



รายงานการศึกษาส่วนบุคคล  
(Individual Study)

เรื่อง แนวทางการบริหารความต่อเนื่องการจัดหา  
ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

จัดทำโดย นางสาวจิตติมา มั่นทะจิตร  
รหัส 9849

รายงานนี้เป็นส่วนหนึ่งของการฝึกอบรม  
หลักสูตรนักบริหารระดับสูง : ผู้นำที่มีวิสัยทัศน์และคุณธรรม รุ่นที่ 98  
วิทยาลัยนักบริหาร สถาบันพัฒนาข้าราชการพลเรือน สำนักงาน ก.พ.  
ประจำปี 2566  
ลิขสิทธิ์ของสำนักงาน ก.พ.



## รายงานการศึกษาส่วนบุคคล (Individual Study)

เรื่อง แนวทางการบริหารความต่อเนื่องการจัดหาก้าชธรรมชาติ  
ของประเทศไทย

จัดทำโดย นางสาวจิตติมา มั่นทะจิตร  
รหัส 9849

หลักสูตรนักบริหารระดับสูง : ผู้นำที่มีวิสัยทัศน์และคุณธรรม รุ่นที่ 98  
วิทยาลัยนักบริหาร สถาบันพัฒนาข้าราชการพลเรือน สำนักงาน ก.พ.  
ประจำปี 2566

รายงานนี้เป็นความคิดเห็นเฉพาะบุคคลของผู้ศึกษา



## สำนักงาน ก.พ.

เอกสารรายงานการศึกษาส่วนบุคคลนี้ อนุมัติให้เป็นส่วนหนึ่งของการฝึกอบรมหลักสูตร  
นักบริหารระดับสูง : ผู้นำที่มีวิสัยทัศน์และคุณธรรม ของสำนักงาน ก.พ.

ลงชื่อ.....นายอารักษ์ พรหมณี.....  
อาจารย์ที่ปรึกษา

ลงชื่อ.....นางสาวบรรจงจิตต์ อังศุสิงห์.....  
อาจารย์ที่ปรึกษา

ลงชื่อ.....นายวีระชัย นาควิบูลย์วงศ์.....  
อาจารย์ที่ปรึกษา

## บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

จนถึงปัจจุบัน ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ส่วนใหญ่จัดหาจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศ โดยเฉพาะในอ่าวไทย รวมถึงพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ก๊าซธรรมชาติที่นำเข้ามาจากประเทศเมียนมา ส่วนที่เหลือจะเป็นก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (Liquefied Natural Gas: LNG) ที่นำเข้ามาจากต่างประเทศเพื่อสนองตอบความต้องการใช้ในประเทศ จากสถานการณ์ในปัจจุบัน รวมถึงมองไปในอนาคตในช่วงปี 2566-2580 พบว่าปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่มีสัญญาผูกพัน ทั้งในส่วนของก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในอ่าวไทย พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย นำเข้าจากประเทศเมียนมา รวมถึง LNG ภายใต้สัญญาระยะยาวมีแนวโน้มลดลง จำเป็นที่จะต้องเร่งจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมเพื่อรองรับความต้องการใช้ ดังนั้น การบริหารจัดการความต่อเนื่องการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศจึงมีความสำคัญอย่างยิ่ง

ในช่วงปี 2566-2580 มีประเด็นท้าทายหลัก ๆ ได้แก่ แหล่งโพลินที่ระยะเวลาผลิตจะสิ้นสุดลงในปี 2571 แปลง A-18 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียที่สัญญาจะสิ้นสุดในปี 2572 แหล่งยาดานาในประเทศเมียนมา สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติจะสิ้นสุดลงในปี 2571 รวมถึง แหล่งอาทิตย์ที่ระยะเวลาผลิตจะสิ้นสุดลงในปี 2579 ซึ่งจากการศึกษาวิเคราะห์การบริหารจัดการความต่อเนื่องของการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศดำเนินการได้ในหลายแนวทาง ได้แก่

- 1) การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมให้ครอบคลุมทั้งประเทศด้วยเทคโนโลยีที่ทันสมัย
- 2) การนำพื้นที่ที่มีศักยภาพมาเปิดให้มีการยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง
- 3) การบริหารสัญญาสำหรับแหล่งปิโตรเลียมให้มีการผลิตอย่างต่อเนื่อง ซึ่งจากประสบการณ์ที่ผ่านมา ปัจจัยสำคัญที่ส่งผลกระทบต่อของการบริหารความต่อเนื่องคือ การไม่เปลี่ยนแปลงผู้ดำเนินงาน เนื่องจากเพื่อให้การลงทุนเป็นไปอย่างต่อเนื่อง สามารถพัฒนานำทรัพยากรปิโตรเลียมมาใช้ประโยชน์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งกิจกรรมที่สำคัญ ประกอบด้วย การพิจารณาคำขอต่อระยะเวลาผลิตของแหล่งโพลินและแหล่งอาทิตย์ การบริหารจัดการแปลง A-18 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย รวมถึงการบริหารจัดการการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา เป็นต้น
- 4) การบริหารจัดการการนำเข้า LNG โดยการกำหนดสัดส่วนที่เหมาะสมระหว่าง LNG ที่นำเข้าโดยสัญญาระยะยาว และ Spot LNG

โดยมีปัจจัยที่มีผลกระทบต่อความสำเร็จประกอบด้วย ปัจจัยด้านงบประมาณ ปัจจัยการสนับสนุนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและฝ่ายนโยบาย รวมถึง ความสัมพันธ์อันดีระหว่างประเทศ ทั้งนี้ หากสามารถบริหารจัดการความต่อเนื่องของการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศได้อย่างมีประสิทธิภาพ จะเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน และส่งเสริมความสามารถในการแข่งขันของประเทศสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี

## กิตติกรรมประกาศ

การจัดทำรายงานการศึกษาส่วนบุคคลฉบับนี้ภายใต้ หัวข้อเรื่อง “แนวทางการบริหารความต่อเนื่องการจัดหาก้าชธรรมาติของประเทศไทย” ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของการอบรมหลักสูตรนักบริหารระดับสูง : ผู้นำที่มีวิสัยทัศน์และคุณธรรม (นบส.1) รุ่นที่ 98 สถาบันพัฒนาข้าราชการพลเรือน สำนักงาน ก.พ. ประจำปี 2566 ได้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ผู้จัดทำขอขอบพระคุณ ท่านอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ดร. สราวุธ แก้วตาทิพย์) ที่เปิดโอกาสให้ได้เข้ารับการฝึกอบรมในหลักสูตรนี้

ผู้จัดทำขอขอบพระคุณ ท่านอาจารย์อารักษ์ พรหมณี อาจารย์ที่ปรึกษากลุ่มที่ 4 ที่ได้ช่วยเสนอแนะตลอดกระบวนการจัดทำรายงาน ขอขอบคุณอาจารย์บรรจงจิตต์ อังศุสิงห์และอาจารย์วีระชัย นาควิบูลย์วงศ์ คำแนะนำต่าง ๆ ของอาจารย์ทั้งสามท่านเป็นประโยชน์อย่างมากในการจัดทำรายงานฉบับนี้ ผู้จัดทำขอขอบคุณเพื่อน ๆ ผู้เข้าร่วมอบรมหลักสูตรนักบริหารระดับสูง : ผู้นำที่มีวิสัยทัศน์และคุณธรรม (นบส.1) รุ่นที่ 98 โดยเฉพาะเพื่อนกลุ่มที่ 4 ที่ได้ร่วมแลกเปลี่ยนเรียนรู้ให้การสนับสนุนตลอดหลักสูตร

ผู้จัดทำขอขอบคุณเพื่อนข้าราชการในกองบริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และคุณจิรภา จอมพทุธางกูร ที่ให้ความช่วยเหลือในเรื่องต่าง ๆ รวมถึงให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ต่อการศึกษาและจัดทำรายงานฉบับนี้อย่างมาก ที่สำคัญที่สุดผู้จัดทำขอขอบพระคุณครอบครัว (คุณนภดล มัณฑะจิตร คุณยุคล มัณฑะจิตร และคุณณัฐินี มัณฑะจิตร) ที่เป็นกำลังใจ สนับสนุนให้การฝึกอบรมนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

นางสาวจิตติมา มัณฑะจิตร

สิงหาคม 2566

## สารบัญ

	หน้า
บทสรุปสำหรับผู้บริหาร	ง
กิตติกรรมประกาศ	จ
สารบัญ	ฉ
สารบัญตาราง	ซ
สารบัญภาพ	
1. วิสัยทัศน์ของตำแหน่งเป้าหมาย	1
1.1 การวิเคราะห์บริบทและทิศทางเชิงยุทธศาสตร์ของส่วนราชการ	1
1.2 ตำแหน่งรองอธิบดีที่เป็นเป้าหมาย	4
1.3 กำหนดวิสัยทัศน์ของตำแหน่งเป้าหมาย	5
2. ข้อเสนอเพื่อขับเคลื่อนนโยบายสู่การปฏิบัติ	6
2.1 การกำหนดประเด็นการศึกษา	6
2.2 การกำหนดข้อเสนอเชิงนโยบาย	18
2.3 ภาวะผู้นำเพื่อการขับเคลื่อนข้อเสนอ	28
3. แผนพัฒนาตนเอง	29
3.1 การวิเคราะห์ตนเอง	29
3.2 การวางแผนพัฒนาตนเอง	30
3.3 ผลการพัฒนาตนเอง	31
บรรณานุกรม	41
ภาคผนวก	42
ประวัติผู้เขียนรายงานการศึกษาส่วนบุคคล	43

## สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 1: แนวทางการบริหารจัดการแหล่งไฟลีน	23
ตารางที่ 2: แนวทางการบริหารจัดการแปลง A-18 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย	23
ตารางที่ 3: แนวทางการบริหารจัดการการจัดหาจากแหล่งยานานา ในประเทศเมียนมา	24
ตารางที่ 4: แนวทางการบริหารจัดการแหล่งอาทิตย์	24
ตารางที่ 5: แนวทางการบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียม	25
ตารางที่ 6: แนวทางการบริหารจัดการการจัดหา LNG	26
ตารางที่ 7: สรุปปัจจัยที่มีผลกระทบต่อความสำเร็จและแนวทางการแก้ไขปัญหา	27
ตารางที่ 8: สรุปผลการประเมินโดยสำนักงาน กพ.	29

