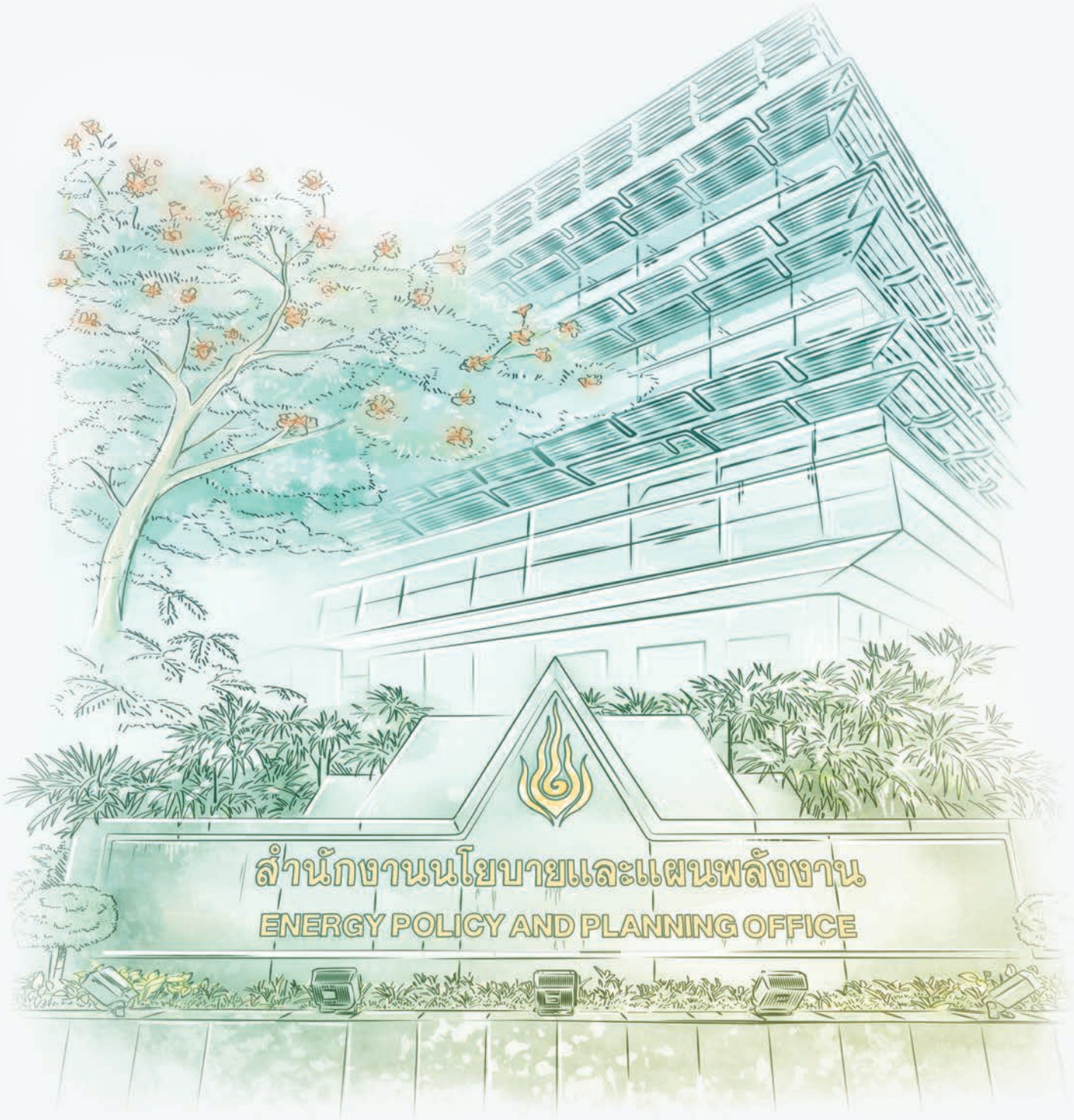
EPPO

ENERGY POLICY AND PLANNING OFFICE

ANNUAL REPORT 2020
รายงานประจำปี
2563



สารจากผู้อำนวยการ

Message from Director General

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Mr. Wattanapong Kurovat

Director General of Energy Policy and Planning Office

ในปี 2563 นับเป็นปีท้าทายของประเทศไทยจากวิกฤตผลกระทบของสงครามราคาน้ำมันระหว่างประเทศซาอุดีอาระเบียและรัสเซีย ความไม่แน่นอนของสงครามการค้าระหว่างประเทศมหาอำนาจ และโดยเฉพาะอย่างยิ่งจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของไวรัสโคโรนา 2019 (โควิด-19) ที่ส่งผลกระทบต่อการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลกและเศรษฐกิจไทย การว่างงาน และความยากลำบากในการดำรงชีวิตที่เพิ่มขึ้นของประชาชน ซึ่งทุกภาคส่วนต้องมีการวางแผนและปรับเปลี่ยนสู่ชีวิตวิถีใหม่ เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้น

The year 2020 brought a great challenge to Thailand as a result of the oil price war between Saudi Arabia and Russia, the uncertainty of trade war between the world's superpowers, and especially the outbreak of Coronavirus Disease (COVID-19) pandemic. These circumstances affected the slowdown of either international or domestic economy and contributed to the rising unemployment and living hardship of ordinary citizens. As a result, all sectors were required to adjust planning and shifting towards the new normal to accommodate this changing situation.

ภายใต้วิกฤตดังกล่าว สนพ. ได้มีการทบทวนและจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 และแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 ให้สามารถมีการจัดหาเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าอย่างพอเพียง และส่งเสริมให้ชุมชนมีการผลิตไฟฟ้าใช้ตามศักยภาพเชื้อเพลิงพลังงานสะอาดที่หาได้ในแต่ละพื้นที่ ทำให้เกิดการสร้างงานและสร้างอาชีพให้แก่ชุมชน มีการศึกษาทบทวนโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิง และหลักเกณฑ์การคำนวณราคาขายปลีกของน้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และ NGV ให้มีต้นทุนราคาที่เป็นธรรมสอดคล้องกับสถานการณ์พลังงานโลก พร้อมทั้งมีมาตรการช่วยเหลือรถโดยสารสาธารณะเพื่อลดภาระค่าครองชีพของประชาชน ตลอดจนเดินหน้าการสร้างความเข้มแข็งทางเศรษฐกิจของประเทศจากการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ และแนวทางการส่งเสริมพื้นที่ติดตั้งสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า เพื่อรองรับการพัฒนาและกระตุ้นการลงทุนของอุตสาหกรรมยานยนต์ไฟฟ้าของประเทศ มีการศึกษาและจัดทำยุทธศาสตร์และออกแบบการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ เพื่อรองรับการใช้ข้อมูลขนาดใหญ่ในการขับเคลื่อนแผนพลังงานของประเทศไทย รวมทั้งให้ความสำคัญกับการดำเนินงานความร่วมมือระหว่างประเทศด้านพลังงาน โดยเฉพาะแนวทางในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เพื่อให้ประเทศก้าวสู่การปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์

ท้ายสุดนี้ ผมในนามของคณะผู้บริหารสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ขอขอบคุณบุคลากรของ สนพ. ทุกท่านที่เป็นกำลังสำคัญในการปฏิบัติงานจนบรรลุความสำเร็จตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ และขอขอบคุณองค์กรภาคีเครือข่ายทั้งในและต่างประเทศที่คอยแนะนำ สนับสนุน และมีส่วนร่วมในการขับเคลื่อนการดำเนินงานของ สนพ. ตลอดมา ผมหวังเป็นอย่างยิ่งว่าการดำเนินงานของ สนพ. จะเป็นกุญแจสำคัญต่อการขับเคลื่อนและสร้างความเข้มแข็งต่อเศรษฐกิจของประเทศให้ต่อสู้กับวิกฤตต่างๆ ที่เกิดขึ้นได้ต่อไป

In response to these crises, EPPO has revised and prepared the Power Development Plan 2018 (Revision1) as well as the Gas Plan 2018 to secure sufficient fuel supply for power generation, encourage communities to generate power according to the potential of clean fuel supply sourced locally and thereby creating communal employment prospect. EPPO studied and revised electricity tariff and fuel price structures as well as the calculation of retail selling price for fuel, liquefied petroleum gas, and NGV to ensure that pricing mechanism is fair and reflective to the global energy situation, as well as the introduction of subsidy measurement for public bus operators to reduce living expenses of the people while also strengthening the nation's economic competitiveness by studying frameworks to encourage competition in the electricity and natural gas industry as well as the construction of electric vehicle charging stations to facilitate the development and promote investment in the nation's electric vehicle industry. There were also studies and preparation of strategies to the development of the National Energy Information Center to accommodate the utilization of big data to drive Thailand's energy plans, as well as emphasizing on international collaboration on energy especially on the reduction of carbon dioxide emission as we are aiming towards becoming the carbon neutrality.

On behalf of the EPPO management, I would like to express my gratitude to all EPPO personnel for their wholehearted contribution to the achievement of our targeted objectives. My sincere appreciation also extended to domestic and international network agencies for their continuous suggestion, support, and participation in EPPO initiatives. It is my fervent hope that EPPO could remain as a key driver to benefit the mobilization and advancement of the national economy against any upcoming crises that could coming up in the future.

สารบัญ
Contents

สารจากผู้อำนวยการ
Message from
Director General

01

ส่วนที่ PART 01
ข้อมูลภาพรวมของหน่วยงาน
EPPO Overview
04

ส่วนที่ PART 02
การบริหารนโยบายพลังงานของประเทศ
National Energy Policy Administration
12

ส่วนที่ PART 03
ดัชนีชี้วัดความสมดุลด้านพลังงานของประเทศไทย ปี 2562 และสถานการณ์พลังงาน ปี 2563
Thailand Energy Trilemma Index 2019 and Energy Situation Overview 2020
17

ส่วนที่ PART 04
ผลการดำเนินงานที่สำคัญ ปี 2563
Performance Highlights of 2020
25

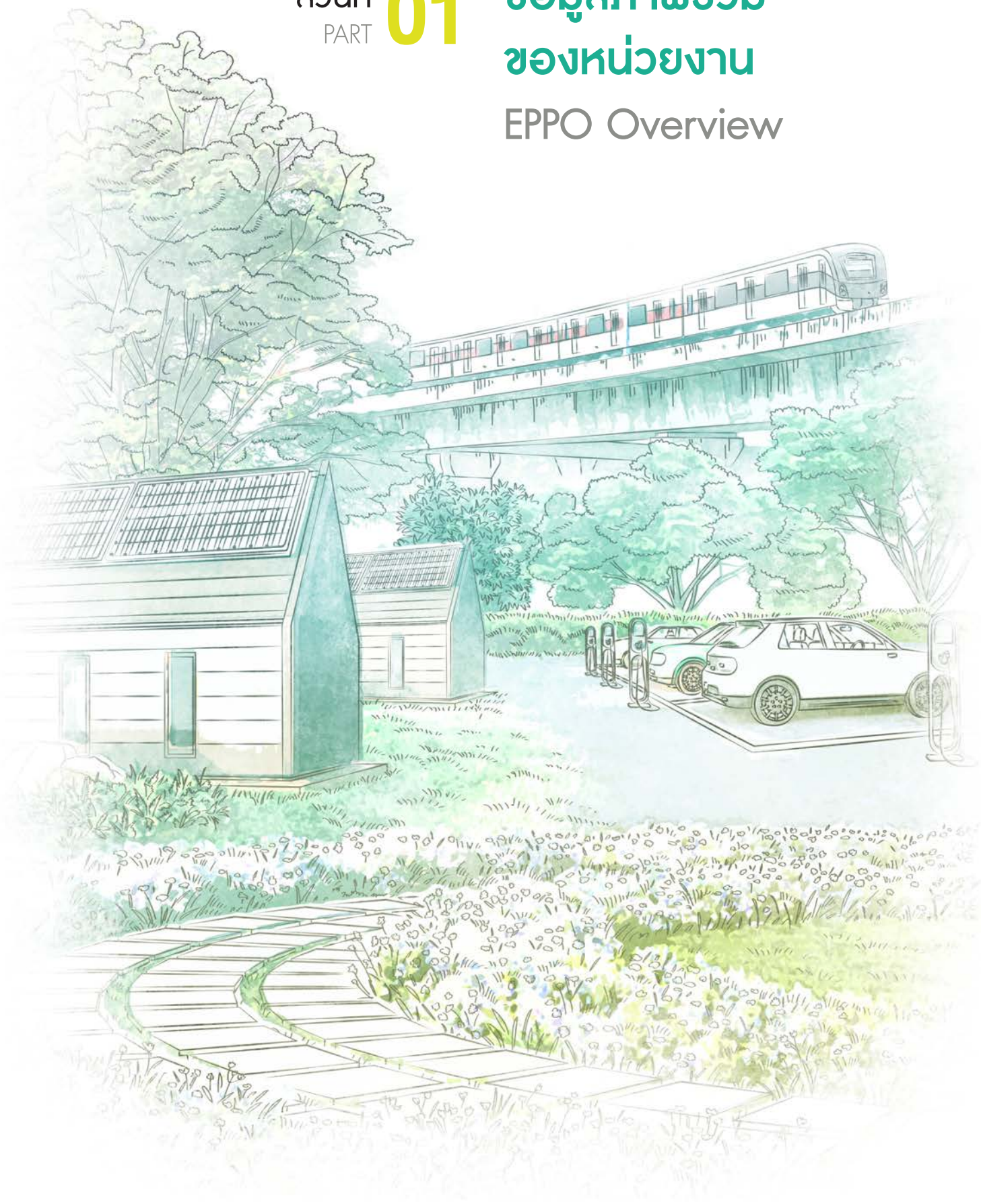
ส่วนที่ PART 05
ผลการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ ประจำปี 2563
Summary of Performance Assessment for Fiscal Year 2020
72

ส่วนที่ PART 06
งบการเงิน ปี 2563
Financial Statements for Fiscal Year 2020
76

ส่วนที่ PART 01

ข้อมูลภาพรวมของหน่วยงาน

EPPO Overview



วิสัยทัศน์ Vision

สร้างสรรค์นโยบายและสนับสนุนการพัฒนานวัตกรรมพลังงานเพื่อความมั่นคงและยั่งยืนของประเทศภายในปี 2579

Create policies and support the development of energy innovation for the country's security and sustainability within 2036

พันธกิจ Missions

ประกอบด้วย 6 พันธกิจ คือ

EPPO is entrusted with the following 6 missions:

01

เสนอแนะนโยบายและบูรณาการแผนบริหารพลังงานของประเทศ

Recommend energy policies and integrate/review energy management plans of the country.

02

เสนอแนะยุทธศาสตร์การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนของประเทศ

Recommend national strategies for energy conservation and alternative energy promotion.

03

เสนอแนะมาตรการแก้ไขป้องกันการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงทั้งในระยะสั้นและระยะยาว

Recommend measures to solve and prevent fuel shortage in both short and long terms.

04

กำกับ ติดตาม และประเมินนโยบายและแผนบริหารพลังงานของประเทศ

Supervise, monitor and evaluate the implementation of national energy policies and energy management plans.

05

บริหารจัดการเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารด้านพลังงานของประเทศ

Administer the Information and Communications Technology (ICT) with regard to energy matters of the country.

06

พัฒนาสู่การเป็นองค์กรเชิงยุทธศาสตร์

Enhance EPPO to become a strategic organization.

ยุทธศาสตร์ สนพ. Strategic Issues

ยุทธศาสตร์ของ สนพ. มี 3 ยุทธศาสตร์ ดังนี้

In order to pursue the foregoing Vision and Missions, 3 Strategies are laid down:

ยุทธศาสตร์ที่ 1 สร้างสรรค์นโยบายพลังงานเพื่อความมั่นคงและยั่งยืน

1st Strategy Formulating Energy Policies for Energy Security and Sustainability

เป้าประสงค์ ● Objectives

1. มีนโยบายที่นำไปสู่ความมั่นคงทางพลังงาน
   To have energy policies that lead to the country's energy security.
2. มีนโยบายด้านพลังงานที่สนับสนุนการพัฒนาเศรษฐกิจ
   To have energy policies that support the country's economic development.
3. มีนโยบายที่นำไปสู่การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
   To have energy policies that encourage energy efficiency.
4. มีนโยบายที่นำไปสู่การใช้พลังงานทดแทนที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม
   To have energy policies that promote the use of environmentally-friendly renewable energy.

ยุทธศาสตร์ที่ 2 ขับเคลื่อนนโยบายพลังงานของประเทศ

2nd Strategy Driving National Energy Policy

เป้าประสงค์ ● Objectives

1. ส่งเสริมและสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบาย
   To promote and encourage policy implementation.
2. มีระบบและกลไกการติดตามและประเมินผลนโยบายพลังงานของประเทศ
   To have a mechanism for monitoring and evaluating national energy policies.
3. ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียมีส่วนร่วมในการกำหนดและดำเนินนโยบาย
   To allow stakeholders to participate in the formulation and implementation of energy policies.

ยุทธศาสตร์ที่ 3 มุ่งสู่องค์กรสมรรถนะสูง

3rd Strategy EPPO Excellence

เป้าประสงค์ ● Objectives

1. เป็นศูนย์กลางข้อมูลพลังงานของประเทศ
   Thailand Energy Information Hub
2. บุคลากรมีความรู้และความสามารถ
   Smart Colleague
3. การปฏิบัติงานอย่างมีประสิทธิภาพ
   Smart Work
4. บริหารกองทุนพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
   Effective Energy Fund Management

โครงสร้างการบริหารงานสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Organizational Structure of Energy Policy and Planning Office

ผู้อำนวยการ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
Director General

รองผู้อำนวยการ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
Deputy Director General

รองผู้อำนวยการ
สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
Deputy Director General

ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะ
ด้านการวางแผนยุทธศาสตร์พลังงาน
Specialist, Energy Strategy Planning

ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านนโยบายและแผนอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน
Specialist, Energy Conservation and Renewable Energy Policy and Plan

กลุ่มพัฒนาระบบบริหาร
Administrative System Development Group

กลุ่มตรวจสอบภายใน
Internal Audit Group

สำนักงานเลขานุการกรม
Secretariat of the Department

- กลุ่มบริหารงานทั่วไป
  General Affairs Group
- กลุ่มบริหารทรัพยากรบุคคล
  Human Resource Group
- กลุ่มช่วยอำนวยการและสื่อสารองค์กร
  Coordination and Public Relations Group
- กลุ่มการคลัง
  Finance Group
- กลุ่มกองทุนพลังงาน
  Energy Fund Group
- กลุ่มนิติกร
  Legal Affairs Group

กองนโยบายปิโตรเลียม
Petroleum Policy Division

- กลุ่มน้ำมันและก๊าซปิโตรเลียมเหลว
  Oil and Liquefied Petroleum Gas Group
- กลุ่มก๊าซธรรมชาติ
  Natural Gas Group
- กลุ่มเชื้อเพลิงชีวภาพ
  Biofuel Group

กองยุทธศาสตร์และแผนงาน
Strategy and Planning Division

- กลุ่มยุทธศาสตร์และแผนงาน
  Strategy and Planning Group
- กลุ่มนโยบายพลังงาน
  Energy Policy Group
- กลุ่มติดตามและประเมินผล
  Monitoring and Evaluation Group

กองนโยบายไฟฟ้า
Power Policy Division

- กลุ่มราคาไฟฟ้าและคุณภาพบริการ
  Power Tariff and Service Quality Group
- กลุ่มส่งเสริมกิจการไฟฟ้า
  Power Business Promotion Group
- กลุ่มจัดหาพลังงานไฟฟ้า
  Power Supply Planning Group

ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร
Information and Communication Technology Center

- กลุ่มพัฒนาสารสนเทศพลังงาน
  Energy Information Development Group
- กลุ่มวิเคราะห์และประมาณการเศรษฐกิจพลังงาน
  Energy Analysis and Economic Forecast Group
- กลุ่มพัฒนาระบบคอมพิวเตอร์
  Computer System Development Group

กองนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน
Energy Conservation and Alternative Energy Division

- กลุ่มพลังงานทดแทน
  Alternative Energy Group
- กลุ่มอนุรักษ์พลังงาน
  Energy Conservation Group
- กลุ่มส่งเสริมด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน
  Energy Conservation and Alternative Energy Promotion Group

ผู้บริหาร สนพ.
EPPO Executives

01 นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท
Mr. Wattanapong Kurovat

ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Director General

02 นายอนิรุทธิ์ ธนกรมนตรี
Mr. Anirut Thanakornmontri

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Deputy Director General

03 นายวีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู
Mr. Veerapat Kiatfuengfoo

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Deputy Director General

04 **น.ส.พลิ้วแพร สุขเทียบ**

Ms. Plivpare Sukteab

รักษาการหัวหน้ากลุ่มพัฒนาระบบบริหาร

Acting Chief Administrative System Development Group

05 **น.ส.นฤมล นวลดี**

Ms. Narumol Nuandee

หัวหน้ากลุ่มตรวจสอบภายใน

Chief Internal Audit Group

กองยุทธศาสตร์และแผนงาน

Strategy and Planning Division

01

02

03

04

01 **(ว่าง)**

ผู้อำนวยการกองยุทธศาสตร์และแผนงาน

Director of Strategy and Planning Division

02 **นายอุมัย ม่วงศรีเมืองดี**

Mr. Uthai Mungseemuengdee

หัวหน้ากลุ่มยุทธศาสตร์และแผนงาน

Chief Strategy and Planning Group

03 **นายวัชระ พจี**

Mr. Wachara Phajee

หัวหน้ากลุ่มนโยบายพลังงาน

Chief Energy Policy Group

04 **น.ส.วชิราภรณ์ เพชรรัตน์**

Ms. Wachiraporn Petrat

หัวหน้ากลุ่มติดตามและประเมินผล

Chief Monitoring and Evaluation Group

สำนักงานเลขานุการกรม

Secretariat of the Department

01 **นางดวงสุดา จิรประดิษฐกุล**
Mrs. Duangsuda Jirapraditkul
เลขานุการกรม
Secretary of the Department

02 **นางกฤษณา สุภาจรูญ**
Mrs. Kitsana Suphacharun
หัวหน้ากลุ่มบริหารงานทั่วไป
Chief General Affairs Group

03 **นางธัชชฏวรรณ คงเปรม**
Mrs. Taschatawan Kongprem
หัวหน้ากลุ่มกองทุนพลังงาน
Chief Energy Fund Group

04 **นายทนงศักดิ์ วงษ์ลา**
Mr. Thanongsak Wongla
หัวหน้ากลุ่มช่วยอำนวยการและสื่อสารองค์กร
Chief Coordination and Public Relations Group

05 **น.ส.นิรดา รงคพรรณ์**
Ms. Nirada Rongkapan
หัวหน้ากลุ่มการคลัง
Chief Finance Group

06 **น.ส.ขนกวรรณ หนูดำ**
Ms. Khanokwan Noodam
หัวหน้ากลุ่มบริหารทรัพยากรบุคคล
Chief Human Resource Group

07 **นายอณวัชร์ ชำนาญโชติ**
Mr. Anawat Chumnanchote
หัวหน้ากลุ่มนิติการ
Chief Legal Affairs Group

กองนโยบายปิโตรเลียม

Petroleum Policy Division

01

02

03

04

01 **น.ส.ภาวิณี โกษา**
Ms. Pavinee Kosa
ผู้อำนวยการกองนโยบายปิโตรเลียม
Director of Petroleum Policy Division

02 **นางกานดา เพชรไทย**
Mrs. Kanda Petchthai
หัวหน้ากลุ่มเชื้อเพลิงชีวภาพ
Chief Biofuel Group

03 **นายฤกษ์ฤทธิ์ เคนหาราช**
Mr. Reukrit Kenharaj
หัวหน้ากลุ่มน้ำมันและก๊าซปิโตรเลียมเหลว
Chief Oil and Liquefied Petroleum Gas Group

04 **น.ส.ศศิธร เจษฎาฐิติกุล**
Ms. Sasithon Jetsadathitikul
หัวหน้ากลุ่มก๊าซธรรมชาติ
Chief Natural Gas Group

กองนโยบายไฟฟ้า

Power Policy Division

01

02

03

04

01 **น.ส.สุพิตร คำกลัด**
Ms. Supit Kamklad
ผู้อำนวยการกองนโยบายไฟฟ้า
Director of Power Policy Division

02 **น.ส.นันธิดา รัชตเวชกุล**
Ms. Nantida Rachatawetchakul
หัวหน้ากลุ่มจัดหาพลังงานไฟฟ้า
Chief Power Supply Planning Group

03 **นางศิรินา อินแก้ว**
Mrs. Sirina Inkaew
หัวหน้ากลุ่มราคาไฟฟ้าและคุณภาพบริการ
Chief Power Tariff and Service Quality Group

04 **น.ส.จารุวรรณ พิมสวรรค์**
Ms. Jaruwan Pimsawan
หัวหน้ากลุ่มส่งเสริมกิจการไฟฟ้า
Chief Power Business Promotion Group

กองนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

Energy Conservation and Alternative Energy Division

01 02 03 04

01 **น.ส.นุจรีย์ เพชรรัตน์**

Ms. Nootjaree Petcharat

ผู้อำนวยการกองนโยบายอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

Director of Energy Conservation and Alternative Energy Policy Division

02 **น.ส.ศุภัชญา ชนชนะชัย**

MS. Suphatchaya Chonchanachai

หัวหน้ากลุ่มอนุรักษ์พลังงาน

Chief Energy Conservation Group

03 **น.ส.สุกัลยา ตรีวิทยานุรักษ์**

Ms. Sukanlaya Trewitthayanurak

หัวหน้ากลุ่มส่งเสริมด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

Chief Energy Conservation and Alternative Energy Promotion Group

04 **นายคีตภัณฑ์ บุญรอด**

Mr. Keetaphan Boonrod

หัวหน้ากลุ่มพลังงานทดแทน

Chief Alternative Energy Group

ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร

Information and Communication Technology Center

01 02 03 04

01 **(ว่าง)**

ผู้อำนวยการศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร

Director of Information and Communication Technology Center

02 **น.ส.นฤมล อินทรักษ์**

Ms. Nareumon Intharak

หัวหน้ากลุ่มพัฒนาสารสนเทศพลังงาน

Chief Energy Information Development Group

03 **น.ส.กรกช ภู่ไพบูลย์**

Ms. Korakot Phupaiboon

หัวหน้ากลุ่มวิเคราะห์และประมาณการเศรษฐกิจพลังงาน

Chief Energy Analysis and Economic Forecast Group

04 **น.ส.บุบผา คุณาไท**

Ms. Bubpha Kunathai

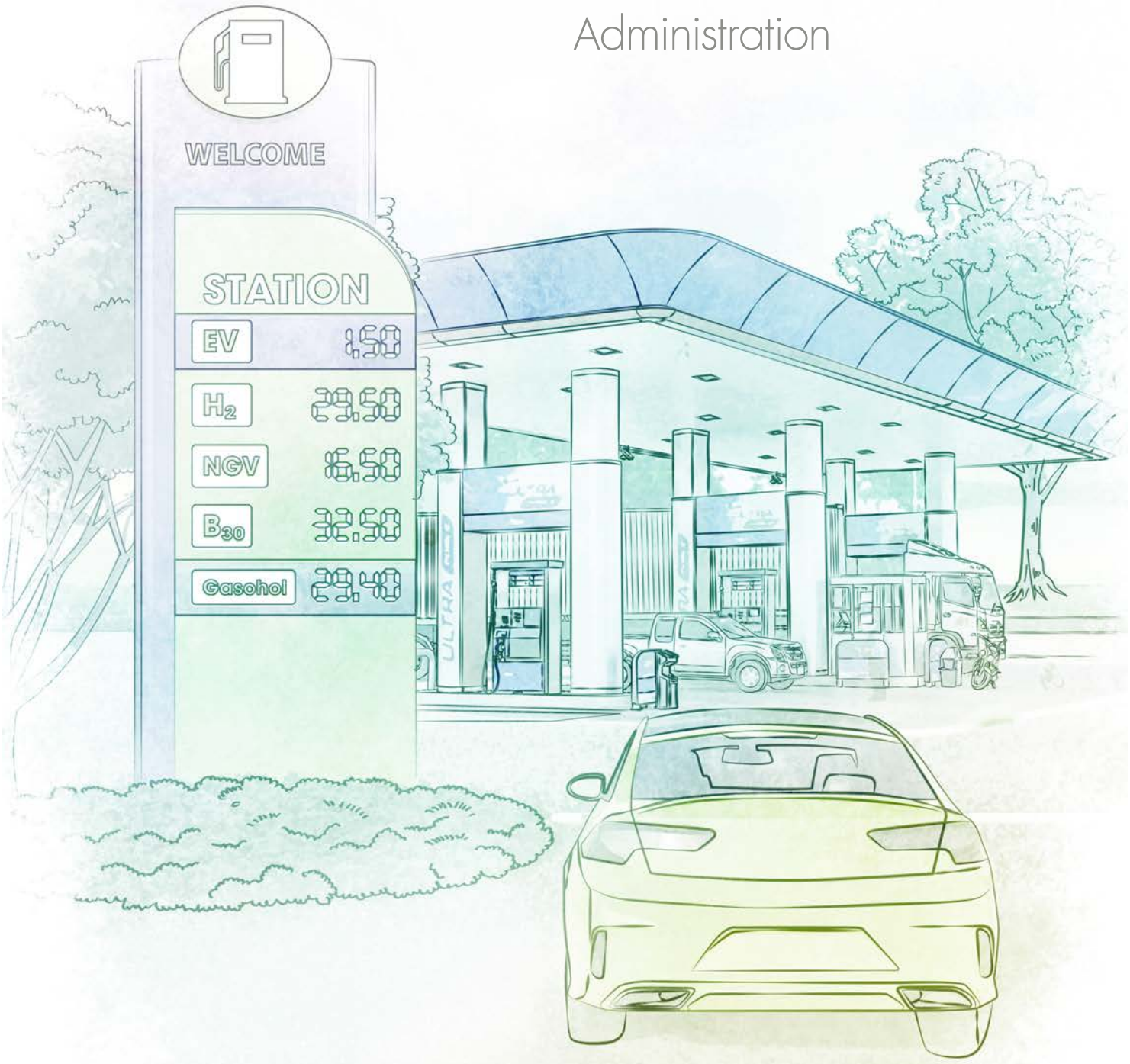
หัวหน้ากลุ่มพัฒนาระบบคอมพิวเตอร์

Chief Computer System Development Group

ส่วนที่ PART 02

การบริหารนโยบายพลังงานของประเทศ

National Energy Policy Administration



สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) มีบทบาทสำคัญในการบริหารงานด้านพลังงานของประเทศในฐานะหน่วยงานของรัฐที่มีพันธกิจด้านการเสนอแนะนโยบาย ยุทธศาสตร์ มาตรการด้านพลังงาน ไม่ว่าจะเป็นแผนบริหารพลังงานของประเทศ การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน การป้องกันการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงทั้งในระยะสั้นและระยะยาว รวมทั้งยังมีหน้าที่ในการกำกับ ติดตาม และประเมินนโยบายและแผนบริหารพลังงานของประเทศ ซึ่ง สนพ. ได้ดำเนินการขับเคลื่อนนโยบาย ยุทธศาสตร์ หรือมาตรการต่างๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพและประสบผลสำเร็จ โดยผ่านกลไกของคณะกรรมการต่างๆ ดังนี้

Energy Policy and Planning Office (EPPO) is a government agency whose mandate is to devise national policies, strategies, and measures. EPPO plays a key role in the administration of national energy affairs and is responsible for energy administration plans, promotion of energy conservation and alternative energy, as well as prevention of fuel shortages for short and long term. Its roles also cover overseeing, monitoring, and assessing the efficiency and success of national energy policies and plans as well as strategies and measures. In order to efficiently and successfully drive energy policies, strategies, and measures, EPPO has been working through various committees' mechanisms as follows;

กลไกการบริหารนโยบายพลังงานของประเทศ

National Energy Policy Administration Mechanism

01 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ National Energy Policy Council

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ตามพระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 และแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2550 และแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2560 มีอำนาจหน้าที่ ดังนี้

The National Energy Policy Council (NEPC) under the National Energy Policy Council Act 1992 and Amendments (No. 2) 2007 and Amendments (No. 3) 2017 has powers and duties as follows;

01 เสนอนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศต่อคณะรัฐมนตรี
Making recommendations for the Cabinet on national policies and plans concerning energy administration and development.

02 กำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการกำหนดราคาพลังงานให้สอดคล้องกับนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ
Devising rules and terms for energy pricing in harmony with such national policies and plans.

03 ติดตาม ดูแล ประสาน สนับสนุนและเร่งรัดการดำเนินการของคณะกรรมการทั้งหลายที่มีอำนาจหน้าที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน ส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ และภาคเอกชนที่เกี่ยวข้องกับพลังงาน เพื่อให้มีการดำเนินการให้สอดคล้องกับนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ
Monitoring, overseeing, coordinating, supporting, and accelerating the implementation of all energy-related committees, government agencies, state enterprises, and the private sector related to energy, in order to operate in accordance with the national energy management and development policies and plans.

