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9 ตามการปรับตัวดีขึ้นของรายได้ครัวเรือนภาคเกษตร และจากสภาวะเศรษฐกิจที่เริ่มฟื้นตัวดีขึ้นส่งผลให้การใช้ในภาคอุตสาหกรรม และอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 10 และ 37 ตามลำดับ มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.7 และ 25.6 ตามลำดับ ในขณะที่การใช้ในภาคขนส่ง คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 18 ของการใช้ LPG ทั้งหมด มีการใช้ลดลงร้อยละ 11.6 เนื่องจากผู้ใช้รถยนต์บางส่วนหันไปใช้น้ำมันแทน และการใช้เองสัดส่วนร้อยละ 2 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 การนำเข้าและส่งออก LPG การนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 30.0 ด้านการส่งออกเพิ่มขึ้นร้อยละ 121.5

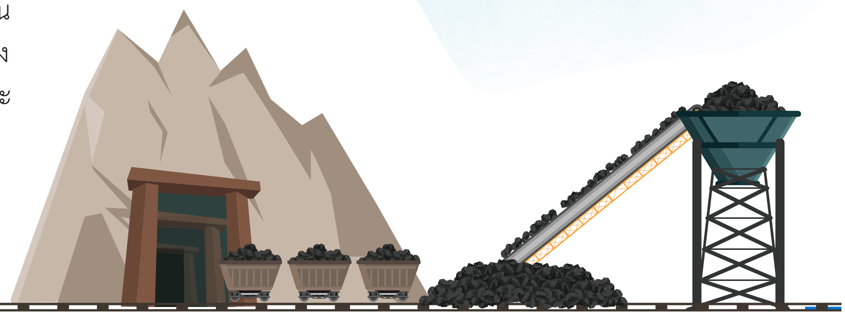
การใช้พลังงานภาคขนส่งทางบก อยู่ที่ระดับ 13,055 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 ซึ่งเป็นการเพิ่มขึ้นของน้ำมันเบนซินและดีเซล เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 และ 3.6 สอดคล้องกับการขยายตัวของการจำหน่ายรถยนต์นั่งและรถจักรยานยนต์ภายในประเทศ ในขณะที่ การใช้ LPG และ NGV ยังคงปรับตัวลดลงร้อยละ 11.6 และ 8.5 ตามลำดับ เนื่องจากผู้ใช้รถยนต์ LPG และ NGV บางส่วนหันกลับไปใช้น้ำมันแทน

ถ่านหิน/ลิกไนต์

การจัดหาลิกไนต์/ถ่านหิน ปริมาณการจัดหาลิกไนต์/ถ่านหินเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 ถึงแม้ว่าการผลิตลิกไนต์ ลดลงร้อยละ 13.3 โดยร้อยละ 96 ของการผลิตลิกไนต์ในประเทศผลิตจากเหมืองแม่เมาะของ กฟผ. ส่วนที่เหลือร้อยละ 4 เป็นการผลิตจากเหมืองเอกชน การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน อยู่ที่ระดับ 9,506 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.2 เนื่องจากการใช้ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.9 จากความต้องการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น ในขณะที่การใช้ลิกไนต์ลดลงร้อยละ 15.5 ทั้งนี้ร้อยละ 97 ของการใช้ลิกไนต์เป็นการใช้ในการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนที่เหลือร้อยละ 3 นำไปใช้ภาคอุตสาหกรรม

ไฟฟ้า

กำลังผลิตในระบบไฟฟ้า ณ สิ้นเดือนมิถุนายน 2561 อยู่ที่ระดับ 42,694 เมกะวัตต์ (ไม่รวม VSPP) โดยกำลังการผลิต



การผลิตและการใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน

หน่วย : พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปี	2558	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน			
				2560	2561	เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
การจัดหา	17,549	17,895	17,956	9,346	9,506	1.7	
การผลิตลิกไนต์	3,859	4,305	4,106	2,124	1,841	- 13.3	100
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ	3,613	4,075	3,924	2,018	1,769	- 12.3	96
เหมืองเอกชน	245	231	181	106	72	- 31.9	4
การนำเข้าถ่านหิน	13,690	13,590	13,850	7,222	7,665	6.1	
ความต้องการ	17,547	17,887	17,958	9,213	9,506	3.2	
การใช้ลิกไนต์	3,857	4,297	4,108	2,150	1,817	- 15.5	100
ผลิตกระแสไฟฟ้า	3,588	4,064	3,938	2,037	1,762	- 13.5	97
อุตสาหกรรม	270	234	170	113	56	- 50.7	3
การใช้ถ่านหิน	13,690	13,590	13,850	7,063	7,688	8.9	100
ผลิตกระแสไฟฟ้า (SPP และ IPP)	5,124	5,221	4,891	2,515	2,866	14.0	37
อุตสาหกรรม	8,566	8,369	8,959	4,548	4,822	6.0	63

เพิ่มขึ้นจากเดือนเดียวกันของปี 2560 จำนวน 971 เมกะวัตต์ จากโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เข้าระบบเพิ่มขึ้น

การผลิตพลังงานไฟฟ้า ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 อยู่ที่จำนวน 101,422 กิกะวัตต์ชั่วโมง (รวม VSPP) เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.9

ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ 3 การไฟฟ้า ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 เกิดขึ้นเมื่อวันอังคารที่ 24 เมษายน 2561 เวลา 13.51 น. อยู่ที่ระดับ 29,968 MW (Peak ของปี)

การใช้ไฟฟ้า ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 รวมทั้งสิ้น 92,628 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 โดยภาคอุตสาหกรรมซึ่งเป็นสาขาหลักที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 47 ของการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.4 เกิดจากความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในกลุ่มอุตสาหกรรมหลักที่สำคัญ อาทิ เหล็กและโลหะพื้นฐาน อิเล็กทรอนิกส์ และพลาสติก เป็นต้น ภาคธุรกิจ มีสัดส่วนรองลงมาคิดเป็นร้อยละ 25 มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.2 ตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศและการขยายตัวของภาคบริการและการท่องเที่ยว ภาคครัวเรือน มีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าร้อยละ 24 ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2 และไฟไม่คิดมูลค่าใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.0 ในขณะที่สูบน้ำเพื่อการเกษตรมีอัตราความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 3.1 เนื่องจากปีนี้มีปริมาณน้ำฝนมากกว่าปีที่ผ่านมา ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.8 และสาขาเศรษฐกิจอื่นๆ ใช้ไฟฟ้าลดลงร้อยละ 5.7

ค่าเอฟที ช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 มีการเปลี่ยนแปลงดังนี้

- ครั้งที่ 1 : เดือนมกราคม – เมษายน 2561
  อยู่ที่อัตรา -15.90 สตางค์ต่อหน่วย ไม่มีการเปลี่ยนแปลง
- ครั้งที่ 2 : เดือนพฤษภาคม – สิงหาคม 2561
  อยู่ที่อัตรา -15.90 สตางค์ต่อหน่วย ไม่มีการเปลี่ยนแปลง

ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง

ฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง รายได้จากภาษีสรรพสามิตและภาษีศุลกากรจากน้ำมันอยู่ที่ 115,436 ล้านบาท และฐานะกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ณ สิ้นเดือนมิถุนายน 2561 อยู่ที่ระดับ 30,352 ล้านบาท