## สารบัญภาพ

	หน้า
รูปที่ 1: ความเชื่อมโยงกับแผนระดับต่าง ๆ กับภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ	2
รูปที่ 2: โครงสร้างกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน	4
รูปที่ 3: สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP 2018 Revision 1	6
รูปที่ 4 ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 – 2580 ตาม Gas Plan 2018	7
รูปที่ 5: การจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 – 2580 ตาม Gas Plan 2018	8
รูปที่ 6: ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในปี 2565	9
รูปที่ 7: แนวโน้มความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปี 2563 – 2565	9
รูปที่ 8: การจัดหาก๊าซธรรมชาติในปี 2565	10
รูปที่ 9: แนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปี 2563 – 2565	10
รูปที่ 10: การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศในปี 2565	11
รูปที่ 11: แผนที่แหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ และกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช	13
รูปที่ 12: สถิติการเจาะหลุมในแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ	14
รูปที่ 13: ความซับซ้อนของการดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่าน	15
รูปที่ 14: การผลิตของแหล่งเอราวัณและแหล่งบงกชในช่วงเปลี่ยนผ่าน	16
รูปที่ 15: สัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศในปี 2563 – 2565	17
รูปที่ 16: การผลิตของแปลง B-17-01	18
รูปที่ 17: ปริมาณสำรองปิโตรเลียม ณ สิ้นปี 2564	19
รูปที่ 18: โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ	21
รูปที่ 19: การบริหารจัดการแหล่งปิโตรเลียมในช่วงการผลิต	22
รูปที่ 20: การบริหารจัดการศักยภาพปิโตรเลียมในประเทศไทย	25
รูปที่ 21: การบริหารจัดการการจัดหา LNG	26



1. วิสัยทัศน์ของตำแหน่งเป้าหมาย

(ข้อมูลส่วนบุคคลไม่เผยแพร่)

## 2. ข้อเสนอเพื่อขับเคลื่อนนโยบายสู่การปฏิบัติ

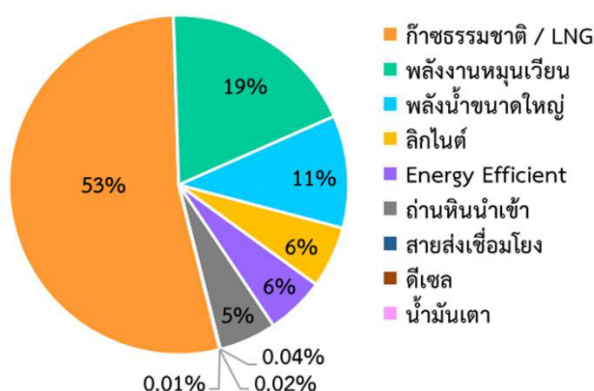
### 2.1 การกำหนดประเด็นการศึกษา

#### 2.1.1 สภาพทั่วไป

กระทรวงพลังงานได้ตระหนักถึงความสำคัญของความมั่นคงทางพลังงาน ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจและขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ จึงได้จัดทำแผนบูรณาการพลังงานระยะยาว (TIEB) เพื่อเป็นการบริหารจัดการพลังงานของประเทศในระยะยาวมีกรอบระยะเวลา 20 ปี (พ.ศ. 2561-2580 และได้รับความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2563 จำนวน 4 แผน ได้แก่

- (1) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (Power Development Plan: PDP 2018 Revision 1)
- (2) แผนอนุรักษ์พลังงานของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (Energy Efficiency Plan: EEP 2018)
- (3) แผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561-2580 (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2018)
- (4) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018)

ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (Power Development Plan: PDP 2018 Revision 1) จะเห็นได้ว่า ณ สิ้นแผน ในปี 2580 คาดก๊าซธรรมชาติซึ่งถือว่าเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดเมื่อเปรียบเทียบกับถ่านหินและน้ำมัน จะเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า มีสัดส่วนคิดเป็นร้อยละ 53 (196,216 GWh) ตามรูปที่ 3



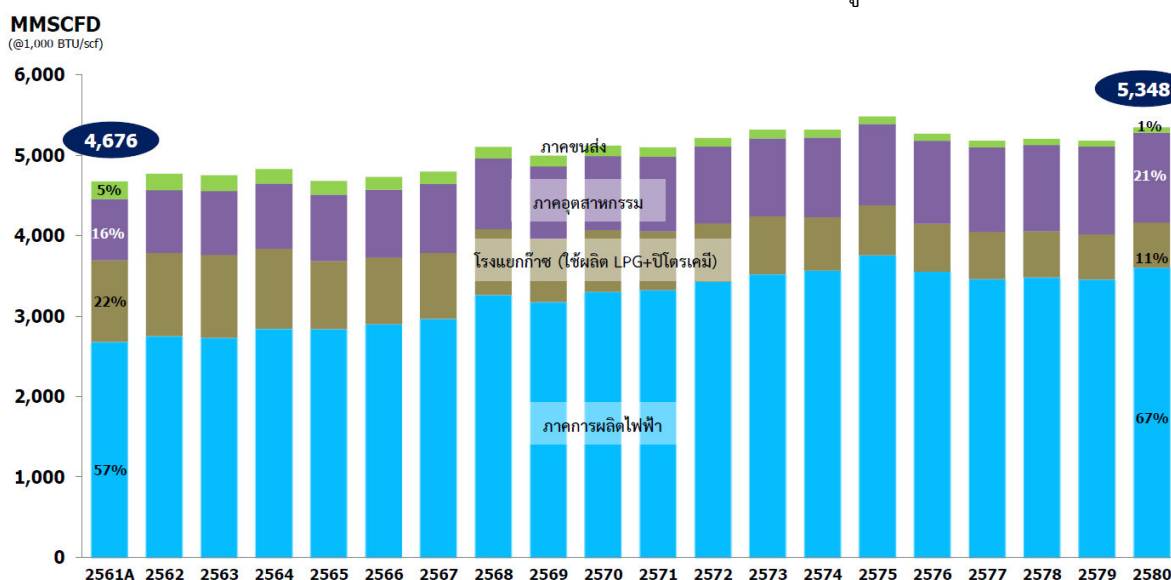
ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

รูปที่ 3: สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP 2018 Revision 1

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาถึงการจัดหาก๊าซธรรมชาติในภาพรวมตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) สรุปสาระสำคัญได้ ดังนี้

#### 2.1.1.1 ด้านความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ

ด้านความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติตาม Gas Plan 2018 พบว่ามีแนวโน้มความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 0.7 ต่อปี โดยมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจากภาคไฟฟ้า (เพิ่มขึ้นร้อยละ 10) และภาคอุตสาหกรรม (เพิ่มขึ้นร้อยละ 5) ในขณะที่ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติลดลงในโรงแยกก๊าซธรรมชาติตามปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในทะเลอ่าวไทย (ลดลงร้อยละ 11) และภาคขนส่ง (ลดลงร้อยละ 4) เนื่องจากมีการส่งเสริมใช้รถยนต์ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น (Electrical Vehicle; EV) ทั้งนี้ คาดว่า ณ สิ้นแผน ในปี 2580 จะมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ประมาณ 5,348 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยเป็นความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้าเป็นส่วนใหญ่กว่าร้อยละ 67 ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 21 โรงแยกก๊าซธรรมชาติร้อยละ 11 และภาคขนส่งร้อยละ 1 แสดงดังรูปที่ 4



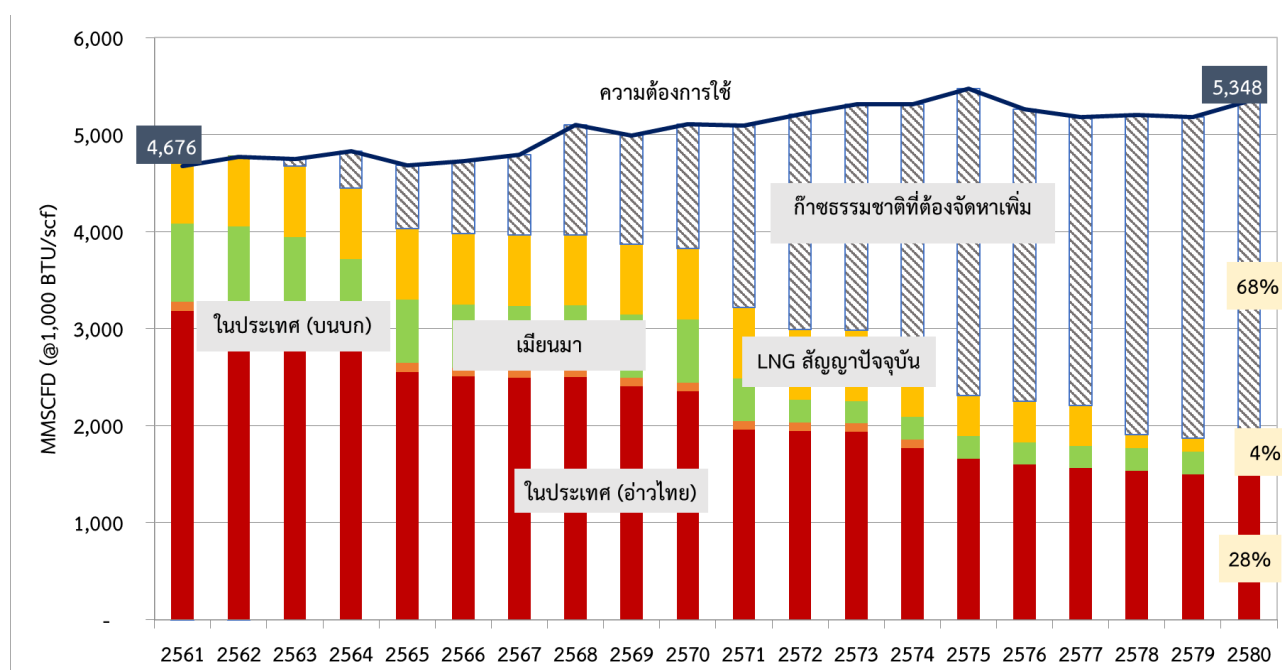
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

รูปที่ 4 ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 – 2580 ตาม Gas Plan 2018

#### 2.1.1.2 ด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

ด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติตามแผน Gas Plan 2018 เป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ผู้ขายจะต้องส่งมอบให้ผู้ซื้อในแต่ละวันตามสัญญา (Committed Supply) หลัก ๆ ประกอบด้วย (1) การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศ ได้แก่ แหล่งบนบก แหล่งในทะเล และพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (2) การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศเมียนมา และ (3) การจัดหาโดยการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ตามสัญญาระยะยาว

ตามแผนดังกล่าว ปริมาณ Committed Supply มีแนวโน้มลดลง โดย ในส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศ ลดลงร้อยละ 42 จากแหล่งในประเทศเมียนมาลดลงร้อยละ 12 ทำให้จำเป็นที่จะต้องจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติม ซึ่งอาจเป็นได้ทั้งจากแหล่งในประเทศหรือ LNG เพื่อรองรับความต้องการใช้ของประเทศ ซึ่งก๊าซธรรมชาติที่จะต้องจัดหาเพิ่มนี้มีสัดส่วนเพิ่มขึ้นร้อยละ 56 ทั้งนี้ สันแผน ในปี 2580 คาดว่าจะมีสัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศร้อยละ 28 นำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาร้อยละ 4 และหากไม่มีการบริหารจัดการใด ๆ จำเป็นต้องจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมในรูปแบบของการนำเข้า LNG คิดเป็นร้อยละ 68 ดังรูปที่ 5