04 ประเมินผลการปฏิบัติตามนโยบายและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ
Evaluating compliance with such national policies and plans.

05 ปฏิบัติหน้าที่อื่นตามที่นายกรัฐมนตรีหรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย
Performing other duties as assigned by the Prime Minister or the Council of Ministers.

02 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน Committee on Energy Policy Administration

คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ตามคำสั่งคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ที่ 3/2563 ลงวันที่ 31 มกราคม พ.ศ. 2563 มีอำนาจหน้าที่ ดังนี้

Committee on Energy Policy Administration (CEPA) under the National Energy Policy Council Order No.3/2563 dated January 31, 2020 has the powers and duties as follows;

01 เสนอแนะนโยบาย แผนการบริหารและพัฒนา และมาตรการทางด้านพลังงาน
Advocating energy policies, plans, and measures involving energy administration and energy development.

02 เสนอความเห็นเกี่ยวกับแผนงานและโครงการทางด้านพลังงานของหน่วยงาน รวมทั้งเสนอความเห็นเกี่ยวกับการจัดลำดับความสำคัญของแผนงานและโครงการดังกล่าวด้วย
Making recommendations on the agency's energy plans and projects including giving opinions on the priorities of the said plans and projects.

03 เสนอแนะนโยบายและมาตรการทางด้านราคาพลังงาน และกำกับการเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ
Recommending policies and measures on energy prices and monitoring the changes of electricity rates according to the electricity price adjustment formula automatically.

04 พิจารณาและเสนอความเห็นต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เกี่ยวกับพระราชกฤษฎีกา กฎกระทรวง และมาตรการอื่น ๆ ที่จะออกตามกฎหมายว่าด้วยการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน
Giving recommendations to National Energy Policy Council on decrees, ministerial regulations, and other measures to be issued under laws on energy conservation promotion.

05 ขอให้กระทรวง ทบวง กรม ราชการส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ หรือบุคคลใด ๆ เสนอรายละเอียดทางวิชาการ การเงิน สถิติ และเรื่องต่าง ๆ ที่จำเป็นที่เกี่ยวข้องกับนโยบาย แผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศได้
Requesting ministries, departments, and other local government agencies, state enterprises, and individuals to submit academic data, financial information, statistics, and other essential facts and figures related to the national energy policies, administration and development plans.

06 ปฏิบัติงานอื่น ๆ ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ หรือประธานกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมอบหมาย
Performing other tasks as assigned by the National Energy Policy Council or the chairman of the National Energy Policy Council.

07 แต่งตั้งคณะอนุกรรมการช่วยปฏิบัติงานในหน้าที่ตามความจำเป็น
Appointing subcommittees to support operations as necessary.

03 คณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน
Energy Conservation Promotion Fund Committee

คณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (กทอ.) เป็นคณะกรรมการภายใต้พระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 และแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2550 มีอำนาจหน้าที่ ดังนี้
The Energy Conservation Promotion Fund Committee (ENCON Fund) is a committee under the Energy Conservation Promotion Act 1992 and Amendments (No. 2) 2007 that has the powers and duties as follows;

01 เสนอแนะแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนตามวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ในมาตราที่ 25 ต่อ กพช.
Recommending criteria, terms, and priorities for fund-spending in accordance with Article 25 to NEPC.

02 พิจารณาจัดสรรเงินทุนกองทุนเพื่อใช้ตามวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ในมาตรา 25 ตามแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญที่ กพช. กำหนดตามมาตรา 4 (4)
Allocating the funds for the purposes set out under Article 25 in line with the criteria, terms, and priorities set by NEPC under Article 4 (4).

03 กำหนดระเบียบเกี่ยวกับหลักเกณฑ์และวิธีการขอจัดสรร ขอเงินช่วยเหลือหรือขอเงินอุดหนุนจากกองทุน
Setting rules and procedures for requesting allocation, subsidies or grants from the fund.

04 เสนออัตราการส่งเงินเข้ากองทุนสำหรับน้ำมันเชื้อเพลิงต่อ กพช.
Proposing to NEPC rates of contribution to the fund from fuel sales.

05 เสนอชนิดของน้ำมันเชื้อเพลิงที่ได้รับยกเว้นไม่ต้องส่งเงินเข้ากองทุนต่อ กพช.
Proposing to NEPC the types of fuel exempted from contribution to the fund.

06 กำหนดอัตราค่าธรรมเนียมพิเศษโดยความเห็นชอบของ กพช.
Setting special tariffs with the approval of NEPC.

07 ยกเว้นค่าธรรมเนียมพิเศษ
Granting special tariffs exemption.

08 พิจารณาอนุมัติคำขอรับการส่งเสริมและช่วยเหลือตามมาตรา 40 (2) ตามแนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไขที่ กพช. กำหนดตามมาตรา 4 (8)
Approving requests for support and assistance under Article 40 (2) in line with NEPC's criteria and terms under Article 4 (8).

09 กำหนดระเบียบเกี่ยวกับหลักเกณฑ์และวิธีการขอรับการส่งเสริมและการช่วยเหลือตามมาตรา 41
Devising criteria and procedures for filing requests for support and assistance under Article 41.

10 ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กำหนดไว้ในพระราชบัญญัตินี้
Performing any other acts as prescribed in this Act.

ภาพรวมการประชุมของคณะกรรมการด้านพลังงาน ปี 2563

Energy Committee Meeting Overview in 2020

Jan

01 การเสนอชื่อบุคคลเพื่อรับการคัดเลือกเป็นกรรมการสรรหากรรมการภาคประชาสังคมของกระทรวงพลังงาน
Nomination of individuals to be appointed as selection committee for civil society organization of the Ministry of Energy.

Feb

02 แนวทางการส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซล
Approach for promoting biodiesel usage.

Mar

01 โครงการทดสอบนวัตกรรมที่นำเทคโนโลยีมาสนับสนุนการให้บริการด้านพลังงาน
Feasibility study on innovation projects that brings technology to support the Energy Regulatory Commission Sandbox program.

02 การปรับปรุงโครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
Amendment of fuel price structure.

03 มาตรการบรรเทาผลกระทบของประชาชน และภาคธุรกิจจากการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19)
Relief measurement for individual and business sectors during the outbreak of Coronavirus infectious disease 2019 (COVID-19).

Apr

04 การทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว
Revision of the liquefied petroleum gas price determination.

05 การให้ความช่วยเหลือราคาขายปลีก NGV สำหรับรถโดยสารสาธารณะและรถทั่วไป
Determination of the NGV retail selling price structure and guidance on public transportation vehicles subsidy.

May

06 มาตรการช่วยเหลือกลุ่มรถโดยสารสาธารณะเพื่อบรรเทาผลกระทบจาก COVID-19
Relief measurement for public transportation vehicles to mitigate the impacts of COVID-19 pandemic.

Jun

01 การทบทวนหลักเกณฑ์การคำนวณราคาไบโอดีเซลเพื่อใช้ผสมเป็นน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว
Revision of biodiesel pricing criteria to formulate high-speed diesel.

Jul

02 การปรับปรุงโครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิง
Amendment of fuel price structure.

03 การทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว
Revision of the liquefied petroleum gas price determination.

Aug

04 การกำหนดโครงสร้างราคาขายปลีก NGV และแนวทางการช่วยเหลือรถโดยสารสาธารณะ
Determination of the NGV retail selling price structure and guidance on public transportation vehicles subsidy.

05 แนวทางการดำเนินการกับกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ระบบ Cogeneration
Approach on the SPPs who use cogeneration system.

Sep

01 แนวทางการส่งเสริมโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก
Approach on the encouragement of community power plant constructions to support grassroots economy.

Oct

02 แนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2
Approach for promoting natural gas business competitiveness, phase 2.

03 แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลวของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ระหว่างปี พ.ศ. 2564 – 2566 (3 ปี)
Three-year procurement plan for liquefied natural gas by Electricity Generating Authority of Thailand during 2021-2023.

Nov

04 แนวทางการช่วยเหลือราคาขายปลีก NGV รถโดยสารสาธารณะ
Approach on NGV retail selling price subsidy scheme for public transportation vehicles.

05 แนวทางการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศจากผลกระทบการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19
Approach on the national reserve margin management as the impact of COVID-19 pandemic.

Dec

01 การทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว
Revision of the liquefied petroleum gas price determination.

02 แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา
Approach on promoting power generation from rooftop solar panels.

---

01 ร่างแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561 - 2580
Draft of the Alternative Energy Development Plan 2018 - 2037 (AEDP2018).

02 ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 Thailand Power Development Plan 2018 - 2037 Revisionl Draft of the (PDP2018 Rev.1).

03 ร่างแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2561 - 2580
Draft of the Energy Efficiency Plan 2018-2037 (EEP2018).

04 ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580
Draft of the Gas Plan 2018-2037.

05 แนวทางการส่งเสริมพื้นที่ติดตั้งสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า
Guidelines for promoting the installation area of EV charging station mapping.

06 การศึกษาอัตราค่าไฟฟ้าและการจัดการระบบจำหน่ายไฟฟ้าสำหรับสถานีอัดประจุไฟฟ้าของยานยนต์ไฟฟ้า
Study on electricity tariffs and the appropriate power distribution system management for electric vehicle charging stations.

07 โครงการทดสอบนวัตกรรมที่นำเทคโนโลยีมาสนับสนุนการให้บริการด้านพลังงาน
Feasibility study on using innovative technologies to support energy services.

08 แผนรองรับวิกฤตการณ์ด้านน้ำมันเชื้อเพลิงและแผนยุทธศาสตร์กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง
Fuel crisis response plan and Oil Fuel Fund strategic plan.

09 การกำหนดอัตราส่งเงินเข้ากองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน
Determination of the contribution ratio for Energy Conservation Promotion Fund.

10 ขอปรับปรุงหลักการและรายละเอียดโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก
Amendment of the principles and details of the community power plant project for grassroots economy.

---

01 หลักเกณฑ์การคำนวณราคา ณ โรงกลั่นของน้ำมันกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว
Criteria for calculation of ex-refinery price for high-speed diesel.

02 การทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว
Revision of the liquefied petroleum gas price determination.

03 ข้อเสนอเชิงนโยบายเพื่อเยียวยาผู้ได้รับการคัดเลือกโครงการ SPP Hybrid Firm
Policy proposal to subsidize SPP Hybrid Firm bidding winners.

04 แนวทางการบริหารจัดการการส่งออกก๊าซปิโตรเลียมเหลว
Administrative approach guidance for liquefied petroleum gas exports.

05 แนวทางการลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานสำหรับประชาชน
Approach on the energy expense subsidy for individuals.

---

01 แนวทาง หลักเกณฑ์ เงื่อนไข และลำดับความสำคัญของการใช้จ่ายเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ปีงบประมาณ พ.ศ. 2564
Method, criteria, requirement, and priority for disbursement of Energy Conservation Promotion Fund for Fiscal Year 2021

02 แนวทางการส่งเสริมโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก
Approach on the promotion of community power plant project for grassroots economy.

หมายเหตุ: ● กบง. ● กพช.
CEPA NEPC

ส่วนที่ 03
PART

ดัชนีชี้วัดความสมดุลด้านพลังงานของประเทศไทย ปี 2562 และสถานการณ์พลังงาน ปี 2563

Thailand Energy Trilemma Index 2019 and Energy Situation Overview 2020

ดัชนีชี้วัดความสมดุลด้านพลังงานของประเทศไทยปี 2562

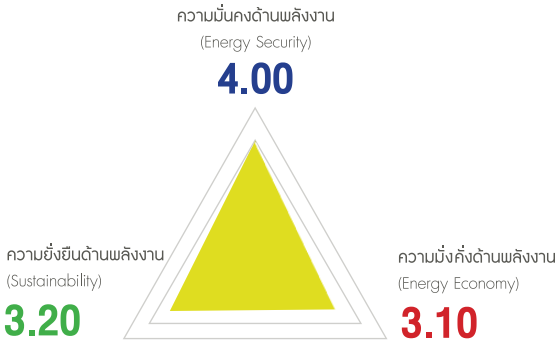
Thailand Energy Trilemma Index 2019

สนพ. ได้มีการนำเครื่องมือการประเมินดัชนีชี้วัดความสมดุลด้านพลังงานของประเทศไทย มาใช้ในการประเมินผลการดำเนินนโยบาย แผน และมาตรการด้านพลังงานที่อนุมัติโดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เพื่อสะท้อนการขับเคลื่อนแผนบูรณาการพลังงานระยะยาว ประกอบด้วย แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ แผนอนุรักษ์พลังงาน แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ และแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง โดยมีเป้าหมายของแผน 3 เป้าหมาย คือ ความมั่นคงด้านพลังงาน ความมั่งคั่งด้านพลังงาน และความยั่งยืนด้านพลังงาน ซึ่งในปี 2562 ประเทศไทยมีผลคะแนนการประเมินในภาพรวม 3.34 คะแนน จาก 5.00 คะแนน

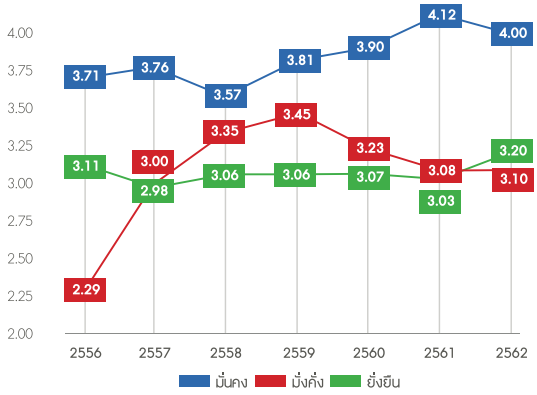
EPPO has employed the Thailand Energy Trilemma Index tool for the performance evaluation of energy policies, plans, and measures approved by the NEPC and CEPA. The assessment reflects the drive of Thailand Integrated Energy Blueprint that consist of PDP, EEP, AEDP, Gas Plan and Oil Plan with three ultimate objectives; energy security, energy economy, and sustainability, whereby in 2019 Thailand achieved an overall assessment score of 3.34 out of 5.00 marks.

สรุปผลการประเมินในแต่ละด้าน ดังนี้

The summary of assessment results from each dimension is described as follows:



ผลการประเมิน TETI ปี 2562
TETI assessment result in 2019



เปรียบเทียบผลการประเมิน TETI ปี 2556 - 2562
TETI assessment result in 2013 - 2019

1. ความมั่นคงด้านพลังงาน มีผลการประเมินที่ระดับคะแนน 4.00 จาก 5.00 คะแนน สูงเป็นอันดับหนึ่ง เมื่อเทียบกับด้านความมั่งคั่งและความยั่งยืน ซึ่งดัชนีชี้วัดความสำเร็จที่ได้คะแนน 5.00 ได้แก่ จำนวนครัวเรือนที่เข้าถึงการใช้ไฟฟ้า ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และความหลากหลายของเชื้อเพลิงที่ใช้ในประเทศ รองลงมาได้คะแนน 4.13 คือ ค่าความสูญเสียพลังงานของโครงข่ายระบบสายส่งและสายจำหน่ายไฟฟ้า แต่มีดัชนีชี้วัดความสำเร็จที่ควรปรับปรุง ได้แก่ ความหลากหลายของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนการนำเข้าพลังงานขั้นต้น ได้คะแนน 3.31 และ 2.33 ตามลำดับ โดยควรมีการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทดแทนที่สามารถผลิตได้ภายในประเทศ เพื่อลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ และช่วยเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนตามแผน PDP และแผน AEDP รวมทั้งรณรงค์สร้างความรู้ความเข้าใจให้ประชาชนใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพตามแผน EEP

1. Energy Security the evaluation score is 4.00 out of 5.00 marks, which ranked first when compared with Energy Economy and Energy Sustainability scores. The success indicators that achieved 5.00 marks are access-of-electricity, reserve power generating capacity, and diversity of primary fuel supply; followed by a 4.13 mark on power transmission and distribution losses; whereby success indicators that need improvement are diversity of electrity generation and energy import that earned 3.31 marks and 2.33 marks, respectively. Therefore, the use of domestically generated alternative energy should be encouraged to reduce energy imports and increase the utilization of renewable energy in accordance with the PDP and the AEDP as well as promote public awareness on efficient energy consumption under the directions stipulated in the EEP.

ดัชนีชี้วัดความสำเร็จด้านความมั่นคงด้านพลังงาน

Key Performance Indicators for Energy Security

จำนวนครัวเรือนที่เข้าถึงการใช้ไฟฟ้า (Access-to-Electricity) 5.00

ค่าความสูญเสียพลังงานของโครงข่ายระบบสายส่งและสายจำหน่ายไฟฟ้า (Electric Power Transmission and Distribution Losses) 4.13

ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Power Generating Capacity) 5.00

ความหลากหลายของเชื้อเพลิงที่ใช้ในประเทศ (Diversity of Primary Fuel Supply) 5.00

ความหลากหลายของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Diversity of Electricity Generation) 3.31

สัดส่วนการนำเข้าพลังงานขั้นต้น (Energy Import) 2.33

2. ความมั่งคั่งด้านพลังงาน มีผลการประเมินที่ระดับคะแนน 3.10 จาก 5.00 คะแนน โดยมูลค่าเงินอุดหนุนเชื้อเพลิงพลังงานฟอสซิล และมูลค่าเงินอุดหนุนราคาค่าไฟฟ้าจากภาครัฐ ได้คะแนน 5.00 รองลงมาได้คะแนน 4.64 คือ ค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือน แต่มีดัชนีชี้วัดความสำเร็จที่ควรปรับปรุง ได้แก่ มูลค่าการนำเข้าพลังงาน ค่าใช้จ่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของครัวเรือน และราคาไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดใหญ่ ได้คะแนน 2.10 1.02 และ 1.00 ตามลำดับ โดยควรเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนภายในประเทศให้มากขึ้น เพื่อลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศลง รวมทั้งควรส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคครัวเรือน ภาคขนส่ง และภาคอุตสาหกรรม ตามแผน EEP

2. Energy Economy the evaluation score is 3.10 out of 5.00 marks. Full marks were achieved on fossil fuel subsidies and electricity subsidies, followed by a 4.64 marks on household electricity expense. Nevertheless, success indicators where improvement is required are fuel imports, household petroleum expense, and industrial electricity prices with a score of 2.10, 1.02, and 1.00 marks, respectively. Thailand should increase the use of domestic renewable energy to compensate energy import from overseas as well as enhance the effectiveness of energy consumption in residential, transportation, and industrial sectors according to the EEP.

ดัชนีชี้วัดความสำเร็จด้านความมั่งคั่งด้านพลังงาน

Key Performance Indicators for Energy Economy

มูลค่าเงินอุดหนุนเชื้อเพลิงพลังงานฟอสซิล (Fossil fuel subsides) 5.00

มูลค่าเงินอุดหนุนราคาค่าไฟฟ้าจากภาครัฐ (Electricity subsides) 5.00

ค่าใช้จ่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของครัวเรือน (Household Petroleum Expense) 1.02

ค่าใช้จ่ายไฟฟ้าของครัวเรือน (Household Electricity Expense) 4.64

ราคาไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดใหญ่ (Industrial Electricity Prices) 1.00

มูลค่าการนำเข้าพลังงาน (Fuel Imports) 2.10

3. ความยั่งยืนด้านพลังงาน มีผลการประเมินที่ระดับคะแนน 3.20 จาก 5.00 คะแนนโดยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหัวประชากร การปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อการใช้พลังงานขั้นต้น และการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายต่อหัวประชากร ได้คะแนน 4.48 4.23 และ 3.73 ตามลำดับ แต่มีดัชนีชี้วัดความสำเร็จที่ควรปรับปรุง ได้แก่ ความยืดหยุ่นของระบบพลังงานเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียน ประสิทธิภาพการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย และสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนที่ผลิตได้ภายในประเทศ ได้คะแนน 3.05 2.20 และ 2.19 ตามลำดับ ซึ่งประเทศไทยควรผลักดันการดำเนินงานตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศไทย พ.ศ.2558 - 2579 เพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน PDP และแผน AEDP รวมทั้งส่งเสริมให้มีการพัฒนาระบบการกักเก็บพลังงาน เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าในอนาคต

3. Energy Sustainability the evaluation score is 3.20 out of 5.00 marks. CO_2 emission per capita, CO_2 intensity and final energy consumption per capita achieved a score of 4.48, 4.23, and 3.73 marks, respectively. However, according to the assessment results, there are areas that require improvement as follows; flexibility in energy system to support renewable energy, final energy Intensity, and share of renewable energy with a score of 3.05, 2.20, and 2.19 marks, respectively. Thailand should push forward the implementation of Thailand Smart Grid Development Master Plan 2015-2036 to lodge an increment in power generated by renewable sources according to the PDP and AEDP in power addition to the encouragement of Energy Storage System (ESS) to accommodate power generation using renewable energy and the adoption of Electric Vehicles (EV) in the future.

ดัชนีชี้วัดความสำเร็จด้านความยั่งยืนด้านพลังงาน

Key Performance Indicators for Energy Sustainability

ประสิทธิภาพการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (Final Energy Intensity) 2.20

การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายต่อหัวประชากร (Final Energy Consumption per Capita) 3.73

สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนที่ผลิตได้ภายในประเทศ (Share of Renewable Energy) 2.19

ความยืดหยุ่นของระบบพลังงานเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียน (Flexibility in Energy System to Support Renewable Energy) 3.05

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อการใช้พลังงานขั้นต้น (CO_2 intensity) 4.23

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหัวประชากร (CO_2 Emission per Capita) 4.48

สถานการณ์พลังงานปี 2563

Energy Situation Overview 2020

สถานการณ์พลังงานปี 2563 โดยภาพรวมการใช้พลังงานขั้นต้นลดลง 4.9% เมื่อเทียบกับปีก่อน สอดคล้องกับอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของไทย (GDP) ที่สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) รายงานว่าทั้งปีลดลง 6.1% โดยมูลค่าการส่งออกสินค้าปรับตัวลดลง 6.6% การบริโภคภาคเอกชน และการลงทุนรวมปรับตัวลดลง 1.0% และ 4.8% ตามลำดับ อัตราเงินเฟ้อทั่วไปเฉลี่ยอยู่ที่ -0.8% และดุลบัญชีเดินสะพัดเกินดุล 3.3% ของ GDP ทั้งนี้ปัจจัยข้างต้นส่งผลต่อสถานการณ์พลังงานไทยในปี 2563 ดังนี้

การใช้พลังงานขั้นต้น ลดลง 4.9% จากการใช้น้ำมันที่ลดลง 11.8% ก๊าซธรรมชาติลดลง 6.3% เนื่องจากผลกระทบจากการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ส่งผลให้ความต้องการใช้พลังงานลดลง และเศรษฐกิจภายในประเทศชะลอตัว ในขณะที่ถ่านหิน/ลิกไนต์เพิ่มขึ้น 6.4% พลังงานทดแทนมีการใช้เพิ่มขึ้น 0.4% และไฟฟ้านำเข้ามีการใช้เพิ่มขึ้น 6.7% เนื่องจากปลายปี 2562 มีโรงไฟฟ้าพลังน้ำของประเทศลาวเริ่มจ่ายเข้าระบบจำนวน 3 โรง ได้แก่ โรงไฟฟ้าเซเปียน (354 MW) โรงไฟฟ้าน้ำเงี้ยบ (269 MW) และโรงไฟฟ้าไซยะบุรี (1,220 MW)

The overall primary energy consumption had declined by 4.9% when compared to the year earlier. This was aligned with the 6.1% annualized decline in GDP reported by the Office of the National Economic and Social Development Council (NESDC). The value of merchandise export felt by 6.6%, private consumption and investment dropped 1.0% and 4.8%, respectively. The average headline inflation was marked at -0.8% while current account surplus in terms of GDP was at 3.3%. These factors influenced the Thai energy situation in 2020 as follows:

Primary Energy Consumption was declined by 4.9% as oil consumption contracted 11.8% and natural gas consumption dropped 6.3% due to the spread of COVID-19 which reduced energy consumption and decelerated domestic economy. The use of coal/lignite rose by 6.4% and renewable energy climbed by 0.4% while electricity import was grown by 6.7% as three hydroelectric stations in Laos started their power supply to the grid, namely XePian (354 MW), Nam Ngiep (269 MW), and Xayaburi (1,220 MW) in late 2019.

การใช้พลังงานขั้นต้น • Primary Energy Consumption

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน Unit: Thousand barrels of crude oil equivalent per day

น้ำมัน	ก๊าซธรรมชาติ	ถ่านหิน/ลิกไนต์	พลังงานทดแทน	พลังน้ำ /ไฟฟ้านำเข้า
↓ 745	↓ 844	↑ 364	↑ 523	↑ 58
Oil	Natural Gas	Coal/Lignite	Renewable Energy	Hydroelectricity/Imported Electricity

สถานการณ์พลังงานแต่ละชนิด • Energy Situation by Product Type

น้ำมันสำเร็จรูป • Refined Products

การใช้น้ำมันสำเร็จรูปอยู่ที่ระดับ 127.3 ล้านลิตรต่อวัน ลดลง 11.5% สาเหตุหลักเกิดจากผลกระทบของการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ส่งผลให้การเดินทางลดลงในช่วงปลายเดือนมีนาคมถึงสิ้นเดือนมิถุนายน จากมาตรการล็อกดาวน์และการทำงานจากที่บ้าน ช่วงไตรมาสที่ 3 การใช้น้ำมันกลับมาเพิ่มขึ้นเนื่องจากการผ่อนคลายล็อกดาวน์ การเพิ่มวันหยุดยาว การส่งเสริมท่องเที่ยวไทย และการยกเลิกการทำงานจากที่บ้าน โดยมีรายละเอียดการใช้น้ำมันแต่ละชนิด ดังนี้

• **น้ำมันดีเซล** ปริมาณการใช้เฉลี่ยอยู่ที่ 65.5 ล้านลิตรต่อวัน ลดลง 2.7% จากปีก่อน ส่วนหนึ่งเป็นผลจากการใช้ในการขนส่งผลผลิตทางการเกษตรลดลงจากสถานการณ์ภัยแล้งในช่วงต้นปี ประกอบกับปัญหาน้ำท่วมในหลายพื้นที่ในช่วงเดือนตุลาคมถึงพฤศจิกายน ที่ทำให้การใช้ดีเซลลดลง รวมถึงสถานการณ์การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ส่งผลให้การใช้รถเพื่อเดินทางลดลง โดยเฉพาะรถสาธารณะเนื่องจากรัฐบาลมีมาตรการล็อกดาวน์ และประกาศไม่ให้หยุดช่วงวันสงกรานต์ ทำให้ผู้คนไม่มีการเดินทางสัญจรกลับต่างจังหวัดดังเช่นทุกปีที่ผ่านมา

• **น้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล** ปริมาณการใช้เฉลี่ยอยู่ที่ 31.7 ล้านลิตรต่อวัน ลดลง 1.2% จากปีก่อน หรือลดลงประมาณ 0.5 ล้านลิตรต่อวัน ทั้งนี้ ปัจจัยหลักมาจากผลกระทบของการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ที่ส่งผลให้ประเทศไทยต้องประกาศ พ.ร.ก.สถานการณ์ฉุกเฉิน ตั้งแต่วันที่ 26 มีนาคม 2563 เพื่อควบคุมการแพร่ระบาด โดยภาครัฐได้ออกมาตรการที่มีการเว้นระยะห่างทางสังคม การทำงานจากที่บ้าน และลดการเดินทางข้ามจังหวัด ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเบนซินลดลง

• **น้ำมันเครื่องบิน** ปริมาณการใช้เฉลี่ยอยู่ที่ 7.5 ล้านลิตรต่อวัน ลดลง 61.6% จากปีก่อน เนื่องด้วยสถานการณ์การระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ส่งผลกระทบต่ออุตสาหกรรมการบินอย่างมาก อีกทั้งสายการบินประกาศหยุดให้บริการเส้นทางบินระหว่างประเทศตั้งแต่ช่วงกลางเดือนมีนาคม 2563 รวมถึงสำนักงานการบินพลเรือนแห่งประเทศไทย (กพท.) ได้ประกาศห้ามอากาศยานทำการบินเข้าสู่ประเทศไทยเป็นการชั่วคราว ตั้งแต่วันที่ 7 เมษายน เป็นต้นไป เพื่อควบคุมการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 จึงส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเครื่องบินลดลงอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม รัฐบาลมีนโยบายการกระตุ้นเศรษฐกิจช่วงปลายปีโดยส่งเสริมการท่องเที่ยวภายในประเทศในโครงการเราเที่ยวด้วยกัน ซึ่งมาตรการนี้เริ่มขึ้นในเดือนกันยายน รัฐบาลได้สนับสนุนค่าเดินทางโดยเครื่องบิน 40% ทำให้การบินในประเทศเพิ่มขึ้นในช่วงปลายปี

• **น้ำมันเตา** ปริมาณการใช้เฉลี่ยอยู่ที่ 4.8 ล้านลิตรต่อวัน ลดลง 10.9% จากภาคขนส่งและอุตสาหกรรม

The consumption of refined products totaled at 127.3 million liters per day, declined by 11.5% due to the spread of COVID-19 thereby reducing the volume of transportation especially during late March to end of June where the lockdown and work from home measurement were imposed. Consumption rose in the third quarter from the relaxation of lockdown measurement, the additional public holidays, the promotion of nationwide tourism campaigns, and the cessation of remote working practices. The consumption of each product could be found below:

• **Diesel** The average daily consumption was 65.5 million liters, a decrease of 2.7% on a year-on-year basis. This was partially due to the reduction of agricultural products transportation resulting from the drought around the beginning of the year, and floods in numerous areas around October to November, thereby reducing diesel consumption. Additionally, the COVID-19 pandemic reduced land transportations especially the public ones as the government imposed lockdown measurement, as well as the cancellation of Songkran holidays that halted people from travelling back to their domiciles unlike previous years.

• **Gasoline and Gasohol** The average daily consumption was 31.7 million liters, a decrease of 1.2% on a year-on-year basis,which roughly translated to 0.5 million liters per day. The main contributing factor was the COVID-19 pandemic where the Thai government has announced Emergency Decree on 26 March 2020 to control the spread. The government has also introduce measurements such as social distancing, work-from-home, and reduction of inter-provincial travelling. Therefore, the demand for this fuel category was subsided as a result.

• **Jet Fuel** The average daily consumption was 7.5 million liters, a decrease of 61.6% on a year-on-year basis. The spread of COVID-19 brought a massive disruption to the aviation industry. Number of airlines started to halt their international flight operations since the middle of March 2020. Moreover, the Civil Aviation Authority of Thailand (CAAT) barred incoming aircrafts from entering the Kingdom of Thailand from 7 April onwards to control the spread of COVID-19. As a result, the demand for jet fuel went into continuous decline. However, the government has promoted domestic tourism under the “Rao Tiew Duay Kun” scheme starting in September as part of the year-end economic stimulus effort by subsidized 40% of passenger fares that brought back demands for domestic air travelling.

• **Fuel Oil** The average daily consumption was 4.8 million liters, a decrease of 10.9% on a year-on-year basis from the reduction of activities involved in transportation and industrial sectors.

การใช้น้ำมันสำเร็จรูป • Refined Product Consumption

หน่วย: ล้านลิตรต่อวัน Unit: Million liters per day

↓31.7	↓65.5	↓7.5	↓4.8	↓17.7
เบนซินและแก๊ซโซฮอล Gasoline and Gasohol	ดีเซล Diesel	เครื่องบิน Jet Fuel*	น้ำมันเตา Fuel Oil	LPG**

หมายเหตุ *น้ำมันเครื่องบินและน้ำมันก๊าด **ไม่รวมการใช้ LPG ที่ใช้เป็น Feed stocks ในปิโตรเคมี

Remark *including Jet Fuel and Kerosene **excluding the use of LPG as petrochemical feedstocks

LPG โพรเพน และบิวเทน • LPG, Propane, and Butane

การใช้อยู่ที่ระดับ 5,740 พันตัน ลดลงจากปีก่อน 12.5% โดยการใช้ลดลงเกือบทุกสาขาเศรษฐกิจที่สำคัญเนื่องจากผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 โดยการใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งมีสัดส่วนการใช้สูงสุดคิดเป็น 39% มีการใช้ลดลง 17.2% ภาคครัวเรือนมีสัดส่วน 35% มีการใช้ลดลง 4.4% ภาคขนส่งคิดเป็น 13% การใช้ลดลง 26.4% จากการปรับลดลงของราคาขายปลีกน้ำมันส่งผลให้ผู้ใช้รถยนต์ LPG บางส่วนหันมาใช้น้ำมันทดแทน ประกอบกับปริมาณรถยนต์ LPG ที่มีแนวโน้มลดลง ภาคอุตสาหกรรมคิดเป็น 11% มีการใช้ลดลง 7.3% จากการใช้ในอุตสาหกรรมที่ลดลงตามการชะลอตัวของเศรษฐกิจ ในขณะที่การใช้เอง ซึ่งมีสัดส่วน 2% มีการใช้เพิ่มขึ้น

The consumption was declined by 12.5% from a year earlier to 5,740 kilotons. The demand from almost all major economic sectors was deteriorated because of the spread of COVID-19.The use of LPG as petrochemical feedstocks was accounted for 39% of total consumption but was down 17.2% in terms of volume. Household sector attributed for 35% of total consumption, registered a decline of 4.4%. Transportation sector was composed of 13% of all consumptions as volume dropped 26.4% due to the reduction in retail fuel price, as a result, some LPG-vehicle drivers changed the source of energy to petrol. Additionally, the number of LPG-powered vehicles was also reducing. Industrial sector was accounted for 11%, a 7.3% shrank due to the broad economic slowdown. Internal consumption was accounted for 2% increment in usage.