การใช้ไฟฟ้ารายสาขา

หน่วย : กิกะวัตต์ชั่วโมง

สาขา	2558	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน			
				2560	2561	เปลี่ยนแปลง (%)	สัดส่วน (%)
ครัวเรือน	41,286	43,932	44,374	22,189	22,228	0.2	24
ธุรกิจ	42,466	44,639	45,100	22,462	22,952	2.2	25
อุตสาหกรรม	83,984	86,878	87,772	43,299	43,471	0.4	47
ส่วนราชการและองค์กรณ์ที่ไม่แสวงหากำไร	179	201	198	102	103	0.8	0.1
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	387	267	298	218	211	- 3.1	0.2
ไฟไม่คิดมูลค่า	2,743	2,963	3,135	1,543	1,605	4.0	2
อื่นๆ	3,789	3,967	4,247	2,183	2,059	- 5.7	2
รวม	**174,833**	**182,847**	**185,124**	**91,996**	**92,628**	**0.7**	**100**

การปล่อยก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)

จากการใช้พลังงาน 6 เดือนแรกปี 2561

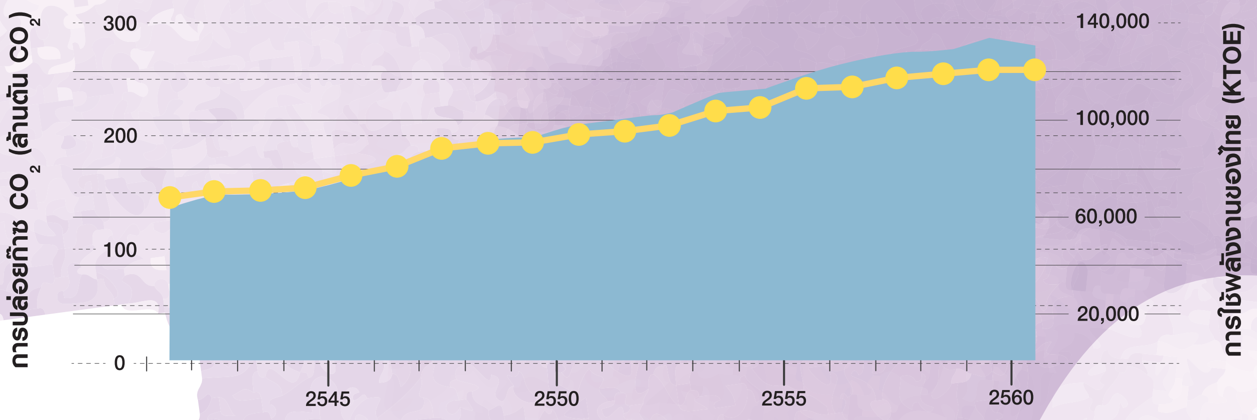
การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศไทย 6 เดือนแรกของปี 2561 เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน คาดว่าเกิดจากการปรับตัวดีขึ้นของเศรษฐกิจโลก การขยายตัวของการส่งออกและการท่องเที่ยวส่งผลให้เกือบทุกภาคเศรษฐกิจมีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน ทั้งภาคอุตสาหกรรม ภาคการขนส่ง และภาคเศรษฐกิจอื่นๆ ในขณะที่ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2561 ลดลงร้อยละ 1.6 ส่งผลให้ปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการผลิตไฟฟ้าลดลงร้อยละ 0.4 ทั้งนี้เมื่อเปรียบเทียบดัชนีการปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคพลังงานของประเทศไทยกับต่างประเทศพบว่า 6 เดือนแรกของปี 2561 ประเทศไทยมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน และอัตราการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh) ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของกลุ่มประเทศอาเซียน และประเทศจีน โดยมีรายละเอียดดังนี้

ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศ

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานของประเทศในช่วงที่ผ่านมามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นนับตั้งแต่หลังภาวะเศรษฐกิจตกต่ำ จาก 145.5 ล้านตัน CO_2 ในปี 2541 เป็น 258.2 ล้านตัน CO2 ในปี 2560 หรือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.1 ต่อปี และในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานเท่ากับ 131.8 ล้านตัน CO_2 หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.3 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน หลักๆ เป็นการเพิ่มขึ้นของการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่ง ขณะที่การผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงสุด มีการใช้พลังงานทดแทนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น ทำให้ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลง

การปล่อยก๊าซ CO_2 และการใช้พลังงานของไทย

	2558	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน		การเปลี่ยนแปลง (%)		
				2560	2561	2559	2560	2561 (ม.ค. - มิ.ย.)
การใช้พลังงานของไทย (KTOE)	127,751	132,978	129,949	68,044	67,532	4.1	- 2.3	- 0.8
การปล่อยก๊าซ CO_2 (ล้านตัน CO_2)	254.9	258.7	258.2	130.1	131.8	1.5	- 0.2	1.3

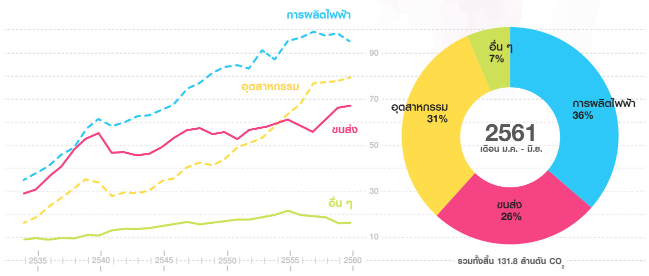


การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจและรายชนิดเชื้อเพลิง

สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานภาวะเศรษฐกิจของประเทศไทยในไตรมาสที่สองของปี 2561 ขยายตัวร้อยละ 4.6 โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากการบริโภคภาคเอกชนและการลงทุนรวม การขยายตัวเร่งขึ้นของการส่งออกสินค้าและบริการ การใช้จ่ายภาครัฐบาล และการขยายตัวต่อเนื่องของการบริโภคภาคเอกชน อีกทั้งการผลิตภาคเกษตรกรรม สาขาการค้าส่งค้าปลีก สาขาโรงแรมและภัตตาคาร และสาขาการขนส่งและคมนาคมขยายตัวเร่งขึ้น ทำให้ภาพรวมเศรษฐกิจไทยครึ่งแรกของปี 2561 ขยายตัวร้อยละ 4.8 เป็นปัจจัยบวกที่ส่งผลต่อการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงาน ดังนี้

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายภาคเศรษฐกิจ ภาคการผลิตไฟฟ้ามีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงสุด คือ ร้อยละ 36 ของการปล่อยก๊าซ CO_2 ทั้งหมด มีการปล่อยก๊าซลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 0.4 เนื่องจากในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน/ลิกไนต์ และน้ำมันเตา ในการผลิตไฟฟ้าลดลง แต่มีการใช้

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานรายภาคเศรษฐกิจ



การปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้น 1.3% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน โดยลดลงในภาคการผลิตไฟฟ้า ขณะที่ภาคการขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม และภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ ยังคงเพิ่มขึ้น
* หมายเหตุ : สาขาเศรษฐกิจอื่น ๆ หมายถึงภาคครัวเรือน เกษตรกรรม พาณิชยกรรม และกิจกรรมอื่น ๆ