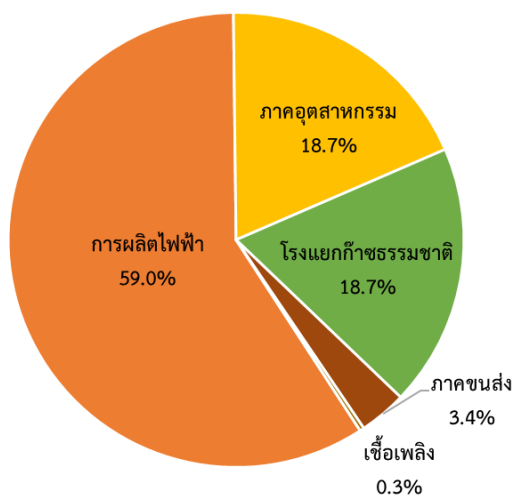
รูปที่ 5: การจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 – 2580 ตาม Gas Plan 2018

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

## 2.1.2 สภาพปัญหาในปัจจุบัน และแนวโน้มความท้าทายในอนาคต

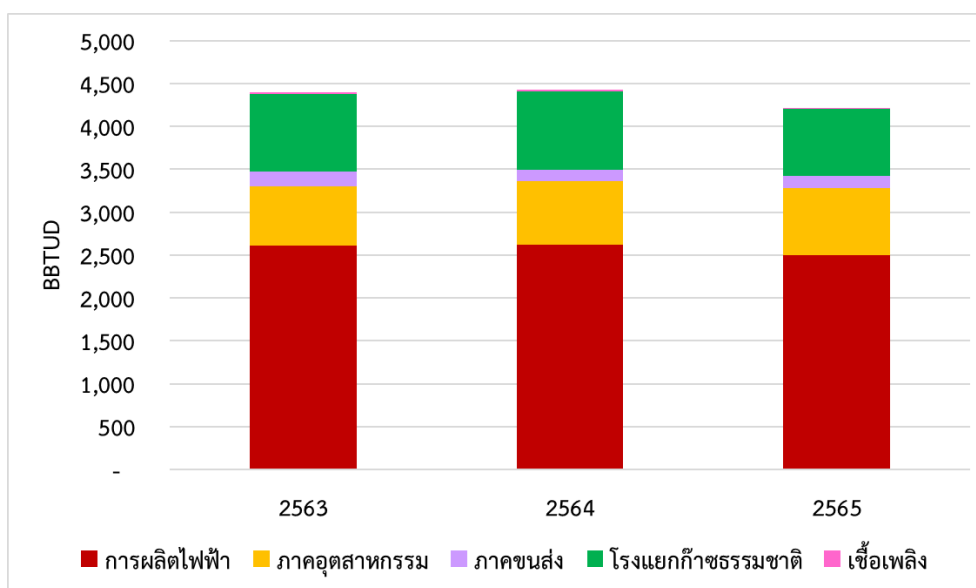
### 2.1.2.1 สถานการณ์การจัดหาก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน

ในปี 2565 พบว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่มาจากภาคการผลิตไฟฟ้า (ร้อยละ 59.0) รองลงมาคือภาคอุตสาหกรรมและโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (ร้อยละ 18.7) ดังรูปที่ 6 ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในปี 2564 พบว่าความต้องการใช้ในโรงแยกก๊าซธรรมชาติลดลงร้อยละ 14.0 สอดคล้องกับปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศที่ลดลง และต้องการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าลดลงร้อยละ 4.6 ในขณะที่ความต้องการใช้ในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.1 เนื่องจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) ดีขึ้นและสภาพเศรษฐกิจเริ่มกลับมาฟื้นฟูเป็นปกติ รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 7



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

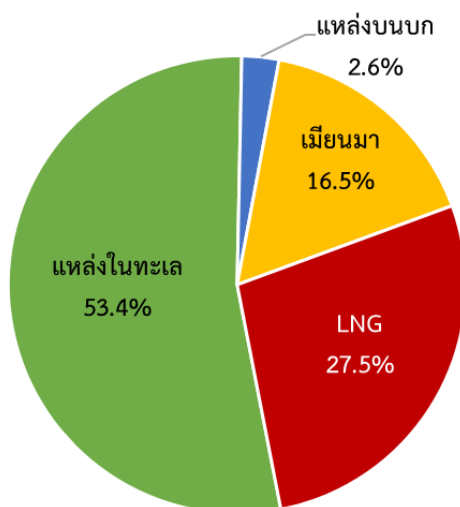
รูปที่ 6: ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในปี 2565



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

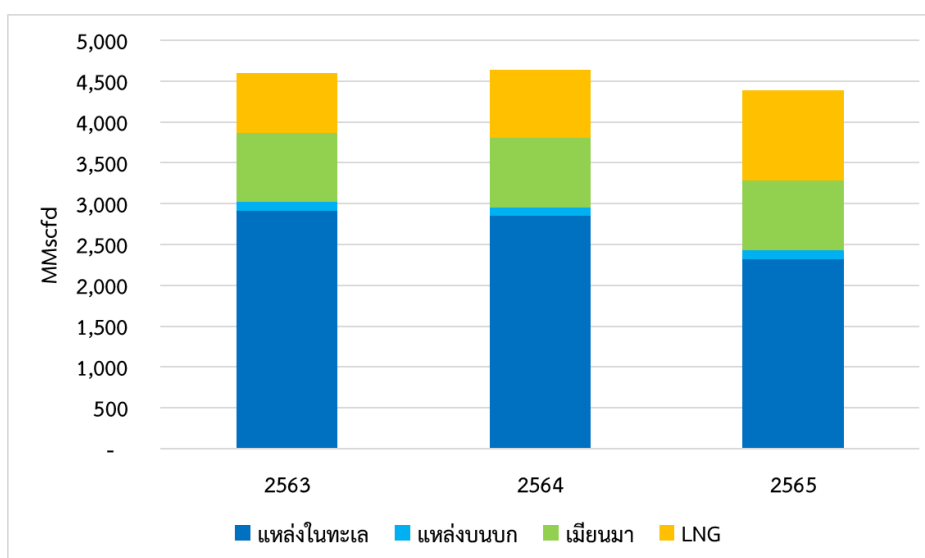
รูปที่ 7: แนวโน้มความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปี 2563 - 2565

สำหรับด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ในปี 2565 พบว่า แม้ว่าส่วนใหญ่ยังคงเป็นการจัดหาจากแหล่งในทะเลอ่าวไทยคิดเป็นร้อยละ 53.4 ในขณะที่มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาคิดเป็นร้อยละ 16.05 และการนำเข้าในรูปแบบของ LNG คิดเป็นร้อยละ 27.5 ดังรูปที่ 8 อย่างไรก็ตามเมื่อเปรียบเทียบกับการจัดหาก๊าซธรรมชาติในปี 2563 และ 2564 พบว่า การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศมีแนวโน้มลดลง จากร้อยละ 52.8 เป็นร้อยละ 63.4 (ลดลงประมาณร้อยละ 18.5 เทียบกับปี 2564) ในขณะที่การจัดหา LNG ในปี 2565 เพิ่มขึ้นเพื่อรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ ดังรูปที่ 9



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

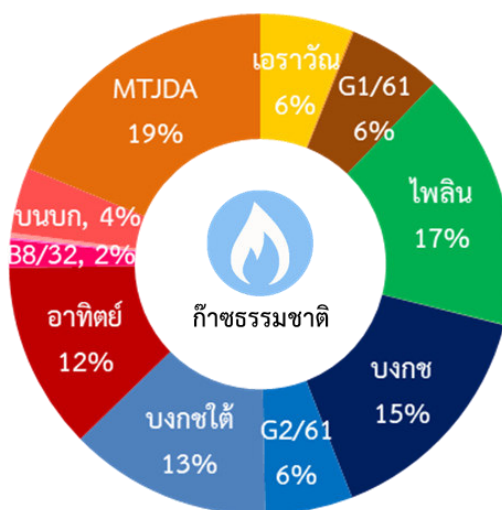
รูปที่ 8: การจัดหาก๊าซธรรมชาติในปี 2565



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

รูปที่ 9: แนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปี 2563 - 2565

เมื่อพิจารณาในรายละเอียดพบว่า ในปี 2565 การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศ (แหล่งบนบก แหล่งในทะเล และพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย) เฉลี่ยอยู่ที่ 2,436 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันแต่เมื่อเทียบกับในปี 2564 พบว่าการผลิตโดยรวมลดลงร้อยละ 18.0 เนื่องจากการเปลี่ยนผ่านการดำเนินงานจากระบบสัมปทานไปสู่สัญญาแบ่งปันผลผลิตในช่วงเดือนเมษายน 2565 ของแหล่งเอราวัณไปเป็นแปลง G1/61 และแหล่งบงกชเป็นแปลง G2/61 ดังรูปที่ 10



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

รูปที่ 10: การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศในปี 2565

#### 2.1.2.2 แนวโน้มความท้าทายในอนาคต

ตามแผน Gas Plan 2018 ในช่วงปี 2565 จนถึงปี 2580 คาดว่าจะมีความท้าทายที่อาจส่งผลกระทบต่อความต่อเนื่องในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ดังนี้

(1) การจัดหาจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในทะเล มีความท้าทายต่อความต่อเนื่องของการจัดหาก๊าซธรรมชาติใน 3 ประเด็น ดังนี้

- ในปี 2565 มีการเปลี่ยนผ่านกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอร่าวันและแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช จากระบบสัมปทานไปเป็นระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง G1/61 และแปลง G2/61 ตามลำดับ

- ในปี 2571 สัมปทานปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลหมายเลข B12/27 (แหล่งไฟลิน) จะสิ้นระยะเวลาผลิต ซึ่งตามกฎหมายผู้รับสัมปทานสามารถยื่นขอต่อระยะเวลาผลิตได้ 1 ครั้งเป็นระยะเวลาไม่เกิน 10 ปี และหากได้รับการอนุมัติให้ต่อระยะเวลาผลิตก็จะทำให้การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งสามารถผลิตได้ต่อเนื่องถึงปี 2581

- ในปี 2579 และ 2583 สัมปทานปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลแหล่งอาทิตย์ในปัจจุบันผลิตก๊าซธรรมชาติอยู่ประมาณ 300 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จะสิ้นระยะเวลาผลิต ซึ่งตามกฎหมายผู้รับสัมปทานสามารถยื่นขอต่อระยะเวลาผลิตได้ 1 ครั้งเป็นระยะเวลาไม่เกิน 10 ปี

(2) การจัดหาจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย โดยในปี 2572 สัญญาแบ่งปันผลผลิตของแปลง A-18 และแปลง B-17 & C-19 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย จะสิ้นสุดอายุ ในวันที่ 20 เมษายน 2572

(3) การจัดหาจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศเมียนมา ในปัจจุบันการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา มาจากแหล่งปิโตรเลียม 3 แหล่ง ได้แก่ แหล่งยาดานา แหล่งเยตากูนและแหล่งซอติกา อย่างไรก็ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตของแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากูนสิ้นสุดอายุ ในปี 2571 และในปี 2573 ตามลำดับ