การใช้ LPG โพรเพน และบิวเทน • LPG, Propane, and Butane Consumption

หน่วย: พันตัน Unit: Thousand tons

↓2,033	↓612	↓752	↓2,230	↑113
ครัวเรือน Household	อุตสาหกรรม Industrial	รถยนต์ Transportation	ปิโตรเคมี Petrochemical	ใช้เอง Internal

ก๊าซธรรมชาติ • Natural Gas

มีปริมาณการใช้อยู่ที่ระดับ 4,368 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ลดลง 8.0% โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติลดลงในทุกสาขาเศรษฐกิจ ทั้งการใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีลดลง 10.2% การใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าลดลง 6.7% การใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมลดลง 4.6% ตามภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัว และการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ลดลง 28.1% จากผู้ใช้รถยนต์ NGV บางส่วนหันมาใช้น้ำมันทดแทน เนื่องจากราคาอยู่ในระดับไม่สูงมากนัก อีกทั้งผลกระทบจากการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ทำให้การใช้ NGV ในการเดินทางลดลง

The consumption of natural gas tallied at 4,368 million standard cubic feet per day, an 8.0% contraction with the reduction of natural gas consumption came from all branches of the economy. Furthermore, the demand from petrochemical sector downed 10.2%, the demand for power generation dropped 6.7%, the demand from industrial plants felt 4.6% also as a result of economic recession, the demand for vehicle use registered 28.1% dropped as part of NGV motorists converted back to fuel oil since it became more affordable. In addition, the use of NGV in travelling has reduced as a result of the spread of COVID-19.

การใช้ก๊าซธรรมชาติรายสาขา • Natural Gas Consumption by Sector

หน่วย: ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน • Unit: Million cubic feet per day

↓2,598	↓722	↓909	↓139
ผลิตไฟฟ้า Power Generation	อุตสาหกรรม Industrial	ปิโตรเคมี Petrochemical	รถยนต์ Transportation

ลิกไนต์/ถ่านหิน • Lignite and Coal

การใช้อยู่ที่ระดับ 18,244 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้น 6.9% โดยเป็นการเพิ่มขึ้นจากการใช้ถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม

• **ลิกไนต์** การใช้อยู่ที่ 3,367 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลง 4.5% โดย 97% ของปริมาณการใช้ลิกไนต์ เป็นการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าแม่เมาะของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ลดลง 3.2% ตามปริมาณการผลิตลิกไนต์ของเหมืองในประเทศที่ลดลง ส่วนที่เหลือ 3% นำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรม อาทิ อุตสาหกรรมการผลิตปูนซีเมนต์ในกระบวนการผลิตปูน และอุตสาหกรรมกระดาษ เป็นต้น โดยการใช้ลิกไนต์ในภาคอุตสาหกรรมลดลง 36.8%

• **ถ่านหินนำเข้า** การใช้อยู่ที่ 14,877 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้น 9.9% จากการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ IPP รวมทั้งการใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น

The consumption in 2020 was 18,244 Thousand tons of crude oil equivalent, a 6.9% increase from the use of coal in industrial sector.

• **Lignite** The consumption in 2020 was 3,367 Thousand tons of crude oil equivalent or a 4.5% decline. As much as 97% of lignite consumption took place for power generation at EGAT's Mae Moh Power Plant, albeit after taking into account a 3.2% reduction because of lower domestic lignite production. The remaining 3% of the consumption was used in the industrial sector such as clinker process in cement production and paper production. Industrial lignite consumption volume diminished by 36.8%.

• **Imported Coal** The Consumption in 2020 was 14,877 Thousand tons of crude oil equivalent, a 9.9% increase, due to the power generation usage of IPP, including an increment from industrial sector consumption.

การใช้ลิกไนต์/ถ่านหิน • Lignite and Coal Consumption

หน่วย: พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ Unit: Thousand ton of crude oil equivalent (KTOE)

↓18,244
ความต้องการใช้
Demand

↓3,367
การใช้ลิกไนต์
Lignite Consumption

↓14,877
การใช้ถ่านหิน
Coal Consumption

↓3,278
ผลิตกระแสไฟฟ้า
Power Generation

↑5,286
ผลิตกระแสไฟฟ้า
Power Generation

↓89
อุตสาหกรรม
Industrial

↑9,591
อุตสาหกรรม
Industrial

ไฟฟ้า • Electricity

• **ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด** ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้นเมื่อวันที่ 13 มีนาคม 2563 เวลา 14.14 น. อยู่ที่ระดับ 30,342 MW ลดลง 6.0% เมื่อเทียบกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในระบบ 3 การไฟฟ้าของปีก่อน

• **การใช้ไฟฟ้า** อยู่ที่ 187,047 ล้านหน่วย ลดลง 3.1% จากปีก่อน ซึ่งลดลงในเกือบทุกสาขาโดยเฉพาะสาขาอุตสาหกรรม ธุรกิจ และภาคการท่องเที่ยว เนื่องจากปัญหาการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ได้ส่งผลกระทบต่อภาวะเศรษฐกิจทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดยกลุ่มธุรกิจหลักที่มีการใช้ไฟฟ้าลดลงอย่างชัดเจน เนื่องจากมาตรการล็อกดาวน์ ได้แก่ โรงแรม ห้างสรรพสินค้า ภัตตาคารและไนต์คลับ อย่างไรก็ตาม ในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2563 ภาคครัวเรือนมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นค่อนข้างสูงมาก เนื่องจากอุณหภูมิที่สูงขึ้นเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา ประกอบกับมาตรการอยู่บ้าน หยุดเชื้อเพื่อชาติ และมาตรการทำงานจากที่บ้าน สำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับสูบน้ำเพื่อการเกษตรมีการใช้ลดลง

• **ค่าเอฟที** ในปี 2563 ช่วงเดือนกันยายน – ธันวาคม 2563 อยู่ที่อัตรา -12.43 สตางค์ต่อหน่วย ปรับลดลง 0.83 สตางค์ต่อหน่วย จากรอบเดือนมกราคม – สิงหาคม 2563 ซึ่งอยู่ที่อัตรา -11.60 สตางค์ต่อหน่วย ส่วนในปี 2564 ช่วงเดือนมกราคม – เมษายน 2564 ค่าเอฟทีลดลงมาอยู่ที่อัตรา -15.32 สตางค์ต่อหน่วย

• **Peak Electricity Demand** The peak electricity demand was registered on 13 March 2020 at 2.14 pm at 30,342 MW. This was 6.0% less than the forecasted peak electricity demand from all three electricity agencies made on the year earlier.

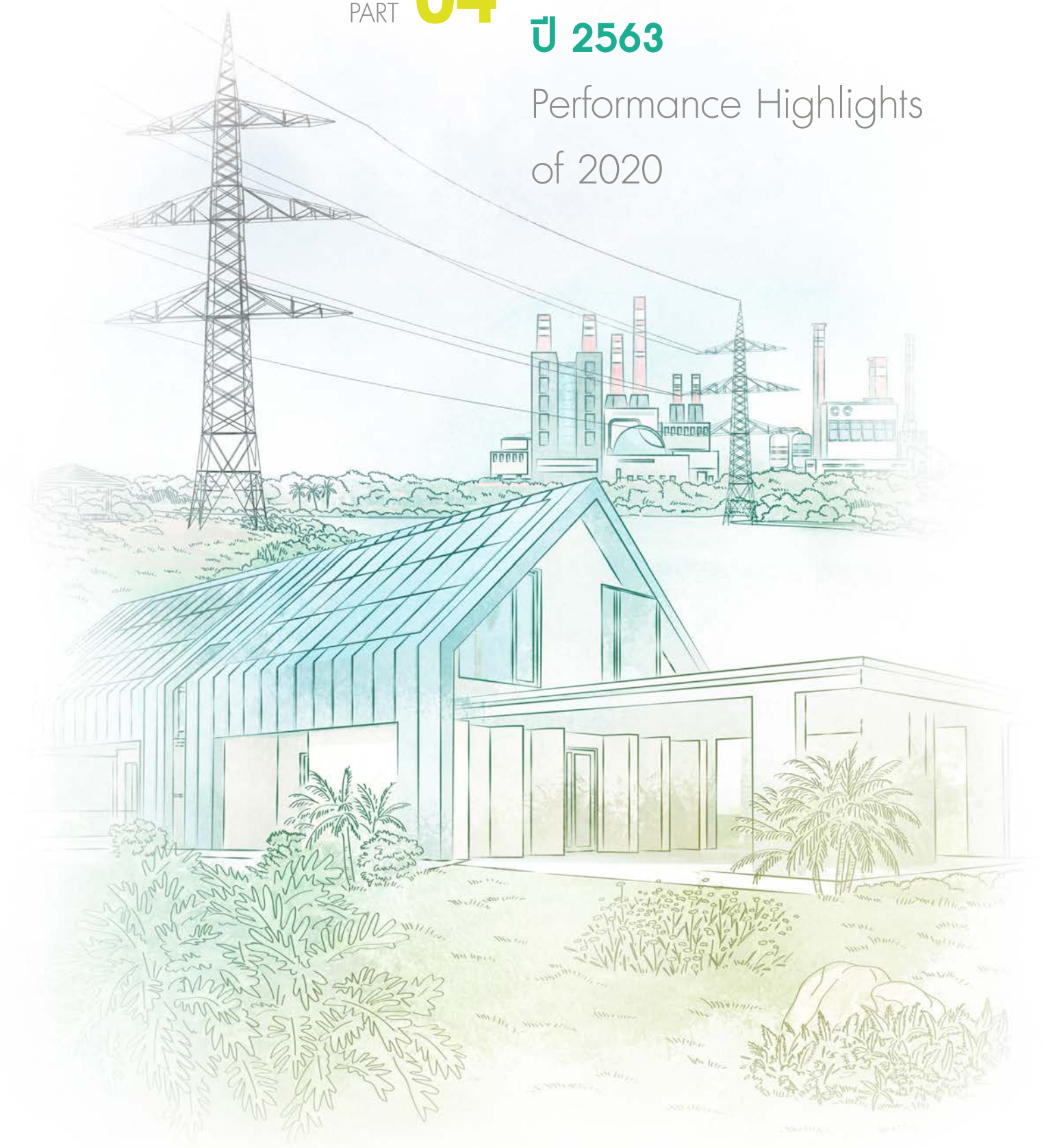
• **Electricity Consumption** The total consumption in the year 2020 was at 187,047 million units, a drop of 3.1% from the year earlier. The reduction was seen in almost all sectors especially industrial sector and business sector because of the spread of COVID-19 that has made tremendous impact to both domestic and international economic conditions, and also the tourism sector. Major business groups that consumed much less electricity as a result of lockdown measurement are hotels, department stores, restaurants, and nightclubs. Nevertheless, the household electricity demand has risen sharply due to higher temperature as well as the encouragement of stay-at-home, stop infection for the nation and work from home practices. The demand from agricultural irrigation was also seen lower.

• **Ft Charge** was stipulated at -12.43 satang per unit during September 2020 and December 2020, a reduction of 0.83 satang per unit when compared to the period between January 2020 and August 2020 where it was at -11.60 satang per unit. The Ft charge during January 2021 and April 2021 was further reduced to -15.32 satang per unit.

ส่วนที่ PART 04

ผลการดำเนินงานที่สำคัญ ปี 2563

Performance Highlights of 2020



แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1)

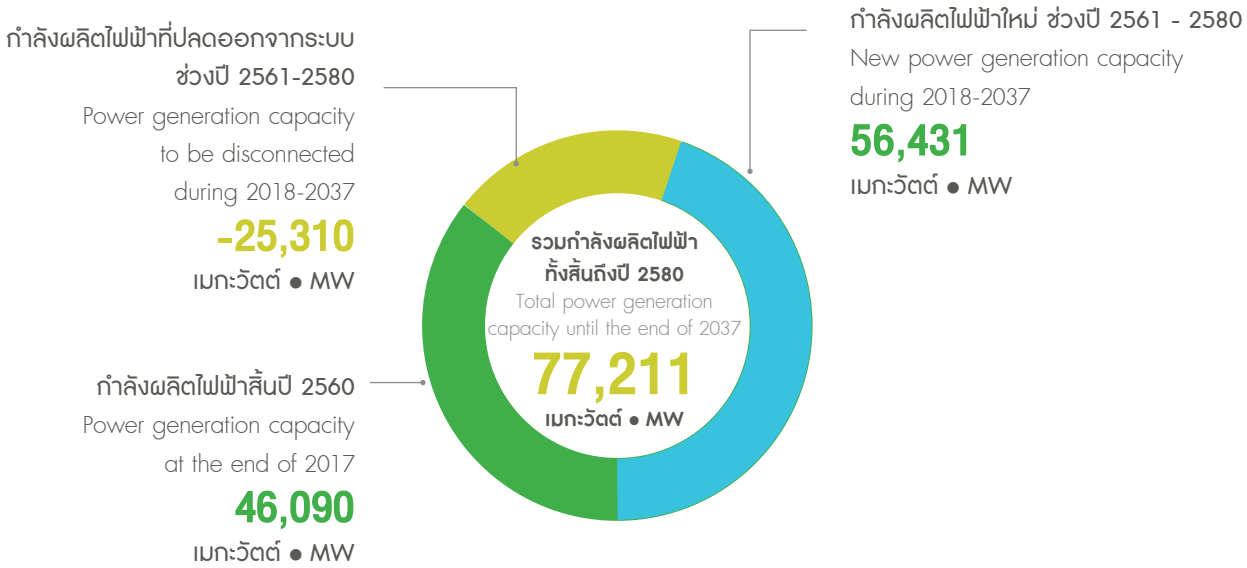
Power Development Plan 2018-2037 Revision1 (PDP 2018 Rev.1)

กพช.เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2563 และ ครม. เมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2563 ให้ความเห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1) เพื่อปรับเป้าหมายและแผนการจ่ายไฟฟ้าของโรงงานพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับนโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก รวมถึงมีการปรับแผนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบและแผนการปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบของโรงไฟฟ้าหลักประเภทเชื้อเพลิงฟอสซิลบางโรงให้มีความเหมาะสมมากขึ้น ซึ่งยังคงใช้หลักการและสมมติฐานเดิมตามแผน PDP2018 โดยสรุปสาระสำคัญของแผน PDP2018 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ได้ดังนี้

PDP2018 Rev.1 has been approved by the NEPC on 19 March 2020 and subsequently by the Cabinet on 20 October 2020. The plan aims to adjust targets and electricity distribution plans for renewable energy power plants to align with community power plant policies to support grassroots economy, as well as the amendment of connection and disconnection schedules for several fossil-fuel power plants to become more appropriate while frameworks and assumption shall be inherited from the PDP2018. The summary of PDP2018 Rev.1 can be found below:

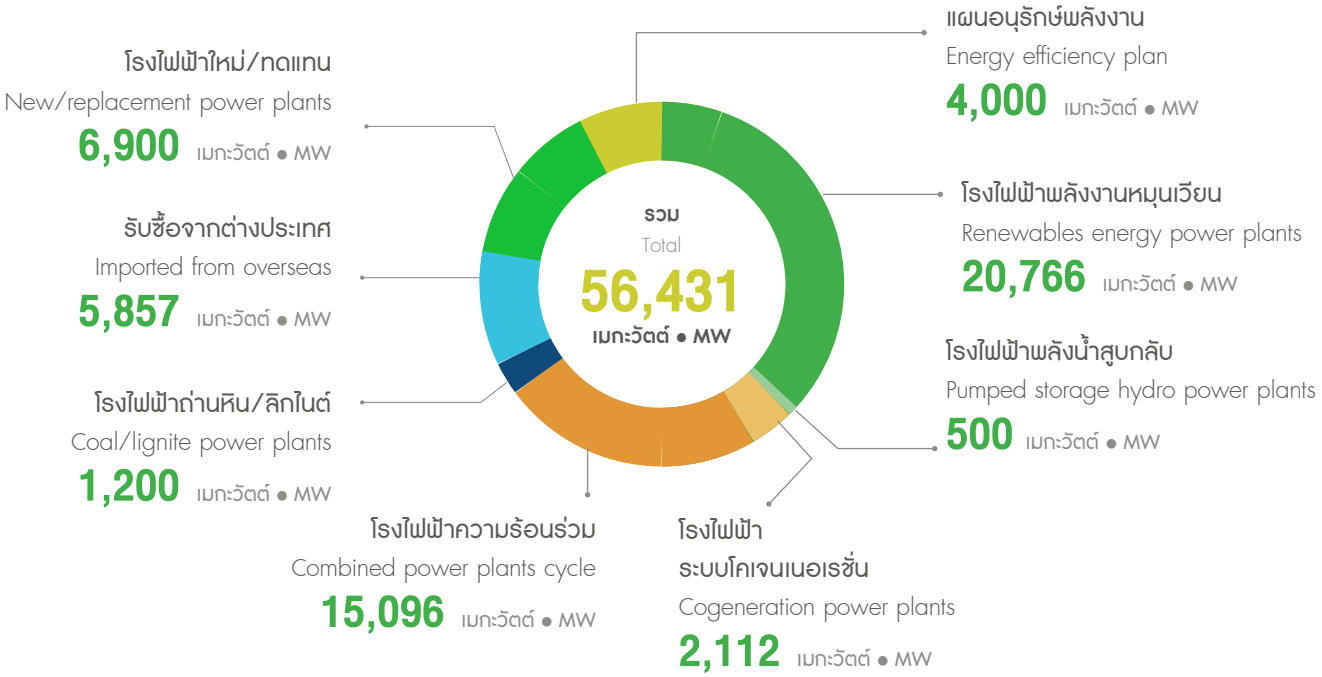
1. ภาพรวมของกำลังการผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2561 - 2580 มีดังนี้

Overview of power generation capacity in 2018 - 2037



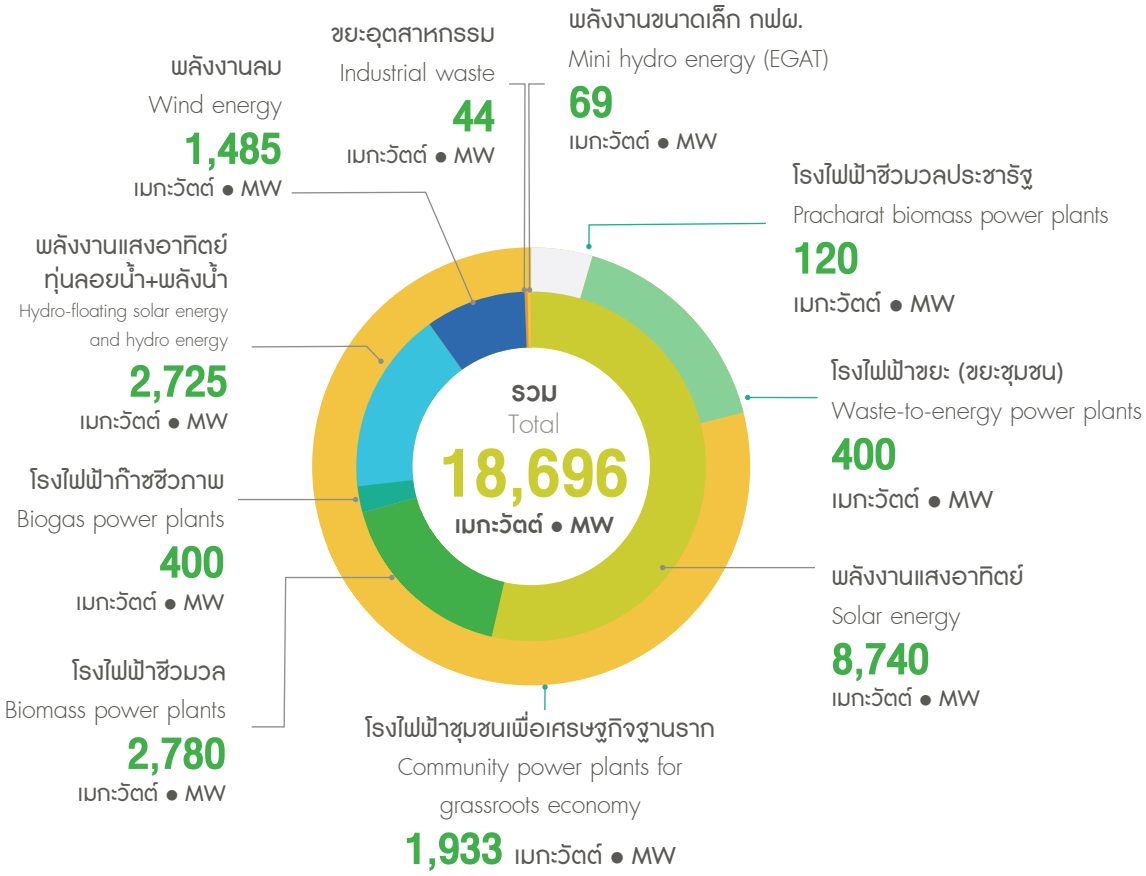
2. กำลังผลิตโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี พ.ศ. 2561 - 2580 แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า

New power generation capacity for 2018 - 2037 classified by power plant types



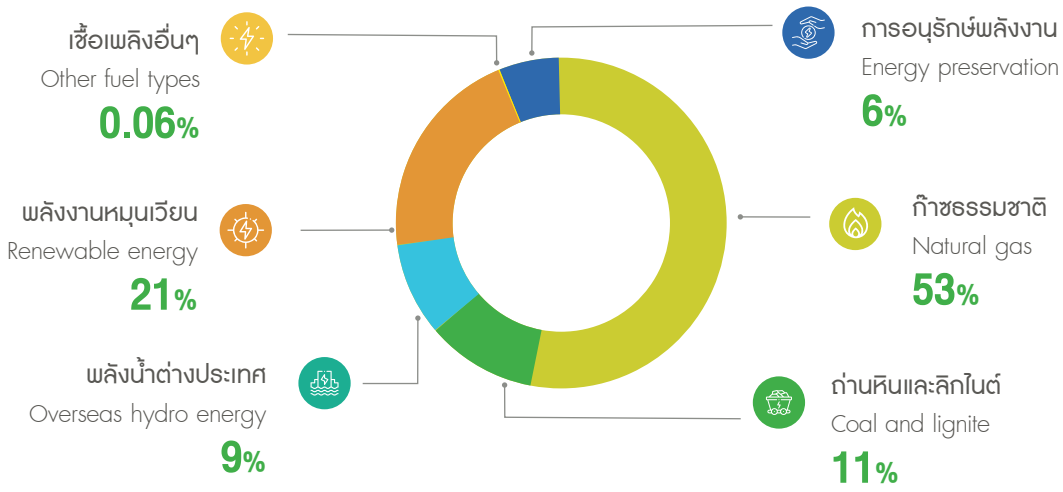
3. โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ตามแผน AEDP ในช่วงปี 2561 - 2580

The new renewable energy power plant according to AEDP in 2018 - 2037



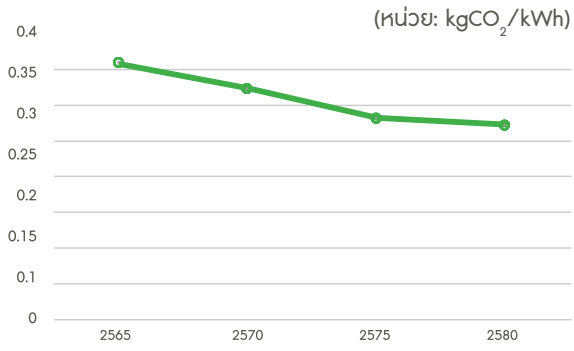
4. สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามประเภทเชื้อเพลิง

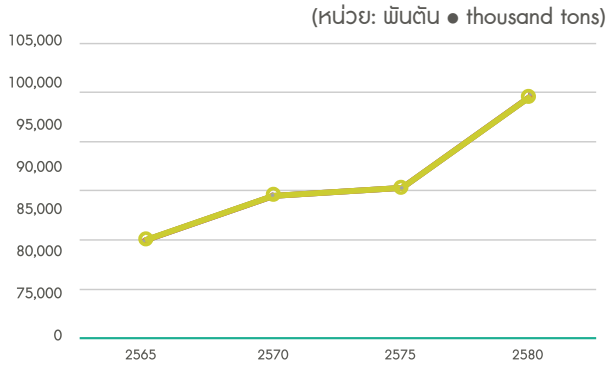
Proportion of power generation capacity by types of fuel



5. การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)

Carbon dioxide (CO_2) emission





การปรับปรุงโครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

Amendment of Fuel Price Structure

กบง. เมื่อวันที่ 15 มิถุนายน 2563 มีมติเห็นชอบการปรับปรุงหลักเกณฑ์การคำนวณราคา ณ โรงกลั่นน้ำมันเชื้อเพลิง และการคำนวณค่าการตลาดน้ำมันเชื้อเพลิง โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 17 มิถุนายน 2563 เป็นต้นไปดังนี้

On 15 June 2020, CEPA has agreed to amend the calculation of ex-refinery price and marketing margin. The new calculation has become effective since 17 June 2020 according to the following details:

1. หลักเกณฑ์การกำหนดราคา ณ โรงกลั่นน้ำมันเชื้อเพลิง
Calculation of Ex-Refinery Price

1.1 น้ำมันแก๊สโซฮอล Gasohol Fuel

น้ำมันแก๊สโซฮอล 95 = $(1-X_1)$ ของ [ราคาเบนซินพื้นฐานชนิดที่ 2 + (Y_1 $/BBL x อัตราแลกเปลี่ยน/ 158.984)] + (X_1) ของราคาเอทานอล

น้ำมันแก๊สโซฮอล 91 = $(1-X_2)$ ของ [ราคาเบนซินพื้นฐานชนิดที่ 1 + (Y_2 $/BBL x อัตราแลกเปลี่ยน / 158.984)] + (X_2) ของราคาเอทานอล

น้ำมันแก๊สโซฮอล E20 = $(1-X_3)$ ของ [ราคาเบนซินพื้นฐานชนิดที่ 1 + (Y_3 $/BBL x อัตราแลกเปลี่ยน/ 158.984)] + (X_3) ของราคาเอทานอล

น้ำมันแก๊สโซฮอล E85 = $(1-X_4)$ ของราคาเบนซินพื้นฐานชนิดที่ 1 + (X_4) ของราคาเอทานอล

โดยที่

X_1 = ร้อยละโดยปริมาตรเอทานอลแปลงสภาพอัตราต่ำของน้ำมันแก๊สโซฮอล E10 ออกเทน 95 ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน

Y_1 = ส่วนต่างระหว่างมูลค่าน้ำมันองค์ประกอบที่เติมลงในน้ำมันเบนซินพื้นฐานและมูลค่าน้ำมันองค์ประกอบที่นำออกจากน้ำมันเบนซินพื้นฐาน ซึ่งเมื่อนำไปผสมกับเอทานอลแปลงสภาพแล้วจะได้น้ำมันแก๊สโซฮอล E10 ออกเทน 95 ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน

X_2 = ร้อยละโดยปริมาตรเอทานอลแปลงสภาพอัตราต่ำของน้ำมันแก๊สโซฮอล E10 ออกเทน 91 ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน

Y_2 = ส่วนต่างระหว่างมูลค่าน้ำมันองค์ประกอบที่เติมลงในน้ำมันเบนซินพื้นฐานและมูลค่าน้ำมันองค์ประกอบที่นำออกจากน้ำมันเบนซินพื้นฐาน ซึ่งเมื่อนำไปผสมกับเอทานอลแปลงสภาพแล้วจะได้น้ำมันแก๊สโซฮอล E10 ออกเทน 91 ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน

X_3 = ร้อยละโดยปริมาตรเอทานอลแปลงสภาพอัตราต่ำของน้ำมันแก๊สโซฮอล E20 ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน

Y_3 = ส่วนต่างระหว่างมูลค่าน้ำมันองค์ประกอบที่เติมลงในน้ำมันเบนซินพื้นฐานและมูลค่าน้ำมันองค์ประกอบที่นำออกจากน้ำมันเบนซินพื้นฐาน ซึ่งเมื่อนำไปผสมกับเอทานอลแปลงสภาพแล้วจะได้น้ำมันแก๊สโซฮอล E20 ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน

X_4 = ร้อยละโดยปริมาตรเอทานอลแปลงสภาพอัตราต่ำของน้ำมันแก๊สโซฮอล E85 ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน

เอทานอล = ราคาเอทานอลแปลงสภาพ ตามหลักเกณฑ์ที่คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเห็นชอบ

Gasohol 95 Fuel	=	$(1-X_1)$ from [Type 2 Gasoline Base Price + (Y_1 $/Barrel * Exchange rate /158.984)] + (X_1) of Ethanol Price
Gasohol 91 Fuel	=	$(1-X_2)$ from [Type 1 Gasoline Base Price + (Y_2 $/Barrel * Exchange rate /158.984)] + (X_2) of Ethanol Price
Gasohol E20 Fuel	=	$(1-X_3)$ from [Type 1 Gasoline Base Price + ($Y_3$$/Barrel * Exchange rate /158.984)] + (X_3) of Ethanol Price
Gasohol E85 Fuel	=	$(1-X_4)$ from Type 1 Gasoline Base Price + (X_4) of Ethanol Price

Whereas

X_1	=	The minimum percentage by volume of denatured ethanol for Octane 95 with 10% ethanol blend (Gasohol E10) according to the announcement of Department of Energy Business.
Y_1	=	The difference between the value of oil mixtures that are additive to base gasoline, and the value of oil mixtures that are subtractive from base gasoline, where a mixture of which with denatured ethanol would yield Gasohol E10 fuel with octane number 95 according to the announcement of Department of Energy Business.
X_2	=	The minimum percentage by volume of denatured ethanol for Octane 91 with 10% ethanol blend (Gasohol E10) according to the announcement of Department of Energy Business.
Y_2	=	The difference between the value of oil mixtures that are additive to base gasoline, and the value of oil mixtures that are subtractive from base gasoline, where a mixture of which with denatured ethanol would yield Gasohol E10 fuel with octane number 91 according to the announcement of Department of Energy Business.
X_3	=	The minimum percentage by volume of denatured ethanol for gasoline with 20% ethanol blend (Gasohol E20) according to the announcement of Department of Energy Business.
Y_3	=	The difference between the value of oil mixtures that are additive to base gasoline, and the value of oil mixtures that are subtractive from base gasoline, where a mixture of which with denatured ethanol would yield Gasohol E20 fuel according to the announcement of Department of Energy Business.
X_4	=	The minimum percentage by volume of denatured ethanol for gasoline with 85% ethanol blend (Gasohol E85) according to the announcement of Department of Energy Business.
Ethanol Price	=	The price of denatured ethanol according to the requirements approved by the Committee on Energy Policy Administration

1.2 น้ำมันเบนซิน Gasoline Fuel

เบนซินออกเทน 95 = (ราคาน้ำมันเบนซินอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย + พรีเมียม) ที่ 60^0F x อัตราแลกเปลี่ยน /158.984

โดยที่

ราคาน้ำมันเบนซินอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย = ราคา Mean of PlattsSingapore (MOPS) เบนซิน 95

พรีเมียม = ค่าปรับคุณภาพน้ำมัน 2.05 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล + ค่าขนส่ง World Scale ด้วยเรือบรรทุกน้ำมันดิบเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักขนาด VLCC : LR2 สัดส่วนร้อยละ 60:40 แบบ Long Term Charter (สิงคโปร์ – ศรีราชา) + ค่าประกันภัยร้อยละ 0.084 ของ C&F น้ำมันดิบ + ค่าสูญเสียร้อยละ 0.3 ของ CIF น้ำมันดิบ + ค่าสำรองน้ำมันเพื่อความมั่นคง 0.68 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล (สำรองน้ำมันดิบที่ร้อยละ 6)

Octane 95 Gasoline = (Asian market reference gasoline price + premium) at 60°F x currency exchange rate / 158.984

Whereas

Asian market reference gasoline price = Mean of Platts Singapore (MOPS) for Octane 95 Gasoline