การปล่อยก๊าซ CO_2 รายภาคเศรษฐกิจ

	2558	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน		สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
				2560	2561		2559	2560	2561 (ม.ค. - มิ.ย.)
ภาคการผลิตไฟฟ้า	97.5	98.4	94.8	47.8	47.6	36	0.9	- 3.7	- 0.4
ภาคการขนส่ง	61.3	66.2	67.3	33.8	34.4	36	8.1	1.5	1.9
ภาคอุตสาหกรรม	77.3	78.0	79.7	40.3	41.3	31	0.9	2.2	2.6
ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ	18.8	16.1	16.5	8.3	8.4	7	- 14.3	2.4	2.0
รวม	254.9	258.7	258.2	130.1	131.8	100.0	1.5	- 0.2	1.3

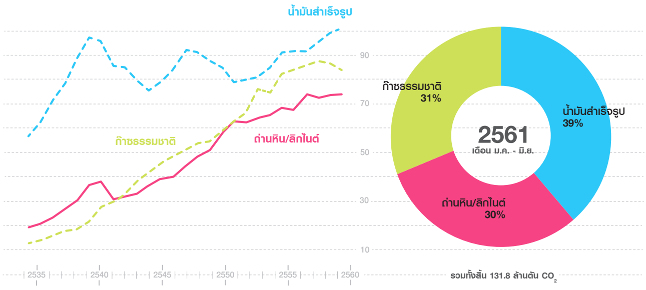
พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ขณะที่ภาคการขนส่ง และภาคอุตสาหกรรม ซึ่งมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 คือ ร้อยละ 26 และร้อยละ 31 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 1.9 และร้อยละ 2.6 ตามลำดับ เช่นเดียวกับภาคเศรษฐกิจอื่นๆ ซึ่งแม้จะมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 เพียงร้อยละ 8 แต่มีปริมาณการปล่อยก๊าซเพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 2.0

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานแยกรายชนิดเชื้อเพลิง เชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ได้แก่ น้ำมันสำเร็จรูป ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ โดยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 น้ำมันสำเร็จรูปมีสัดส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 สูงที่สุด คือร้อยละ 39 รองลงมา คือ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ ร้อยละ 31 และร้อยละ 30 ตามลำดับ ทั้งนี้ น้ำมันสำเร็จรูปและถ่านหิน/ลิกไนต์ มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 1.9 และร้อยละ 2.9 ตามลำดับ ในขณะที่ก๊าซธรรมชาติมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลงร้อยละ 1.0

ภาคการผลิตไฟฟ้า การปล่อยก๊าซ CO_2 ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 ลดลงร้อยละ 0.4 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน ตามการลดลงของการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้เชื้อเพลิงสำคัญที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 60 ของปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด

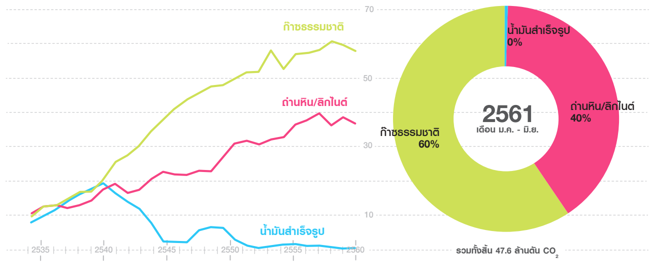
ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ระดับ 28.3 ล้านตัน

การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้พลังงานรายชนิดเชื้อเพลิง



การปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้น 1.3% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการผลิตไฟฟ้า แยกรายชนิดเชื้อเพลิง



การปล่อยก๊าซ CO_2 ลดลง 0.4% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 รายชนิดเชื้อเพลิง

	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน		สัดส่วน	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2560	2561	(%)	2559	2560	2561 (ม.ค. - มิ.ย.)
น้ำมันสำเร็จรูป	98.9	100.8	50.8	51.7	39	3.9	1.9	1.9
ถ่านหิน/ลิกไนต์	73.6	73.8	37.9	39.0	30	2.0	0.3	2.9
ก๊าซธรรมชาติ	86.2	83.5	41.4	41.0	31	- 1.5	- 3.1	- 1.0
รวม	258.7	258.2	130.1	131.8	100	1.5	- 0.2	1.3

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการผลิตไฟฟ้า

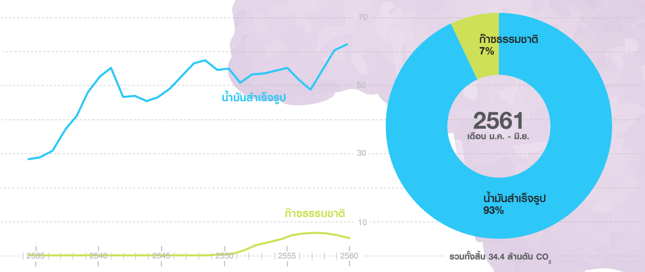
	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน		สัดส่วน	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2560	2561	(%)	2559	2560	2561 (ม.ค. - มิ.ย.)
น้ำมันสำเร็จรูป	0.3	0.3	0.2	0.2	0.4	- 48.9	- 4.0	0.7
ถ่านหิน/ลิกไนต์	38.5	36.7	18.9	19.2	40	6.7	- 4.9	1.3
ก๊าซธรรมชาติ	59.5	57.8	28.7	28.3	60	- 2.0	- 2.9	- 1.6
รวม	98.4	94.8	47.8	47.6	100	0.9	- 3.7	- 0.4

CO_2 ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 1.6 ส่วนหนึ่งเกิดจากการปลดโรงไฟฟ้าบางปะกง ชุดที่ 4 ออกจากระบบ อีกทั้งการหยุดจ่ายก๊าซจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศเมียนมาในช่วงเดือนเมษายน 2561 เพื่อซ่อมบำรุงประจำปี ทำให้ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าลดลง ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ อยู่ที่ระดับ 19.2 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 1.3 ส่วนการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปในการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณเพียงเล็กน้อยที่ระดับ 0.2 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7

ภาคการขนส่ง การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการขนส่งมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องมาตลอด โดยเชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคการขนส่งเกิดจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ได้แก่ น้ำมันเบนซิน ดีเซล น้ำมันเตา LPG และน้ำมันเครื่องบิน (เฉพาะใช้ในประเทศซึ่งมีปริมาณไม่มากนัก) คิดเป็นสัดส่วนถึงร้อยละ 93 ของปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคการขนส่งทั้งหมด

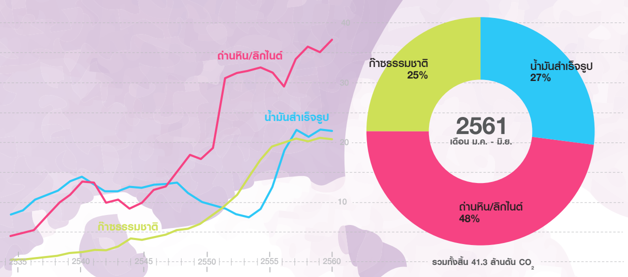
ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 ภาคการขนส่งมีการปล่อยก๊าซ CO_2 อยู่ที่ระดับ 34.4 เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9 ทั้งนี้ การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูป อยู่ที่ระดับ 32.0 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8 ส่วนหนึ่งเป็นผลจากราคาขายปลีกน้ำมันในประเทศที่ยังคงอยู่ในระดับที่ไม่สูงมากนัก ส่งผลให้มีการใช้น้ำมันเบนซินและดีเซลภาคการขนส่งสูงขึ้นร้อยละ 3.5 และ 2.0 ตามลำดับ ในขณะที่การปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 7 มีการปล่อยก๊าซที่ระดับ 2.4 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 8.5 ตามปริมาณการใช้ NGV ที่ลดลง เนื่องจากนโยบายการปรับโครงสร้างราคา NGV ให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ทำให้ผู้ใช้รถยนต์ NGV บางส่วนหันกลับไปใช้น้ำมันแทน