จากประเด็นความท้าทายข้างต้น หากไม่มีการบริหารจัดการความต่อเนื่องเพื่อเพิ่มปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติในส่วนของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีสัญญารองรับ (Committed Supply) คาดว่าในช่วงปี 2571-2574 จำเป็นจะต้องจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมกว่า 1,900-2,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และกว่า 3,000-3,600 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในช่วงปี 2575-2580 (ร้อยละ 68 ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศ) ทั้งนี้ ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องจัดหาเพิ่มเติมขึ้นทั้งหมดเป็นการนำเข้าในรูปแบบของ Spot LNG ซึ่งมีความผันผวนสูงตามสถานการณ์พลังงานในตลาดโลก ณ ขณะนั้น ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางพลังงาน และความสามารถในการการแข่งขันของประเทศ ซึ่งเป็นเป้าหมายตามแผนยุทธศาสตร์ชาติได้ จึงเป็นที่มาของการศึกษาส่วนบุคคลฉบับนี้ ในหัวข้อ “แนวทางการบริหารจัดการความต่อเนื่องการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ”

### 2.1.3 ความพยายามในการบริหารจัดการความต่อเนื่องการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่ผ่านมา

ที่ผ่านมากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงานได้ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในการบริหารจัดการความต่อเนื่องการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงทางพลังงาน ไม่ว่าจะเป็นการเปิดให้ยื่นขอสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง การพิจารณาต่อระยะเวลาผลิตตามข้อกำหนดในกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม ในส่วนของแหล่งก๊าซธรรมชาติที่ระยะเวลาตามสัญญา/สัมปทานสิ้นสุดได้มีการบริหารจัดการหลัก ๆ 2 ครั้ง สรุปได้ ดังนี้

#### 2.1.3.1 การบริหารจัดการแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณและแหล่งธรรมชาติบงกชในทะเลอ่าวไทย

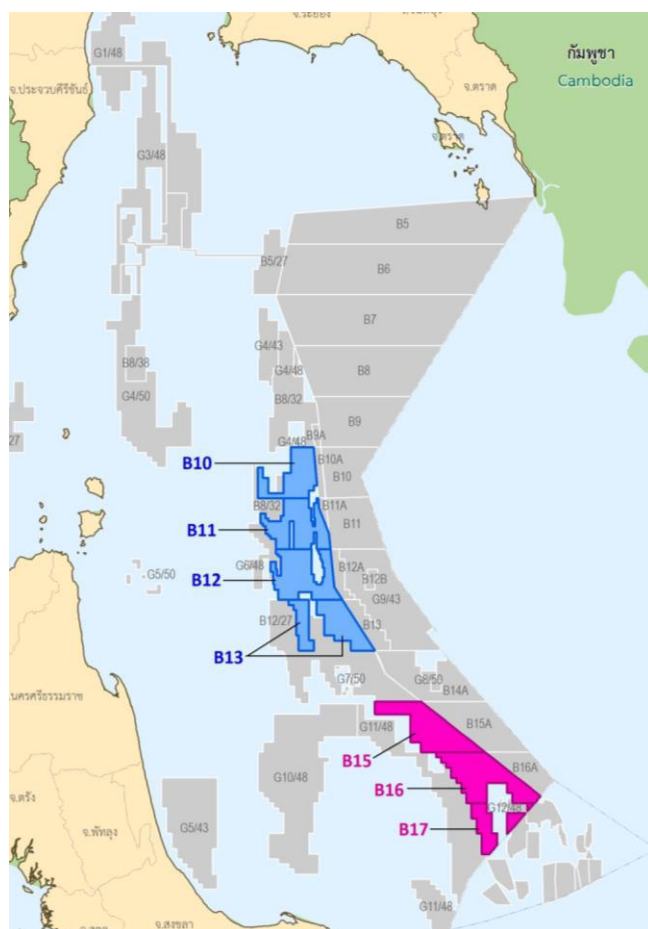
##### 1) รูปแบบการบริหารจัดการ: การเปิดประมูลเป็นการล่วงหน้า

เมื่อเดือนเมษายน พ.ศ. 2565 และมีนาคม พ.ศ. 2566 ที่ผ่านมา สัมปทานปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทย ของกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ (มีบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัดเป็นผู้ดำเนินงาน) และกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช (มีบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) เป็นผู้ดำเนินงาน) ดังรูปที่ 11 ซึ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติหลักของประเทศ ได้สิ้นสุดระยะเวลาผลิต อย่างไรก็ตาม โดยที่ทั้งสองแหล่งยังคงมีศักยภาพปิโตรเลียมที่สามารถผลิตมาใช้ประโยชน์เหลืออยู่ กระทรวงพลังงานจึงได้นำพื้นที่ครอบคลุมกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าวมากำหนดเป็นแปลง G1/61 และแปลง G2/61 และเปิดให้มีการยื่นขอสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นการทั่วไป (การประมูล) ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นการล่วงหน้าในปี 2561

ต่อมา เมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 กระทรวงพลังงานได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตให้สิทธิแก่บริษัทที่ได้รับการอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีให้เป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต (ผู้รับสัญญา) ดังนี้

- สัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 1/2562/1 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ให้แก่บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (ร้อยละ 60 และเป็นผู้ดำเนินงาน) และบริษัท เอ็มพี จี2 (ประเทศไทย) จำกัด (ร้อยละ 40)
- สัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 2/2562/2 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ให้แก่บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (ร้อยละ 100)





ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

#### รูปที่ 11: แผนที่แหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ และกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช

นอกจากนี้ เพื่อเป็นการบริหารจัดการให้การผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปอย่างต่อเนื่อง กระทรวงพลังงานได้กำหนดให้ผู้รับสัญญาจะต้องดำเนินการต่าง ๆ ในระหว่างช่วงเตรียมการ (Transition Period) (ระหว่างวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 ถึง 23 เมษายน 2565) ดังต่อไปนี้

1. การยื่นแผนดำเนินการประจำปีในช่วงเตรียมการ
2. การเจรจาข้อตกลงเข้าพื้นที่
3. การประเมินสภาพอุปกรณ์และโครงสร้างพื้นฐานที่ติดตั้งอยู่เดิม
4. การเจรจาข้อตกลงความร่วมมือทางการค้า
5. การใช้อุปกรณ์การผลิตที่ตกเป็นของรัฐร่วมกับผู้ประกอบการรายอื่น
6. การเจรจาสัญญาว่าจ้างพนักงานและการส่งต่องาน
7. การทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ
8. การจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม
9. การสร้างแท่นผลิตปิโตรเลียม
10. การเจาะหลุมเพื่อเตรียมการผลิตปิโตรเลียม

## 11. การยื่นขอพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม

รวมถึง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ติดตามและกำกับดูแลการดำเนินงานอย่างใกล้ชิดเพื่อให้ผู้รับสัญญาสามารถดำเนินงานในช่วงเตรียมการให้เป็นไปตามกรอบระยะเวลาที่กำหนด รวมถึงประสานความร่วมมือระหว่างผู้รับสัมปทานกับผู้รับสัญญาในการเจรจาข้อตกลงต่าง ๆ เพื่อให้การส่งผ่านการดำเนินงานเป็นไปอย่างราบรื่น การผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปอย่างต่อเนื่องผู้รับสัญญาสามารถผลิตและขายก๊าซธรรมชาติได้ตามเป้าหมายที่ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สำหรับแปลง G1/61 และที่ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สำหรับแปลง G2/61

### 2) ผลกระทบ

ผลการประเมินการทั่วไปของทั้งสองแปลง พบว่า

#### 1. มีการเปลี่ยนแปลงผู้ดำเนินงานหนึ่งในสองแปลง คือ

1) แปลง G1/61 (กลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ) มีการเปลี่ยนผู้ดำเนินงานจาก บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด เป็น บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด ในขณะที่

2) แปลง G2/61 (กลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช) ผู้ดำเนินงานเป็น บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด ยังคงเป็นบริษัทในเครือกลุ่มบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด

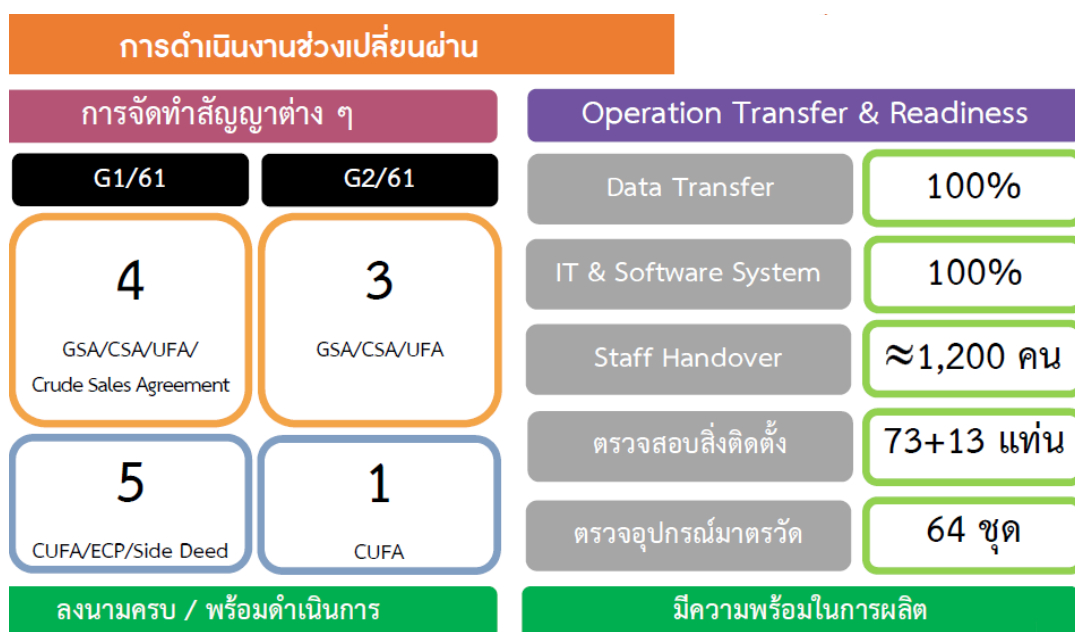
2. ในกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ กิจกรรมการลงทุนลดลงในช่วง 5 ปีสุดท้ายของอายุสัมปทานอย่างมีนัยยะสำคัญ สังเกตได้จากจำนวนหลุมผลิตที่เจาะใหม่ในแต่ละปีลดลงตั้งแต่ปี 2559 และในปี 2564 ไม่มีการเจาะหลุมใหม่เลย ดังรูปที่ 12



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

รูปที่ 12: สถิติการเจาะหลุมในแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ

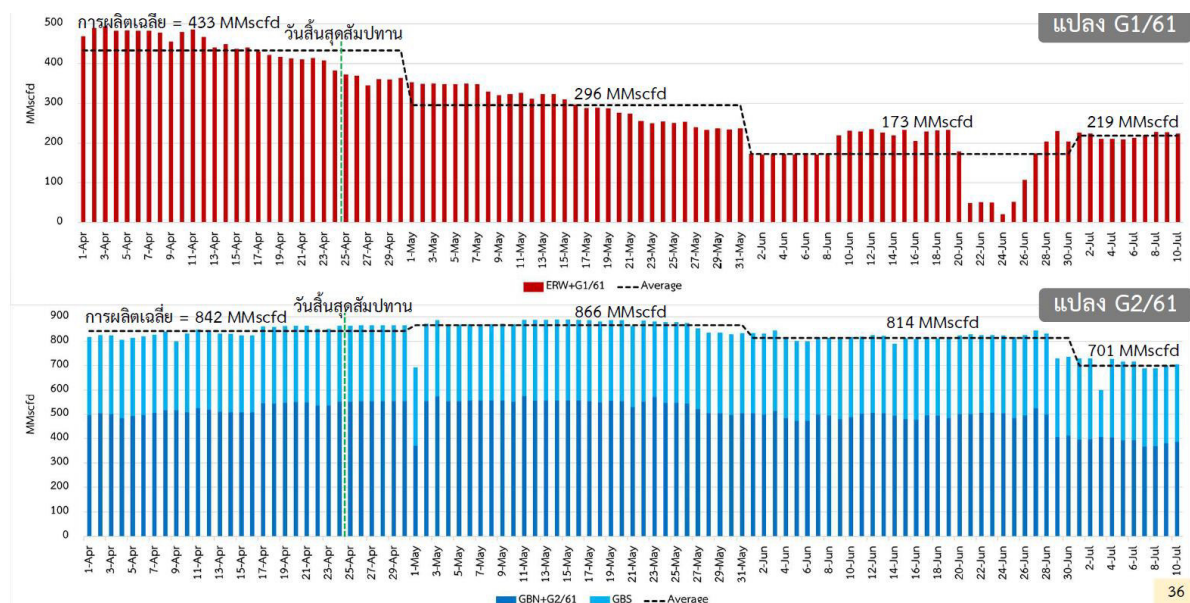
3. กระบวนการดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่านของแปลง G1/61 มีความซับซ้อนกว่าแปลง G2/61 ดังจะเห็นได้จาก จำนวนสัญญาหลัก ๆ ที่ผู้รับสัญญาต้องเจรจาและจัดทำใหม่มีมากกว่าแปลง G2/61 ไม่ว่าจะเป็นสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน สัญญาในการร่วมกันผลิต สัญญาในการใช้สิ่งติดตั้งในการผลิตร่วมกัน ดังรูปที่ 13 นอกจากนี้ยังต้องมีการตรวจสอบสิ่งติดตั้งในการผลิต การรับโอนเจ้าหน้าที่ในการปฏิบัติงาน เป็นต้น



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

รูปที่ 13: ความซับซ้อนของการดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่าน

4. แม้จะมีการเตรียมความพร้อมในการเปลี่ยนผ่าน แต่อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติลดลงอย่างต่อเนื่องจาก 1,240 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2560 เป็น 433 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในช่วง มกราคม-เมษายน 2565 นอกจากนี้ หลังการเปลี่ยนผ่านเข้าสู่ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ในเดือนมิถุนายน 2566 อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติลดลงเป็นประมาณ 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน แตกต่างจากแปลง G2/61 ที่สามารถรักษาระดับการผลิตได้อย่างต่อเนื่อง ดังรูปที่ 14



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

#### รูปที่ 14: การผลิตของแหล่งเอราวัณและแหล่งบงกชในช่วงเปลี่ยนผ่าน

4. ในช่วงที่แปลง G1/61 ยังไม่สามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้อย่างเต็มกำลัง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้เร่งจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมเข้าระบบ ประกอบด้วย

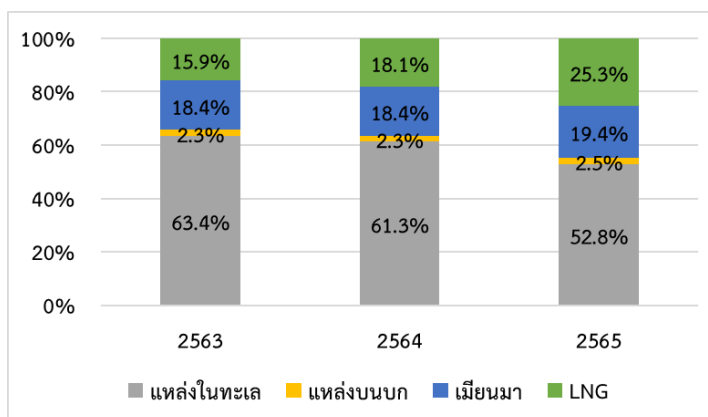
4.1 การเร่งรัดการลงทุนของผู้รับสัญญาในแปลง G1/61 เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตให้เป็นไปตามเป้าโดยเร็ว

4.2 การประสานผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาในแหล่งอื่น ๆ ให้ผลิตอย่างเต็มความสามารถของแหล่ง

4.3 การจัดทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมในแหล่งที่มีศักยภาพ ได้แก่ แหล่งอาทิตย์ แปลง B8/32 แปลง G2/61 และในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (แปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01)

4.4 ประสานความร่วมมือในการรักษาระดับการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศเมียนมา

แม้ว่าจะได้พยายามเพิ่มกำลังการผลิตจากแหล่งอื่น ๆ อย่างเต็มที่ แต่ โดยรวมปริมาณการจัดหาจากแหล่งในประเทศโดยรวมลดลงจาก 2,915 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2563 เป็น 2,321 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2565 และทำให้สัดส่วนการจัดหาจากแหล่งในประเทศลดลงจากร้อยละ 63.4 เป็น 52.8 ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมด ดังรูปที่ 15 ในขณะที่ การนำเข้า LNG มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจาก 731 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 15.9 ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมด) ในปี 2563 เป็น 1,110 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ร้อยละ 25.3 ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมด) ในปี 2565 เพื่อรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศ และทดแทนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของแหล่งในประเทศที่ลดลง



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

### รูปที่ 15: สัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศในปี 2563 - 2565

#### 2.1.3.2 การบริหารจัดการแปลง B-17 & C-19 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

##### 1) รูปแบบการบริหารจัดการ: ให้ผู้ดำเนินงานรายเดิมทำต่อไปโดยการผนวกสัญญาแบ่งปันผลผลิต

องค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย (องค์กรร่วมฯ) ซึ่งเป็นองค์กรที่จัดตั้งขึ้นโดยรัฐบาลแห่งราชอาณาจักรไทยและรัฐบาลแห่งมาเลเซีย ภายใต้บันทึกความเข้าใจระหว่างราชอาณาจักรไทยและมาเลเซีย ลงวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2522 มีสถานะเป็นนิติบุคคลในทั้งสองประเทศ เพื่อสรวมลสิทธิและรับผิดชอบแทนรัฐบาลทั้งสองในการสำรวจและแสวงประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติที่ไม่มีชีวิตในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย โดยเฉพาะอย่างยิ่งปิโตรเลียม

ต่อมา องค์กรร่วมฯ โดยความเห็นชอบของรัฐบาลทั้งสองได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต แปลง B-17&C-19 กับบริษัท PETRONAS Carigali (JDA) Sdn. Bhd. (PC JDA) และบริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ในปี 2537 และสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17-01 กับกลุ่มผู้รับสัญญาเดียวกันในปี 2547 โดยผู้รับสัญญาได้ร่วมกันจัดตั้งบริษัท Carigali-PTTEPI Operating Company Sdn. Bhd. (CPOC) เพื่อเป็นผู้ดำเนินงานของทั้งสองแปลง อนึ่ง สัญญา แปลง B-17&C-19 จะสิ้นสุดอายุในปี 2572 ในขณะที่แปลง B-17-01 จะสิ้นสุดอายุในปี 2582

องค์กรร่วมฯ จึงได้ทำการศึกษาแนวทางที่เป็นไปได้ในการบริหารจัดการปิโตรเลียมแปลง B-17&C-19 กำลังจะสิ้นสุดอายุในปี 2572 เพื่อให้การผลิตในพื้นที่เป็นไปอย่างต่อเนื่องแล้ว และมีความเห็นว่า โดยที่ กลุ่มผู้รับสัญญานี้ถือสิทธิในสัญญาแบ่งปันผลผลิต 2 สัญญา ดังนั้น แนวทางที่เหมาะสมและจะเกิดประโยชน์สูงสุดต่อทั้งสองประเทศสำหรับกรณีนี้ คือ การผนวกสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Annexation) ของสัญญาแปลง B-17&C-19 ที่กำลังจะสิ้นสุดอายุและพื้นที่ว่าง (แปลง B-17-02) เข้ากับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17-01 ทำให้ โดยรวมผู้ดำเนินงานรายเดิมสามารถดำเนินงานได้อย่างต่อเนื่องถึงปี 2582

ในการพิจารณาเสนอแนวทาง Annexation องค์กรร่วมให้ความเห็นว่า

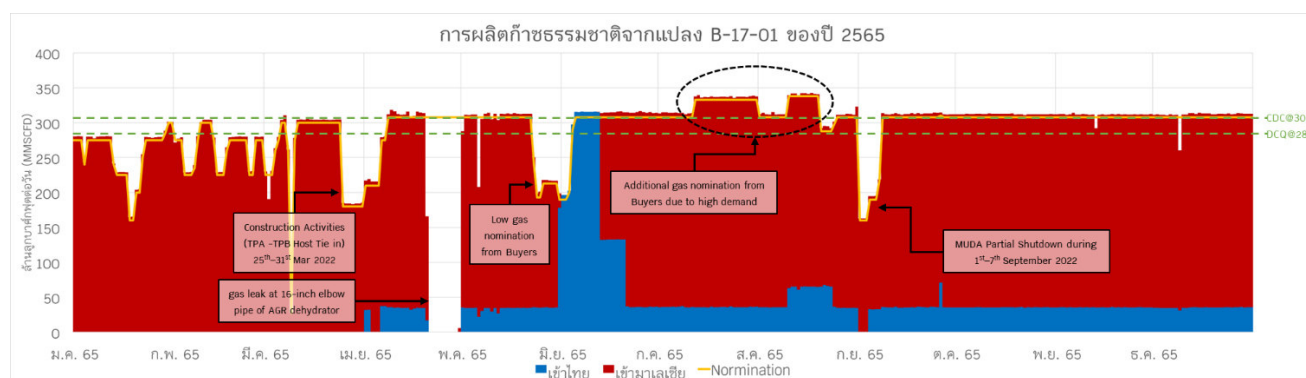
1. สัญญาแบ่งปันผลผลิตของแปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01 มีผู้ได้รับสัญญารายเดียวกันและการผลิตปิโตรเลียมจากทั้งสองแปลงมีการใช้อุปกรณ์การผลิตและแท่นผลิตร่วมกัน นอกจากนี้ทั้งสองแปลงมีสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติฉบับเดียวกัน

2. หากสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17&C-19 สิ้นอายุก่อนสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17-01 หรือต้องมีการออกสัญญาแบ่งปันผลผลิตฉบับใหม่ให้กับแปลง B-17&C-19 อาจจะทำให้เกิดความซับซ้อนในเรื่องสัญญาต่าง ๆ ที่เกี่ยวเนื่องกันอยู่และเกิดความไม่ต่อเนื่องในการผลิตปิโตรเลียมได้

คณะกรรมการในการประชุมวันที่ 5 กรกฎาคม 2565 มีมติเห็นชอบตามที่กระทรวงพลังงาน เสนอในการผนวกสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17 & C-19 และพื้นที่ว่าง (แปลง B-17-02) เข้ากับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17-01 โดยการออกสัญญาแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 3) ของสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17-01

## 2) ผลกระทบ

ผลการบริหารจัดการโดยการผนวกสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17 & C-19 และพื้นที่ว่าง (แปลง B-17-02) เข้ากับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17-01 และให้ผู้ดำเนินงานรายเดิมดำเนินการต่อไปนั้น ส่งผลให้ผู้รับสัญญาสามารถลงทุนได้อย่างต่อเนื่อง ดังจะเห็นได้จากรูปที่ 16 ว่าภายหลังจากที่ได้รับความเห็นชอบ ผู้รับสัญญาสามารถเพิ่มอัตราการผลิตและขายได้ตามสัญญา นอกจากนี้ในบางช่วงเวลาประเทศมีความต้องการก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติม แหล่งก็สามารถเพิ่มอัตราการผลิตได้



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

รูปที่ 16: การผลิตของแปลง B-17-01

## 2.2 การกำหนดข้อเสนอเชิงนโยบาย

### 2.2.1 กรอบความคิดในการวิเคราะห์

1. แผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี: ตามยุทธศาสตร์ชาติที่ 2 ด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน เป้าหมายที่ 2 ประเทศไทยมีขีดความสามารถในการแข่งขันสูงขึ้น ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 4 โครงสร้างพื้นฐาน เชื่อมไทย เชื่อมโลก และประเด็นยุทธศาสตร์ย่อยที่ 4 เกี่ยวกับพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

เทคโนโลยีสมัยใหม่ ซึ่งกำหนดให้มี “.....การเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน โดยการจัดหาและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน บริหารจัดการพลังงานให้มีประสิทธิภาพและมีการแข่งขันอย่างเป็นธรรม มีราคาที่เหมาะสม และการสร้างโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับการใช้พลังงานในรูปแบบต่าง ๆ เพื่อสนับสนุนภาคการผลิต บริการ และการขนส่ง รวมทั้งส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกในสัดส่วนที่มากขึ้น...”

2. แผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ: ตามประเด็นที่ 7 โครงสร้างพื้นฐาน ระบบโลจิสติกส์ และดิจิทัล ซึ่งกำหนดค่าเป้าหมาย เป็นความสามารถในการแข่งขันด้าน โครงสร้างพื้นฐานของประเทศดีขึ้น และแผนแม่บทย่อยที่ 7.2 ด้านโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน ซึ่งกำหนดแนวทางการพัฒนาเป็นการจัดการพลังงานและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานทั้งระบบให้มีความมั่นคง ในระดับที่เหมาะสม ทันสมัย สามารถรองรับความต้องการใช้พลังงานตามการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ และการเปลี่ยนแปลงด้านเทคโนโลยี มีการกระจายชนิดของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

3. แผนพลังงานชาติ: ตามกรอบแนวทาง 4D1E ได้แก่ Decarbonisation Digitalisation Decentralisation Deregulation และ Electricification มีแนวทางการดำเนินงาน เช่น การบริหารจัดการทรัพยากรก๊าซธรรมชาติในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ โดยการพัฒนากระบวนการประเมินศักยภาพและกำกับดูแลทรัพยากรปิโตรเลียมให้ทันสมัย และบริหารจัดการการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) จากต่างประเทศ เพื่อรองรับปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่จะเพิ่มสูงขึ้นในอนาคต

4. แผนปฏิบัติการ กระทรวงพลังงาน ระยะ 5 ปี (พ.ศ. 2566 – 2570): แผนปฏิบัติการด้านที่ 1 เรื่องการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน โดยกำหนดเป้าหมายให้ประเทศมีพลังงานอย่างเพียงพอ และการวางโครงสร้างพื้นฐานมีประสิทธิภาพ ส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานสร้างมูลค่าเพิ่ม และมีระบบบริหารจัดการพลังงานมีประสิทธิภาพ สามารถรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานในอนาคต และมีแนวทางในการพัฒนา คือ มีการจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการ

## 2.2.2 การวิเคราะห์ข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อประกอบการจัดทำข้อเสนอเชิงนโยบาย

จากการวิเคราะห์ SWOT เพื่อจัดทำแนวทางการบริหารจัดการความต่อเนื่องในการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพสามารถสรุปได้ ดังนี้

### 2.2.2.1 จุดแข็ง (Strength)

1. ในปัจจุบันการจัดหาก๊าซธรรมชาติหลัก ๆ ยังมาจากแหล่งในประเทศ ทำให้การจัดหามีความต่อเนื่อง ด้วยราคาที่สามารถคาดการณ์ได้

2. ประเทศไทยเป็นประเทศที่มีทรัพยากรปิโตรเลียม โดย ณ สิ้นปี 2564 ดังรูปที่ 17 ประเทศไทยมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมดังตาราง ซึ่งหากสามารถพัฒนามาใช้ประโยชน์ได้จะเป็นแหล่งที่สามารถจัดได้อย่างต่อเนื่อง เสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศได้



Area	Gas Reserves [Bcf]			Condensate Reserves [MMbbl]			Oil Reserves [MMbbl]		
	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible
Offshore	3,144.88	4,381.84	2,286.15	85.80	152.01	111.03	57.30	75.98	28.04
Onshore	299.77	125.87	66.52	0.63	0.27	0.14	37.37	26.76	18.50
Total	3,444.64	4,507.71	2,352.68	86.42	152.28	111.16	94.67	102.74	46.53
Grand Total (3P)	10,305.03			349.87			243.95		

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

### รูปที่ 17: ปริมาณสำรองปิโตรเลียม ณ สิ้นปี 2564

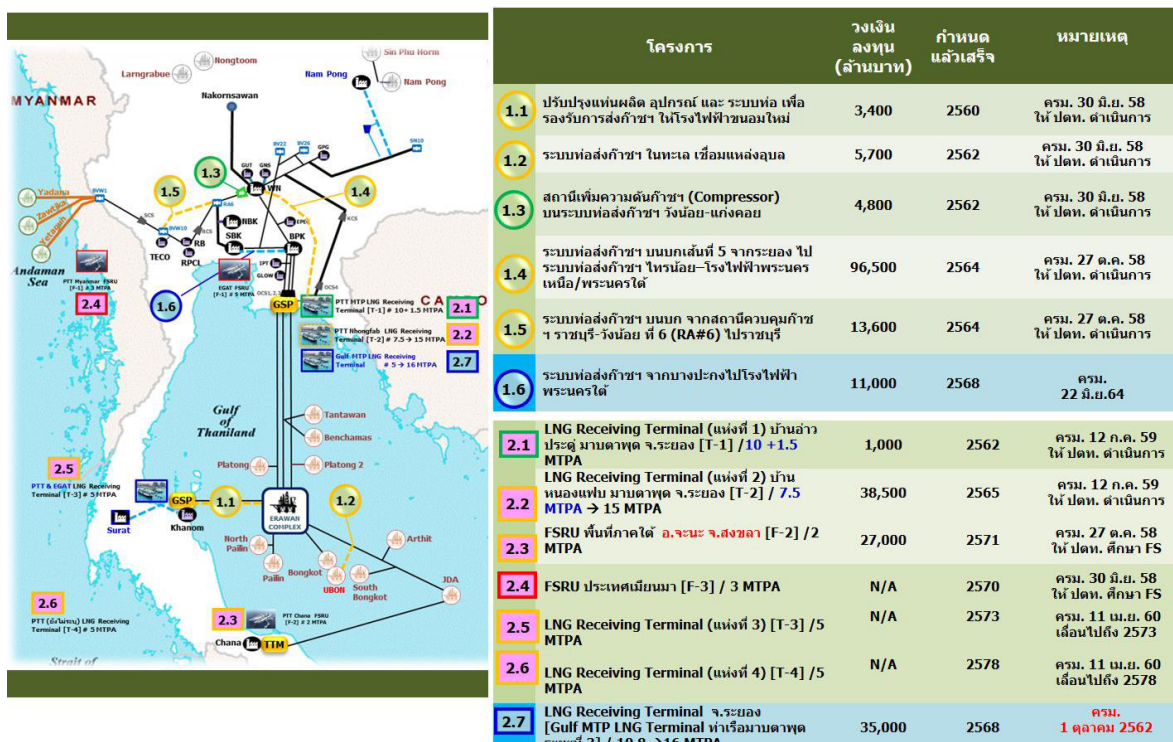
3. ประเทศไทยมีแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ ดังรูปที่ 18 ทั้งในส่วนของระบบโครงข่ายท่อส่งก๊าซ รวมถึง โครงสร้างพื้นฐานในการรองรับการนำเข้า LNG (LNG Terminal) เพิ่มความยืดหยุ่นของระบบการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ ทั้งนี้ ในปัจจุบันประเทศไทยมี มี LNG Receiving Terminal จำนวน 2 แห่ง ประกอบด้วย

(1) LNG Receiving Terminal แห่งที่ 1 ตั้งอยู่ใน ต.มาบตาพุด อ.เมืองระยอง จ.ระยอง มีถังกักเก็บ LNG ขนาด 160,000 ล้านลูกบาศก์เมตร จำนวน 4 ถัง รวมมีความจุประมาณ 13,500 ล้านลูกบาศก์ฟุต โดยมีความสามารถในการรองรับการนำเข้าและ Sent out LNG สูงสุดอยู่ที่ 11.5 ล้านตันต่อปี หรือประมาณ 1,610 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และมีความสามารถในการรองรับเรือ LNG สูงสุดประมาณ 15-16 ลำต่อเดือน

(2) LNG Receiving Terminal แห่งที่ 2 ตั้งอยู่ในบริเวณบ้านหนองแพปลี ต.มาบตาพุด อ.เมืองระยอง จ.ระยอง มีถังกักเก็บ LNG ขนาด 250,000 ล้านลูกบาศก์เมตร จำนวน 2 ถัง รวมมีความจุประมาณ 10,500 ล้านลูกบาศก์ฟุต โดยมีความสามารถในการรองรับการนำเข้าและ Sent out LNG สูงสุดอยู่ที่ 7.5 ล้านตันต่อปี หรือประมาณ 1,050 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และมีความสามารถในการรองรับเรือ LNG สูงสุดประมาณ 7-8 ลำต่อเดือน