Premium = Fuel quality adjustment at 2.05 US dollars per barrel + Worldscale freight rate of long-term charter via VLCC : LR2 crude oil tankers at a ratio of 60:40 from Singapore to Sri Racha + insurance fee at 0.084% of crude oil cost and freight expense (C&F), plus loss rate at 0.3% of crude oil CIF+ fuel reserve fee for national security at 0.68 US dollar per barrel (crude oil storage level is 6%)

เบนซินพื้นฐานชนิดที่ 1 = (ราคาน้ำมันเบนซินอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย + พรีเมียม) ที่ 60^0F x อัตราแลกเปลี่ยน /158.984

โดยที่

ราคาน้ำมันเบนซินอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย = ราคา Mean of Platts Singapore (MOPS) เบนซิน 91 Non-Oxy

พรีเมียม = ค่าปรับคุณภาพน้ำมัน -0.63 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล + ค่าขนส่ง World Scale ด้วยเรือบรรทุกน้ำมันดิบเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักขนาด VLCC : LR2 สัดส่วนร้อยละ 60:40 แบบ Long Term Charter (สิงคโปร์ – ศรีราชา) + ค่าประกันภัยร้อยละ 0.084 ของ C&F น้ำมันดิบ +ค่าสูญเสียร้อยละ 0.3 ของ CIF น้ำมันดิบ + ค่าสำรองน้ำมันเพื่อความมั่นคง 0.68 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล (สำรองน้ำมันดิบที่ร้อยละ 6)

Type 1 Base Gasoline = (Asian market reference gasoline price + premium) at 60ºF x currency exchange rate and / 158.984

Whereas

Asian market reference gasoline price = Mean of Platts Singapore (MOPS) for Octane 91 Non-Oxy

Premium = Fuel quality adjustment at -0.63 US dollar per barrel + Worldscale freight rate of long-term charter via VLCC : LR2 crude oil tankers at a ratio of 60:40 from Singapore to Sri Racha + insurance fee at 0.084% of crude oil cost and freight expense (C&F) + loss rate at 0.3% of crude oil CIF+ fuel reserve fee for national security at 0.68 US dollar per barrel (crude oil storage level is 6%)

เบนซินพื้นฐานชนิดที่ 2 = (ราคาน้ำมันเบนซินอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย + พรีเมียม) ที่ 60^{0}F x อัตราแลกเปลี่ยน /158.984

โดยที่

ราคาน้ำมันเบนซินอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย = ราคา Mean of Platts Singapore (MOPS) เบนซิน 91 Non-Oxy

พรีเมียม = ค่าปรับคุณภาพน้ำมัน 1.57 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล + ค่าขนส่ง World Scale ด้วยเรือบรรทุกน้ำมันดิบเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักขนาด VLCC : LR2 สัดส่วนร้อยละ 60:40 แบบ Long Term Charter (สิงคโปร์ – ศรีราชา) + ค่าประกันภัยร้อยละ 0.084 ของ C&F น้ำมันดิบ + ค่าสูญเสียร้อยละ 0.3 ของ CIF น้ำมันดิบ + ค่าสำรองน้ำมันเพื่อความมั่นคง 0.68 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล (สำรองน้ำมันดิบที่ร้อยละ 6)

Type 2 Base Gasoline = (Asian market reference gasoline price + premium) at 60ºF x currency exchange rate / 158.984

Whereas

Asian market reference gasoline price = Mean of Platts Singapore (MOPS) for Octane 91 Non-Oxy

Premium = Fuel quality adjustment at 1.57 US dollars per barrel + Worldscale freight rate of long-term charter via VLCC : LR2 crude oil tankers at a ratio of 60:40 from Singapore to Sri Racha + insurance fee at 0.084% of crude oil cost and freight expense (C&F) + loss rate at 0.3% of crude oil CIF+ fuel reserve fee for national security at 0.68 US dollar per barrel (crude oil storage level is 6%)

1.3 น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว High-speed Diesel

น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว = (1-X) ของราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย
+ (X) ของราคาไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมัน

โดยที่

X	=	ร้อยละโดยปริมาตรไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์อัตราเฉลี่ยของน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน
ไบโอดีเซล	=	ราคาอ้างอิงไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมัน ตามหลักเกณฑ์ที่คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเห็นชอบ (บาทต่อลิตร)
น้ำมันดีเซลหมุนเร็วอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย	=	(0.9184 x MOPS Gasoil 10 ppm + 0.0816x MOPS Gasoil 500 ppm + พรีเมียม) ที่ 600F x อัตราแลกเปลี่ยน /158.984
พรีเมียม	=	ค่าขนส่ง World Scale ด้วยเรือบรรทุกน้ำมันดิบเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักขนาด VLCC : LR2 สัดส่วนร้อยละ 60:40 แบบ Long Term Charter (สิงคโปร์ - ศรีราชา) + ค่าประกันภัยร้อยละ 0.084 ของ C&F น้ำมันดิบ + ค่าสูญเสียร้อยละ 0.3 ของ CIF น้ำมันดิบ + ค่าสำรองน้ำมันเพื่อความมั่นคง 0.68 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล (สำรองน้ำมันดิบที่ร้อยละ 6)

High-speed Diesel = (1-X) of Asian market reference high-speed diesel price
+ (X) of the price of biodiesel with fatty acid methyl ester

Whereas

X	=	The average percentage by volume of biodiesel with fatty acid methyl ester according to the announcement of Department of Energy Business
Biodiesel price	=	Reference price of biodiesel with fatty acid methyl ester according to the requirements stipulated by CEPA (baht per liter)
Asian market reference high-speed diesel price	=	(0.9184 x MOPS Gasoil 10 ppm + 0.0816x MOPS Gasoil (0.9184 x MOPS Gasoil 10 ppm + 0.0816 x MOPS Gasoil 500 ppm + premium) at 60°F x currency exchange rate and / 158.984
Premium	=	Worldscale freight rate of long-term charter via VLCC : LR2 crude oil tankers at a ratio of 60:40 from Singapore to Sri Racha, +insurance fee at 0.084% of crude oil cost and freight expense (C&F)+ loss rate at 0.3% of crude oil CIF + fuel reserve fee for national security at 0.68 US dollar per barrel (crude oil storage level is 6%)

1.4 น้ำมันเตา Fuel Oil

น้ำมันเตา 600 (2%S) = [(FO 180 (2%)t x 0.836) + MOPS Gasoil 50 ppm) x 0.164] x อัตราแลกเปลี่ยน x 0.9896 /158.984

โดยที่

$FO\ 180\ (2\%)_t$ = ราคา FO 180 (2%) ณ วันที่ t โดยคำนวณจาก 2 คูณด้วยราคา FO 180 (2%) ณ วันที่ t-1 บวกด้วยราคา FO 180 (2%) ณ วันที่ t-2 แล้วหารด้วย 3

FO 180 (2%) = คำนวณจากราคาน้ำมันเตาชนิด FO 180 CST 2.0% (อ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย) ที่ต่ำสุดบวกด้วยราคาที่สูงสุดในวันนั้นๆ แล้วหารด้วย 13.1784

Fuel Oil 600 (2% Sulphur) = [(FO 180 (2%)t x 0.836) + MOPS Gasoil 50 ppm) x 0.164] x currency exchange rate x 0.9896 /158.984

Whereas

$FO\ 180\ (2\%)_t$ = Price of FO 180 (2%) at day t, calculated by 2 times FO 180 (2%) price at day t-1 plus FO 180 (2%) at day t-2 and divided by 3

FO 180 (2%) = The lowest daily price of FO 180 CST 2.0% (asian market reference price) plus its highest daily price on the same day and divided by 13.1784

น้ำมันเตา 1500 (2%S) = $FO\ 180\ (2\%)_t$ x อัตราแลกเปลี่ยน x 0.9896 /158.984

โดยที่

$FO\ 180\ (2\%)_t$ = ราคา FO 180 (2%) ณ วันที่ t โดยคำนวณจาก 2 คูณด้วยราคา FO 180 (2%) ณ วันที่ t-1 บวกด้วยราคา FO 180 (2%) ณ วันที่ t-2 แล้วหารด้วย 3

FO 180 (2%) = คำนวณจากราคาน้ำมันเตาชนิด FO 180 CST 2.0% (อ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย) ที่ต่ำสุดบวกด้วยราคาที่สูงสุดในวันนั้นๆ แล้วหารด้วย 13.1784

Fuel Oil 1500 (2% Sulphur) = $FO\ 180\ (2\%)_t$ x currency exchange rate x 0.9896 / 158.984

Whereas

$FO\ 180\ (2\%)_t$ = Price of FO 180 (2%) at day t, calculated by 2 times FO 180 (2%) price at day t-1 plus FO 180 (2%) at day t-2 and divided by 3

FO 180 (2%) = The lowest daily price of FO 180 CST 2.0% (asian market reference price) plus its highest daily price on the same day and divided by 13.1784

2. หลักเกณฑ์การคำนวณค่าการตลาดน้ำมันเชื้อเพลิง

Calculation of Marketing Margin of fuel

ค่าการตลาด = ค่าใช้จ่ายดำเนินการของสถานีบริการน้ำมัน + ค่าใช้จ่ายดำเนินการของ ม.7 + ค่าลงทุนสถานีบริการ

โดยที่

ค่าใช้จ่ายดำเนินการของสถานีบริการ	=	ค่าขนส่ง+ค่าจ้างและค่าใช้จ่ายสำนักงาน+ค่าสาธารณูปโภค +ภาษีและค่าซ่อมบำรุงของสถานีบริการน้ำมัน
ค่าใช้จ่ายดำเนินการ ม.7	=	ค่าจ้างและสวัสดิการและค่าใช้จ่ายสำนักงาน +ค่าประกันภัยและค่าใช้จ่ายคลังน้ำมัน+ค่าใช้จ่ายฝึกอบรม +ค่าสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงตามกฎหมาย+ค่าขนส่งน้ำมันทางท่อจากศรีราชา - กรุงเทพฯ
ค่าลงทุนสถานีบริการ	=	ค่าลงทุนสถานีบริการ (รวม discount rate แล้ว)

Marketing margin = Operating expenses of service stations + Article 7 administrative expenses + service station investment

Whereas

Operating expenses of service stations	=	Transportation expenses + wages and office administrative expenses + utility expenses + applicable taxes and service station maintenance expenses
Article 7 administrative expenses	=	Wages and benefits and office administrative expenses + insurance premiums and storage facility expenses + transportation expenses via oil tubes from Sri Racha to Bangkok
Service station investment	=	Present value of service station investment (where discount rate is applicable)

หลักเกณฑ์การคำนวณราคา ณ โรงกลั่นของน้ำมันกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว

Calculation of Ex-Refinery Price for High-speed Diesel

กบง. เมื่อวันที่ 21 กันยายน 2563 มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การคำนวณราคา ณ โรงกลั่นของน้ำมันกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว ที่สอดคล้องกับประกาศ ธพ. เรื่อง กำหนดลักษณะและคุณภาพของน้ำมันดีเซล พ.ศ. 2563 เมื่อวันที่ 28 พฤษภาคม 2563 โดยปรับเปลี่ยนชื่อเรียกน้ำมันกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายของรัฐบาลในการส่งเสริมการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 10 เป็นน้ำมันดีเซลเกรดพื้นฐานของประเทศ โดยมีน้ำมันดีเซลหมุนเร็วธรรมดา (บี7) และน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 20 เป็นทางเลือก ดังตารางที่ 1 ทั้งนี้ มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2563 เป็นต้นไป

On 21 September 2020, CEPA has agreed in principle on the calculation of ex-refinery price for high-speed diesel. This was in accordance with the Department of Energy Business on the Announcement of Diesel Specifications and Qualifications 2020 dated 28 May 2020, that includes a change in the name of Diesel Fuel to comply with government policies to encourage the use of B10 high-speed diesel as the national primary diesel. Regular high-speed diesel (B7) and B20 high-speed diesel were also positioned as alternative choices. The announcement has become effective since 1 October 2020.

ตารางที่ 1 ลักษณะและคุณภาพของน้ำมันดีเซล พ.ศ. 2563

Table 1 Diesel Specifications and Qualifications of 2020

สัดส่วนผสมไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซล Mixture of biodiesel in diesel fuel	**ชื่อปัจจุบัน** Current diesel name	**ชื่อใหม่** (New diesel name) **ตั้งแต่ 1 ตุลาคม 2563 เป็นต้นไป** Effective from 1 October 2020
- ไม่สูงกว่า 7% โดยปริมาตร (6.6-7%)* - Not more than 7% by volume (6.6-7 %)*	น้ำมันดีเซลหมุนเร็วธรรมดา Regular high-speed diesel	น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 7 B7 high-speed diesel
- ไม่สูงกว่า 10% โดยปริมาตร (9-10%)* - Not more than 10% by volume (9-10 %)*	น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 10 B10 high-speed diesel	น้ำมันดีเซลหมุนเร็วธรรมดา Regular high-speed diesel
- ไม่สูงกว่า 20% โดยปริมาตร (19-20%)* - Not more than 20% by volume (19-20 %)*	น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 20 B20 high-speed diesel	น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 20 B20 high-speed diesel

โดยมีหลักเกณฑ์การคำนวณราคา ณ โรงกลั่นของน้ำมันกลุ่มดีเซลหมุนเร็ว ดังนี้

The calculation of ex-refinery price for high-speed diesel can be described as follows:

น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 7 = $(1-X_1)$ ของราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย + (X_1) ของราคาไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมัน

น้ำมันดีเซลหมุนเร็วธรรมดา = $(1-X_2)$ ของราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย + (X_2) ของราคาไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมัน

น้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 20 = $(1-X_3)$ ของราคาน้ำมันดีเซลหมุนเร็วอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย + (X_3) ของราคาไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมัน

โดยที่

X_1 = ร้อยละโดยปริมาตรไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมันอัตราต่ำของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 7 ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน

X_2 = ร้อยละโดยปริมาตรไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมันอัตราต่ำของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วธรรมดา ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน

X_3 = ร้อยละโดยปริมาตรไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมันอัตราต่ำของน้ำมันดีเซลหมุนเร็วบี 20 ตามประกาศกรมธุรกิจพลังงาน

ไบโอดีเซล = ราคาอ้างอิงไบโอดีเซลประเภทเมทิลเอสเตอร์ของกรดไขมัน ตามหลักเกณฑ์ที่คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานเห็นชอบ (บาทต่อลิตร)

น้ำมันดีเซลหมุนเร็วอ้างอิงราคากลางของตลาดภูมิภาคเอเชีย	=	(0.9184 x MOPS Gasoil 10 ppm + 0.0816x MOPS Gasoil 500 ppm + พรีเมียม) ที่ 60^0F x อัตราแลกเปลี่ยน /158.984

โดยที่

พรีเมียม	=	ค่าขนส่ง World Scale ด้วยเรือบรรทุกน้ำมันดิบเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก ขนาด VLCC : LR2 สัดส่วนร้อยละ 60:40 แบบ Long Term Charter (สิงคโปร์ – ศรีราชา) + ค่าประกันภัยร้อยละ 0.084 ของ C&F น้ำมันดิบ + ค่าสูญเสียร้อยละ 0.3 ของ CIF น้ำมันดิบ + ค่าสำรองน้ำมันเพื่อความมั่นคง 0.45 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล (สำรองน้ำมันดิบที่ร้อยละ 6)

B7 high-speed diesel	=	$(1-X_1)$ of Asian market reference high-speed diesel price + (X_1) of the price of biodiesel with fatty acid methyl ester
Regular high-speed diesel	=	$(1-X_2)$ of Asian market reference high-speed diesel price + (X_2) of the price of biodiesel with fatty acid methyl ester
B20 high-speed diesel	=	$(1-X_3)$ of Asian market reference high-speed diesel price + (X_3) of the price of biodiesel with fatty acid methyl ester

Whereas

X_1	=	The minimum percentage by volume of biodiesel with fatty acid methyl ester of B7 high-speed diesel according to the announcement of Department of Energy Business.
X_2	=	The minimum percentage by volume of biodiesel with fatty acid methyl ester of regular high-speed diesel according to the announcement of Department of Energy Business.
X_3	=	The minimum percentage by volume of biodiesel with fatty acid methyl ester of B20 high-speed diesel according to the announcement of Department of Energy Business.
Biodiesel	=	Reference price of biodiesel with fatty acid methyl ester according to the requirements stipulated by CEPA (baht per liter).

Asian market reference high-speed diesel	=	(0.9184 x MOPS Gasoil 10 ppm + 0.0816 x MOPS Gasoil 500 ppm + premium) at 60ºF x currency exchange rate / 158.984

Whereas

Premium	=	Worldscale freight rate of long-term charter via VLCC : LR2 crude oil tankers at a ratio of 60:40 from Singapore to Sri Racha, +insurance fee at 0.084% of crude oil cost and freight expense (C&F)+ loss rate at 0.3% of crude oil CIF + fuel reserve fee for national security at 0.45 US dollar per barrel (crude oil storage level is 6%)

การทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว

Revision of the Liquefied Petroleum Gas Price Determination

ในปี 2563 กระทรวงพลังงานได้มีการทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวให้สอดคล้องกับสถานการณ์ตลาดโลกที่มีความผันผวน โดยมีการบริหารจัดการราคาขายปลีก LPG ด้วยระบบ managed float เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของราคาตลาดโลก โดยมีมาตรการในการบริหารจัดการราคาขายปลีก LPG ดังนี้

กบง. เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2563 มีมติเห็นชอบการทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยให้ลดราคาขายส่งหน้าโรงกลั่นของ LPG ลง 3 บาทต่อกิโลกรัม จากการปรับลดราคาในส่วนของโครงสร้างต้นทุนราคาก๊าซ LPG 1 บาทต่อกิโลกรัมและปรับลดอัตราเงินส่งเข้ากองทุนลง 2 บาทต่อกิโลกรัม โดยมีกรอบเป้าหมายเพื่อให้ราคาขายปลีก LPG ลดลงจาก 363 เป็น 318 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม เป็นระยะเวลา 3 เดือน โดยให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 24 มีนาคม 2563 ถึง 23 มิถุนายน 2563 เนื่องจากในเดือนมีนาคม ราคา LPG Cargo ปรับตัวลดลงประมาณ 272 เหรียญสหรัฐต่อตัน จาก 527 เหรียญสหรัฐต่อตัน เป็น 255 เหรียญสหรัฐต่อตัน โดยปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวลดลงหลังความต้องการใช้น้ำมันดิบทั่วโลกลดลง เนื่องจากหลายประเทศทั่วโลกมีนโยบายในการปิดเมืองเพื่อระงับการแพร่ระบาดของเชื้อโคโรนาไวรัส 2019 (COVID-19) ประกอบกับประเทศซาอุดีอาระเบียและสหพันธรัฐรัสเซียประกาศเตรียมเพิ่มกำลังการผลิตในเดือนเมษายน 2563 เพื่อทำสงครามราคาน้ำมัน

กบง. เมื่อวันที่ 15 มิถุนายน 2563 มีมติเห็นชอบการทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยขยายระยะการคงราคาขายส่งหน้าโรงกลั่น LPG ซึ่งไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มที่ 14.3758 บาทต่อกิโลกรัม โดยมีกรอบเป้าหมายให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 318 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม ทั้งนี้ ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 24 มิถุนายน 2563 ถึง 30 กันยายน 2563 เนื่องจากในช่วงเดือนพฤษภาคมถึงมิถุนายน 2563 ราคา LPG Cargo ปรับตัวเพิ่มขึ้นประมาณ 60 เหรียญสหรัฐต่อตัน จาก 255 เหรียญสหรัฐต่อตัน เป็น 315 เหรียญสหรัฐต่อตัน โดยปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบตลาดโลก เนื่องจากความต้องการใช้น้ำมันปรับตัวสูงขึ้นจากมาตรการผ่อนคลายการปิดเมืองในหลายประเทศทั่วโลกและการจำกัดการเดินทางของประชาชนเพื่อควบคุมการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) และหลายประเทศประกาศใช้มาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจเพื่อบรรเทาผลกระทบทางเศรษฐกิจหลังได้รับผลจากการแพร่ระบาดที่เกิดขึ้น

In 2020, Ministry of Energy has revised the formula of Liquefied Petroleum Gas (LPG) pricing to align with an increasing volatility in the global market by using the "Managed Float" pricing mechanism to stabilize the fluctuation from global volatility. The measurement in the administration of retail LPG pricing is listed as follows:

On 19 March 2020, CEPA has agreed to the revision of Liquefied Petroleum Gas pricing by slashing the ex-refinery wholesale price for three baht per kilogram as a baht was taken off from the structure of LPG production costs and another two baht were taken from the reduction of fund contribution. The objective of this reduction was to lower a retail selling price of 15-kilogram LPG tank from 363 to 318 baht for three months, which was in effect from 24 March 2020 to 23 June 2020. This was because the price of LPG Cargo was decreased by around 272 US dollars per ton in March, from 527 US dollars to 255 US dollars, as a result of lockdown measurements imposed in many countries around the world to curtail the spread of Coronavirus Infectious Disease (COVID-19), as well as the announcements from Kingdom of Saudi Arabia and the Russian Federation on an increment of production capacity in April 2020 as they were engaged in a price war on oil.

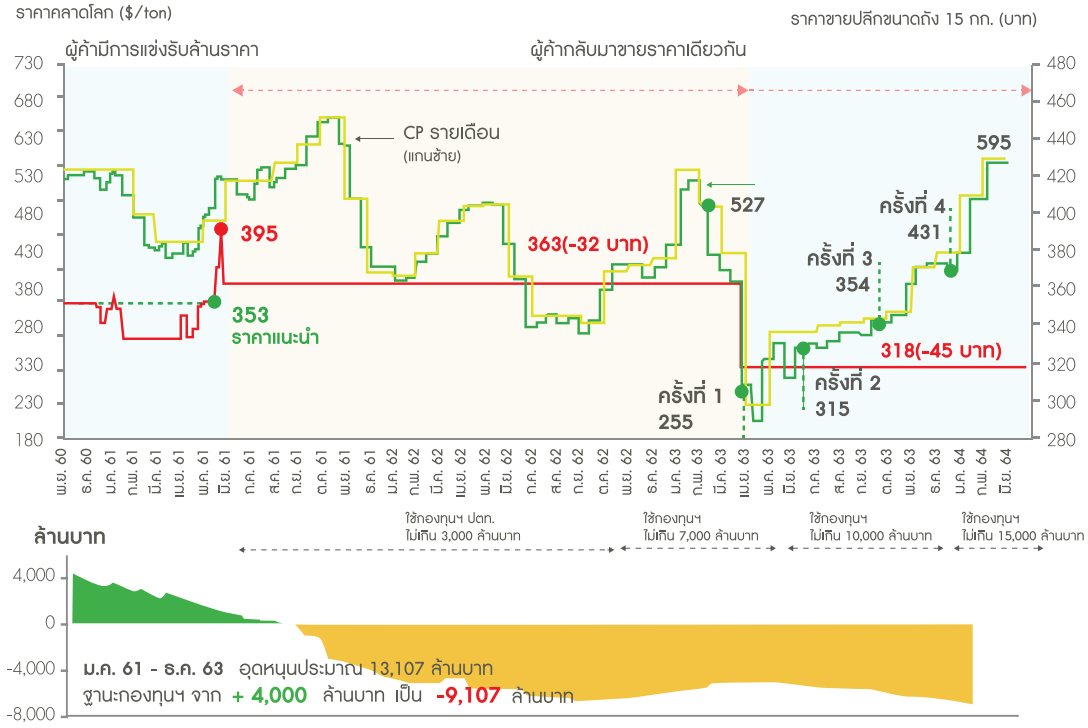
On 15 June 2020, CEPA has agreed with the revision of Liquefied Petroleum Gas pricing by extended the stabilization of pre-VAT ex-refinery wholesale price at 14.3758 baht per kilogram. This was with an objective to keep retail selling price of a 15-kilogram LPG tank at 318 baht from 24 June 2020 to 30 September 2020 because the price of LPG Cargo has rebounded from 255 US dollars per ton to 315 US dollars per ton or around 60 US dollars per ton during May and June 2020. The rise was aligned with global crude oil price as demands were picked up from ease of lockdown and travelling restrictions to curb the spread of Coronavirus Infectious Disease (COVID-19), as well as the initiation of economic stimulus programs to remediate the economic impact from the pandemic.

กบง. เมื่อวันที่ 21 กันยายน 2563 มีมติเห็นชอบการทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยขยายระยะการคงราคาขายส่งหน้าโรงกลั่น LPG ซึ่งไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มที่ 14.3758 บาทต่อกิโลกรัม โดยมีกรอบเป้าหมายให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 318 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม ทั้งนี้ ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2563 ถึง 31 ธันวาคม 2563 เนื่องจากในช่วงกรกฎาคมถึงกันยายน 2563 ราคา LPG Cargo ปรับตัวเพิ่มขึ้นประมาณ 39 เหรียญสหรัฐต่อตัน จาก 315 เหรียญสหรัฐต่อตัน เป็น 354 เหรียญสหรัฐต่อตัน โดยปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบตลาดโลก เนื่องจากกำลังการผลิตน้ำมันดิบที่มีแนวโน้มปรับลดหลังอิรักตกลงที่จะร่วมมือปรับลดกำลังการผลิต รวมทั้งตลาดกังวลความรุนแรงของพายุลอร่าที่เกิดขึ้นในแถบแคริบเบียนและอ่าวเม็กซิโกที่กระทบต่อแท่นขุดเจาะน้ำมันดิบ ส่งผลให้ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของสหรัฐ ประมาณร้อยละ 17 ของกำลังการผลิตน้ำมันดิบทั้งหมดของประเทศต้องหยุดดำเนินการผลิต นอกจากนี้ ตัวเลขทางเศรษฐกิจของจีนและสหรัฐฯ มีทิศทางดีขึ้นซึ่งช่วยหนุนให้ความต้องการใช้น้ำมันมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น

กบง. เมื่อวันที่ 21 ธันวาคม 2563 มีมติเห็นชอบการทบทวนการกำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยขยายระยะการคงราคาขายส่งหน้าโรงกลั่น LPG ซึ่งไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่มที่ 14.3758 บาทต่อกิโลกรัม โดยมีกรอบเป้าหมายให้ราคาขายปลีกอยู่ที่ 318 บาทต่อถัง 15 กิโลกรัม ทั้งนี้ ให้มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2564 ถึง 31 มีนาคม 2564 เนื่องจากในช่วงเดือนตุลาคมถึง ธันวาคม 2563 ราคา LPG Cargo ปรับตัวเพิ่มขึ้นประมาณ 77 เหรียญสหรัฐต่อตัน จาก 354 เหรียญสหรัฐต่อตัน เป็น 431 เหรียญสหรัฐต่อตัน โดยปรับตัวเพิ่มขึ้นเนื่องจากความต้องการใช้ก๊าซ LPG สำหรับทำความร้อนในช่วงฤดูหนาวของประเทศสหรัฐอเมริกา และแถบเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ อีกทั้งมีการเริ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมีใหม่ในประเทศจีน

On 21 September 2020, CEPA has agreed with the revision of Liquefied Petroleum Gas pricing by extended the stabilization of pre-VAT ex-refinery wholesale price at 14.3758 baht per kilogram. This was with an objective to keep retail selling price of a 15-kilogram LPG tank at 318 baht from 1 October 2020 to 31 December 2020 because the price of LPG Cargo has rebounded from 315 US dollars per ton to 354 US dollars per ton or around 39 US dollars per ton during July and September 2020. The rise was aligned with global crude oil price as a result of tightening supplies as Iraq joined the pact to reduce the production capacity and market worries on the severity of Hurricane Laura in the Caribbean and the Gulf of Mexico that led to the shutdown of offshore crude oil rigs. The US crude oil production capacity was temporarily compromised by around 17 percent as a result. Apart from this, macroeconomic figures from China and the United States started to show recovery signs which led to an optimistic forecast on oil demands.

On 21 December 2020, CEPA has agreed with the revision of Liquefied Petroleum Gas pricing by extended the stabilization of pre-VAT ex-refinery wholesale price at 14.3758 baht per kilogram. This was with an objective to keep retail selling price of a 15-kilogram LPG tank at 318 baht from 1 January 2021 to 31 March 2021 because the price of LPG Cargo has rebounded from 354 US dollars per ton to 431 US dollars per ton or around 77 US dollars per ton during October and December 2020. This was attributed to the rising LPG demands for heating as the United States and Northeast Asian countries approached winter season, as well as the restart of petrochemical operations in China.



แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580

Gas Plan 2018-2037

กพช. เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2563 และ ครม. เมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2563 ให้ความเห็นชอบแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 โดยสรุปสาระสำคัญของแผน Gas Plan 2018 ได้ดังนี้

1. ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ

แนวโน้มความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในระยะยาว พ.ศ. 2561 - 2580 เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 0.7% ต่อปี คาดว่าในปี 2580 จะอยู่ที่ระดับ 5,348 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยเป็นความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้า 67% การใช้ในภาคอุตสาหกรรม 21% การใช้ในโรงแยกก๊าซ 11% และการใช้ในภาคขนส่ง 1% ดังนี้

1.1 **ภาคการผลิตไฟฟ้า** ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 1.6% ต่อปี โดยอ้างอิงตาม PDP2018 rev.1 ซึ่งมีสัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ร้อยละ 53 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศในปี 2580 โดยคาดว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติจะเพิ่มขึ้นจาก 2,680 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2561 เป็น 3,603 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คิดเป็น 67% ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในปี 2580

1.2 **ภาคอุตสาหกรรม** ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยอ้างอิงตามการขยายตัวของเศรษฐกิจและการขยายตัวของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 2.0% ต่อปี โดยคาดว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมจะเพิ่มขึ้นจาก 762 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2561 เป็น 1,116 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2580 ซึ่งคิดเป็น 21% ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในปี 2580

1.3 **ใช้ในโรงแยกก๊าซ** ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยจะมีมีเทนอยู่ประมาณ 65% ส่วนที่เหลือจะเป็นไฮโดรคาร์บอนที่นำไปใช้สร้างมูลค่าเพิ่มในรูปของ LPG และสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งประเทศไทยมีโรงแยกก๊าซทั้งหมด 6 Units กำลังการผลิตรวม 2,870 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็นโรงแยกก๊าซที่สามารถแยกสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีได้ 2,700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ไม่รวมโรงแยกก๊าซขนอม กำลังการผลิต 170 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ทั้งนี้จากการคาดการณ์ว่าปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติในแหล่งอ่าวไทยมีแนวโน้มลดลง ทำให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติในโรงแยกก๊าซมีแนวโน้มลดลงเฉลี่ย 3.0% ต่อปี จึงคาดว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติจะลดลงจาก 1,014 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2561 เป็น 563 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2580 คิดเป็น 11% ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในปี 2580

On 19 March 2020, NEPC and 20 October 2020, the Cabinet has been approved The Gas Plan 2018. Summary on key details of the Gas Plan 2018 is as follows:

1. Natural Gas Demand Projection

The average long-term natural gas consumption growth during 2018-2037 is around 0.7% per year, thereby the daily consumption in 2037 should be around 5,348 million cubic feet, 67% of them would be originated from power generation activities, followed by 21% in the industrial sector, 11% in gas separation plants, and the remaining 1% in the transportation sector, as described below:

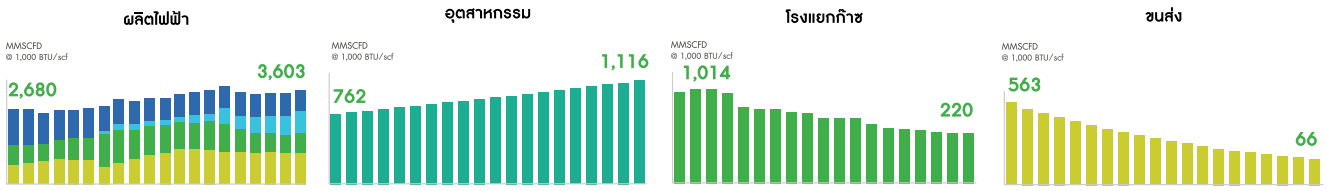
1.1 **Power generation sector** natural gas consumption growth was projected to increase at an annual rate of 1.6% according to the power generated from natural gas nationwide would be accounted for 53% of domestic power generation capacity in 2037. The demand is expected to rise from 2,680 million cubic feet per day in 2018 to 3,603 million cubic feet per day or 67% of all natural gas consumption by 2037.

1.2 **Industrial sector** natural gas consumption was estimated in accordance with GDP growth and the expansion of natural gas distribution pipelines is averaged around 2.0% per year. The consumption of natural gas from the industrial sector is projected to be increased from 762 million cubic feet per day in 2018 to 1,116 million cubic feet per day or 21% of all natural gas consumption by 2037.