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการขนส่งแยกรายชนิดเชื้อเพลิง



การปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้น 1.9% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคอุตสาหกรรมแยกตามรายชนิดเชื้อเพลิง



การปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้น 2.6% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคอุตสาหกรรม

	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน		สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2560	2561		2559	2560	2561 (ม.ค. - มิ.ย.)
น้ำมันสำเร็จรูป	22.2	21.9	11.2	11.1	27	6.0	- 1.1	- 0.8
ถ่านหิน/ลิกไนต์	35.1	37.2	19.0	19.8	47	- 2.7	6.0	4.5
ก๊าซธรรมชาติ	20.7	20.5	10.1	10.4	26	2.1	- 0.8	2.7
รวม	78.0	79.7	40.3	41.3	100	0.9	2.2	2.6

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคการขนส่ง

	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน		สัดส่วน (%)	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2560	2561		2559	2560	2561 (ม.ค. - มิ.ย.)
น้ำมันสำเร็จรูป	60.3	62.1	31.2	32.0	93	10.0	3.0	2.8
ก๊าซธรรมชาติ	5.9	5.2	2.6	2.4	7	- 8.2	- 12.9	- 8.5
รวม	66.2	67.3	33.8	34.4	100	8.1	1.5	1.9

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)

	2559	2560	มกราคม - มิถุนายน		สัดส่วน	การเปลี่ยนแปลง (%)		
			2560	2561	(%)	2559	2560	2561 (ม.ค. - มิ.ย.)
น้ำมันสำเร็จรูป	16.1	16.5	8.3	8.4	100	- 14.3	2.4	2.0
รวม	16.1	16.5	8.3	8.4	100	- 14.3	2.4	2.0

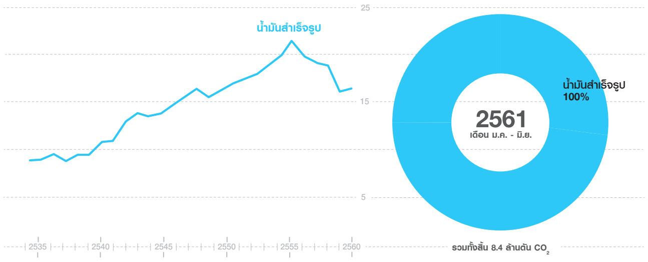
อีกทั้งช่วงนี้ราคาน้ำมันทรงตัวอยู่ในระดับไม่สูงมากนัก และมีความสะดวกในด้านจำนวนสถานีบริการที่มีทั่วถึงมากกว่า

ภาคอุตสาหกรรม เชื้อเพลิงหลักที่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคเศรษฐกิจนี้ ได้แก่ ถ่านหิน/ลิกไนต์ น้ำมันสำเร็จรูป และก๊าซธรรมชาติ ตามลำดับ

ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคอุตสาหกรรมรวมทั้งสิ้น 41.3 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 2.6 ตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจ ทั้งนี้การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้น อยู่ที่ระดับ 19.8 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนถึงร้อยละ 4.5 การใช้ก๊าซธรรมชาติ มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.7 อยู่ที่ระดับ 10.4 ล้านตัน CO_2 และน้ำมันสำเร็จรูป (น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา น้ำมันก๊าด และ LPG) อยู่ที่ระดับ 11.1 ล้านตัน CO_2 ลดลงร้อยละ 0.8 จากช่วงเดียวกันของปีก่อน

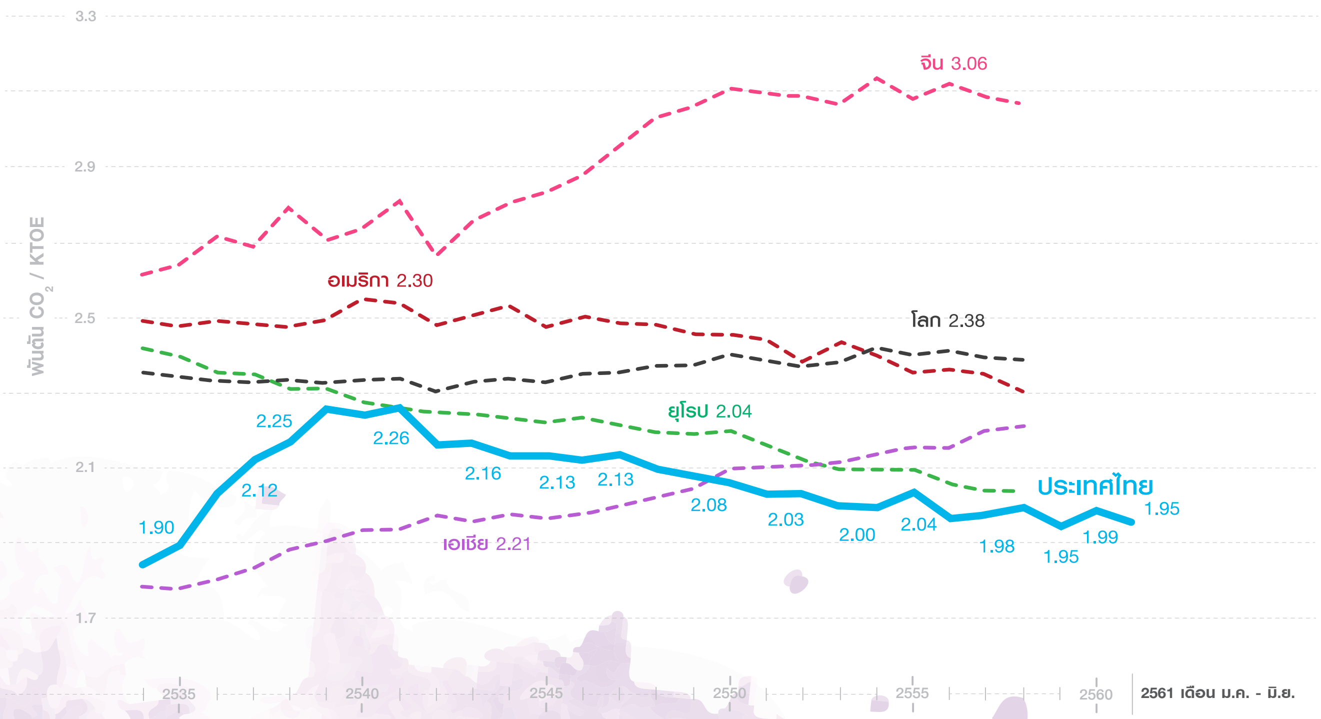
ภาคเศรษฐกิจอื่นๆ การปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาคเศรษฐกิจอื่นๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน) เกิดจากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปเพียงอย่างเดียว (ส่วนใหญ่เป็น LPG) โดยในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการใช้น้ำมันสำเร็จรูปรวม 8.4 ล้านตัน CO_2 เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนถึงร้อยละ 2.0 สอดคล้องกับข้อมูลการใช้ LPG ในภาคครัวเรือนที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.9

การปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคเศรษฐกิจอื่น ๆ (ภาคธุรกิจและครัวเรือน)



การปล่อยก๊าซ CO_2 เพิ่มขึ้น 2.0% จากช่วงเดียวกันของปีก่อน

การปล่อย CO_2 ต่อการใช้พลังงาน



ที่มา ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานต่างประเทศ จาก IEA 2017
ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานประเทศไทย จากระบบฐานข้อมูล EPPO-EMS สนพ.