ทั้งนี้ ตามโครงสร้างพื้นฐานดังกล่าว ประเทศไทยมีความสามารถในการรองรับการนำเข้าและ Sent out LNG สูงสุดอยู่ที่ 19 ล้านตันต่อปี หรือประมาณ 2,660 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นอกจากนี้ เมื่อวันที่ 5 พฤศจิกายน 2564 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีมติเห็นชอบให้บรรจุโครงการ LNG Terminal โครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด ระยะที่ 3 จังหวัดระยอง [T-3] มีกำลังการแปรรูป LNG เป็นก๊าซ 10.8 ล้านตันต่อปี (ขยายได้ถึง 16 ล้านตันต่อปี) ในแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงของประเทศ ทำให้ประเทศมีกำลังการแปรรูป LNG ที่ 29.8 ล้านตันต่อปี ในปี 2570 (ขยายได้ถึง 42.5 ล้านตันต่อปี)





ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

## รูปที่ 18: โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ

### 2.2.2.2 จุดอ่อน (Weaknesses)/ข้อจำกัด

1. กฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมในปัจจุบัน ไม่สามารถขยายอายุสัญญาให้ผู้รับสัมปทาน/ผู้รับสัญญา สามารถผลิตได้จนถึงอายุแหล่งปิโตรเลียม (End of Field Life)
2. แหล่งปิโตรเลียมที่ผลิตอยู่ในปัจจุบันส่วนใหญ่ผลิตมาเป็นระยะเวลานานแล้ว (Mature Field) การพัฒนาศักยภาพปิโตรเลียมที่เหลืออยู่อาจต้องใช้เงินลงทุนสูงและเทคโนโลยีสมัยใหม่
3. ศักยภาพปิโตรเลียมที่คาดว่าจะพบบางครั้งอยู่ในพื้นที่อ่อนไหว เช่น เขตอุทยาน พื้นที่ป่าไม้ พื้นที่ สปก. ทำให้ไม่สามารถพัฒนามาใช้ประโยชน์ได้

### 2.2.2.3 โอกาส (Opportunities)

1. เพิ่มโอกาสให้ทรัพยากรปิโตรเลียมในประเทศได้รับการพัฒนามาใช้ประโยชน์อย่างเต็มที่
2. อุตสาหกรรมต่อเนื่องได้รับการพัฒนา สร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจ และเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ

### 2.2.2.4 อุปสรรค (Threats)

1. ด้วยศักยภาพปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ในปัจจุบันอาจไม่สามารถดึงดูดนักลงทุนต่างชาติ
2. นโยบายที่ไม่ชัดเจนในเรื่องการบริหารจัดการแหล่งปิโตรเลียม

3. ความไม่ชัดเจนในเรื่องกระบวนการและกรอบเวลาการขอให้พื้นที่ต่าง ๆ เช่น การใช้ประโยชน์จากศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่ สปก.

### 2.2.3 แนวทางและแผนงานในการขับเคลื่อนข้อเสนอ

จากการวิเคราะห์ประสิทธิภาพการบริหารจัดการความต่อเนื่องในการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่ผ่านมา และบทวิเคราะห์ SWOT สามารถสรุปเป็นแนวทางเพื่อบริหารความต่อเนื่องในการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ โดยแบ่งเป็นด้านต่าง ๆ 3 ด้าน ดังนี้

1. สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีการค้นพบอยู่ในช่วงระยะเวลาผลิต ควรมุ่งเน้นที่จะบริหารจัดการสัญญา/สัมปทานเพื่อให้ผู้ดำเนินการรายเดิมเป็นผู้ดำเนินการต่อไป เพื่อให้การลงทุนและการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปอย่างต่อเนื่อง ดังรูปที่ 19 ได้แก่



รูปที่ 19: การบริหารจัดการแหล่งปิโตรเลียมในช่วงการผลิต

1.1 ระยะสั้น: การบริหารจัดการแหล่งไพลิน (แปลงสำรวจในทะเลหมายเลข B12/27) ในปัจจุบันผลิตก๊าซธรรมชาติอยู่ประมาณ 420 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งระยะเวลาผลิตจะสิ้นสุดลงในปี 2571 จากบทเรียนที่ได้จากกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ ที่การลงทุนจะลดลงในช่วง 5 ปีสุดท้ายของสัญญา เห็นว่าควรเร่งดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในปี 2567 ซึ่งหากสามารถบรรลุข้อตกลงได้จะทำให้การจัดหาจากแหล่งดังกล่าวยืดระยะเวลาออกไปได้อีก 10 ปี

ตารางที่ 1: แนวทางการบริหารจัดการแหล่งไฟลีน

	กิจกรรม	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	เป้าหมาย
1.	ผู้รับสัมปทานเร่งหารื้อและบรรลุล่วงข้อตกลงกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน	ชธ. / ผู้รับสัมปทาน	
2.	คณะกรรมการปิโตรเลียมพิจารณาข้อตกลงการต่อระยะเวลา	ชธ. / คณะกรรมการปิโตรเลียม	
3.	รมว.พณ. นำเสนอต่อคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ	รมว.พณ./ ครม.	
4.	กระทรวงพลังงานลงนามในสัญญาสัมปทานเพิ่มเติมเพื่อให้ระยะเวลาผลิตขยายออกไปอีก 10 ปี	กระทรวงพลังงาน/ ชธ. / ผู้รับสัมปทาน	ภายในปี 2567

1.2 ระยะสั้น: การบริหารจัดการแปลง A-18 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ในปัจจุบันผลิตก๊าซธรรมชาติอยู่ประมาณ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ในจำนวนนี้ 400-440 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันส่งมาใช้ในประเทศไทย) ซึ่งระยะเวลาผลิตจะสิ้นสุดลงในปี 2571 จากบทเรียนที่ได้จากกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ ที่การลงทุนจะลดลงในช่วง 5 ปีสุดท้ายของสัญญา เห็นว่าควรเร่งบริหารจัดการ ซึ่งองค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย องค์กรที่จัดตั้งขึ้นเพื่อเสริมสิทธิแทนรัฐบาลไทยและมาเลเซียในการกำกับดูแลกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ได้ศึกษาแนวทางการบริหารจัดการให้ความสำคัญกับการผลิตที่ต่อเนื่อง และเห็นว่าแนวทางที่เหมาะสมคือการออกสัญญาแบ่งปันผลผลิตฉบับใหม่ให้แก่ผู้รับสัญญาเดิม (Re-award) ซึ่งหากสามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในปี 2567 คาดว่าการจัดหาจากแหล่งดังกล่าวยืดระยะเวลาออกไปได้อีก 25 ปี

ตารางที่ 2: แนวทางการบริหารจัดการแปลง A-18 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

	กิจกรรม	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	เป้าหมาย
1.	รัฐบาลไทยและมาเลเซียให้ความเห็นชอบในหลักการให้องค์กรร่วมหารือกับกลุ่มผู้รับสัญญา	ชธ. / กระทรวงพลังงาน/ คณะรัฐมนตรี	ภายในปี 2566
2.	องค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย หารือในรายละเอียดเพื่อจัดทำสัญญาแบ่งปันผลผลิตฉบับใหม่	องค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย/ผู้รับสัญญา	
3.	รมว.พณ. นำเสนอร่างสัญญาแบ่งปันผลผลิตต่อคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ	รมว.พณ./ ครม.	
4.	องค์กรร่วมไทย-มาเลเซียลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่ผ่านความเห็นชอบจากรัฐบาลทั้งสอง	องค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย/ผู้รับสัญญา	ภายในปี 2567
5.	ประสานความสัมพันธ์อันดีกับประเทศมาเลเซียเพื่อให้กิจกรรมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียดำเนินต่อไปอย่างราบรื่น	หน่วยงานภาครัฐของไทย	ทำต่อเนื่อง

1.2 ระยะสั้น: การบริหารจัดการการจัดหาจากแหล่งยาดานา ในประเทศเมียนมา ในปัจจุบันผลิตก๊าซธรรมชาติและส่งออกมายังประเทศไทยอยู่ประมาณวันละ 500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อย่างไรก็ตามระยะเวลาตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตจะสิ้นสุดลงในปี 2571 เห็นว่าควรเร่งบริหารจัดการ โดยการหารือร่วมกับรัฐบาลเมียนมา ในการออกสัญญาแบ่งปันผลผลิตฉบับใหม่ให้แก่ผู้รับสัญญาเดิม (Re-award)

ซึ่งหากสามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในปี 2567 คาดว่าการจัดหาจากแหล่งดังกล่าวอีกระยะเวลาออกไปได้อีก 20 ปี

ตารางที่ 3: แนวทางการบริหารจัดการการจัดหาจากแหล่งยานา ในประเทศเมียนมา

	กิจกรรม	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	เป้าหมาย
1.	ประสานความสัมพันธ์อันดีกับประเทศมาเลเซียเพื่อให้กิจกรรมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียดำเนินต่อไปอย่างราบรื่น	หน่วยงานภาครัฐของไทย	ทำต่อเนื่อง
2.	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ/กระทรวงพลังงานหารือร่วมกับหน่วยงานภาครัฐของเมียนมา ในระดับ G-2-G	ชธ. / กระทรวงพลังงาน	ภายในปี 2568
3.	ปตท. เจรจาเพื่อจัดทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ภายหลังจากที่รัฐบาลเมียนมาให้สัญญาแบ่งปันผลผลิตฉบับใหม่	ปตท.	
4.	นำเสนอร่างสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติต่อ คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) และ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.)	ปตท./ ชธ. / สทพ./ กระทรวงพลังงาน/ กบง./ กพช.	ภายในปี 2571

1.4 ระยะเวลา: การบริหารจัดการแหล่งอาทิตย์ ในปัจจุบันผลิตก๊าซธรรมชาติอยู่ประมาณ 300 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งระยะเวลาผลิตจะสิ้นสุดลงในปี 2579 และ 2583 เพื่อให้การลงทุนและการผลิตเป็นไปอย่างต่อเนื่อง ควรพิจารณาการขอต่อระยะเวลาผลิตให้แล้วเสร็จภายในปี 2575 ซึ่งหากสามารถบรรลุข้อตกลงได้จะทำให้การจัดหาจากแหล่งดังกล่าวอีกระยะเวลาออกไปได้อีก 10 ปี

ตารางที่ 4: แนวทางการบริหารจัดการแหล่งอาทิตย์

	กิจกรรม	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	เป้าหมาย
1.	ผู้รับสัมปทานเร่งหารือและบรรลุข้อตกลงกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน	ชธ. / ผู้รับสัมปทาน	
2.	คณะกรรมการปิโตรเลียมพิจารณาข้อตกลงการต่อระยะเวลา	ชธ. / คณะกรรมการปิโตรเลียม	
3.	รมว.พณ. นำเสนอต่อคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ	รมว.พณ./ ครม.	
4.	กระทรวงพลังงานลงนามในสัญญาสัมปทานเพิ่มเติมเพื่อให้ระยะเวลาผลิตขยายออกไปอีก 10 ปี	กระทรวงพลังงาน/ ชธ. / ผู้รับสัมปทาน	ภายในปี 2575