1.3 **Gas separation plant** natural gas from the Gulf of Thailand usually contains 65% of methane mixture and the rest would be hydrocarbon that could be used in a value-adding process by producing LPG or become precursors in the petrochemical industry. Thailand currently operates 6 gas separation plants with a total daily capacity of 2,870 million cubic feet. The total capacity for gas separation plants with ability to decompose petrochemical precursors are 2,700 million cubic feet per day (not include Khanom Gas Separation Plant whose daily production capacity is 170 million cubic feet per day). The projection has shown that natural gas supplies in the Gulf of Thailand are depleting and consumption in gas separation plants should be contracted around 3.0% per year. Therefore, the consumption in this sector has been projected to decline from 1,014 million cubic feet per day in 2018 to 563 million cubic feet per day or 11% of all natural gas consumption by 2037.

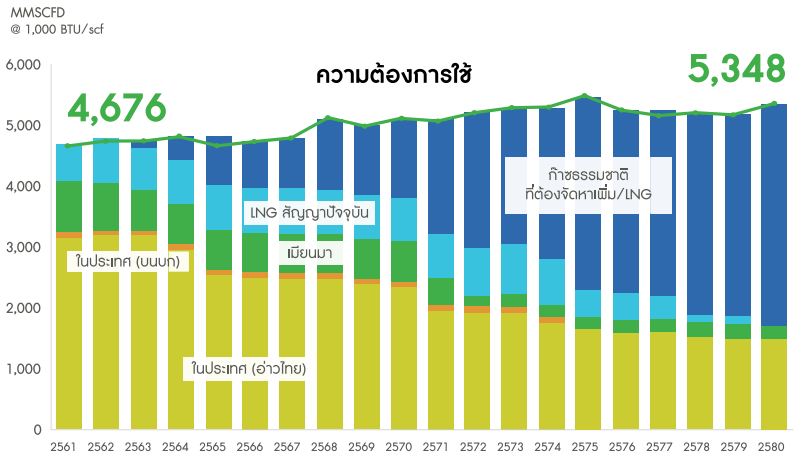
1.4 **ภาคขนส่ง** ประเทศไทยเริ่มมีการใช้ NGV ในเชิงพาณิชย์ตั้งแต่ปี 2547 ต่อเนื่องมาจนถึงปัจจุบัน อย่างไรก็ดี ช่วงหลังปี 2557 ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกลดต่ำลงจนความคุ้มค่าในการใช้ NGV เป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่งแข่งขันได้ยากเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงอื่น ส่งผลให้การใช้ NGV ลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2558 จนถึงปัจจุบัน ซึ่งสะท้อนอย่างชัดเจนจากจำนวนรถ NGV ที่จดทะเบียนใหม่ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะอย่างยิ่งรถยนต์ส่วนบุคคล และคาดว่าในระยะยาวกลุ่มรถที่ยังใช้ NGV จะมีเพียงรถแท็กซี่ รถโดยสารสาธารณะ และรถบรรทุก ทำให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มลดลงเฉลี่ยร้อยละ 6.1 ต่อปีโดยคาดว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติจะลดลงจาก 220 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2561 เป็น 66 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คิดเป็น 1% ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในปี 2580

1.4 **Transportation sector** Thailand has starting to adopt NGV commercially since 2004. However, global crude oil price has declining from 2014 and that diminished the competitiveness of NGV fuel in the transportation sector. The consumption of NGV in this sector has been in a downtrend since 2015 until today. This could be obviously seen from the reduction of new NGV-vehicle registrations especially passenger cars. There would likely be only taxi, public buses, and trucks that continue to consume NGV in the long-run. The consumption in this sector has been projected to decline by 6.1% per year or from 220 million cubic feet per day in 2018 to 66 million cubic feet per day, accouting for 1% of all natural gas consumption by 2037.



ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในระยะยาว พ.ศ. 2561 - 2580

Long-term Estimation of Natural Gas Demand 2018-2037



ประมาณการความต้องการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

Estimation of Demand and Natural Gas Sourcing

2. ประมาณการการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

แนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว พ.ศ. 2561-2580 ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติในประเทศ (อ่าวไทยและพื้นที่บนบก) ก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา LNG สัญญาปัจจุบัน และก๊าซธรรมชาติหรือ LNG ที่ต้องจัดหาเพิ่ม โดยการจัดหาก๊าซธรรมชาติดังกล่าวข้างต้น เมื่อเปรียบเทียบกับการพยากรณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติพบว่า ตั้งแต่ ปี 2563 จำเป็นต้องมีการจัดหาก๊าซธรรมชาติหรือ LNG เพิ่มเติมจากที่มีในสัญญาเพื่อรองรับความต้องการใช้ของประเทศ และจากการคาดการณ์การจัดหาก๊าซธรรมชาติในอนาคตมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากประมาณ 4,676 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2561 เป็นประมาณ 5,348 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2580 โดยการผลิตจากแหล่งภายในประเทศมีแนวโน้มลดลงอยู่ที่ระดับประมาณ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2580

ในกรณีที่การจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากที่มีในสัญญาเพื่อรองรับความต้องการใช้ของประเทศเป็น LNG ทั้งหมด พบว่าในปี 2580 ความต้องการ LNG ทั้งหมดอยู่ที่ประมาณ 26 ล้านตันต่อปี เป็นความต้องการในพื้นที่โครงข่ายท่อบนบกประมาณ 22 ล้านตันต่อปี และความต้องการของภาคใต้ประมาณ 4 ล้านตันต่อปี ทั้งนี้ การจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับความต้องการในภาคใต้ ประกอบด้วย (1) การจัดหาก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าขนอม โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี และโรงไฟฟ้าใหม่ ตามแผน PDP2018 rev.1 มีความจำเป็นต้องจัดหาก๊าซธรรมชาติในรูปแบบ LNG ประมาณ 1.5 - 3.0 ล้านตันต่อปี ตั้งแต่ปี 2570 (เนื่องจากมีแนวนโยบายในการส่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยขึ้นสู่โรงแยกก๊าซที่จังหวัดระยองทั้งหมดเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มจากการผลิต LPG และเป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี) และ (2) การจัดหาก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าจะนะ ซึ่งปัจจุบันจัดหาจากแหล่ง JDA โดยจะสิ้นสุดสัญญาในปี 2571 มีแนวทางการดำเนินการดังนี้คือ ให้เร่งรัดการเจรจาซื้อก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA เพิ่มเติม ที่ระดับ 120 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือจัดหาในรูปแบบ LNG ประมาณ 0.7 ล้านตันต่อปี ตั้งแต่ปี 2572 ซึ่งมีความจำเป็นต้องวางแผนด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อให้เหมาะสมกับความต้องการดังกล่าวต่อไป

3. ประมาณการความต้องการโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ

ปัจจุบันประเทศไทยมีท่าเรือและ LNG Terminal ที่มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซอยู่ที่ 11.5 ล้านตันต่อปี ขณะที่การใช้งานตามสัญญาสูงสุดของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) มีเพียง 5.2 ล้านตันต่อปีเท่านั้น ทั้งนี้หากรวมโครงการ LNG Terminal ที่ได้รับอนุมัติแล้ว ได้แก่

2. Estimation of Natural Gas Sourcing

The long-term natural gas sourcing plans during 2018-2037 consist of domestic supplies (Gulf of Thailand and onshore production sites), natural gas from Myanmar, current LNG contracts, and natural gas or LNG to be procured further. After comparison between natural gas sourcing plans and consumption forecasts, this result has shown that starting from 2020 Thailand needs to procure additional natural gas or LNG to meet domestic demands, which is expected to rise from approximately 4,676 million cubic feet per day in 2018 to approximately 5,348 million cubic feet per day in 2037. The domestic production would expected to be reduced to 1,500 million cubic feet per day in 2037.

If the additional natural gas procurement to meet projected domestic consumption demands comes in the form of LNG in entirety, an aggregate LNG demand in 2037 would be around 26 million tons per year. Consumption through onshore gas pipelines would be around 22 million tons per year and the Southern region would require approximately 4 million tons per year. Therefore, sourcing of natural gas to meet demands from Southern provinces are (1) sourcing of natural gas for Khanom Power Plant, Surat Thani Power Plant, and new Power Plants according to the First Revision of PDP2018. Starting from 2027, there would be needs to source natural gas in the form of LNG around 1.5 to 3.0 million tons per day (as all natural gas extracted from the Gulf of Thailand would be transported to gas separation plants in Rayong for value added activities from LPG productions and be used as precursors in the petrochemical industry) and (2) sourcing of natural gas for Chana Power Plant to replace the current JDA sources that would mature in 2028 by speed up the negotiation of natural gas procurement from JDA sources at the volume of 120 million cubic feet per day or sourcing natural gas in the form of LNG around 0.7 million ton per day starting from 2029, either option would require subsequent constructions of appropriate infrastructure.

3. Natural Gas Infrastructure Demand Production

Currently Thailand operates ports and LNG terminals that are able to convert LNG to gas at the rate of 11.5 million tons per year, while the maximum contractual consumption from PTT Public Company Limited is only around 5.2 million tons per year.There are also additional capacity from approved LNG terminal projects namely:

(1) โครงการ LNG Terminal แห่งใหม่ จังหวัดระยอง (บ้านหนองแฟบ) [T-2] กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 7.5 ล้านตันต่อปี (สามารถขยายได้ถึง 15 ล้านตันต่อปี) กำหนดแล้วเสร็จปี 2565

(2) โครงการ FSRU ในพื้นที่อ่าวไทยตอนบน [F-1] กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 5 ล้านตันต่อปี กำหนดแล้วเสร็จปี 2567

(3) โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 3 [T-3] ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก จังหวัดระยอง กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 10.8 ล้านตันต่อปี (สามารถขยายได้ถึง 16 ล้านตันต่อปี) กำหนดแล้วเสร็จปี 2570

แนวโน้มความต้องการโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติในระดับภูมิภาค พบว่าพื้นที่ภาคใต้และภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีความต้องการโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับความต้องการใช้ในโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2018 rev.1 ดังนี้

3.1 พื้นที่ภาคใต้

(1) โครงสร้างพื้นฐานสำหรับโรงไฟฟ้าขนอม โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี และโรงไฟฟ้าใหม่ตามแผน PDP2018 rev.1 ซึ่งมีความจำเป็นต้องจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยการนำเข้า LNG เนื่องจากนโยบายในการส่งเสริมให้ส่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยขึ้นไปยังโรงแยกก๊าซที่จังหวัดระยองทั้งหมดเพื่อเพิ่มมูลค่า ส่งผลให้จำเป็นต้องมีการก่อสร้าง LNG Terminal กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 5 ล้านตันต่อปีและท่อส่งก๊าซธรรมชาติจาก LNG Terminal ถึงโรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี ให้แล้วเสร็จภายในปี 2569 เพื่อรองรับความต้องการใช้ในโรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานีที่จะเข้าระบบในปี 2570

(2) โครงสร้างพื้นฐานสำหรับโรงไฟฟ้าจะนะ ในกรณีที่ไม่สามารถเจรจาซื้อก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA ได้ อาจมีความจำเป็นต้องก่อสร้าง LNG Terminal กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 2 ล้านตันต่อปีในพื้นที่เพื่อรองรับการนำเข้า LNG ให้แล้วเสร็จภายในปี 2571

3.2 พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

จากการพิจารณาแนวโน้มความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เปรียบเทียบกับการจัดหาก๊าซธรรมชาติในภูมิภาค (ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งสินภูฮ่อมและแหล่งน้ำพอง) พบว่าการจัดหาจะเพียงพอกับความต้องการใช้ถึงปี 2572 โดยจำเป็นต้องเตรียมการให้มีการสำรวจและผลิตเพิ่มเติมหรือจัดหาเพิ่มเติมผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติใหม่จาก จ.นครราชสีมา ไปยัง โรงไฟฟ้าน้ำพองและโรงไฟฟ้าใหม่ตามแผน PDP2018 rev.1 โดยก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติให้แล้วเสร็จภายในปี 2572 เพื่อรองรับโรงไฟฟ้าใหม่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่จะเข้าระบบในปี 2573

(1) New LNG Terminal in Rayong (Ban Nong Fab) [T-2] whose capacity of conversion from LNG to gas is 7.5 million tons per year (with a possible expansion to 15 million tons per year). The construction is due to be completed in 2022.

(2) FSRU project in the North Gulf of Thailand [F-1] whose capacity of conversion from LNG to gas is 5 million tons per year. The construction is due to be completed in 2024.

(3) LNG Terminal project in the Map Ta Phut Industrial Port, Phase 3 [T-3] in the Eastern Economic Corridor, Rayong Province whose capacity of conversion from LNG to gas is 10.8 million tons per year (with a possible expansion to 16 million tons per year). The construction is due to be completed in 2027.

Areas in the Southern region and the Northeastern region would require infrastructure to accommodate consumption demands as stipulated in PDP2018 rev.1 as follows:

3.1 Southern Region

(1) Infrastructure to support Khanom Power Plant, Surat Thani Power Plant, and new Power Plants according to the PDP2018 Rev.1 There would be sourcing needs because all natural gas extracted from the Gulf of Thailand would be transported to gas separation plants in Rayong for value added activities, resulting in a necessary to construct the LNG Terminal with a conversion capacity at 5 million tons per year as well as distribution pipelines from the LNG Terminal to Surat Thani Power Plant within 2026 to meet scheduled grid connection from Surat Thani Power Plant in 2027.

(2) Infrastructure to support Chana Power Plant, a construction of LNG Terminal with a conversion capacity at 2 million tons per year might be needed if the negotiation on additional natural gas procurement from JDA sources is failed to materialize in order to support the import of LNG within 2028.

3.2 Northeastern Region

After a consideration of natural gas consumption demands in Northeastern provinces versus the capability of natural gas sourcing within the region (natural gas from Sin Phu Hom and Nam Phong Natural Gas Production Plant), supplies would remain sufficient only until 2029, therefore further exploration and production activities would be required, alternatively there should be additional procurement and distribution via new natural gas distribution pipelines from Nakhon Ratchasima Province to Nam Phong Power Plant and new power plants according to the PDP2018 Rev.1 The construction of natural gas distribution pipelines must be finished by 2029 in order to support new power plants in the Northeastern region that would enter in the electricity grid by 2030.

การกำหนดโครงสร้างราคาขายปลีกก๊าซ NGV และแนวทางการช่วยเหลือรถโดยสารสาธารณะ

Determination of the NGV Retail Selling Price Structure and Approach for Public Transportation Vehicles Subsidy

ในช่วงปี 2563 ได้เกิดภาวะแพร่กระจายของโรคติดเชื้อโคโรนาไวรัส 2019 (COVID-19) ซึ่งส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจในภาพรวมของประเทศ ดังนั้น เพื่อบรรเทาความเดือดร้อนและลดภาระค่าใช้จ่ายจากการเกิดภาวะแพร่กระจายของ COVID-19 กบง. ได้มีมาตรการให้ความช่วยเหลือผู้ใช้ NGV ทั้งหมด ทั้งรถโดยสารสาธารณะและรถทั่วไป ดังนี้

(1) **รถทั่วไป** ให้คงราคาขายปลีก NGV ที่ 15.31 บาท/กก. ระยะเวลา 5 เดือน (16 มี.ค. - 15 ส.ค. 63)

(2) **รถโดยสารสาธารณะ** (ในเขต กทม./ปริมณฑล: รถแท็กซี่/ตุ๊กตุ๊ก/รถตู้ ร่วม ขสมก. ในต่างจังหวัด: รถโดยสาร/มินิบัส/สองแถว ร่วม ขสมก. รถโดยสาร/รถตู้ ร่วม บขส. และรถแท็กซี่)

• 1 เม.ย. - 31 ก.ค. 63 ให้ลดราคาลง 3 บาท/กก. จากเดิม 13.62 บาท/กก. เป็น 10.62 บาท/กก. โดยขอความร่วมมือ ปตท. เข้าช่วยเหลือส่วนต่างราคาขายปลีกก๊าซ NGV

• 1 ส.ค. - 31 ธ.ค. 63 ให้คงราคาขายปลีกก๊าซ NGV ที่ 13.62 บาท/กก. ในกรณีที่ราคาขายปลีกก๊าซ NGV ตามต้นทุนจริงต่ำกว่าราคา 13.62 บาท/กก. ภาครัฐได้ให้มีการปรับราคาขายปลีกก๊าซ NGV สำหรับรถโดยสารสาธารณะตามราคาขายปลีกก๊าซ NGV สำหรับรถทั่วไป โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 16 พฤศจิกายน 2563 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2563

ทั้งนี้ ปตท. ให้บัตรส่วนลดก๊าซ NGV ภายในวงเงินช่วยเหลือสำหรับกลุ่มรถโดยสารสาธารณะขนาดเล็กไม่เกิน 10,000 บาทต่อเดือน และกลุ่มรถสาธารณะขนาดใหญ่ไม่เกิน 40,000 บาทต่อเดือน

The Infectious Coronavirus (COVID-19) pandemic in 2020 has left a profound impact on the national macroeconomic picture. Hence, CEPA has announced several measurements for all NGV users, either public transportation vehicles or general vehicles, to mitigate the hardship and reduce the expenses during the spread of COVID-19 as follows:

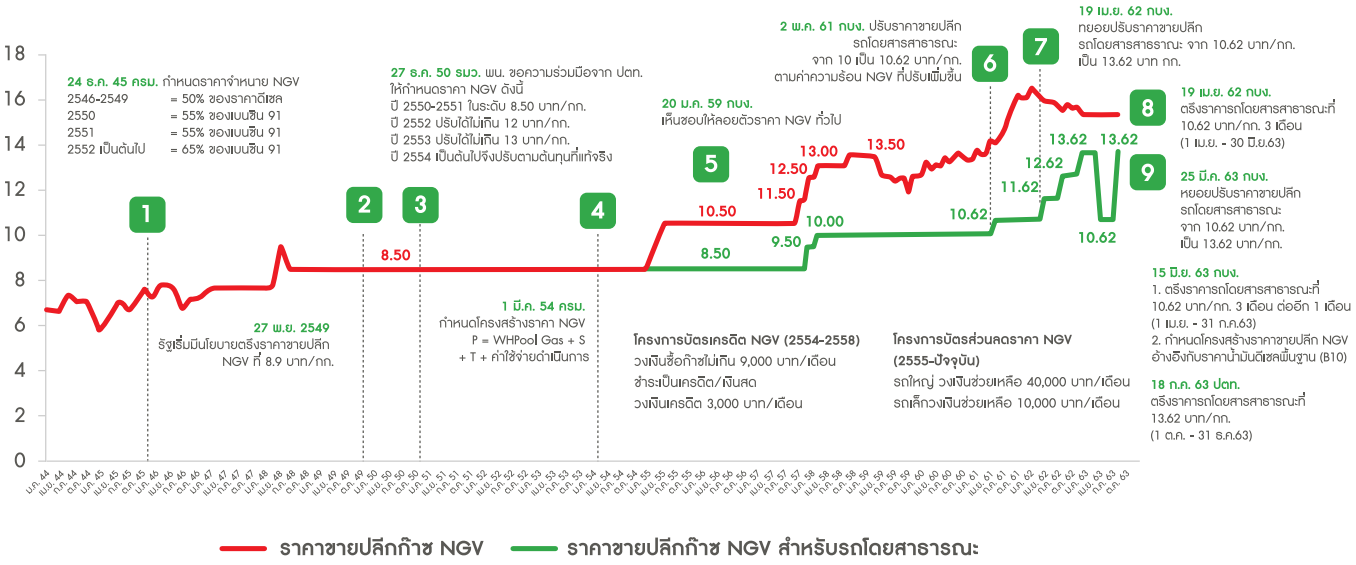
(1) **General Vehicles** NGV retail price would remain stabilized at 15.31 baht per kilogram for 5 months (16 March - 15 August 2020).

(2) **Public Transportation Vehicles** (in Bangkok and Greater Bangkok Area: Taxi / Three-wheeler / Commuter Van in affiliation with BMTA; in other provinces: Public Bus / Minibus / BMTA Pickup Truck Taxi / Commuter Van in affiliation with Transport Company and Taxi)

• 1 April to 31 July 2020 - price per kilogram would be reduced by 3 baht, from 13.62 baht to 10.62 baht. The price difference has been subsidized by PTT Public Company Limited.

• 1 August to 31 December 2020 - price per kilogram would be stabilized at 13.62 baht. If the retail NGV price calculated from actual production cost was less than 13.62 baht per kilogram, the government would adjusted the retail price for public transportation vehicles to match with the NGV retail price for general vehicles, this was effective from 16 November 2020 to 31 December 2020.

Additionally, PTT Public Company Limited has distributed NGV Discount Cards for small transportation vehicles which could be used up to 10,000 baht per month, and for large transportation vehicles which could be used up to 40,000 baht per month.



กบง. เมื่อวันที่ 15 มิถุนายน 2563 มีมติเห็นชอบในหลักการกำหนดโครงสร้างราคาขายปลีกก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) อ้างอิงกับราคาน้ำมันดีเซลพื้นฐาน เพื่อส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงสะอาด และเป็นการลดฝุ่นละอองในอากาศ (PM2.5) ดังนี้

ราคาขายปลีก NGV = X% (ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี10 + ค่าขนส่ง)

โดยที่

X = ร้อยละราคาขายปลีก NGV ต่อราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี 10 (75%)
ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี10 = ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว บี10 ในเขกรุงเทพฯ ประกาศโดย PTTOR
ค่าขนส่ง = ค่าขนส่งน้ำมันเชื้อเพลิงระหว่างกรุงเทพฯ กับภูมิภาค

หมายเหตุ ราคาขายปลีก NGV ไม่รวมภาษีบำรุงท้องถิ่น

On 15 June 2020, CEPA has agreed on the reference between NGV retail price structure and the standard diesel price to promote the adoption of clean fuel and thereby reducing PM2.5 particles as follows:

NGV Retail Price = X% (B10 High-speed Diesel Retail Price + Transportation Cost)

Whereas

X = the percentage of NGV retail price to B10 high-speed diesel retail price (75%).
B10 High-speed Diesel Retail Price = the B10 high-speed diesel retail price in Bangkok announced by PTTOR
Transportation Cost = the cost incurred with fuel transportation from Bangkok to the provinces.

Remark: NGV Retail Price not inclusive of applicable local taxes.

แนวทางการส่งเสริมพื้นที่ติดตั้งสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า

Encouragement of EV Charging Station Construction Roadmap

กพช. เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2563 มีมติเห็นชอบแนวทางการส่งเสริมพื้นที่ติดตั้งสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้ามีสาระสำคัญดังนี้

1. วัตถุประสงค์

1.1 เพื่อการแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อม/เพิ่มทางเลือกในการใช้พลังงาน/ลดการพึ่งพาน้ำมันเชื้อเพลิงที่จะต้องนำเข้าจากต่างประเทศ/เพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน

1.2 เพื่อส่งเสริมและสนับสนุนการจัดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าในพื้นที่อย่างทั่วถึง อันเป็นการอำนวยความสะดวกแก่ผู้ใช้ยานยนต์ไฟฟ้า

1.3 เพื่อสร้างแรงกระตุ้นให้ผู้บริโภคหันมาใช้ยานยนต์ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น

1.4 เพื่อสร้างการมีส่วนร่วมกับภาคธุรกิจการให้บริการอาทิ โรงแรม ห้างสรรพสินค้า อาคารธุรกิจอื่นๆ ในการจัดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้า

2. กรอบแนวทางการดำเนินงาน

2.1 พื้นที่เป้าหมาย ได้แก่ พื้นที่ชุมชน ส่งเสริมการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าทั้งในสถานีบริการน้ำมันห้างสรรพสินค้า อาคารพาณิชย์ และอาคารสำนักงาน โดยเฉพาะในพื้นที่ของสถานีบริการน้ำมัน ซึ่งมีการลงทุนพัฒนาสิ่งอำนวยความสะดวกอยู่แล้ว การติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าบนถนนสายหลักระหว่างเมืองเพื่อรองรับผู้ใช้ยานยนต์ไฟฟ้าที่อาศัยอยู่ในพื้นที่นั้นหรือรองรับผู้ใช้ยานยนต์ไฟฟ้าที่เดินทางมาจากเมืองอื่น

2.2 ประเภทของสถานีอัดประจุ แบ่งเป็น สถานีอัดประจุไฟฟ้ากระแสตรงแบบเร่งด่วน ในเขตชุมชนเมืองชั้นในระหว่างเส้นทางหลวงสายหลักของประเทศไทย และสถานีอัดประจุไฟฟ้าแบบปกติ ในห้างสรรพสินค้า อาคารพาณิชย์ และอาคารสำนักงาน ที่มีศักยภาพและความพร้อม

2.3 งบประมาณสนับสนุน เปิดให้มีการใช้งบประมาณจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานในการสนับสนุนการลงทุนเพื่อติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้า

On 19 March 2020, NEPC has agreed on the encouragement of EV charging station construction roadmap that contains the following key elements:

1. Objectives

1.1 To reduce environmental problems, increase alternative energy choices, minimize dependency on imported fuel, and enhance energy utilization efficiency.

1.2 To promote and support the construction of electric vehicle charging stations to enhance coverage to accommodate demands from EV vehicle owners.

1.3 To stimulate the adoption of EV vehicles among consumers.

1.4 To collaborate with business sectors such as hotel, department stores, or office buildings in the installation of EV charging stations.

2. Operating Framework

2.1 Target Areas are community spaces where the installation of EV charging stations would be promoted in fuel service stations, department stores, or office buildings, especially in fuel service stations where some investment on infrastructures and facilities have been made, as well as the installation of EV charging stations along major inter-provincial highways to accommodate EV vehicle owners in that region or travelling commuters.

2.2 Type of EV Charging Stations are direct current quick charge stations which would be installed in urban communities and along Thailand's major highway networks, and ordinary normal charge stations which would be installed in department stores, commercial buildings, and office buildings that are equipped with necessary facilities.

2.3 Supporting Budget would be disbursed from the Energy Conservation Promotion Fund to subsidize the investment on the construction of charging stations.

2.4 ขั้นตอนการดำเนินงาน โดยจัดทำรายละเอียดหลักเกณฑ์และแนวทางในการสนับสนุนการลงทุนติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้า กำหนดคุณสมบัติของผู้มีสิทธิ์ขอรับการสนับสนุน โดยแนวทางในการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าจะพิจารณาจากปัจจัยต่างๆ เช่น ความหนาแน่นของประชากร ความหนาแน่นของการจราจร/การเดินทาง ระยะทางระหว่างกริดแรงดันไฟฟ้าและสถานีอัดประจุไฟฟ้า และการใช้ประโยชน์ของพื้นที่ จากนั้นดำเนินการประกาศรับสมัครหน่วยงานภาครัฐและเอกชน ที่มีคุณสมบัติตามหลักเกณฑ์ แนวทางฯ เพื่อขอรับการสนับสนุนเงินลงทุนติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้า และเริ่มดำเนินการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าตามขั้นตอนที่กำหนดในแผนงาน

2.5 วิธีการดำเนินงาน มอบสำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นหน่วยงานหลักในการบริหารงานส่งเสริมการติดตั้งสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าให้เพียงพอสำหรับการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า โดยจัดทำข้อเสนอโครงการส่งเสริมการติดตั้งสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าให้เพียงพอสำหรับการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า เพื่อขอรับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน โดยร่วมกับกรมธุรกิจพลังงาน คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เพื่อดำเนินการกำหนดพื้นที่ติดตั้งสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าให้เพียงพอสำหรับการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า โดยให้มีระยะห่างของแต่ละสถานีภายในรัศมีไม่เกิน 50 - 70 กิโลเมตร และจัดทำแนวทางการกำกับดูแลความปลอดภัยของการติดตั้งสถานีอัดประจุไฟฟ้าในสถานีบริการน้ำมัน และพื้นที่อื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งประสานความร่วมมือระหว่างหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องให้เกิดการดำเนินงานอย่างพร้อมเพรียงและเป็นไปในทิศทางเดียวกัน นอกจากนี้มอบสำนักงานบริหารกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานพิจารณากำหนดแนวทางในการจัดสรรเงินสนับสนุนการติดตั้งสถานีอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้าให้เพียงพอสำหรับการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า รวมทั้งมอบการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง (กฟผ./กฟภ./กฟน.) พิจารณาเตรียมความพร้อมการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับและเชื่อมต่อกับสถานีอัดประจุไฟฟ้าและการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าในอนาคต

2.4 Operating Plans are consisted of the determination of criteria and guidelines in subsidy of investment on the construction of charging stations, setting up eligibility criteria by considering factors such as population density, traffic and commute volume, distance between voltage grid and charging stations, as well as the utilization of space, therefore the announcement would be made to government and private sectors who are qualified under the criteria and guidelines to submit their proposals for investment sponsorship on the construction of charging stations, and eventually the construction would be made along with the scheduled timelines.

2.5 Execution would be responsible by Office of the Permanent Secretary Ministry of Energy who should be the champion in the drive of sufficient charging station constructions to accommodate demands for electric vehicles. The Office will submit a proposal on the subsidy of charging station constructions to meet demands for electric vehicles in order to obtain sponsorship from the Energy Conservation Promotion Fund. This initiative is a joint responsibility with Department of Energy Business, the Energy Regulatory Commission, and three Electricity Authority Agencies that are Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), Provincial Electricity Authority (PEA), and Metropolitan Electricity Authority (MEA) to define the locations of charging stations which should be within 50-70 kilometers from each other to accommodate the adoption of electric vehicles. There would also be a development of safety guidelines on the construction of charging stations within the premise of fuel service stations and relevant areas, including the collaboration between relevant authorities to foster simultaneous operations in the same direction. Apart from this, the Office of the Energy Conservation Promotion Fund is tasked with the definition of disbursement criteria to support the construction of charging stations to accommodate the adoption of electric vehicles. All three Electricity Authority Agencies (EGAT, PEA, MEA) shall consider the readiness of infrastructure development to lodge and integrate with charging stations as well as future adoption of electric vehicles.

รายงานผลการศึกษาการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ

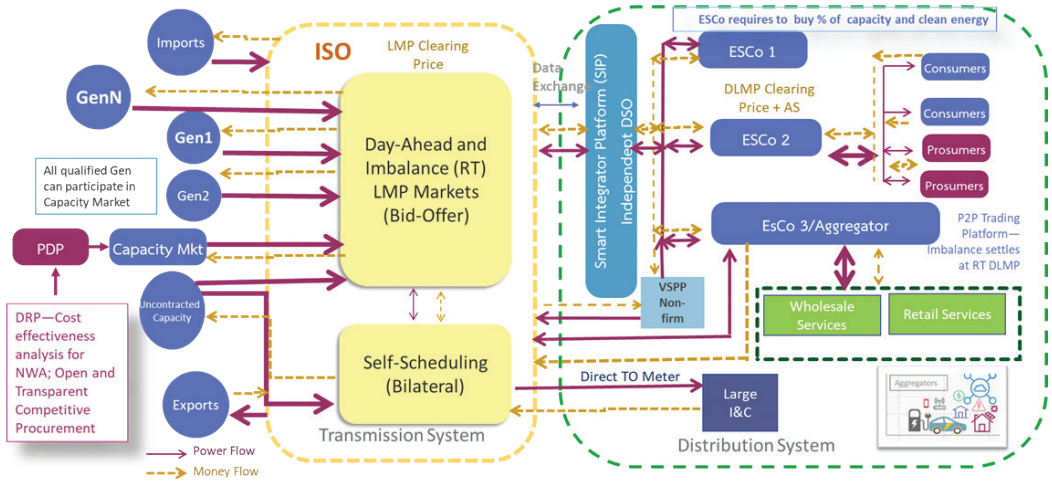
Report on the Study of Competitiveness Enhancement in the Electricity and Natural Gas Industry

สนพ. ได้ดำเนินโครงการศึกษาการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ เพื่อศึกษาโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศที่รองรับกับการแข่งขันกิจการไฟฟ้าทั้งระดับขายส่งและขายปลีก รวมถึงแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันที่สอดคล้องกับโครงสร้างการผลิตไฟฟ้ารูปแบบใหม่ต่างๆ เพื่อการเปลี่ยนผ่านโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในปัจจุบันไปสู่โครงสร้างใหม่ ยกระดับความมั่นคงทางด้านพลังงานที่มีศักยภาพในหลายมิติ พัฒนาอุตสาหกรรมของประเทศไทยในอนาคตในระดับสากล รวมไปถึงการส่งเสริมให้ราคาพลังงานมีเสถียรภาพ สะท้อนต้นทุนที่เป็นธรรมต่อผู้บริโภคโดยมีผลการศึกษา ดังนี้

ในการดำเนินการศึกษาปัจจัยขับเคลื่อนทางด้านการเปลี่ยนแปลงทางโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่เป็นอยู่ในปัจจุบัน รูปแบบตลาดไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติที่มีการเปิดเสรีในต่างประเทศที่เป็นตัวอย่างที่ดีในการนำมาประยุกต์ใช้ในการพัฒนาตลาดของประเทศไทยด้วย รวมไปถึงการวิเคราะห์เปรียบเทียบทางเลือกรูปแบบโครงสร้างการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าทั้ง S1 (Energy Service Utility Model) S2 (Wholesale Power Market Model) และ S3 (Smart Integrator Market Model) แล้ว พบว่ารูปแบบของตลาดที่เหมาะสมกับประเทศไทยจะเป็นการดำเนินการตามรูปแบบ S3 (Smart Integrator Market Model)

EPPO has conducted the study on the Competitiveness Enhancement in the Electricity and Natural Gas Industry to obtain knowledge body on the preparation of national electricity business structure to support competition in both wholesale and retail levels, as well as on supporting initiatives to accommodate new power generation structures as part of the transition of electricity business structure from the legacy ones of the new structures, escalating national energy security in various dimensions to support the internationalization of the nation's industrial sector while maintaining price stability that reflects fair amount of production costs. The results of this study are presented below:

In conducting studies driving factors changes in the electricity and natural gas business structure of Thailand as it is today, power and gas market model, the nature of foreign liberalization is a good example in application in the development of the Thai market as well. Including a comparative analysis of the alternative structure promotion of competition in the electricity business and comparison analysis between the structures of competiveness enhancement program in the electricity industry which includes S1 (Energy Service Utility Model), S2 (Wholesale Power Market Model), and S3 (Smart Integrator Market Model), it was found that the most suitable approach that could be applied is the S3 Model (Smart Integrator Market Model).