ดัชนีการปล่อยก๊าซ CO_2 ภาคพลังงานของไทย

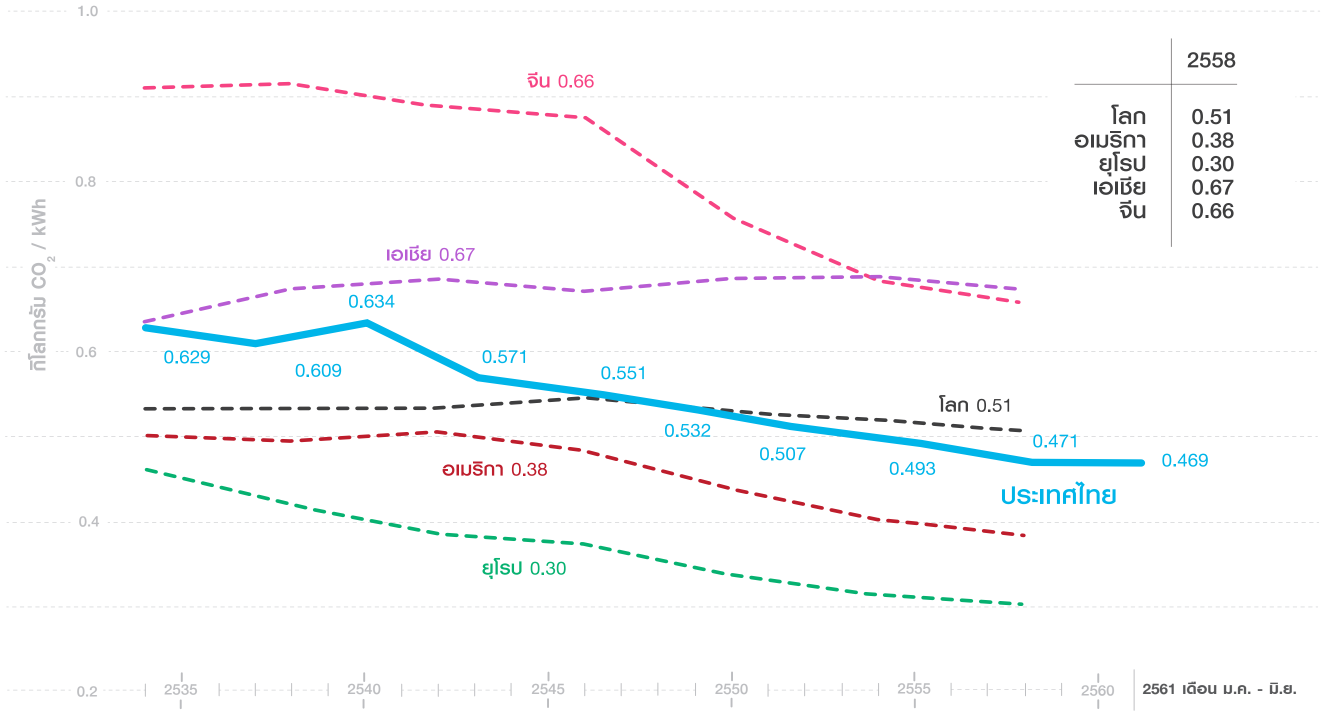
การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงาน ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 มีการปล่อยก๊าซ CO_2 เฉลี่ย 1.95 พันตัน CO_2 ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE ซึ่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.0

เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานของประเทศไทยกับต่างประเทศ พบว่า ประเทศไทยซึ่งมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO_2 ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 ที่ระดับเฉลี่ย 1.95 พันตัน CO_2 ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE นับเป็นอัตราที่ค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยของประเทศในกลุ่มสหภาพยุโรป ประเทศในภูมิภาคเอเชีย (ไม่รวมประเทศจีน) ค่าเฉลี่ยของโลก รวมทั้งประเทศสหรัฐอเมริกาและจีน ซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ปี 2558 ในช่วง 2.04 – 3.06 พันตัน CO_2 ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE การที่ประเทศไทยมีการปล่อย CO_2 ต่อการใช้พลังงานค่อนข้างต่ำเป็นผลสืบเนื่องมาจากนโยบายของกระทรวงพลังงาน อาทิ แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) และ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) ซึ่งแผนดังกล่าวมีการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกมากขึ้น เช่น การใช้เชื้อเพลิงชีวภาพมาผสมเพื่อทดแทนการใช้น้ำมันดีเซล และเบนซิน การกระจายชนิดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าโดยปรับลดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ และเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น การสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนในรูปแบบต่างๆ ที่เป็นพลังงานสะอาดเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ไม่ก่อให้เกิดมลพิษทางอากาศตามหลักเกณฑ์ของ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) นอกจากนี้แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ได้มีการสนับสนุนการผลิตและการใช้อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพ การส่งเสริมหลอด LED การอนุรักษ์พลังงานในภาคขนส่ง ทำให้ภาพรวมการปล่อยก๊าซ CO_2 ของประเทศไทยอยู่ในระดับค่อนข้างต่ำ ทั้งนี้ในส่วนของประเทศจีนมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ค่อนข้างสูงที่ระดับ 3.06 พันตัน CO_2 ต่อการใช้พลังงาน 1 KTOE เนื่องจากจีนใช้พลังงานจากถ่านหินสูงถึงร้อยละ 70 ซึ่งมีผลต่อการปล่อยก๊าซ CO_2

การปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า (kWh) ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 มีการปล่อย ก๊าซ CO_2 จากภาคการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยที่ระดับ 0.47 กิโลกรัม CO_2 ต่อ 1 kWh ลดลงร้อยละ 0.4

เมื่อเปรียบเทียบการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อ kWh ของประเทศไทยกับต่างประเทศ พบว่า ปี 2560 ประเทศไทยมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า อยู่ที่ระดับ 0.471 กิโลกรัม CO_2 ต่อ 1 kWh ใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยของโลก และเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศพัฒนาแล้วในทวีปอเมริกา และกลุ่มสหภาพยุโรปที่มีการปล่อยก๊าซ CO_2 อยู่ที่ระดับ 0.38 และ 0.30 กิโลกรัม CO_2 ต่อ 1 kWh ตามลำดับ เนื่องจากปัจจัยด้านเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ของประเทศพัฒนาแล้วในทวีปอเมริกา และกลุ่มสหภาพยุโรป ที่มีการใช้นิวเคลียร์ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่ไม่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในการผลิตไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนถึงร้อยละ 25 และร้อยละ 27 ของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ตามลำดับ อย่างไรก็ตามประเทศไทยมีอัตราการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อ kWh ในระดับต่ำกว่าประเทศจีน และประเทศในภูมิภาคเอเชียซึ่งมีการปล่อยก๊าซ CO_2 เฉลี่ยที่ระดับ 0.66 กิโลกรัมCO_2 ต่อ 1 kWh และ 0.67 กิโลกรัม CO_2 ต่อ 1 kWh ตามลำดับ

การปล่อย CO_2 ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า



	2558
โลก	0.51
อเมริกา	0.38
ยุโรป	0.30
เอเชีย	0.67
จีน	0.66

ที่มา ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานต่างประเทศ จาก IEA 2017
ค่าเฉลี่ยการปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อการใช้พลังงานประเทศไทย จากระบบฐานข้อมูล EPPO-EMS สนพ.

THE ENERGiST by EPPO

โครงการเฟ้นหาคนพลังงานรุ่นใหม่ เพื่อร่วมกันสร้างสรรค์นโยบายพลังงาน ซึ่งจะเป็นรากฐานในการพัฒนาประเทศอย่างยั่งยืนโดยการสร้างนโยบายพลังงานแบบ Bottom Up ครั้งแรกในประเทศไทย

> **นโยบายพลังงานในอดีตจะเป็นแบบ Top Down ลงมา...นโยบายแบบ Bottom Up มี แต่ก็ไม่มากนัก ทาง สนพ. จึงอยากเปิดเวทีให้คนไทยที่มีแนวคิดใหม่ ๆ ด้านพลังงาน ได้มาร่วมกำหนดนโยบายร่วมกัน**
>
> **ดร.ทวารัฐ สูตะบุตร (พี่โจ๊ะ)**
> ผู้ตรวจราชการ กระทรวงพลังงาน
> (อดีตผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน)

จากความตั้งใจของ สนพ. ที่ต้องการสร้างพื้นที่การมีส่วนร่วมระหว่างภาครัฐ ภาคเอกชน สถาบันการศึกษา และประชาชน เพื่อให้เกิดมิติใหม่ในการสร้างสรรค์นโยบายพลังงาน...

วันนี้ความตั้งใจนั้นได้ก่อเกิดเป็นรูปธรรม และเข้าถึงประชาชนมากขึ้น โดยมี THE ENERGiST by EPPO หรือโครงการที่เปิดกว้างนโยบายพลังงานยุคใหม่ เป็นแพลตฟอร์มที่เปิดโอกาสให้คนไทยทุกคนได้เข้ามามีส่วนร่วมในการสร้างสรรค์นโยบายพลังงานในฝันของตนเอง และนี่ถือเป็นประวัติศาสตร์ชาติ ที่หน่วยงานซึ่งกำหนดนโยบายภาครัฐเปิดเวทีให้กับทุกภาคส่วน จนเกิดเป็น “THE FIRST THAILAND BOTTOM UP POLICY” อย่างแท้จริง

“Challenge Briefing & Team Matching”

จากจำนวนผู้สมัครเข้าร่วมโครงการทั้งหมดจำนวน 314 คน สู่การคัดเลือกเข้าร่วมโครงการ THE ENERGiST by EPPO ในกิจกรรม “Challenge Briefing & Team Matching”

ในวันแรกของการพบปะกันระหว่างผู้เข้าแข่งขัน และชาว สนพ. นี่ถือเป็นครั้งแรกที่ผู้เข้าแข่งขันทุกคน...ทุกทีมได้มีโอกาสใกล้ชิดกับกับบุคลากรที่เป็นผู้กำหนดนโยบายตัวจริง เสียงจริง พร้อมทั้งได้แลกเปลี่ยนมุมมองแนวคิดกันอย่าง เป็นกันเอง โดยไม่ผ่านคนกลาง และไม่มีเวทีกั้น ซึ่งผู้เข้าแข่งขันทุกคนก็ได้รับฟังโจทย์และเงื่อนไขของการเข้าร่วมต่าง ๆ เพื่อเตรียมพร้อม สำหรับการแข่งขันในรอบ Around the Clock Hackathon และที่ขาดไม่ได้ในกิจกรรมวันนี้คือ การทำ Team Matching **จากผู้สมัคร 314 คนจากต่างที่ ต่างอายุ ต่างอาชีพ ต่างองค์กร สู่ 34 ทีมที่มีเป้าหมายเดียวกัน ที่จะสร้างสรรค์นโยบายพลังงานเพื่อความยั่งยืนของประเทศร่วมกัน**

“Around the Clock Hackathon”

หลังจากวัน Challenge Briefing & Team Matching เป็นเวลา 1 สัปดาห์ ผู้เข้าแข่งขันทั้ง 34 ทีม ก็มารวมตัวกันอีกครั้ง เพื่อเข้าแข่งขันในกิจกรรมการ Hackathon ตลอดระยะเวลา 24 ชั่วโมงเต็ม...นอกจากจะต้องเตรียมข้อมูลในการ Hack แล้ว ยังต้องเตรียมร่างกายมาให้พร้อมเพื่อพิชิตการคิดนโยบายพลังงานในเวลาที่จำกัด แบบมาราธอนข้ามวันข้ามคืน โดยทุกวินาทีที่มีค่านี้ เหล่าผู้บริหาร และ 14 เมนเทอร์ จาก สนพ. ก็คอยสนับสนุน

ทุกนโยบายใหม่ของทีมผู้เข้าแข่งขัน ภายใต้กรอบผลกระทบหลักทั้ง 3 ด้านคือ Social, Economic และ Environment เพื่อให้ผู้เข้าแข่งขันทุกทีม สามารถสร้างสรรค์นโยบายที่ครอบคลุมผลกระทบในทุกมิติ อีกทั้งยังมีโค้ชอีก 5 คน ที่เป็นผู้เชี่ยวชาญในสาขาต่าง ๆ ระดับแนวหน้าของประเทศ มาคอยให้คำปรึกษาอย่างเข้มข้นในห้อง 'Idea Clinic' ที่โค้ชทุกคนเก็บรายละเอียดและแนะนำผู้เข้าแข่งขันในทุก ๆ กระบวนการ เรียกว่า มีตัวช่วยให้ทีมผู้เข้าแข่งขันแบบครบมือ!

การมาใช้เวลาร่วมกัน 24 ชั่วโมงเพื่อคิดแนวทางการทำนโยบายไม่ใช่เรื่องง่าย แต่ผู้เข้าแข่งขันทุกทีมแสดงความมุ่งมั่นอย่างเต็มที่ ไม่ว่าจะเป็นการคิด หาข้อมูล ประกอบร่างเพื่อทำให้นโยบายเป็นรูปเป็นร่างและสามารถจับต้องได้ เรียกได้ว่าพยายามทำให้สมบูรณ์แบบมากที่สุดเท่าที่จะสามารถทำได้ในเวลาที่จำกัด ซึ่งทำให้พวกเขาได้รับประสบการณ์ในการพัฒนาแนวคิดเชิงนโยบาย เอาชนะสิ่งที่ตนเองไม่เคยมีประสบการณ์มาก่อน **จนสุดท้ายสามารถทำแผนแนวคิดเชิงนโยบายออกมาได้ครบถ้วนตามกติกาที่กำหนดได้**