รูปแบบ S3 (Smart Integrator Market Model)

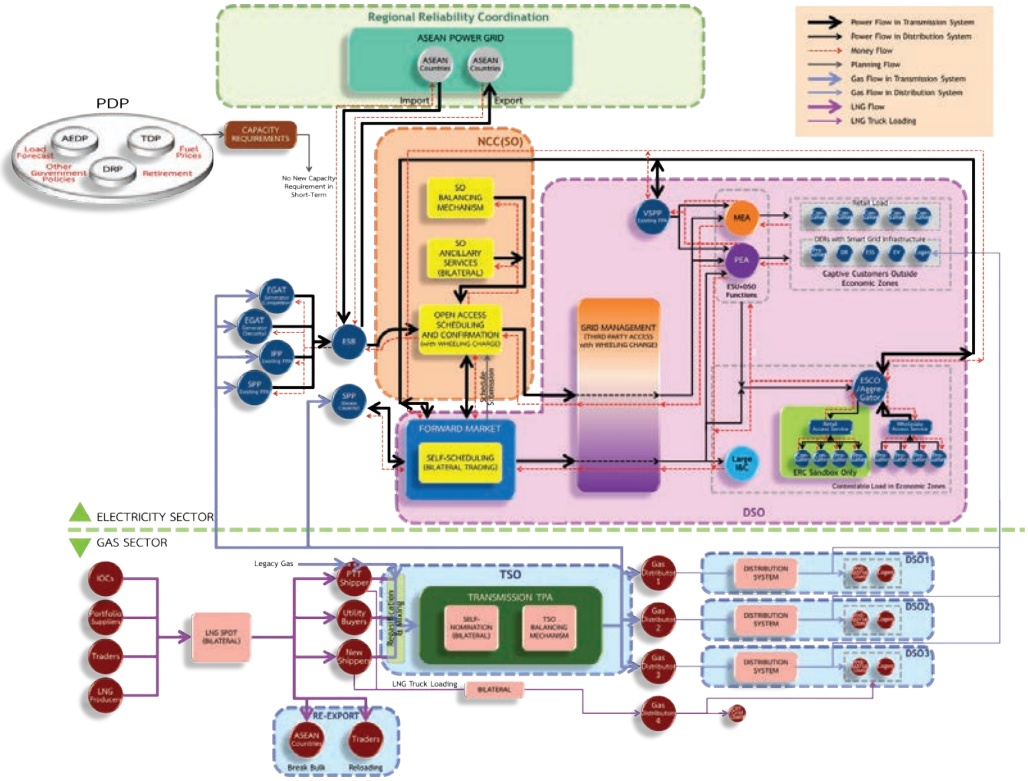
S3 Model (Smart Integrator Market Model)

ทั้งนี้ การพัฒนารูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยดังกล่าวจะแบ่งออกเป็น 4 ระยะ คือ ระยะทดลอง-นำร่อง ระยะที่ 1 ระยะที่ 2 และระยะที่ 3 ดังนี้

(1) ระยะทดลอง-นำร่อง – เปิดให้มีตลาดซื้อขายประเภทข้อตกลงล่วงหน้า สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบสัญญาทวิภาคี ระหว่างกลุ่มผู้ซื้อและผู้ขายที่ได้มีการกำหนดไว้ โดยมีขอบเขตของตลาดเฉพาะในเขตพื้นที่ระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก ซึ่งเป็นการซื้อขายเฉพาะกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเกิน ที่มีการส่งมอบไฟฟ้าทางกายภาพจริงเท่านั้น

The development of electricity market for Thailand would be segregated into four phases namely Trial-Pilot Phase, Phase 1, Phase 2, and Phase 3 according to the following details:

(1) Trial-Pilot Phase – open for trading Forward Market Type for trading power in the form of bilateral contracts between buyers and a designated seller with the scope of the specific market in the area of Eastern Economic Corridor (EEC), which is trading only in excess capacity with actual physical power delivery.

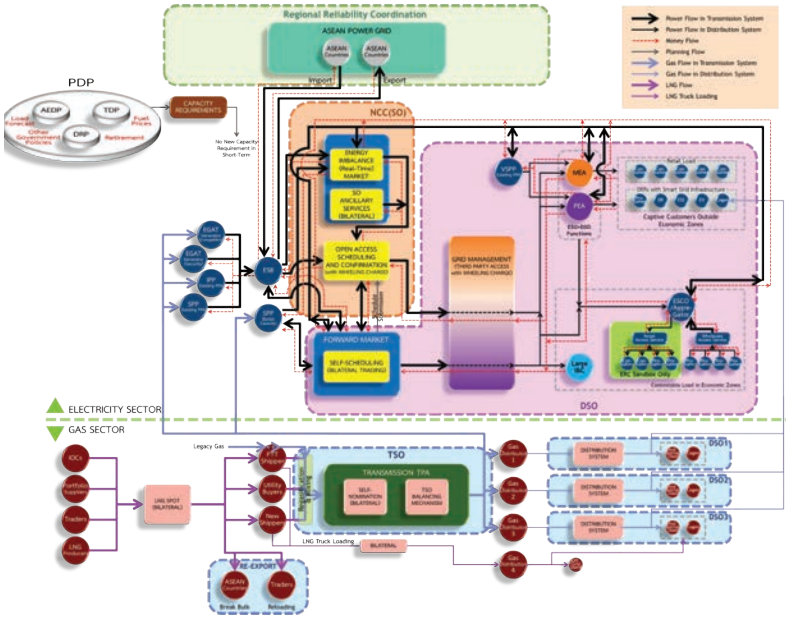


รูปแบบตัวอย่างโครงการนำร่องเพื่อทดลองการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าใน (ระยะทดลอง)

Pilot Project for Electricity Market Competition (Trial Phase)

(2) ระยะที่ 1 – มีการขยายขอบเขตของตลาดให้ครอบคลุมพื้นที่ทั่วประเทศ และมีผู้เข้าร่วมในตลาดเพิ่มมากขึ้น ได้แก่ กฟภ. และ กฟผ.

(2) Phase 1 – Expansion of market scope covering areas all over the country and having more market participants, including PEA and EGAT.

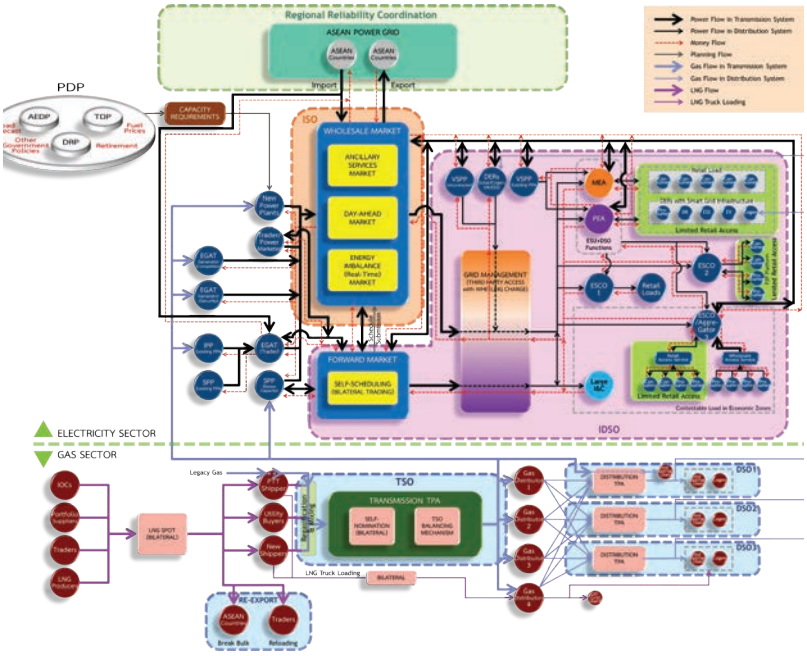


รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีการแข่งขันที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในระยะที่ 1

Electricity Market with Appropriate Competitiveness for Thailand (Phase 1)

(3) ระยะที่ 2 – มีการจัดตั้งตลาดขายส่งไฟฟ้า โดยเป็นการประมูลซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้าล่วงหน้าหนึ่งวัน ในรูปแบบ Two-Sided Market และมีการจัดตั้งตลาดบริการเสริมความมั่นคงของของระบบไฟฟ้า โดยในระยะที่ 2 นี้ยังเปิดโอกาสให้กลุ่มประเทศเพื่อนบ้านสามารถเข้ามาร่วมซื้อขายไฟฟ้าใน Wholesale Market ของประเทศไทยได้ โดยจะเป็นการซื้อขายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ

(3) Phase 2 - The Wholesale Electricity Market will be established to serve as an auction house in the form of two-sided market for both electricity buyers and electricity forward sellers. The Ancillary Services Market will also be established. Participants in the Wholesale Market would be extended to neighboring countries as the contract underlying will be electricity procurement at the interconnection of nodes.

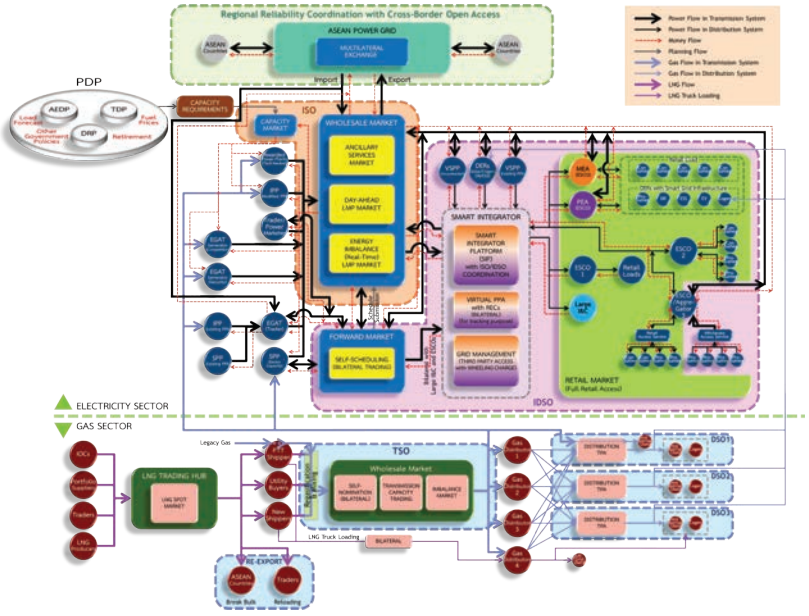


รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีการแข่งขันที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในระยะที่ 2

Electricity Market with Appropriate Competitiveness for Thailand (Phase 2)

(4) ระยะที่ 3 –มีการจัดตั้งตลาดขายปลีกไฟฟ้า (Retail Market) เพิ่มเติมขึ้น โดยมีระบบ Smart Integrator Platform (SIP) ซึ่งเป็น Platform กลางที่ทำหน้าที่สรุปปริมาณธุรกรรมของการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Bilateral การซื้อไฟฟ้าจากตลาดขายส่ง การซื้อขายไฟฟ้าแบบเสมือนจริง เพื่อตรวจสอบและยืนยันปริมาณ Renewable Energy Certificates (RECs) ทั้งหมดที่มีการซื้อขายในระบบ และการซื้อขายไฟฟ้าของ Peer-to-Peer Platform ทั้งหมดที่อยู่ภายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศ รวมถึงการทำการซื้อขายไฟฟ้าเพื่อปรับสมดุลในเวลาจริงให้กับธุรกรรมการซื้อขายทั้งหมดด้วย โดย SIP จะประสานงานอย่างใกล้ชิดกับ ISO เพื่อให้การบริหารระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีความสมดุลมั่นคงและมีเสถียรภาพ

(4) Phase 3 - The Retail Electricity Market will be established and facilitated by the Smart Integrator Platform (SIP) which is a centralized platform that summarized bilateral electricity transaction from the Wholesale Market, Virtual PPA to validate and confirm all Renewable Energy Certificates (RECs) traded in the system and all Peer-to-Peer Platform in the nation electricity market. The electricity transactions can be rebalanced on a real-time basis to be in line with all transactions. SIP will be coordinated closely with ISO to ensure market stability and reliability.



รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่มีการแข่งขันที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยในระยะที่ 3

Electricity Market with Appropriate Competitiveness for Thailand (Phase 3)

จากรูปแบบของกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติที่เริ่มมีการเปลี่ยนแปลงจากระยะทดลองจนถึงระยะที่ 3 ซึ่งเป็นการเปลี่ยนแปลงสู่รูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าอย่างสมบูรณ์ ซึ่งจะมีผลกระทบกับผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติทั้งภาครัฐและเอกชนและประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น กกพ. ซึ่งเป็นหน่วยงานกำกับดูแลจะต้องมีบทบาทหน้าที่ในการกำกับดูแลให้เป็นไปตามวัตถุประสงค์ของการจัดตั้งองค์การตามมาตรา 7 แห่ง พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงานฯ โดย กกพ. มีอำนาจที่จะออกกฎระเบียบหลักเกณฑ์ในเรื่องต่างๆเพื่อเตรียมการรองรับการจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้าและการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า

Gradual changes in the electricity and natural gas business from Trial Phase to Phase 3, or a progress towards market maturity, would provide impacts on electricity and natural gas business operators from both government and public sectors as well as end consumers. Hence, ERC of Thailand as a regulator must assume supervisory roles and responsibilities to ensure the compliance with objectives in Article 7 of the Energy Industry Act. ERC shall possess an authority to stipulate rules and regulations to support the establishment of Electricity Market and electricity transactions in the Electricity Market.

รายงานผลการศึกษาแนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568

Report on the Study of National Electricity Tariff Structure Policy Revision and Development for 2021-2025

สนพ. ได้ดำเนินการโครงการศึกษาแนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568 โดยมีผลการศึกษา ดังนี้

จากการศึกษาและวิเคราะห์นโยบายต่างประเทศที่มีโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใกล้เคียงกับประเทศไทยหรือมีโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ดีเป็นที่ยอมรับในระดับสากล ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงบริบทที่มีผลต่อนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า โดยใช้หลักการ PESTEL Analysis ซึ่งสามารถนำไปสู่ประเด็นในการปรับปรุงและจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568 โดยสรุปได้ดังนี้

ร่างนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2564 – 2568

1. วัตถุประสงค์

1.1 เพื่อให้การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าสะท้อนต้นทุนในการให้บริการของกิจการไฟฟ้าอย่างเหมาะสมและเป็นธรรมต่อทั้งผู้รับใบอนุญาตและผู้ใช้ไฟฟ้าทุกกลุ่ม

1.2 เพื่อให้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงบริบทของอุตสาหกรรมไฟฟ้า อันเกิดจากนโยบายและยุทธศาสตร์ของประเทศ รวมถึงการเปลี่ยนแปลงทางเศรษฐกิจ สังคม สิ่งแวดล้อม และเทคโนโลยี ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต

1.3 เพื่อให้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้ามีความเกื้อหนุนต่อการรักษาประสิทธิภาพ เสถียรภาพ และความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศโดยรวม

1.4 เพื่อให้การกำกับดูแลการส่งผ่านต้นทุนค่าไฟฟ้าในการดำเนินงานของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าเป็นไปอย่างโปร่งใสและมีประสิทธิภาพ

1.5 เพื่อให้การดำเนินนโยบายของภาครัฐผ่านกลไกการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเป็นไปอย่างครอบคลุม เป็นธรรมและมีประสิทธิภาพ

EPPO has studied the National Electricity Tariff Structure Policy Revision and Development for 2021-2025, the results are as follows :

From the study and analysis on policies from the countries with similar electricity tariff structure or those with electricity tariffs are internationally recognized in addition to the revision and assessment on changing national circumstances that affect the setting of electricity tariff structure by using PESTEL Analysis, comprising of assessment on which leads to the revision and amendment of the 2021-2025 National Electricity Tariff Structure Policy as follows:

Draft of National Electricity Tariff Structure Policy for 2021-2025

1. Objectives

1.1 To ensure that electricity tariff setting appropriately and fairly reflects actual production costs incurred in power generation activities to either licensees or all electricity consumer groups.

1.2 To allow electricity tariff structure reflecting changing circumstances in the Electricity Industry as a result of national policies and strategies as well as changes in economic, social, environment and technology anticipated in the future.

1.3 To allow electricity tariff structure supporting the maintenance of overall electricity efficiency, stability, and security for the country.

1.4 To promote regulatory transparency for electricity business licensees in passing power generation costs along.

1.5 To facilitate the comprehensiveness, fairness, and efficiency of government policy executions through setting electricity tariff structures.

2. หลักการทั่วไป

2.1 อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ต้องเป็นอัตราเดียวทั่วประเทศ ยกเว้นในกรณีดังต่อไปนี้ กรณีที่เป็นการตกลงซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกันโดยไม่อยู่ภายใต้การควบคุมของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ กรณีที่เป็นการซื้อขายไฟฟ้าบนพื้นที่เกาะ กรณีที่เป็นการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ กรณีที่เป็นกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการคุณภาพหรือบริการด้านไฟฟ้าที่แตกต่างจากปกติ หรือกรณีอื่นๆ โดยให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) นำเสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อให้ความเห็นชอบ

2.2 อัตราค่าไฟฟ้า ต้องสะท้อนรายได้ที่พึงได้รับ ซึ่งคิดจากต้นทุนและผลตอบแทนที่เหมาะสมของแต่ละประเภทใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าแยกออกจากกัน

2.3 อัตราค่าไฟฟ้า ต้องคำนึงถึงต้นทุนในการรักษาเสถียรภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยเทียบเคียงกับหลักการในการให้บริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า เพื่อให้รายรับที่เรียกเก็บจากผู้สร้างความผันผวนต่อระบบไฟฟ้ามีความสมดุลกับค่าใช้จ่ายในการเสริมสร้างความมั่นคงในระบบไฟฟ้า และกระจายภาระค่าใช้จ่ายดังกล่าวไปยังผู้มีส่วนเกี่ยวข้องอย่างเหมาะสมและเป็นธรรม

2.4 การกำกับดูแลผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าให้ดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพ ควรประยุกต์ใช้แนวทางการกำกับดูแลด้วยแรงจูงใจ โดยอาศัยการเทียบเคียงมาตรฐานที่ครอบคลุมและเหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบัน ควบคู่กับการเทียบเคียงกับผลการดำเนินงานในอดีต

2.5 ให้มีกลไกในการติดตามการลงทุนของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าและการเรียกคืนเงินค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บไปเกิน สำหรับการลงทุนที่ไม่เป็นไปตามแผนการลงทุน หรือการลงทุนในโครงการที่ไม่มีความจำเป็น หรือการลงทุนที่ไม่มีประสิทธิภาพ โดยให้สามารถนำเงินดังกล่าวไปคืนให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสม

2.6 ให้มีกลไกการชดเชยรายได้ผ่านกองทุนพัฒนาไฟฟ้า เพื่อดูแลภาระต้นทุนของระบบจำหน่าย และการจำหน่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกันภายใต้อัตราเดียวกันทั่วประเทศ ระหว่างการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3. โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง

3.1 ที่มาของอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ให้คิดจากรายได้ที่พึงได้รับของกิจการผลิต กิจการระบบส่งไฟฟ้า และกิจการศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

3.2 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ควรสะท้อนความแตกต่างของต้นทุนตามระดับแรงดันไฟฟ้าและช่วงเวลา

3.3 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง สำหรับขายให้กับการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องเป็นโครงสร้างเดียวกัน

2. General Principles

2.1 Electricity tariff for all types of consumers nationwide must be uniform unless there are bilateral agreements outside the regulatory spheres of National Control Center, transactions for electricity on islands, international electricity transactions, or transactions whereas consumer requirements in term of quality or service are deviated from ordinary transactions, or any other cases that would require the Energy Regulatory Commission (ERC) to submit proposal to National Energy Policy Council for case-by-case approvals.

2.2 Electricity tariff must reflect the allowed revenue calculated from appropriate power generation costs and return on investment depending on types of electricity licenses.

2.3 Electricity tariff must be set in consideration with the maintenance of electricity reliability and stability which could be benchmarked with ancillary services. Revenues to be collected from stakeholders who generate volatility in the electricity system should be balanced with expenses incurred in the maintenance of electricity stability, and those costs should be borne by relevant parties on a basis of appropriateness and fairness.

2.4 The regulations of electricity licensees to operate effectively should be achieved by means of incentive regulations by leveraging benchmarks that are comprehensive and covering prevailing situations as well as by comparison with past performances.

2.5 Setting up mechanisms to follow-up the investment of electricity business licensees and setting up claw-back mechanism for excess electricity charges should the investment is not in accordance with plans, or is made on unnecessary projects, or is inefficient. The amount should be returned to electricity consumers via appropriate means.

2.6 Setting up mechanisms to subsidize revenues through the Power Development Fund, in order to manage different distribution costs and selling of electricity under uniform tariff, between Metropolitan Electricity Authority, and Provincial Electricity Authority.

3. Wholesale Electricity Tariff Structure

3.1 Wholesale electricity tariff should be considered based on allowed revenues from power generation, electricity distribution, and electricity control center businesses.

3.2 Wholesale electricity tariff should reflect the difference in costs as a result of voltage and time.

3.3 The structure of wholesale electricity tariff for selling to Metropolitan Electricity Authority, and Provincial Electricity Authority must be similar.

4. โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

4.1 ที่มาของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ให้คิดจากต้นทุนในการซื้อไฟฟ้า รวมกับรายได้ที่พึงได้รับของกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า และกิจการจำหน่ายไฟฟ้า

4.2 อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ควรสะท้อนความแตกต่างของต้นทุนตาม แรงดันไฟฟ้า ช่วงเวลาการใช้ และลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละกลุ่ม

4.3 อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ควรส่งสัญญาณให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีการปรับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าโดยรวม โดยประยุกต์ใช้แนวคิดตามหลักความร่วมมือในการตอบสนองด้านโหลด

4.4 ให้มีการดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อย

5. องค์ประกอบเพิ่มเติมในอัตราค่าไฟฟ้า

5.1 ให้มีองค์ประกอบค่าใช้จ่ายเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายของภาครัฐ หรือ PE อันหมายถึง ต้นทุนส่วนเพิ่ม ที่แตกต่างไปจากการดำเนินกิจการอย่างมีประสิทธิภาพตามปกติของผู้รับใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า ซึ่งใช้เพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามนโยบายของภาครัฐ และต้องกระจายภาระดังกล่าวไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเหมาะสม ครอบคลุม และเป็นธรรม โดยทบทวนเป็นวงรอบทุก 4 เดือน

5.2 ให้มีองค์ประกอบค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือค่า Ft ซึ่งคิดจากค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง และค่าซื้อไฟฟ้าที่แตกต่างไปจากค่าที่ใช้ในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน โดยทบทวนเป็นวงรอบทุก 4 เดือน

6. การศึกษาและเตรียมการเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงอุตสาหกรรมไฟฟ้า

6.1 ให้มีการศึกษาและดำเนินการประกาศใช้อัตราค่าใช้บริการระบบส่งและระบบจำหน่าย

6.2 ให้มีการพิจารณากำหนดอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อเป็นทางเลือกให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตามความเหมาะสมและสอดคล้องกับสถานการณ์ตามที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เห็นสมควร อาทิ อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเติมเงิน อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ให้ความร่วมมือในการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าแบบชั่วคราว

6.3 ให้ใช้แนวทางการสนับสนุนแบบมุ่งเป้า ในการดูแลช่วยเหลือผู้ด้อยโอกาสซึ่งมีลักษณะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัยที่มีรายได้น้อย

6.4 ให้มีการจัดเตรียมข้อมูลเกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและการพัฒนาอุตสาหกรรมไฟฟ้าเพื่อบูรณาการเข้ากับฐานระบบข้อมูลของศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ

6.5 ให้มีการวางยุทธศาสตร์เชิงรุกในการให้ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าและประชาชน

4. Retail Electricity Tariff Structure

4.1 Retail electricity tariff should be considered based on electricity supply costs as allowed revenues from electricity distribution network, and electricity distribution businesses.

4.2 Retail electricity tariff should reflect the difference in costs as a result of voltage, usage time, and usage characteristics of each consumer type.

4.3 Retail electricity tariff must be able to provide signals to consumers in order to adjust the electricity usage in compliance with overall electricity network efficiency by applying the Demand Response principle.

4.4 Low-income household consumers shall be subsidized.

5. Additional Components in Electricity Tariff

5.1 There will be the Policy Expense or PE, that means an extra cost to the ordinary, yet efficient operations of electricity business licensees to support the execution of government policies. This burden should be distributed appropriately to electricity consumers on a basis of comprehensiveness and fairness. The revision must be made every 4 months.

5.2 There will be an electricity tariff component according to the Automatic Adjustment Mechanism or Ft, which is to be calculated from costs of fuel and electricity procurements that are differ from rates set in the definition of base electricity tariff. The revision must be made every 4 months.

6. Study and Preparation for Changes in the Electricity Industry

6.1 There will be a study and announcement on the Wheeling Charge.

6.2 There will be a consideration on setting electricity tariffs as alternative choices for consumers to choose from, depending on the situations deemed appropriate by Energy Regulatory Commission (ERC) such as pre-paid electricity tariffs, or tariffs for participants in the temporary enhancement of electricity networks.

6.3 There will be an implementation of targeted subsidies for those in needs such as low-income household consumers.

6.4 There will be an integrated information on the electricity tariff structure and electricity industry development with the database of National Energy Information Center.

6.5 There will be active strategies launched to create awareness and understanding on electricity tariff structure to electricity consumers and citizenry.

6.6 ให้บูรณาการความร่วมมือในการศึกษาเกี่ยวกับแนวทางในการพัฒนานโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในอนาคตในประเด็นดังต่อไปนี้

6.6.1 ความเป็นไปได้ในการสะท้อนต้นทุนค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันในแต่ละพื้นที่

6.6.2 ความเป็นไปได้ในการเพิ่มสัดส่วนการสะท้อนต้นทุนในส่วนที่คงที่ในอัตราค่าไฟฟ้า

6.6.3 ความเป็นไปได้ในการกำหนดค่า Ft ที่แตกต่างกันในแต่ละช่วงเวลา

6.6.4 การพิจารณาผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสมของการไฟฟ้า ให้มีความสามารถในการแข่งขันกับภาคเอกชน รวมทั้งเป็นกลไกของภาครัฐในการรักษาความมั่นคงและเสถียรภาพด้านไฟฟ้า เพื่อรองรับความผันผวนของการผลิตไฟฟ้า

6.6.5 การศึกษามูลค่าต้นทุนที่สามารถหลีกเลี่ยงได้ อันเกิดจากการรับซื้อไฟฟ้าของ Prosumers

6.6 There will be an integrated collaborations on the study of future electricity tariff structure plan to cover the following topics:

6.6.1 Possibility to reflect different power generation costs in each region.

6.6.2 Possibility to expand the reflection of fixed costs in the electricity tariff.

6.6.3 Possibility of applying the time-based Ft values.

6.6.4 Consideration of appropriate return on investment for Electricity Authority to remain competitive with private sectors while still serving the government by ensuring electricity stability and reliability to accommodate fluctuations in the power generation activities.