> **เป็น 24 ชั่วโมง ที่มีคุณภาพ 'พลัง' ที่เปี่ยมล้นของทุกคน จะก่อให้เกิด 'นโยบายพลังงาน' ที่มีประสิทธิภาพ**
>
> **ธัญญารัตน์ ปัทมพงศา (พี่หนึ่ง)**
>
> สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน

"Ideation Presentation"

จากกิจกรรมการ Hackathon เราได้ไอเดียใหม่ด้านพลังงานกว่า 30 แนวทาง แต่จะมีไอเดียไหนที่จะสามารถต่อยอดไปเป็นนโยบายที่สามารถนำไปใช้จริงได้บ้าง...ซึ่งนโยบายที่ดี คือ นโยบายที่มีความสร้างสรรค์บวกกับการนำเสนอที่ชัดเจน เข้าถึงผู้คน และเข้าใจได้ง่าย ดังนั้นในกิจกรรมวันนี้ทีมผู้เข้าแข่งขันจะต้องพยายามทุกวิถีทางที่จะพิชิตใจกรรมการ ทั้งด้านแนวคิดและวิธีการนำเสนอ โดยคณะกรรมการที่มีความเชี่ยวชาญในด้านการจัดทำนโยบาย ตลอดจนการเล็งเห็นการนำเอานโยบายไปใช้จริง

ทีมผู้เข้าแข่งขันต่างงัดเอาแนวคิด การดำเนินงาน รวมถึงข้อมูลสนับสนุนต่าง ๆ มาประกอบร่างเป็นการนำเสนอ ที่ดีที่สุด โดยหวังให้ทีมได้ไปต่อ...

ถ้าไอเดียของเราทำให้คนไทยรู้ค่าและลดการใช้พลังงานได้อย่างจริงจัง การอดนอน 1 คืนมันคุ้มค่าที่สุดแล้ว

คณิศรา กาญจนวงศ์ (พี่นิ)

Assistant Vice President บัวหลวงเวนเจอร์ส

เราได้เห็นความทุ่มเท ตั้งใจ มุมานะ อย่างเต็มที่ และคณะกรรมการก็ต้องถกเถียงกันอย่างหนัก ในการคัดเลือกทีมที่จะผ่านเข้ารอบ **จนสุดท้ายเราก็ได้ THE ENERGiST จำนวน 14 ทีม ที่ผ่านเข้าสู่รอบ Workshops และ Perfect Pitching ต่อไป**

“Workshop 1&2” “Workshop 3&4”

ตลอดระยะเวลา 2 เดือน กับ 4 workshops สุดเข้มข้น โดยวิทยากรชั้นนำระดับประเทศ โค้ช และเมนเทอร์ รวมกว่า 20 ชีวิต ที่มาร่วมให้ความรู้ และเปิดมุมมองให้เหล่า THE ENERGiST ได้ผ่านกระบวนเหลาคมไอเดีย ทั้งทางด้านแนวคิด การทำต้นแบบ (Prototype) ให้เห็นถึงความเป็นไปได้ตลอดจนเคล็ดลับในการพิชิตใจกรรมการในการนำเสนอ เพื่อ

ต่อยอดความคิด ก่อร่างผลลัพธ์จนจับต้องได้ จนกลั่นออกมาเป็นนโยบายพลังงานสร้างสรรค์ที่พร้อมนำไปใช้จริง !

"Perfect Pitching"

สิ่งที่เกิดขึ้นในโครงการ THE ENERGiST by EPPO ตั้งแต่วันแรกจนถึงวันนี้สะท้อนให้เห็นถึงความร่วมมือระหว่างภาครัฐ เอกชน สถาบันการศึกษา และประชาชนที่มีเป้าหมายเดียวกัน ที่อยากเป็นส่วนหนึ่งในการพัฒนาประเทศ...เพื่อพลังงานที่เพียงพอสำหรับทุกคนอย่างยั่งยืน

ในวันนี้ **การเดินทางของการแข่งขันมาถึงจุดสิ้นสุด ของจุดเริ่มต้นนโยบายที่ตรงใจคนไทยมากที่สุด 2 นโยบายพลังงาน** จาก 14 นโยบายที่จะพิชิตชัยกันบนเวที Perfect Pitching กันในวันนี้... THE ENERGiST ทุกทีมต่างทุ่มเทแรงกาย แรงใจ ในการจัดทำการนำเสนอรวมถึงชิ้นงานต้นแบบ (Prototype) เพื่อทำให้คณะกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิและผู้ชมทุกคน สามารถเข้าใจ และเข้าถึงนโยบายพลังงานที่ทีมของตนนำเสนอได้...สามารถเห็นได้อย่างชัดเจนว่า ไม่มีทีมไหนยอมทีมไหนกันเลยทีเดียว จนสร้างเสียงฮือฮา สร้างความสนใจให้กับทุกคนที่ได้รับชมการแข่งขันอยู่ไม่น้อย

และแล้วเราก็ได้ทราบผลว่านโยบายพลังงานใดที่ชนะใจกรรมการผู้ทรงคุณวุฒิทั้ง 4 ท่าน รวมถึงคว้าใจประชาชน ทั้งผู้ชมให้ห้องการแข่งขันกว่า 100 ชีวิต และผู้ชมผ่านการถ่ายทอดสดทั่วประเทศ !

นโยบายพลังงานที่คว้ารางวัลชนะเลิศ โครงการ THE ENERGiST by EPPO ได้แก่ "นโยบายการจัดตั้งองค์กรภาครัฐวิสาหกิจในการลงทุนด้านการกักเก็บพลังงาน และ ซื้อ-ขาย ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน" จากทีม OPOPP และนโยบายพลังงานที่คว้ารางวัลรองชนะเลิศ โครงการ THE ENERGiST by EPPO ได้แก่ "Green Logo ก้าวแรกสู่ตลาดเสรีไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน" จากทีม EP Optimizers

วันนี้ THE ENERGiST by EPPO เปรียบเสมือนแพลตฟอร์มที่รวมนักสร้างสรรค์พลังงานเข้าไว้ด้วยกัน และจะคอยพัฒนาชุมชนนักสร้างสรรค์พลังงานนี้ให้เติบโตขึ้นเรื่อย ๆ เพื่อร่วมกันทำในสิ่งที่มีคุณค่าและเป็นส่วนหนึ่งในการพัฒนาประเทศ เพื่อพลังงานไทยที่ยั่งยืน

ชุมชนนักสร้างสรรค์พลังงานได้เริ่มคิด เริ่มลงมือทำเรียบร้อยแล้ว... แล้วคุณล่ะเริ่มแล้วหรือยัง?