6.6.5 Study on (avoided costs) from the procurements of electricity from Prosumers.

รายงานผลการสนับสนุนการบริหารแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยในระยะสั้น พ.ศ. 2562

Outcome of Administrative Support to Plan for Mobilizing Thailand Short Term Smart Grid Operation 2019

สนพ. ได้ดำเนินการบริหารแผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยในระยะสั้น พ.ศ. 2560 - 2564 เพื่อสนับสนุนคณะอนุกรรมการเพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในการรวบรวมข้อมูล ประสานความร่วมมือระหว่างหน่วยงาน และสนับสนุนการบริหารจัดการ กำกับการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดในภาพรวม รวมถึงการประเมินผลอย่างต่อเนื่อง โดยมีผลการดำเนินงานผ่าน 3 เสาหลัก ดังนี้

EPPO has been administrating a plan for mobilizing Thailand short term smart grid operation 2017-2021 to support the Smart Grid Development Studying and Development Sub-committee in collecting information, collaboration between entities, and supporting administrative processes, as well as regulating overall Smart Grid activity executions and continuously evaluating outcomes. Work was done through 3 pilliars as follows:

เสาหลักที่ 1: การตอบสนองด้านความต้องการไฟฟ้าและระบบบริหารจัดการพลังงาน
Pillar 1 : Response to Electricity Demand and Energy Management System

มีความคืบหน้าการดำเนินงาน ดังนี้

The following progress was made:

หน่วยงาน Entity Name	อ้างอิง Reference ID	โครงการ/กิจกรรม Project/Activity	สถานะการดำเนินงาน Operating Status: อยู่ระหว่างดำเนินการ In progress	สถานะการดำเนินงาน Operating Status: แล้วเสร็จ Completed
สนพ. EPPO	EPPO-04	โครงการพัฒนารูปแบบธุรกิจของระบบบริหารจัดการพลังงานเพื่อการดำเนินการตอบสนองด้านโหลดบนสมาร์ทกริด The development of business models for Energy Management System in response to load demand on Smart Grid.		✓
กฟผ. EGAT	EGAT-01	การจัดตั้งศูนย์สั่งการการดำเนินการตอบสนองด้านโหลด Establishment of the Demand Response Control Center.	✓	
กฟน. MEA	MEA-01	โครงการนำร่องระบบบริหารจัดการพลังงานในอาคารที่ทำการการไฟฟ้านครหลวงซึ่งต่อเชื่อมกับระบบสมาร์ทกริด The pilot project on the integration of Energy Management System in the MEA Buildings to the Smart Grid.		✓
	MEA-02	โครงการนำร่องการตอบสนองด้านโหลดและกลไกราคาในพื้นที่ กทม. และปริมณฑล The pilot project on the response to load demand and pricing mechanism in Bangkok and Greater Bangkok areas.	✓	
กฟภ. PEA	PEA-01	โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ระยะที่ 1 (ส่วนของ DR) The Smart Grid Phase 1 development (DR section)	✓	
	PEA-01-1	โครงการนำร่องระบบการบริหารจัดการการตอบสนองด้านความต้องการไฟฟ้าและระบบบริหารจัดการพลังงานแบบอัตโนมัติ The pilot project on the Power Demand Response Management System and the Automated Management System.	✓	
	PEA-01-2	โครงการศึกษาแนวทางการดำเนินธุรกิจผู้รวบรวมโหลดและจัดสรรโหลด Study on the business operations of Load Aggregator		✓
	PEA-04	โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี The development of Smart Grid in Pattaya, Chon Buri.	✓	
	PEA-05	โครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ The installation of Advanced Metering Infrastructure (AMI) for major electricity consumers.	✓	
กฟภ. ERC	ERC-02	การพัฒนาปรับปรุงกฎระเบียบสำหรับการตอบสนองด้านโหลดและการจัดการพลังงานบนสมาร์ทกริด Development and revision of regulations on load demand and Smart Grid energy management.	✓	
		โครงการนำร่องการใช้มาตรการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบ Critical Peak Pricing (CPP) The pilot project on the implementation of coordination mechanisms to Demand Response by adopting the Critical Peak Pricing (CPP) scheme.		✓

เสาหลักที่ 2: ระบบพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน
Pillar 2 : Renewable Energy Forecasting System

มีความคืบหน้าการดำเนินงาน ดังนี้

The following progress was made:

หน่วยงาน Entity Name	อ้างอิง Reference ID	โครงการ/กิจกรรม Project/Activity	สถานะการดำเนินงาน Operating Status: อยู่ระหว่างดำเนินการ In progress	สถานะการดำเนินงาน Operating Status: แล้วเสร็จ Completed
กฟผ. EGAT	EGAT-02,03	โครงการศึกษาการพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน Study of the renewable energy output forecasting.	✓	
สำนักงาน กกพ. ERC	ERC-03	การพัฒนาโครงสร้างหน่วยงานและการดำเนินการของศูนย์พยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน Development of organization structures and operations of the Renewable Energy Forecast Office.	✓	

เสาหลักที่ 3: ระบบไมโครกริดและระบบกักเก็บพลังงาน
Pillar 3 : Micro Grid System and Energy Storage System

มีความคืบหน้าการดำเนินงาน ดังนี้

The following progress was made:

หน่วยงาน Entity Name	อ้างอิง Reference ID	โครงการ/กิจกรรม Project/Activity	สถานะการดำเนินงาน Operating Status: อยู่ระหว่างดำเนินการ In progress	สถานะการดำเนินงาน Operating Status: แล้วเสร็จ Completed
สนพ. EPPO	EPPO-05	โครงการพัฒนารูปแบบธุรกิจระบบไมโครกริด พร้อมศึกษาความเป็นไปได้ในการร่วมทุนภาครัฐ/ภาคเอกชน The development of business models for Micro Grid System and the feasibility study on the joint venture between government and private sector.		✓
กฟผ. EGAT	EGAT-04	โครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. The installation of Energy Storage System in the EGAT Electricity Grid.	✓	
	EGAT-05	โครงการพัฒนาโครงการนำร่องสมาร์ทกริดที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน The development of Micro Grid System pilot project by EGAT in Mae Hong Son Province.	✓	
กฟน. MEA	MEA-03	โครงการนำร่องระบบไมโครกริดของ กฟน. The Micro Gird System pilot project by MEA.	✓	
กฟภ. PEA	PEA-02	แผนงานติดตั้งระบบไมโครกริดในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้และ 4 อำเภอจังหวัดสงขลา The Micro Grid System installation plan in the 3 Southern Border Provinces as well as neighboring 4 districts in Songkhla Province.	✓	
	PEA-03-1	โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน The development of Micro Grid Electricity Network in Mae Sariang District, Mae Hong Son Province.	✓	
		แผนงานปรับปรุงระบบไมโครกริดที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน The improvement of Micro Grid System in Mae Sariang District, Mae Hong Son Province.		
	PEA-03-2	แผนงานปรับปรุงระบบไมโครกริดให้สอดคล้องกับโครงการสมาร์ทกริดที่อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน จังหวัดแม่ฮ่องสอน The improvement of Micro Grid System to comply with the Smart Grid Project in Mueang Mae Hong Son District, Mae Hong Son Province.	✓	
	PEA-06	โครงการวิจัยระบบไมโครกริดขุนแปะ The Khun Pae Micro Grid System research project.	✓	

แผนอำนวยการสนับสนุนการขับเคลื่อน
Facilitation Plan for Driving Initiatives

หน่วยงาน Entity Name	อ้างอิง Reference ID	โครงการ/กิจกรรม Project/Activity	สถานะการดำเนินงาน Operating Status	
			อยู่ระหว่างดำเนินการ In progress	แล้วเสร็จ Completed
สนพ. EPPO	EPPO-01	งบประมาณดำเนินการคณะอนุกรรมการขับเคลื่อนฯ (เพื่อบริหารและการจัดทำแผนการขับเคลื่อนระยะปานกลาง) Operating budget for the Sub-committee (to administrate and prepare the Medium Term Driving Initiatives).		✓
	EPPO-02	การพัฒนาระบบรักษาความมั่นคงความปลอดภัยด้านไซเบอร์ Development of Cybersecurity System.		✓
	EPPO-03	การเตรียมความพร้อมสำหรับการดำเนินโครงการนำร่องร่วมทุนภาครัฐ ภาคเอกชน Preparation on the execution of pilot project on joint venture between government and private sectors.	✓	
	EPPO-06	วิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีสมาร์ทกริด เพื่อทดแทนการนำเข้าจากต่างประเทศ Research and development of Smart Grid System to replace imports from foreign countries.	✓	
	EPPO-07	พัฒนาขีดความสามารถด้านสมาร์ทกริดของหน่วยงาน/บุคลากรในประเทศ Empowerment of domestic entities and personnel regarding Smart Grid.	✓	
	EPPO-08	กิจกรรมสื่อสาร ทำความเข้าใจ และรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย ในการดำเนินการขับเคลื่อนด้านสมาร์ทกริด Communication, understanding and listening activities to be participated by stakeholders in the drive of Smart Grid initiatives.	✓	
สำนักงาน กกพ. ERC	ERC-01	การศึกษาเพื่อการกำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อและการทำงานร่วมกันได้ Study on the setting of standards and interoperability between systems.	✓	

แผนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของหน่วยงานอื่นๆ
Smart Grid Operational Planning by Other Entities

ความเกี่ยวข้องของการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของหน่วยงานอื่นๆ กับแผนการดำเนินงานตามแผนการขับเคลื่อนฯ ในระยะสั้น เพื่อให้ สนพ. เห็นภาพรวมความสอดคล้องการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริด สรุปได้ดังนี้

The relevancy of the smartgrid operating plans by other entities and plans under short term mobilization plans for EPPO to assess the operational consistency can be summarized as follows:

ความเกี่ยวข้องของการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของหน่วยงานอื่นๆ
Relevancy of Smart Grid Operations Performed by Other Entities

ลำดับที่ No.	หน่วยงาน/บริษัท Entity/Company	เสาหลักที่ 1 Pillar 1		เสาหลักที่ 2 Pillar 2	เสาหลักที่ 3 Pillar 3		แผนอำนวยการสนับสนุน Facilitation Plan	Smart City	EV
		EMS	DR	RE Forecast	Micro Grid	ESS			
	หน่วยงานในคณะอนุกรรมการ/คณะทำงาน Entities in the Sub Committee/Working Group								
1	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน Department of Alternative Energy Development and Efficiency				✓				
2	กระทรวงดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม Ministry of Digital Economy and Society							✓	
3	สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย The Federation of Thai Industries					✓			
	หน่วยงานอื่นๆ Other Entities								
1	ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ National Electronics and Computer Technology Center	✓				✓	✓		✓
2	การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย Industrial Estate Authority of Thailand				✓	✓		✓	
3	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) PTT Public Company Limited					✓			✓
4	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค PEA Hive Provincial Electricity Authority (PEA HiVE)	✓							
5	สถาบันอาคารเขียวไทย Thai Green Building Institute							✓	
6	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย Chulalongkorn University	✓	✓					✓	✓
7	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ Thammasat University							✓	✓
8	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang							✓	✓
9	สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ National Institute of Development Administration							✓	
10	มหาวิทยาลัยนเรศวร Naresuan University				✓	✓			
11	มหาวิทยาลัยพะเยา University of Phayao				✓				
12	มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ Chiang Mai University							✓	✓
13	จังหวัดขอนแก่น Khon Kaen Province							✓	
14	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) Energy Absolute Public Company Limited					✓			✓
15	บริษัท ปูนซีเมนต์ไทย จำกัด (มหาชน) Siam Cement Public Company Limited	✓							
16	บริษัท แอดวานซ์อินโฟร์ เซอร์วิส จำกัด (มหาชน) Advanced Info Service Public Company Limited	✓					✓		
17	บริษัท ทรูคอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) True Corporation Public Company Limited							✓	
18	บริษัท แสนสิริ จำกัด (มหาชน) Sansiri Public Company Limited	✓						✓	
19	บริษัท บางจากคอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) Bangchak Corporation Public Company Limited							✓	

รายงานผลการศึกษาการจัดทำแผนยุทธศาสตร์และออกแบบการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติเพื่อรองรับการใช้ข้อมูลขนาดใหญ่ในการขับเคลื่อนแผนพลังงานของประเทศไทย

Report on the Study of Strategic and Development Plan Preparation for National Energy Information Center to Support the Big Data Utilization in the Execution of National Energy Plan

สนพ. ได้ดำเนินโครงการศึกษาการจัดทำแผนยุทธศาสตร์และออกแบบการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติเพื่อรองรับการใช้ข้อมูลขนาดใหญ่ในการขับเคลื่อนแผนพลังงานของประเทศไทย เพื่อศึกษาและรวบรวมข้อมูลด้านพลังงาน กฎหมาย และกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งศึกษาและจัดทำแผนยุทธศาสตร์ แผนที่นำทาง และแผนปฏิบัติการ การพัฒนาเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารของศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ โดยมีสรุปผลการศึกษา ดังนี้

1. วิสัยทัศน์และยุทธศาสตร์ของ NEIC

• วิสัยทัศน์

"เป็นผู้ให้บริการข้อมูลและสารสนเทศด้านพลังงานของประเทศ ที่ตรงตามความต้องการและเป็นที่เชื่อถือของผู้ใช้ทุกกลุ่มทุกประเด็น"

• แผนยุทธศาสตร์ ประกอบด้วย 3 ยุทธศาสตร์ ได้แก่

ยุทธศาสตร์ที่ 1 สร้างความโปร่งใสให้สังคมเชื่อถือในการบริหารพลังงานของรัฐบาล

ยุทธศาสตร์ที่ 2 สนับสนุนข้อมูล สารสนเทศ การวิเคราะห์ การคาดการณ์

ยุทธศาสตร์ที่ 3 เป็นองค์กรสมรรถนะสูง

2. แผนที่นำทางของ NEIC ได้แบ่งออกเป็น 3 ช่วง ได้แก่

• **ช่วงที่** 1 (ปี 2564 - 2566)

จัดตั้งเป็นหน่วยงานภายในภายใต้ สนพ. มีการเชื่อมโยงข้อมูลกับหน่วยงานสังกัดกระทรวงพลังงาน บริหารจัดการข้อมูลตามหลักธรรมาภิบาลข้อมูล ดำเนินการโดยการจ้างที่ปรึกษาภายนอกควบคู่กับการพัฒนาบุคลากรภายใน

• **ช่วงที่** 2 (ปี 2567 - 2569)

จัดตั้งเป็นหน่วยงานระดับกองภายใต้ สนพ. ขยายเครือข่ายเพื่อเชื่อมโยงข้อมูล รวมทั้งมีการวิเคราะห์และพยากรณ์ข้อมูลเพื่อให้บริการ

EPPO having been studied the strategic and development plan preparation for National Energy Information Center to support the big data utilization in the execution of National Energy Plan to collect information on energy, laws and relevant regulations as well as developing the strategic plan, roadmap, and action plan for the information technology and communication development of National Energy Information Center. The study result could be summarized below:

1. NEIC Vision and Strategy

• Vision

"To become the national service provider and information of energy data that meets the requirements which is trusted by all data consumers in all aspects"

• Strategic Plan contains 3 strategies, which are:

Strategy 1 To provide transparency and obtaining social acceptance on the government energy management campaigns.

Strategy 2 To support data, information, analysis, and forecast

Strategy 3 To practice high-performance corporate cultures.

2. NEIC Roadmap is prepared in 3 phases as follows:

• Phase 1 (2021-2023)

Establish NEIC under EPPO and perform data linkage with departments under Ministry of Energy. Data management shall be regulated under Data Governance Framework. The execution of this phase shall be performed by external advisors along with the development of internal personnel.

• Phase 2 (2024-2026)

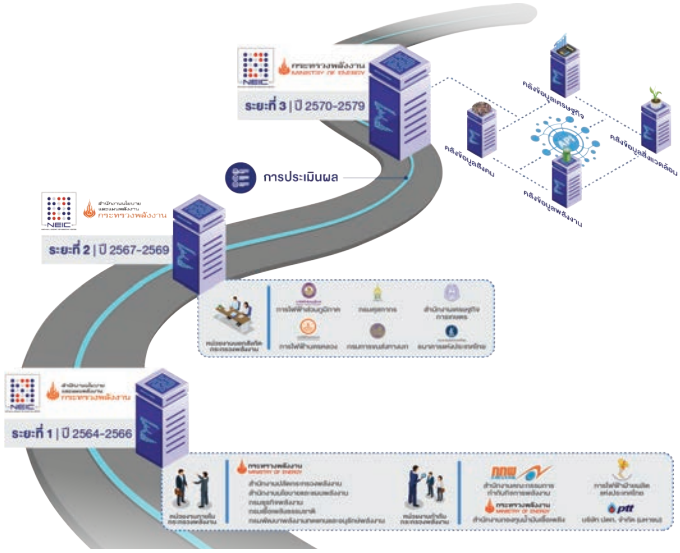
Escalate NEIC to a Divisional Level under EPPO and extend data linkage coverage. The service shall include data predictive analysis.

• **ช่วงที่** 3 (ปี 2570 - 2579)

จัดตั้งเป็นหน่วยงานรูปแบบใหม่ เช่น องค์การมหาชน หรือหน่วยบริการรูปแบบพิเศษ ภายใต้กระทรวงพลังงาน ขยายเครือข่ายสู่ภาคเอกชนและองค์กรต่างประเทศ มีการวิเคราะห์แบบให้คำแนะนำ และให้บริการเชิงพาณิชย์ โดยเน้นการผลักดันบุคลากรภายในเพื่อดำเนินการ NEIC

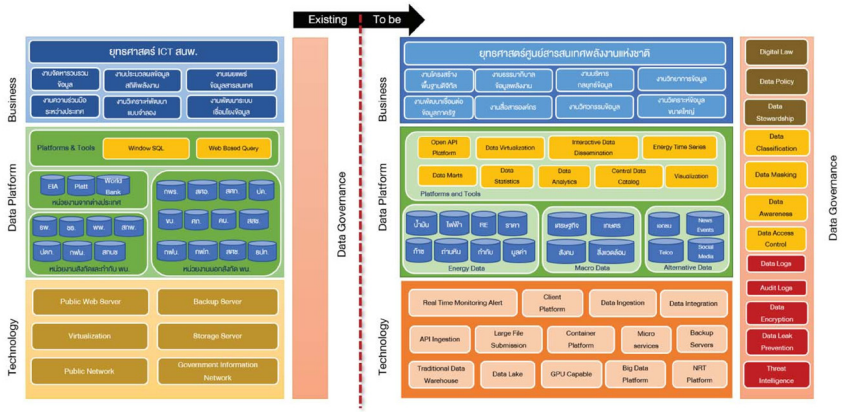
• Phase 3 (2027-2036)

Transform NEIC to other form of organizations such as Public Organization or Special Delivery Unit under Ministry of Energy while extending coverage to private sectors and international organization. The service shall include prescriptive analytics and commercial operations with a focus on empowering internal personnel to operate NEIC.



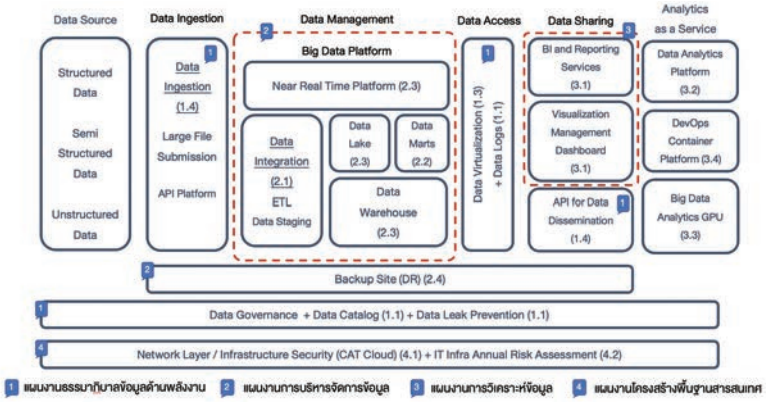
3. ทิศทางการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติในอนาคต

Direction of NEIC Development in the Future



4. แผนงาน/โครงการตามกรอบ Big Data Analysis Platform

Project Plan/Timeline on Big Data Analysis Platform



คณะกรรมการประสานงานซื้อขายไฟฟ้าในอนุภูมิภาคลุ่มน้ำโขง 6 ประเทศ

Regional Power Trade Coordination Committee (RPTCC)

ในปี 2563 National Energy Administration แห่งสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนจีนร่วมกับธนาคารพัฒนาเอเชีย หรือได้จัดให้มีการประชุม RPTCC ครั้งที่ 27 เมื่อวันที่ 15 ตุลาคม 2563 ผ่านระบบประชุมออนไลน์ โดยมีผู้เข้าร่วมประชุมจากประเทศสมาชิก คณะทำงานด้านเทคนิค คณะทำงานด้านกฎระเบียบ และผู้แทนจากธนาคาร ADB เข้าร่วมประชุมในการประชุมดังกล่าวด้วย โดยมีผลการประชุม ดังนี้

(1) สรุปผลการประชุมของคณะทำงาน Working Group for Planning and Operation (WGPO)

• คณะที่ปรึกษาของ ADB ได้สรุปงานที่เสร็จสมบูรณ์และสิ่งที่ส่งมอบภายใต้ WGPO โดยมีงานที่แล้วเสร็จในปี 2020 ได้แก่ (1) GMS master plan (2) The pre-feasibility studies of Lao-Myanmarinterconnection (3) knowledge product on GMS harmonized Grid Code with some recommendation-son way forward

• แผนแม่บท GMS (2565 -2578) ได้รวบรวมความเห็นของประเทศสมาชิก RPTCC รวมถึงผลกระทบของ Covid-19 ซึ่งคณะที่ปรึกษาของ ADB ได้ทำการศึกษา โดยประเมินถึงสถานการณ์ต่างๆ และผลกระทบน่าจะเกิดขึ้นและในแต่ละสถานการณ์ โดยคำนึงถึงผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้จากการแลกเปลี่ยนซื้อขายพลังงานในภูมิภาครวมถึงการรวมกันของโครงข่าย HVAC และ HVDC ในอนาคต

• การเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าระหว่าง สปป.ลาว - เมียนมา (300MW) ขณะนี้การออกแบบเชื่อมโยงโครงข่ายเบื้องต้นเสร็จสมบูรณ์โดยมีการประเมินคุณสมบัติทางเทคนิคขั้นพื้นฐาน นอกจากนี้มีการพยายามประเมินระบบไฟฟ้าทั้งสองระบบเพื่อหาสาเหตุของอุปสรรคในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของประเทศในภูมิภาค GMS

(2) รายงานความก้าวหน้าการดำเนินการของ WGPO Work

(2.1) การจัดทำ GMS Master Plan ซึ่งดำเนินการโดยใช้ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของแต่ละประเทศ ซึ่งเป็นข้อมูลที่ได้รับจากประเทศสมาชิกเพื่อใช้ในการวางแผนความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ความเป็นไปได้ในด้านเทคนิค และความสอดคล้องกับการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าในภูมิภาค

National Energy Administration of the People's Republic of China cooperated with Asian Development Bank to jointly host the 27th RPTCC Summit via online conference on 15 October 2020 Delegation were from member countries, technical working groups, regulatory working groups, and ADB representatives. The results of the meeting could be described as follows:

(1) Summary of the Working Group for Planning and Operation (WGPO) Meeting

• The ADB Advisory Panel has concluded the finished activities and deliverables as the following works have been completed in 2020; (1) GMS master plan (2) The pre-feasibility studies of Lao-Myanmar interconnection (3) knowledge product on GMS harmonized Grid Code with some recommendations on way forward.

• The GMS Master Plan (2022-2035) has incorporated comments from RPTCC member countries as well as effects from the COVID-19 pandemic. The ADB Advisory Panel has studied them by assessing possible scenarios and likelihood of impacts in each scenario in consideration with benefits to be achieved by regional power trading and the future integration of HVAC and HVDC.

• For the progress of the interconnection of electricity networks between Lao PDR and Myanmar (300MW), the preliminary interconnection design has been completed as well as the assessment of fundamental technical specifications. Additionally, there were attempts to evaluate both electricity systems to determine root causes of the interconnection problems experienced by countries in GMS.

(2) WGPO Work Progress Report

(2.1) The preparation of the GMS Master Plan carried out by the use forecasting data for power demand and production data of each country which is the information received from member countries for planning economic cost-effectiveness, technical feasibility, and in accordance with the development of power generation in the region.

(2.2) การจัดทำ GMS Grid Codes , Gaps Assessment ซึ่งที่ปรึกษา ADB ได้เสนอวิธีการการประเมินช่องว่าง ซึ่งรวมถึงการประเมินข้อกำหนดภาคไฟฟ้าของแต่ละประเทศภูมิภาค GMS

(2.3) การจัดทำ GMS Grid Code - Knowledge Product – (WGPO Work) โดยมีขั้นตอนในการเตรียม GMS Grid Code Knowledge ดังนี้ (1) เหตุผลในการจัดทำ GMS Grid Code Knowledge (Regional Grid Code : RGC) (2) คุณลักษณะของ GMS RGC ในอนาคต, (3) เทคโนโลยีการเชื่อมต่อโครงข่ายสำหรับ GMS, (4) การยอมรับของRPTCC ต่อ RGC และ (5) การปรับแต่ง RGC ให้เหมาะสมกับลำดับความสำคัญของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(3) รายงานความก้าวหน้าการพัฒนาด้านไฟฟ้าของประเทศไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้มีการรายงานการพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยให้ที่ประชุม RPTCC รับทราบ มีรายละเอียดโดยสรุปดังนี้

• ประเทศไทยจัดทำศูนย์พยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน ภายใต้แผนแม่บทการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย เนื่องจากธรรมชาติของโรงไฟฟ้าพลังงานลมและแสงอาทิตย์มีความไม่แน่นอนและความผันผวนของกำลังไฟฟ้าที่จะผลิตได้ ซึ่ง กฟผ. จะเป็นผู้นำในการศึกษาและจัดทำแพลตฟอร์มในการพยากรณ์กระแสไฟฟ้าที่มาจากแสงอาทิตย์และลม

• รายงานความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยในช่วงการระบาดของ COVID-19 ว่าส่งผลต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วง 7 เดือนแรกลดลง 3.8% ความต้องการใช้ไฟฟ้าของที่อยู่อาศัยเพิ่มขึ้นในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมลดลง

• กฟผ. ได้ชี้แจงรายละเอียดโครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อลดความผันผวนที่เกิดขึ้นจากการเพิ่มขึ้นของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน จำนวน 2 โครงการ ได้แก่ สถานีไฟฟ้าแรงสูงชัยบาดาล จังหวัดลพบุรี ขนาด 21 เมกะวัตต์ (ความจุ 21 MWh) และ สถานีไฟฟ้าแรงสูงบำเน็จณรงค์ จังหวัดชัยภูมิ ขนาด 16 เมกะวัตต์ (ความจุ 16 MWh)

(4) กิจกรรมในอนาคต

ประเทศ RPTCC เห็นพ้องต้องกันที่จะยกระดับความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้าและพลังงานสะอาดในประเทศ GMS เพิ่มประสิทธิภาพทรัพยากรพลังงานและบรรลุการพัฒนาที่ยั่งยืนสำหรับภูมิภาค การส่งเสริมความร่วมมือในทางปฏิบัติรวมถึงการเชื่อมต่อพลังงาน ซึ่งจะนำไปสู่การพัฒนาสีเขียวและคาร์บอนต่ำของภูมิภาค

(2.2) Preparation of GMS Grid Codes, Gaps Assessment, in which ADB consultants have proposed a method for assessing gaps, including assessing the electricity sector requirements of each country in GMS region.

(2.3) Preparation of GMS Grid Code - Knowledge Product (WGPO Work) with steps for preparing GMS Grid Code Knowledge as follows: (1) Rationale in the development of GMS Grid Code Knowledge (Regional Grid Code: RGC), (2) Qualification of GMS RGC in the future, (3) Interconnection technology for GMS, (4) Acceptance of RPTCC towards RGC, and (5) Configuration of RGC to meet priorities of electricity networks.

(3) Report on Thailand Electricity Development Progress

The Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) has reported summary on the electricity development progress for Thailand to the RPTCC Summit as follows:

• Thailand has established the Renewable Energy Forecast Center under the Smart Grid Development Master Plan because outputs from wind power plants and solar power plants are fluctuated in nature, leading to volatility of anticipated power generation capability, EGAT will lead the study and development of forecasting platforms for power generation from solar and wind power plants.

• Report on Thailand electricity consumption demand during COVID-19 pandemic where consumption during the first seven months was declined by 3.8% amid rising household demand which was offset by falling consumption from business and industrial sector.

• EGAT has provided an explanation on the installation of Battery Energy Storage System. The main objective is to reduce volatility from the rising power generation capacity from renewable energy in 2 projects namely the 21-megawatt Chai Badan High Voltage Station, Lopburi Province (capacity of 21MWh) and the 16-megawatt Bamnet Narong High Voltage Station, Chaiyaphum Province (capacity of 16MWh).

(4) Future Activity

RPTCC country members jointly agreed to escalate collaboration on power and clean energy within GMS countries to enhance the efficiency of energy resources and achieve sustainable development goals for the region, as well as the encouragement on operations and interconnected energy that will lead the region to the low-carbon and green growth.

การประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 38

The 38th ASEAN Ministers on Energy Meeting

ประเทศเวียดนามในฐานะประธานอาเซียนด้านพลังงาน ได้จัดให้มีการประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 38 ระหว่างวันที่ 17 - 20 พฤศจิกายน 2563 ผ่านการประชุมในรูปแบบออนไลน์ โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นหัวหน้าผู้แทนประเทศไทย และมีผู้อำนวยการกองยุทธศาสตร์และแผนงานเป็นผู้แทนสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน โดยมีผลการประชุม ดังนี้

ที่ประชุมรับทราบความก้าวหน้าการดำเนินการตามแผนปฏิบัติการอาเซียนด้านพลังงาน ปี 2016 - 2025 ระยะที่ 1 ปี 2016 - 2020 และการจัดทำแผน APAEC ระยะที่ 2 ปี 2021 - 2025 โดยแบ่งการดำเนินงานออกเป็น 7 สาขาย่อย ได้แก่

Vietnam as the president of ASEAN energy initiatives has hosted an online meeting for ASEAN Energy Ministers as The 38th ASEAN Ministers on Energy Meeting during 17-20 November 2020. Minister of Energy has led Thai delegations and the Director of Strategy and Planning Division was a representative of the Energy Policy and Planning Office. The meeting results are presented as follows:

The meeting has acknowledged the progress on implementation of the 2016-2025 ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) as Phase 1 was implemented during 2016-2020 and Phase 2 plans would be developed for the execution during 2021-2025. Collaborations could be divided into seven topics as follows:

ความร่วมมือด้าน Topic of Collaborations	ผลงานที่โดดเด่นภายใต้ APAEC ระยะที่ 1 Key Achievements during APAEC Phase 1	กลยุทธ์สำคัญภายใต้แผน APAEC ระยะที่ 2 Key Achievements during APAEC Phase 2
1. การเชื่อมโยงระบบสายส่งไฟฟ้า Interconnection of ASEAN Power Grid	โครงการ LTMS-PIP ระยะที่ 1 มีการลงนามใน MOU ในปี 2016 ปริมาณการซื้อขายไฟสะสมนับจนถึงสิงหาคม ปี 2020 ที่ 30.2 GWh MOU on the LTMS-PIP Project Phase 1 has been signed in 2016. Cumulative electricity transaction volume as of August 2020 was 30.2 GWh.	ขยายการซื้อขายไฟแบบพหุภาคี เพิ่มศักยภาพระบบสายส่ง และเพิ่มสัดส่วนของพลังงานสะอาดและพลังงานทดแทน Expand multilateral electricity trades, enhance the efficiency of distribution networks, and increase the ratio of clean energy and renewable energy.
2. ท่อส่งก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคอาเซียน Trans-ASEAN Gas Pipeline	มีการเชื่อมต่อท่อก๊าซธรรมชาติระหว่าง 6 ประเทศสมาชิกอาเซียน จำนวน 13 ท่อ ระยะทางรวม 3,631 km และมีการก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐาน LNG Regasification terminal จำนวน 9 แห่ง กำลังการผลิตรวมที่ 38.75 MTPA All 13 natural gas pipelines covering 6 ASEAN nations with a combination length of 3,631 km have been connected. On infrastructure, 9 LNG Regasification terminals with a cumulative production capacity of 38.75 MTPA have been built.	พัฒนาให้เกิดตลาดค้าขายก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคอาเซียน โดยการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติ การเข้าถึงและการเชื่อมต่อของ LNG Develop the Natural Gas Market in ASEAN by encourage the utilization of natural gas, accessibility and connectivity in LNG pipelines.
3. ถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด Coal & Clean Coal Technology	มีการติดตั้งโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ใช้เทคโนโลยี super critical และ ultra-super critical จำนวน 10,021 MW Coal power plants equipped with Supercritical and Ultra-super Critical Technology have been built with total capacity of 10,021 MW.	ส่งเสริมเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด เพื่อความยั่งยืนและลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก Promote clean coal technology for sustainability and reduction of greenhouse gas emission.

ความร่วมมือด้าน Topic of Collaborations	ผลงานที่โดดเด่นภายใต้ APAEC ระยะที่ 1 Key Achievements during APAEC Phase 1	กลยุทธ์สำคัญภายใต้แผน APAEC ระยะที่ 2 Key Achievements during APAEC Phase 2
4. การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและการอนุรักษ์พลังงาน Energy Efficiency & Conservation	ประสบความสำเร็จในการลดความเข้มพลังงานลงที่ 21 % ในปี 2018 จากเป้าหมาย ลดความเข้มพลังงานลง 20% ภายในปี 2020 โดยเทียบจากปี 2005 Successfully reduced Energy Intensity by 21% within 2018 versus the 20% reduction target by 2020. The base year of Energy Intensity was 2005.	ลดความเข้มพลังงานลง 32% ภายในปี 2025 เทียบกับปีฐาน 2005 (และสร้างแรงจูงใจในการลดความเข้มพลังงานโดยเฉพาะในภาคขนส่งและอุตสาหกรรม) Further reduce Energy Intensity by 32% within 2025 when compared with 2005 (and develop awareness in the reduction of Energy Intensity especially in transportation and industrial sectors).
5. พลังงานหมุนเวียน Renewable Energy	มีความคืบหน้าในการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเป็น 13.9 % ในปี 2018 และสัดส่วนโรงไฟฟ้าที่ผลิตจาก RE 27.1% คิดจากกำลังการผลิต ในปี 2018 จากเป้าหมายการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเป็น 23% ภายในปี 2025 The Renewable Energy usage has been increased to 13.9% and the cumulative power generation capacity from renewable power plants was 27.1% in 2018. The target plans to increase the use of renewable power to 23% within 2025.	ตั้งเป้าหมายสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนที่ 23% ภายในปี 2025 และสัดส่วนโรงไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทน 35% คิดจากกำลังการผลิต ภายในปี 2025 Maintain the target of Renewable Energy usage at 23% within 2025 and power generation capacity from renewable energy plants should also be 35% within 2025.
6. การวางแผนและนโยบายด้านพลังงานในระดับภูมิภาค Regional Energy Policy & Planning	ประสบความสำเร็จในจัดทำข้อมูลพลังงานอาเซียน โดยมีการเผยแพร่ ASEAN Energy Outlook จำนวน 2 ฉบับคือ 5th AEO และ 6th AEO Successfully developed the ASEAN energy information databases. Two volume of ASEAN Energy Outlook, 5th AEO and 6th AEO respectively, were published.	สร้างความสัมพันธ์เพิ่มเติมระหว่างอาเซียนกับประเทศคู่เจรจา และองค์กรระหว่างประเทศ และยกระดับการจัดทำข้อมูลพลังงานในอาเซียน Foster more relationships between ASEAN and other dialogue partners as well as international organizations in addition to the development of ASEAN energy information databases.
7.พลังงานนิวเคลียร์เพื่อกิจการพลเรือน Civilian Nuclear Energy	เผยแพร่ผลการศึกษาเบื้องต้นเรื่อง Establishment of Nuclear Power Plant in ASEAN และ Study on the Nuclear Legal & Regulatory Framwork in ASEAN Coal power plants Published the preliminary study results on Establishment of Nuclear Power Plant in ASEAN and Study on the Nuclear Legal & Regulatory Framework in ASEAN.	เพิ่มศักยภาพบุคลากรด้านวิทยาศาสตร์นิวเคลียร์และเทคโนโลยีนิวเคลียร์สำหรับการผลิตไฟฟ้า Empower human resources on Nuclear Science and Nuclear Technology for power generation.