ความสนุกของการแก้โจทย์ปัญหาด้านพลังงาน มันไม่ได้ขึ้นอยู่ที่ว่าใครคิดนโยบายออกมาได้รวดเร็วที่สุด แต่การที่เราสามารถร่วมกันคิดและค้น solution ใหม่ ด้านพลังงานที่ก่อให้เกิดโยชน์อันยั่งยืนสูงสุด และทำให้เป็นจริงได้ นั่นคือเสน่ห์ ของการร่วมเป็นหนึ่งในโครงการ THE ENERGiST ครั้งนี้

ต้องพงศ์ ศรีบุญ (พี่แจ็ค)

PEA Solar Hero Developer การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การตกแต่งบ้านเพื่อ ลดการใช้ไฟฟ้า

การตกแต่งบ้านนอกจากจะช่วยให้บ้านดูสวยงามน่าอยู่แล้ว
การตกแต่งบ้านที่เหมาะสมยังเป็นวิธีประหยัดไฟไปอีกแบบ

ใบอนุญาตเลขที่ ปน.(น.)/3451 ปณศ. สามเสนใน
ถ้าฝากส่งในประเทศไม่ต้องผนึกตราไปรษณีย์

บริการธุรกิจตอบรับ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี
แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี
กรุงเทพฯ 10400

อส

EPPO JOURNAL
วารสาร นโยบายพลังงาน

แบบสอบถามความคิดเห็น "วารสารนโยบายพลังงาน"
ฉบับที่ 127 สิงหาคม – กันยายน 2561
www.eppo.go.th

คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน มีความประสงค์จะสำรวจความคิดเห็นของท่านผู้อ่าน เพื่อนำข้อมูลมาใช้ประกอบการปรับปรุงวารสารนโยบายพลังงานให้ดียิ่งขึ้น ผู้ร่วมแสดงความคิดเห็น 10 ท่านแรกจะได้รับของที่ระลึกจากคณะทำงานฯ เพียงแค่ท่านตอบ

แบบสอบถามและเขียนชื่อ-ที่อยู่ตัวบรรจงให้ชัดเจน ส่งไปที่ คณะทำงานวารสารนโยบายพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถ.เพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กทม. 10400 หรือโทรสาร 0 2612 1357

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
○ หน่วยงานราชการ/สถานศึกษา ○ ห้องสมุด
○ www.eppo.go.th ○ อื่นๆ

2. ท่านอ่าน "วารสารนโยบายพลังงาน" ในรูปแบบใด

○ แบบรูปเล่ม ○ ไฟล์ pdf ทางอีเมล ○ E-Magazine

3. ท่านอ่าน " วารสารนโยบายพลังงาน" เพราะเหตุผลใด

○ ข้อมูลเป็นประโยชน์ต่อการทำงาน ○ ข้อมูลหาได้ยากจากแหล่งอื่น
○ ข้อมูลอยู่ในความสนใจ ○ มีคนแนะนำให้อ่าน
○ อื่นๆ............................

4. ท่านใช้เวลาอ่าน "วารสารนโยบายพลังงาน" กี่นาที

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

5. ความพึงพอใจต่อรูปแบบ "วารสารนโยบายพลังงาน"

ปก	ความน่าสนใจ	○ มาก	○ ปานกลาง	○ น้อย
	สอดคล้องกับเนื้อหา	○ มาก	○ ปานกลาง	○ น้อย
เนื้อหา	ความน่าสนใจ	○ มาก	○ ปานกลาง	○ น้อย
	ตรงความต้องการ	○ มาก	○ ปานกลาง	○ น้อย
	นำไปใช้ประโยชน์ได้	○ มาก	○ ปานกลาง	○ น้อย
	ความทันสมัย	○ มาก	○ ปานกลาง	○ น้อย
ภาพประกอบ	ความน่าสนใจ	○ มาก	○ ปานกลาง	○ น้อย
	สอดคล้องกับเนื้อหา	○ มาก	○ ปานกลาง	○ น้อย
	ทำให้เข้าใจเนื้อเรื่องดีขึ้น	○ มาก	○ ปานกลาง	○ น้อย
	ขนาด	○ เล็กไป	○ พอดี	○ ใหญ่ไป
สำนวนการเขียน	ความเข้าใจ	○ ง่าย	○ ยาก	○ ไม่เข้าใจ
ขนาดตัวอักษร	○ เล็กไป	○ พอดี		○ ใหญ่ไป
รูปแบบตัวอักษร	○ อ่านง่าย	○ อ่านยาก		
การใช้สี	○ ขัดตา	○ สบายตา		
ขนาดรูปเล่ม	○ เล็กไป	○ พอดี		○ ใหญ่ไป

6. ความพึงพอใจภาพรวมของ "วารสารนโยบายพลังงาน"

○ มาก ○ ปานกลาง ○ น้อย

7. ระยะเวลาการเผยแพร่ "วารสารนโยบายพลังงาน" ที่ท่านต้องการ

○ ราย 1 เดือน ○ ราย 2 เดือน ○ ราย 3 เดือน

8. ท่านเคยอ่าน "วารสารนโยบายพลังงาน" บนเว็บไซต์ของสำนักงานหรือไม่

○ เคย ○ ไม่เคย

9. ท่านสนใจรับ "วารสารนโยบายพลังงาน" รูปแบบใด

○ แบบเล่ม (ส่งไปรษณีย์) ○ แบบไฟล์ pdf (ส่งอีเมล)
○ แบบ E-Magazine (อ่านทางเว็บไซต์)

10. ท่านสนใจรับไฟล์วารสารทางอีเมลหรือไม่

○ สนใจ (โปรดกรอกอีเมล....................................)
○ ไม่สนใจ

11. ท่านมีเพื่อนที่สนใจรับไฟล์วารสารทางอีเมลหรือไม่

○ มี (โปรดกรอกอีเมล...)
○ ไม่มี

12. คอลัมน์ภายใน "วารสารนโยบายพลังงาน" ที่ท่านชื่นชอบ (โปรดทำเครื่องหมาย)

ประเด็น	มาก	ปานกลาง	น้อย
การพัฒนาศูนย์สารสนเทศ			
Meet EPPO Rising Star			
ศึกษาดูงานโครงสร้างที่ประเทศเยอรมัน			
สถานการณ์ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง			
High Efficient and Clean Thermal Power of JAPAN			
สถานการณ์พลังงานไทย 6 เดือนแรก			
การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ CO_2			
โครงการ The Energist By EPPO			

13. "วารสารนโยบายพลังงาน" มีประโยชน์อย่างไร

ประเด็น	มาก	ปานกลาง	น้อย
ทำให้รู้และเข้าใจเรื่องพลังงาน			
ทำให้รู้สถานการณ์พลังงาน			
นำไปใช้ในชีวิตประจำวันได้			
ได้ความรู้รอบตัว			
อื่นๆ..			

14. ท่านต้องการให้ "วารสารนโยบายพลังงาน" เพิ่มคอลัมน์เกี่ยวกับอะไรบ้าง

....
....

15. ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

....
....

ขอขอบคุณทุกท่านที่ตอบแบบสอบถามความคิดเห็น

รู้ไหม...

ภาพรวมการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2561 ในช่วงที่ผ่านมามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเท่าไหร่ อย่างไรบ้าง?

....

....

....

ชื่อ-นามสกุล..

ที่อยู่..

....

โทรศัพท์...Email...

รับฟรี

กระบอกน้ำ STARBUCKS

มูลค่า 500 บาท จำนวน 2 รางวัล
สำหรับ 2 ท่าแรกเท่านั้น

ส่งคำตอบพร้อมชื่อ-ที่อยู่ และเบอร์โทรศัพท์ (ตัวบรรจง) มาที่ โทรสาร 02 118 0661
หรือ บริษัท ดรีมเวิร์ค แอดเวอร์ไทซิ่ง จำกัด 111/18 หมู่บ้านธาราดี ถ.ราชพฤกษ์ ต.บางรักน้อย อ.เมืองนนทบุรี จ.นนทบุรี 11000
วงเล็บมุมซองว่า เกมพลังงาน

NATIONAL ENERGY
INFORMATION
CENTER