การประชุมประจำปีเครือข่ายเมืองอัจฉริยะอาเซียน ครั้งที่ 3

The 3rd Asean Smart City Network Annual Meeting

วันที่ 17 กรกฎาคม 2563 นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ได้เข้าร่วมการประชุมประจำปีเครือข่ายเมืองอัจฉริยะอาเซียน ครั้งที่ 3 ในฐานะ Chief Smart City Officer (CSCO) ของจังหวัดชลบุรี (เฉพาะพื้นที่นิคมอมตะนคร/AMATA Smart City)ผ่านระบบการประชุมทางไกล ซึ่งกระทรวงการก่อสร้าง สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม เป็นเจ้าภาพ ในโอกาสที่เวียดนามเป็นประธานอาเซียนประจำปี 2563 ภายใต้ธีม Smart Cities – Towards Community, Identity and Sustainable Development for a Cohesive and Responsive ASEAN โดยมีผลการประชุมดังนี้

1. รายงานความก้าวหน้าการพัฒนาเมืองอัจฉริยะของเมืองต่างๆ ในกลุ่มประเทศอาเซียนทั้ง 26 เมือง โดยประเทศไทยได้นำเสนอความคืบหน้าในการดำเนินงาน AMATA Smart City ในส่วนโครงการ Waste to Energy และ Smart Data Utilization สำหรับการพัฒนา Smart Microgrid นอกจากนี้ สมาชิก ASCN ยังได้รายงานผลการทำงานเพื่อป้องกันการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19

2. ที่ประชุมได้รับรองเอกสารสำคัญ 3 ฉบับ ได้แก่ 1) ข้อกำหนดการติดตามและประเมินผลการพัฒนาเมืองอัจฉริยะอาเซียน 2) แนวทางการมีปฏิสัมพันธ์กับคู่เจรจาภายนอกเครือข่ายเมืองอัจฉริยะ และ 3) แนวทางการขยายสมาชิกเมืองอัจฉริยะ โดยที่ประชุมมีมติพิจารณาเปิดรับสมาชิก ASCN เพิ่มตั้งแต่ปี 2565 เป็นต้นไป

3. ประเทศคู่เจรจานอกอาเซียน อาทิ ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ รัสเซีย สหรัฐอเมริกา นอร์เวย์ และ World Smart Sustainable Cities Organization (WeGO) ได้เข้าร่วมเสนอความคิดเห็นและแลกเปลี่ยนแนวทางการพัฒนาเมืองอัจฉริยะแก่ประเทศสมาชิกอาเซียน

ทั้งนี้ ประเทศบรูไนกำหนดจะเป็นเจ้าภาพจัดการประชุม ASCN Annual Meeting ครั้งที่ 4 และ Smart City Expo ในเดือนสิงหาคม 2564

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office has attended the 3rd ASEAN Smart Cities Network Annual Meeting on 17 July 2020 in a capacity of Chief Smart City Officer (CSCO) for Chonburi Province (Amata City Chonburi Industrial Estate / AMATA Smart City) through teleconference facilities. The meeting was hosted by Ministry of Construction of the Socialist Republic of Vietnam as Vietnam was the 2020 ASEAN President under the theme Smart Cities – Towards Community, Identity and Sustainable Development for a Cohesive and Responsive ASEAN. The meeting resolutions are presented as follows:

1. Report on the development of 26 smart cities throughout the ASEAN Region. Thailand has presented the progress on Waste to Energy and Smart Data Utilization for the Smart Microgrid Development Project in AMATA Smart City. Apart from this, ASCN member countries also reported the results of preventive measurements to prevent the spread of COVID-19.

2. The meeting has approved 3 major documents namely 1) ASCN Monitoring and Evaluation Framework, 2) Guidelines for ASCN Engagement with External Partners, and 3) Options Paper on ASCN Membership Expansion. The meeting has agreed to open up ASCN membership applications from 2022 onwards.

3. Bilateral dialogue partners outside the ASEAN Region such as Japan, South Korea, Russia, United States, and Norway, and World Smart Sustainable Cities Organization (WeGO) have exchanged thoughts on the development of smart cities to ASEAN member countries.

Brunei has been hosted the 4th ASCN Annual Meeting and Smart City Expo in August 2021.

บันทึกข้อตกลงความร่วมมือ ในการ “พัฒนาแบบจำลอง 2050 Calculator ของประเทศไทย”

Memorandum of Understanding : MOU on the “Development of Thailand 2050 Calculator”

เมื่อวันพุธที่ 7 ตุลาคม 2563 นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน และ H.E. Brian Davidson เอกอัครราชทูตอังกฤษประจำประเทศไทย ได้ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือในการ “พัฒนาแบบจำลอง 2050 Calculator ของประเทศไทย”เป็นความร่วมมือระหว่างสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน และ The United Kingdom Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) ของรัฐบาลแห่งสหราชอาณาจักรซึ่งจะสนับสนุนงบประมาณสำหรับการพัฒนาแบบจำลอง 2050 Calculator ให้กับประเทศไทย เพื่อสนับสนุนการดำเนินงานตามภารกิจด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของกระทรวงพลังงาน

On 7 October 2020, Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office, Ministry of Energy and H.E. Brian Davidson, the British Ambassador to Thailand have signed the Memorandum of Understanding on the “Development of Thailand 2050 Calculator” as a joint collaboration between the Energy Policy and Planning Office, Ministry of Energy and the United Kingdom Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), under the Government of the United Kingdom which would provide financial support on the development of Thailand 2050 Calculator to reinforce the operations of climate change missions under the supervision of Ministry of Energy.

สนพ. นำ “NEIC” ร่วมโชว์ในนิทรรศการ “Gov Cloud 2020” ชูศักยภาพภาครัฐ ขับเคลื่อนรัฐบาลดิจิทัล ยกระดับบริการประชาชน

EPPO presented “NEIC” in the “Gov Cloud 2020” Exhibition to Promote Government Potential, Drive e-Government, and Escalate Public Service

25 พฤศจิกายน 2563 พลเอกประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงกลาโหม เป็นประธานเปิดงาน Gov Cloud 2020 The Future of Digital Government ซึ่งจัดโดยกระทรวงดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม สำนักงานคณะกรรมการดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สดช.) ร่วมกับ บริษัท กสท. โทรคมนาคม จำกัด (มหาชน) หรือ CAT โดยมีนายพุฒิพงษ์ ปุณณกันต์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม และผู้บริหารหน่วยราชการที่เกี่ยวข้องให้การต้อนรับ ณ อิมแพคฟอรั่ม เมืองทองธานี

On 25 November 2020, General Prayuth Chan-o-cha, the Prime Minister of Thailand and Minister of Defence has presided over the Gov Cloud 2020 "The Future of Digital Government" Exhibition hosted by Ministry of Digital Economy and Society and Office of the National Digital Economy and Society Commission (ONDE) together with CAT Telecom Public Company Limited (CAT). The Prime Minister was greeted by Mr. Puttipong Punnakanta, Minister of Digital Economy and Society and management from relevant government agencies at IMPACT Forum, Muang Thong Thani.

ในการนี้ นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) พร้อมด้วยนางสาวสุพิตร คำกลัด ผู้อำนวยการศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร ได้ให้การต้อนรับนายกรัฐมนตรีและคณะ พร้อมนำเสนอข้อมูลของการจัดตั้งศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติเป็นศูนย์กลางแลกเปลี่ยนเชื่อมโยง บูรณาการ เผยแพร่ข้อมูลพลังงานให้กับทุกภาคส่วนเพื่อนำไปใช้วิเคราะห์ และคาดการณ์การใช้พลังงานให้ถูกต้องแม่นยำยิ่งขึ้น การจัดทำต้นแบบแพลตฟอร์มขับเคลื่อนโรงไฟฟ้าชุมชน เชื่อมโยงข้อมูลในชุมชนและข้อมูลที่เกี่ยวข้อง เพื่อบริหารจัดการอย่างมีประสิทธิภาพ การจัดทำฐานข้อมูลด้านพลังงานมีระบบแผนที่ที่สามารถดูสถานะแบบปัจจุบันได้ โดยปัจจุบันมีการดำเนินการแล้ว 5 จังหวัดในพื้นที่ EEC โดยมีแผนการขยายในพื้นที่อื่นต่อไป

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office (EPPO) and Miss Supit Kamklad, Director of Information and Communication Technology Center have greeted the Prime Minister and his entourage before giving a presentation on the establishment of National Energy Information Center as a centralized entity on the exchange, connection, integration, and distribution of energy information to all stakeholders to enhance accuracy on subsequent energy analysis and forecast, the preparation of community power plant pilot projects that link the community information with relevant information for effective management, and the development of energy databases with real-time mapping system in order to visualize current operating status. The implementation has been carried out in 5 provinces in the Eastern Economic Corridor (EEC) with future expansion already planned.

กิจกรรมพัฒนาองค์กร/กิจกรรมเพื่อสังคม/กิจกรรมอื่นๆ ของ สนพ.

Corporate Development / Corporate Social Responsibility / Other EPPO Activities

1 มกราคม 2563 • 1 January 2020

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และคณะผู้บริหาร เข้าร่วมถวายแจกันดอกไม้หน้าพระบรมฉายาลักษณ์ พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวฯ และสมเด็จพระนางเจ้าสุทิดา พัชรสุธาพิมลลักษณ พระบรมราชินี และร่วมลงนามถวายพระพรเนื่องในโอกาสวันขึ้นปีใหม่ พ.ศ. 2563 ณ ศาลาสหทัยสมาคม พระบรมมหาราชวัง

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office, together with the management team have presented a vase of flowers to the Royal Portrait of His Majesty the King and Her Majesty Queen Suthida Bajrasudhabimalalakshana and signed a blessing book on the occasion of New Year 2020 at the Sala Sahathai Samakhom Pavilion inside the Royal Palace.

1 กุมภาพันธ์ 2563 • 1 February 2020

คณะผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ สนพ. ร่วมจัดกิจกรรมจิตอาสาทำความดี เพื่อเปิดโอกาสให้เยาวชนสามารถเข้าถึงการศึกษาได้อย่างเท่าเทียม ภายใต้แนวคิด “สร้างสรรค์โรงเรียนน่าอยู่ ร่วมใจลดใช้พลังงาน” พัฒนาพื้นที่โรงเรียนบ้านหนองเกตุ ตำบลหนองจอก อำเภอท่ายาง จังหวัดเพชรบุรี

The management, civil servants, and EPPO staffs have organized volunteering activities to promote equal educational opportunities for children under the theme “Lively School, Reduce Energy” by renovating Ban Nong Ket School in Nong Chok Sub-district, Tha Yang District, Phetchaburi Province.

4 กุมภาพันธ์ 2563 • 4 February 2020

คณะผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ ร่วมงานโครงการ จิตอาสาพลังงานเราทำความดีด้วยหัวใจ จัดกิจกรรมให้ความรู้ ส่งเสริม และสนับสนุนการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน แก่นักเรียน ณ โรงเรียนทีปังกรวิทยาพัฒน์ (มัธยมวัดหัตถสารเกษตร) ในพระราชูปถัมภ์ฯ จังหวัดปทุมธานี

The management, civil servants, and staffs have participated in the “Energy Volunteering Campaign, We Do Good Deeds by Heart” by creating awareness and promoting the efficient use of energy to students at Dipangkorn Wittayapat (Mattayom Wat Hatasankaset) School under the Royal Patronage, Pathum Thani Province.

13 กุมภาพันธ์ 2563 • 13 February 2020

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) คณะผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ สนพ. ร่วมพิธีตักบาตร และทำบุญเนื่องในโอกาสครบรอบ 28 ปี วันคล้ายวันสถาปนาสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office, together with the management team, civil servants, and EPPO staffs gave alms to the monks and participated in merit making activities on the occasion of the 28th anniversary of Energy Policy and Planning Office establishment.

6 มีนาคม 2563 • 6 March 2020

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน คณะผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ สนพ. จัดกิจกรรม “รวมพลังจัดทำหน้ากากอนามัย (DIY MASK) เพื่อรณรงค์ต้านไวรัสโควิด-19” ณ ห้องประชุม ชั้น 2 สนพ.

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office, together with the management team, civil servants, and EPPO staffs have organized “The DIY MASK Project: Together We Fight COVID-19” at the meeting room on the 2nd floor of EPPO Office.

4 พฤษภาคม 2563 • 4 May 2020

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน คณะผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ สนพ. ได้ร่วมพิธีถวายพระพรชัยมงคล เนื่องในวันฉัตรมงคล ณ บริเวณห้องโถงชั้น 2 สนพ.

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office, together with the management team, civil servants, and EPPO staffs have attended the blessing ceremony on the occasion of Royal Coronation at lobby on the 2nd floor of EPPO Office.

2 มิถุนายน 2563 • 2 June 2020

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และคณะผู้บริหาร ร่วมพิธีถวายพระพรชัยมงคล สมเด็จพระนางเจ้าสุทิดา พัชรสุธาพิมลลักษณ พระบรมราชินี เนื่องในโอกาสวันเฉลิมพระชนมพรรษา พร้อมลงนามถวายพระพรชัยมงคล เบื้องหน้าพระบรมฉายาลักษณ์ฯ ณ บริเวณห้องโถง ชั้น 2 สนพ.

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office, together with the management team have attended the blessing ceremony on the occasion of Her Majesty Queen Suthida Bajrasudhabimalalakshana's birthday and signed a blessing book in front of the Royal Portrait at the lobby on the 2nd floor of EPPO Office.

24 กรกฎาคม 2563 • 24 July 2020

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานได้เป็นประธานในพิธีถวายพระพรชัยมงคล และพิธีถวายสัตย์ปฏิญาณเพื่อเป็นข้าราชการที่ดีและพลังของแผ่นดิน เนื่องในโอกาสวันเฉลิมพระชนมพรรษา พระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวฯ ณ บริเวณห้องโถง ชั้น 2 สนพ.

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office has presided over the blessing ceremony and the oath-taking ceremony to become decent civil servants and strength of the land on the occasion of His Majesty the King's birthday on the 2nd floor of EPPO Office.

10 สิงหาคม 2563 • 10 August 2020

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นประธานในพิธีลงนามถวายพระพรชัยมงคล เนื่องในวันเฉลิมพระชนมพรรษา สมเด็จพระนางเจ้าสิริกิติ์ พระบรมราชินีนาถ พระบรมราชชนนีพันปีหลวง ณ บริเวณห้องโถง ชั้น 2 สนพ.

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office, has presided over the blessing ceremony and signed a blessing book on the occasion of Her Majesty Queen Sirikit, The Queen Mother's birthday at the lobby on the 2nd floor of EPPO Office.

21 สิงหาคม 2563 • 21 August 2020

คณะผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ สนพ. ร่วมการฝึกซ้อมดับเพลิงและฝึกซ้อมหนีไฟ ประจำปี 2563 ณ อาคาร สนพ.

The management team, civil servants, and EPPO staffs have attended the Annual Fire Drill for 2020 at EPPO Office.

11 กันยายน 2563 • 11 September 2020

สนพ.จัดการสัมมนา เรื่อง "การบริหารการเปลี่ยนแปลง เพื่อพัฒนาองค์กร" โดยมีนายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เป็นประธานเปิดงาน โดยได้มอบหมายแนวทางการปฏิบัติงาน ภายใต้แนวคิด "RETHINKING EPPO 2021" ณ โรงแรม คิงพาวเวอร์ พลูแมน กรุงเทพฯ

EPPO hosted a seminar on "Change Management for Organizational Transformation" which was presided over by Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office who assigned operational directions under the theme "RETHINKING EPPO 2020" at Pullman Bangkok King Power Hotel.

17 ตุลาคม 2563 • 17 October 2020

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และคณะผู้บริหาร ร่วมถวายผ้าพระกฐินพระราชทานประจำปี 2563 ณ วัดไชยชุมพลชนะสงคราม พระอารามหลวง อำเภอเมืองกาญจนบุรี จังหวัดกาญจนบุรี

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office and the management team have offered the Annual Royal Kathina Robes for the year 2020 at Chai Chumphon Chana Songkhram Temple, the Royal Monastery, Mueang Kanchanaburi District, Kanchanaburi Province.

5 ธันวาคม 2563 • 5 December 2020

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เข้าร่วมพิธีวางพานพุ่มและพิธีถวายบังคม เนื่องในวันคล้ายวันพระบรมราชสมภพ พระบาทสมเด็จพระบรมชนกาธิเบศร มหาภูมิพลอดุลยเดชมหาราช บรมนาถบพิตร วันชาติ และวันพ่อแห่งชาติ ณ บริเวณท้องสนามหลวง กรุงเทพฯ

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office attended the ceremony to offer a tray of flower tributes and pay homage on the occasion of the royal birthday of His Majesty the Late King Bhumibol Adulyadej the Great, National day, and Father's Day at Sanam Luang ceremonial ground, Bangkok.

23 ธันวาคม 2563 • 23 December 2020

นายวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน คณะผู้บริหาร ข้าราชการ และเจ้าหน้าที่ สนพ. ร่วมงานประชุมสวัสดิการใหญ่สามัญประจำปี 2563 ณ ห้องประชุมชั้น 2 สนพ.

Mr. Wattanapong Kurovat, the Director General of Energy Policy and Planning Office, together with the management team, civil servants have attended the Annual General Meeting for the year 2020 at the meeting room on the 2nd floor of EPPO Office.

ส่วนที่ 05
PART

ผลการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการประจำปี 2563

Summary of Performance Assessment for Fiscal Year 2020

ผลการปฏิบัติราชการตามคำรับรองการปฏิบัติราชการ ประจำปี 2563

Summary of Performance Assessment for Fiscal Year 2020

ตัวชี้วัด Indicator	เกณฑ์การประเมิน Assessment Criteria			ผลการดำเนินงาน Performance	สรุปผลการประเมิน Assessment Summary	
	เป้าหมายขั้นต่ำ Minimum Target (50)	เป้าหมายมาตรฐาน Base Target (75)	เป้าหมายขั้นสูง Advanced Target (100)		ผ่าน Pass	ไม่ผ่าน Fail
องค์ประกอบที่ 1 : (Function Base) ประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามหลักภารกิจพื้นฐาน งานตามหน้าที่ปกติหรืองานตามหน้าที่ความรับผิดชอบหลักงานตามกฎหมาย นโยบายของรัฐบาลหรือตามมติคณะรัฐมนตรี Component 1: (Function Base) Operating efficiency of basic missions, routine tasks, or tasks defined by core responsibility, statutory duties, government policies, or cabinet resolutions. **องค์ประกอบที่ 5 : (Potential Base)** ศักยภาพในการดำเนินการของส่วนราชการตามแผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี Component 5: (Potential Base) EPPO's operating potential under the 20-year National Strategy.						
1. สัดส่วนการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศลดลง (Energy Intensity) Reduced energy intensity ratio between final energy consumption and GDP	**8.42** ktoe/Billion Baht	**8.39** ktoe/Billion Baht	**8.36** ktoe/Billion Baht	**8.16** ktoe/Billion Baht	✓	
2. ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงานและคมนาคมขนส่งลดลง Reduction of greenhouse gas emissions in the energy sector and transportation sector.	**51.00** $MtCO_2eq$	**51.72** $MtCO_2eq$	**53.00** $MtCO_2eq$	**57.84** $MtCO_2eq$	✓	
3. การปรับปรุงและจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า preparation of electricity tariff structure policies.	ผลการศึกษานโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของต่างประเทศอย่างน้อย 3 ประเทศ Study result of the electricity tariff structure policies for at least 3 countries.	ผลการศึกษาทบทวน/ปัญหาและอุปสรรคนโยบายเดิม และเปรียบเทียบข้อมูลผลการศึกษาของต่างประเทศกับประเทศไทย Study result and the gap assessment on existing policies and comparison between study result from foreign countries and Thailand.	ร่างแนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 64-68 ที่ผ่านความเห็นชอบจากผอ.สนพ. Draft of the revision plan and development of electricity tariff structure policies for 2021-2025 which is approved by EPPO Director General.	มีผลการศึกษาทบทวน/ปัญหาอุปสรรค นโยบายเดิม และเปรียบเทียบข้อมูลผลการศึกษาของต่างประเทศกับประเทศไทย โดยร่างแนวทางการปรับปรุงและจัดทำนโยบายการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 64-68 ได้ผ่านความเห็นชอบจากผอ.สนพ. เมื่อวันที่ 7 ต.ค. 63 Study result and gap assessment on existing policies, and comparison between study result from foreign countries and Thailand have been completed. The electricity tariff structure policies for 2021-2025 has been approved by EPPO Director General on 7 October 2020.	✓	

ตัวชี้วัด Indicator	เกณฑ์การประเมิน Assessment Criteria			ผลการดำเนินงาน Performance	สรุปผลการประเมิน Assessment Summary	
	เป้าหมายขั้นต่ำ Minimum Target (50)	เป้าหมายมาตรฐาน Base Target (75)	เป้าหมายขั้นสูง Advanced Target (100)		ผ่าน Pass	ไม่ผ่าน Fail
องค์ประกอบที่ 2 : (Agenda Base) ประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามหลักภารกิจยุทธศาสตร์ แนวทางปฏิรูปภาครัฐ นโยบายเร่งด่วน หรือภารกิจที่ได้รับมอบหมายเป็นพิเศษ Component 2 : (Agenda Base) Operating efficiency against strategic missions, public sector reform approach, urgent policies,or special assignments.						
4. ระดับความสำเร็จในการจัดทำแผนผลักดันนโยบายด้านพลังงาน Achievement level in the development of Policy Package						
4.1 ความสำเร็จของการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอล) Achievement level in the encouragement of biofuel (Ethanol)	ร่างแนวทางในการส่งเสริมให้มีการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล E20 เป็นเชื้อเพลิงหลักที่ผ่านความเห็นชอบจาก ผอ.สนพ. Draft guideline on the promotion of E20 Gasohol usage as a base fuel and obtain approval from EPPO Director General.	ได้แนวทางในการส่งเสริมให้มีการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล E20 เป็นเชื้อเพลิงหลักที่ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) Obtain guideline on the promotion of E20 Gasohol usage as a base fuel which is approved by CEPA	ได้ร่างหลักเกณฑ์การคำนวณราคาอ้างอิงเอทานอล มีความเหมาะสมเป็นธรรมต่อทุกภาคส่วนและสอดคล้องกับสถานการณ์ที่ผ่านความเห็นชอบจาก ผอ.สนพ. Obtain draft on the calculation of reference ethanol price that is fair and relevant for stakeholders and get approval from EPPO Director General.	นำร่างแนวทางในการส่งเสริมให้มีการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล E20 เป็นเชื้อเพลิงหลัก เสนอ ผอ.สนพ. เพื่อขอความเห็นชอบ Draft guideline on the promotion of E20 Gasohol usage as a base fuel has been presented to EPPO Director General for approval.		✓
4.2 ความสำเร็จของการจัดทำแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 Achievement in the development of Gas Plan 2018	ร่าง Gas Plan 2018 ที่ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) Draft of Gas Plan 2018 approved by CEPA	Gas Plan 2018 ที่ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) Gas Plan 2018 approved by National Energy Policy Council (NEPC)	หน่วยงานที่เกี่ยวข้องอย่างน้อย 1 หน่วยงานนำ Gas Plan 2018 ไปสู่การปฏิบัติ Gas Plan 2018 has been implemented by at least one relevant agency.	Gas Plan 2018 ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 19 มี.ค. 63 และ ครม.พิจารณาให้ความเห็นชอบ Gas Plan 2018 เมื่อวันที่ 20 ต.ค. 63 Gas Plan 2018 has been approved by NEPC on 19 March 2020 and by the Cabinet on 20 October 2020.	✓	

องค์ประกอบที่ 1 : (Function Base) ประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามหลักภารกิจพื้นฐาน งานตามหน้าที่ปกติหรืองานตามหน้าที่ความรับผิดชอบหลักงานตามกฎหมาย นโยบายของรัฐบาล หรือตามมติคณะรัฐมนตรี
Component 1: (Function Base) Operating efficiency of basic missions, routine tasks, or tasks defined by core responsibility, statutory duties, government policies, or cabinet resolutions.

องค์ประกอบที่ 2 : (Agenda Base) ประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามหลักภารกิจยุทธศาสตร์ แนวทางปฏิรูปภาครัฐ นโยบายเร่งด่วน หรือภารกิจที่ได้รับมอบหมายเป็นพิเศษ
Component 2: (Agenda Base) Operating efficiency against strategic missions, public sector reform approach, urgent policies, or special assignments.

องค์ประกอบที่ 5 :(Potential Base) ศักยภาพในการดำเนินการของส่วนราชการตามแผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี
Component 5: (Potential Base) EPPO's operating potential under the 20-year National Strategy.

ตัวชี้วัด Indicator	เกณฑ์การประเมิน Assessment Criteria			ผลการดำเนินงาน Performance	สรุปผลการประเมิน Assessment Summary	
	เป้าหมายขั้นต่ำ Minimum Target (50)	เป้าหมายมาตรฐาน Base Target (75)	เป้าหมายขั้นสูง Advanced Target (100)		ผ่าน Pass	ไม่ผ่าน Fail
5. การพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ Development of the National Energy Information Center.	สนพ. มีมาตรฐานข้อมูลในการเชื่อมโยงหรือแลกเปลี่ยนข้อมูลด้านพลังงาน EPPO could define its own protocols in connectivity or fuel information exchange.	สนพ. มีการเชื่อมโยงหรือแลกเปลี่ยนข้อมูลด้านพลังงานกับหน่วยงานภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงานหรือหน่วยงานภายนอกอย่างน้อย 2 หน่วยงาน EPPO could connect or exchange fuel information with at least 2 agencies under Ministry of Energy or external agencies.	- สนพ. มีการเชื่อมโยงหรือแลกเปลี่ยนข้อมูลด้านพลังงานกับหน่วยงานภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงานหรือหน่วยงานภายนอกอย่างน้อย 5 หน่วยงาน - มีการเผยแพร่รายงานที่ได้จากการเชื่อมโยงหรือแลกเปลี่ยนข้อมูลด้านพลังงาน - EPPO could connect or exchange energy information with at least 5 agencies under Ministry of Energy or external agencies. - EPPO could publish reports prepared by data from the connection or exchange of information energy.	สนพ. มีการเชื่อมโยงหรือแลกเปลี่ยนข้อมูลด้านพลังงานกับหน่วยงานภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงานหรือหน่วยงานภายนอกจำนวน 5 หน่วยงาน ได้แก่ 1. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ 2. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 3. กระทรวงพาณิชย์ 4. ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย 5. ธนาคารแห่งประเทศไทย EPPO has connected or exchange energy information with 5 agencies under Ministry of Energy or external agencies namely: 1. Department of Mineral Fuels 2. Electricity Generating Authority of Thailand 3. Ministry of Commerce 4. Stock Exchange of Thailand 5. Bank of Thailand	✓	
รวม Total	ระดับมาตรฐานขั้นสูง Advanced Level				75	

สรุปผลการประเมิน Assessment Summary	เกณฑ์การประเมิน Assessment Criteria
ระดับคุณภาพ Quality Level	มีผลคะแนนดำเนินงานอยู่ระหว่าง 90 – 100 คะแนน Achievement score is between 90-100 marks
✓ ระดับมาตรฐานขั้นสูง Advanced Level	มีผลคะแนนดำเนินงานอยู่ระหว่าง 75 – 89.99 คะแนน Achievement score is between 75-89.99 marks
ระดับมาตรฐานขั้นต้น Base Level	มีผลคะแนนดำเนินงานอยู่ระหว่าง 60 – 74.99 คะแนน Achievement score is between 60-74.99 marks
ระดับต้องปรับปรุง Need Improvement	มีผลคะแนนดำเนินงานต่ำกว่า 60 คะแนน Achievement score is lower than 60 marks

หมายเหตุ: ผลการประเมินส่วนราชการตามมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพในการปฏิบัติราชการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2563 เป็นการประเมินตนเอง ซึ่งสำนักงาน ก.พ.ร. ยังไม่ได้แจ้งยืนยันผลการประเมินดังกล่าว

Remark: These outcomes represent self-evaluation of government agencies against efficiency improvement measures for government duties for Fiscal Year 2020, this is to be confirmed by the Office of the Public Sector Development Commission.

ส่วนที่ 06
PART

งบการเงิน ปี 2563

Financial Statements for Fiscal Year 2020

งบแสดงฐานะการเงิน

Statements of Financial Position

ณ วันที่ 30 กันยายน 2563 • At September 30, 2020

(หน่วย : บาท) • (Unit : Baht)	2563 • 2020	2562 • 2019
สินทรัพย์ Assets		
สินทรัพย์หมุนเวียน Current assets		
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด Cash and cash equivalents	187,974,007.96	153,973,767.08
ลูกหนี้อื่นระยะสั้น Short-term debtors	5,605,119.56	9,487,618.75
เงินลงทุนระยะสั้น Short-term investments	403,000,000.00	408,000,000.00
วัสดุคงเหลือ Materials & supplies	3,348,246.53	2,730,506.77
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน Total current assets	**599,927,374.05**	**512,665,110.97**
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน Non-current assets		
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ Land, Property, and Materials	2,0273,731.49	24,832,534.86
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน Intangible assets	2,196,634.75	3,102,076.33
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน Total non-current assets	**22,470,366.24**	**27,934,611.19**
รวมสินทรัพย์ Total assets	**622,397,740.29**	**540,599,722.16**

งบแสดงฐานะการเงิน

Statements of Financial Position

ณ วันที่ 30 กันยายน 2563 • At September 30, 2020

(หน่วย : บาท) • (Unit : Baht)	2563 • 2020	2562 • 2019
หนี้สิน **Liabilities**		
หนี้สินหมุนเวียน **Current liabilities**		
เจ้าหนี้การค้า	8,833,040.73	1,595,591.03
Account payable		
เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	750,340.49	14,191,562.78
Other short-term creditors		
เงินรับฝากระยะสั้น	5,435,868.52	6,310,838.45
Short-term deposits		
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	123,032,948.95	28,294,002.34
Other current liabilities		
รวมหนี้สินหมุนเวียน **Total current liabilities**	**138,052,198.69**	**50,391,994.60**
หนี้สินไม่หมุนเวียน **Non-current liabilities**		
เจ้าหนี้เงินโอนและรายการอุดหนุนระยะยาว	20.00	52,393.26
Creditors by transfer and long-term sales		
เงินทดรองราชการรับจากคลังระยะยาว	500,000.00	500,000.00
Long-term government advances from Treasury		
เงินรับฝากระยะยาว	106,798.54	6,965.81
Long-term deposits		
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน **Total non-current liabilities**	**606,818.54**	**559,359.07**
รวมหนี้สิน **Total liabilities**	**13,865,9017.23**	**50,951,353.67**
สินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน **Net assets/Capital**	**483,738,723.06**	**489,648,368.49**

งบแสดงฐานะการเงิน

Statements of Financial Position

ณ วันที่ 30 กันยายน 2563 • At September 30, 2020

(หน่วย : บาท) • (Unit : Baht)	2563 • 2020	2562 • 2019
รายได้ Revenue		
รายได้จากงบประมาณ Revenue from government budget	104,461,843.04	134,317,001.38
รายได้จากการอุดหนุนจากหน่วยงานภาครัฐ Revenue from government support funds	275,036,074.98	910,775,660.86
รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค Revenue from other support funds & donations	23,899,373.26	58,640.78
รายได้อื่น Other revenue	6,800,312.89	7,261,202.89
รวมรายได้ Total revenue	**410,197,604.17**	**1,052,412,505.91**
ค่าใช้จ่าย Expenses		
ค่าใช้จ่ายบุคลากร Salaries and wages	62,324,325.22	67,433,663.81
ค่าบำเหน็จบำนาญ Pension funds	8,982,343.27	9,220,508.36
ค่าตอบแทน Compensation	78,600.00	644,400.00
ค่าใช้สอย General expenditure	163,193,936.61	308,403,104.80
ค่าวัสดุ Material & supply expenses	2,177,676.32	2,888,616.38
ค่าสาธารณูปโภค Utility expenses	4124133.13	4,336,647.62
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย Depreciation and amortization	7,244,501.66	7,420,178.34
ค่าใช้จ่ายจากการอุดหนุนจากหน่วยงานภาครัฐ Expenses from government support funds	95,961,245.41	488,985,756.99
ค่าใช้จ่ายจากการอุดหนุนอื่นและบริจาค Expenses from other support funds & donations	84,190,344.14	235,781,741.08
ค่าใช้จ่ายอื่น Other expenses	1,673.84	130.00
รวมค่าใช้จ่าย Total expenses	**428,278,779.6**	**1,082,524,575.21**
รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายก่อนต้นทุนทางการเงิน Income below operating expenses before cost of funds	**(18,081,175.43)**	**(30,112,069.30)**
ต้นทุนทางการเงิน Cost of funds	-	-
รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ Net income below operating expenses	**(18,081,175.43)**	**(30,112,069.30)**

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)
กระทรวงพลังงาน
ENERGY POLICY AND PLANNING OFFICE (EPPO)
MINISTRY OF ENERGY

121/1-2 ถนนเพชรบุรี แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
121/1-2 PHETCHABURI ROAD, RATCHATHEWI, BANGKOK 10400, THAILAND
โทรศัพท์ / TEL. : 0-2612-1555 โทรสาร / FAX : 0-2612-1364

ISBN: 978-616-8040-35-5