2. สำหรับศักยภาพปิโตรเลียมที่คาดว่าจะมีอยู่ในประเทศนั้น เห็นควรที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานกำกับดูแลและสนับสนุนกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ควร**เร่งประเมินศักยภาพปิโตรเลียมให้ครอบคลุมทั้งประเทศ**โดยเฉพาะในพื้นที่บนบก และพื้นที่ในทะเลอันดามันดังรูปที่ 20 และนำเสนอต่อผู้บริหารในการพิจารณา**เปิดให้มีการยื่นขอสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง** ทั้งนี้ เนื่องจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมใช้เวลานานและเงินลงทุนสูง โดยทั่วไปคาดว่าจะใช้เวลาตั้งแต่การให้สิทธิจนถึงเริ่มผลิตกว่า 10 ปี จึงถือว่าเป็นกิจกรรมที่ควรเร่งดำเนินงานแต่ส่งผลในระยะยาว

## แนวทางและแผนงานในการขับเคลื่อนข้อเสนอ

As-IS: ความต่อเนื่องในการจัดหาก๊าซมีแนวโน้มลดลง ณ ปี 2580 ต้องจัดหาก๊าซเพิ่มอีก 68%



### TO BE 2:

- ประเมินศักยภาพปิโตรเลียมให้ครอบคลุมทั่วประเทศ และ
- เปิดให้มีการยื่นขอสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง

1. พื้นที่บนบก

2. พื้นที่อันดามัน

รูปที่ 20: การบริหารจัดการศักยภาพปิโตรเลียมในประเทศไทย

ตารางที่ 5: แนวทางการบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียม

	กิจกรรม	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	เป้าหมาย
1.	ประเมินศักยภาพปิโตรเลียมให้ครอบคลุมทั่วประเทศ เพื่อหาพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพ โดยเฉพาะในบริเวณ พื้นที่บนบกและทะเลอันดามัน	ชธ.	ดำเนินการต่อเนื่อง
2.	นำพื้นที่ที่คาดว่าจะมีศักยภาพมากำหนดเป็นแปลงสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	ชธ	
3.	การประกาศเชิญชวนให้มีการยื่นขอสิทธิ	ชธ./ คณะกรรมการปิโตรเลียม/ รมว.พณ.	ภายในปี 2567
4.	ผู้ชนะการประมูลเริ่มกิจกรรมการสำรวจ	ผู้รับสัมปทาน/ผู้รับสัญญา	2568-2578
5.	เริ่มมีก๊าซธรรมชาติจากแหล่งใหม่เข้าระบบ	ผู้รับสัมปทาน/ชธ.	2579

3. หากไม่สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศและประเทศเพื่อนบ้านได้เพิ่มเติมแล้ว เห็นควรพิจารณานำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เพื่อเติมเต็มความต้องการของประเทศ อย่างไรก็ตาม เพื่อความมั่นคงและความต่อเนื่องในการจัดหาทั้งมิติในด้านปริมาณ และราคา ลดผลกระทบจากความผันผวนด้านราคาจากสถานการณ์ในตลาดโลก เห็นควรพิจารณาให้การนำเข้าส่วนใหญ่ เป็นการนำเข้า LNG ภายใต้สัญญาระยะยาว (Long-term LNG) โดยพิจารณากำหนดสัดส่วน Long-term LNG เทียบกับ Spot LNG ที่เหมาะสมดังรูปที่ 21





รูปที่ 21: การบริหารจัดการการจัดหา LNG

ตารางที่ 6: แนวทางการบริหารจัดการการจัดหา LNG

	กิจกรรม	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	เป้าหมาย
1.	ศึกษาวิเคราะห์เพื่อสัดส่วน Long-term LNG เทียบกับ Spot LNG ที่เหมาะสม	ชธ./สนพ./สกพ./ผู้เชี่ยวชาญ	ภายในปี 2567
2.	นำเสนอผลการศึกษาต่อคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) และ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เพื่อกำหนดเป็นนโยบาย	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง/กบง./ กพช.	ภายในปี 2567

ทั้งนี้ นอกจากแนวทางด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติ (Supply Side Management) ดังกล่าวแล้ว เพื่อประสิทธิภาพสูงสุดในการบริหารจัดการด้านพลังงานของประเทศ จำเป็นที่ภาครัฐจะต้องพิจารณาแนวทางเพื่อการบริหารจัดการด้านความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ (Demand Side Management) ร่วมด้วย ได้แก่ แนวทางการส่งเสริมการประหยัดพลังงาน และ แนวทางการส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฟฟ้าเพื่อลดความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง เป็นต้น

## 2.2.4 ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อความสำเร็จและแนวทางการแก้ไขปัญหา

ปัจจัยที่คาดว่าจะมีผลกระทบต่อความสำเร็จจากการดำเนินการตามข้อเสนอเพื่อการขับเคลื่อนต่าง ๆ ข้างต้น สรุปได้ ดังนี้

ตารางที่ 7: สรุปปัจจัยที่มีผลกระทบต่อความสำเร็จและแนวทางการแก้ไขปัญหา

ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อความสำเร็จ	แนวทางการแก้ไข	ประโยชน์ที่จะได้รับ
1. การได้รับการสนับสนุนจากหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องในกระทรวงพลังงาน รวมถึง ฝ่ายนโยบาย	<p>ชธ. ศึกษาและจัดทำทวิเคราะห์ข้อดีข้อเสีย อย่างรอบคอบเกี่ยวกับ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- แนวทางการบริหารสัญญาที่เหมาะสม รวมถึงผลกระทบต่อการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ</li> <li>- การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมให้ครอบคลุมภูมิภาคต่าง ๆ ในประเทศ</li> <li>- รูปแบบกลไกที่เหมาะสมกับสภาพทางธรณีวิทยาของแหล่งเพื่อดึงดูดความสนใจของนักลงทุน</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ประเทศไทยมีความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว</li> <li>- ส่งเสริมการพัฒนาทรัพยากรในประเทศ</li> <li>- ลดภาระของประชาชนจากความผันผวนค่าพลังงานเนื่องจากสถานการณ์โลก</li> <li>- รายได้จากกิจการปิโตรเลียมนำส่งคลังเป็นรายได้แผ่นดิน</li> <li>- ชธ. มีบทบาททั้งในและระหว่างประเทศ</li> <li>- ส่งเสริมการพัฒนาบุคลากร ด้านพลังงาน</li> <li>- สร้างงาน สร้างอาชีพทั้งในธุรกิจปิโตรเลียมและอุตสาหกรรมต่อเนื่อง</li> <li>- เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ</li> </ul>
	ชธ. นำเสนอ/ชี้แจงต่อผลการวิเคราะห์ต่อหน่วยงานและกลไกคณะกรรมการ/คณะกรรมการต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องในโอกาสต่าง ๆ	
2. ความพร้อมด้านเทคโนโลยีที่ทันสมัย	ชธ. มีความพร้อมด้านเทคโนโลยีที่ทันสมัย ได้แก่ โปรแกรม (Software) และอุปกรณ์ (Hardware) ที่จำเป็นสำหรับการประเมินศักยภาพ รวมถึงการจำลองโครงสร้างปิโตรเลียมเพื่อประมาณการปริมาณสำรองปิโตรเลียม	
3. การสนับสนุนด้านงบประมาณที่เพียงพอ	<p>ชธ. ขอรับการสนับสนุนงบประมาณเพื่อ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- จัดหาโปรแกรมเฉพาะที่ทันสมัยเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียม</li> <li>- จัดจ้างผู้เชี่ยวชาญศึกษาวิเคราะห์แนวทางการบริหารสัญญาในรูปแบบต่าง ๆ รวมถึงออกแบบกลไกต่าง ๆ ในสัญญาเพื่อจูงใจให้เกิดการลงทุนอย่างต่อเนื่อง</li> </ul>	
4. ความสัมพันธ์อันดีกับประเทศเพื่อนบ้าน	ชธ. ร่วมกับหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องประสานความร่วมมือกับต่างประเทศเพื่อให้การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากประเทศนั้น ๆ เป็นไปอย่างต่อเนื่อง	

## 2.3 ภาวะผู้นำเพื่อการขับเคลื่อนข้อเสนอ

จากข้อเสนอเชิงนโยบายข้างต้น ภาวะผู้นำเพื่อการขับเคลื่อน “ข้อเสนอการบริหารความต่อเนื่องการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อให้มีเพียงพอกับความต้องการของประเทศ” ควรที่จะต้องประกอบด้วย

1. ผู้ที่มีวิสัยทัศน์ เนื่องจากการบริหารจัดการความต่อเนื่องในระยะยาวเพื่อความมั่นคงทางพลังงานจำเป็นที่จะต้องมีวิสัยทัศน์ ในการกำหนดค่าเป้าหมายและกลยุทธ์ในการดำเนินงานให้บรรลุวัตถุประสงค์
2. Agile Leader หรือ ผู้นำที่มีศักยภาพในการสร้างการเปลี่ยนแปลงเนื่องจากในปัจจุบันสภาวะการณ์มีการเปลี่ยนแปลงเร็ว ที่จะสามารถนำพาองค์กรปรับเปลี่ยนตามสถานการณ์ แต่ยังสามารถบรรลุวัตถุประสงค์ได้
3. ผู้ที่มีมุ่งผลสัมฤทธิ์ เนื่องจากจำเป็นที่จะต้องผลักดันแนวทางการพัฒนาให้บรรลุเป้าหมายภายในระยะเวลาที่กำหนด เพื่อไม่ให้กระทบต่อความต่อเนื่องในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ
4. ผู้ที่มีมนุษยสัมพันธ์ดี สามารถประสานงานกับหลายภาคส่วน ทั้งภาครัฐ และวิสาหกิจ รวมถึงหน่วยงานและองค์กรต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำพาองค์กรให้บรรลุวัตถุประสงค์ตามที่ได้วางไว้



### 3. แผนพัฒนาตนเอง

(ข้อมูลส่วนบุคคลไม่เผยแพร่)

## บรรณานุกรม

- กระทรวงพลังงาน, แผนปฏิบัติราชการ กระทรวงพลังงาน ระยะ 5 ปี (พ.ศ. 2566 – 2570), 2565
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ, สถานการณ์พลังงานการจัดหาก๊าซธรรมชาติ, 2565
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ, รายงานประจำปี พ.ศ. 2564, 2565
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ, แผนปฏิบัติราชการ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ระยะ 5 ปี (พ.ศ. 2566 – 2570), 2566
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018), ตุลาคม 2563

ภาคผนวก

## ประวัติผู้เขียนเอกสารรายงานการศึกษาส่วนบุคคล

ชื่อ – สกุล .....นางสาวจิตติมา มั่นทะจิตร.....

### ประวัติการศึกษา

ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาเครื่องกล (พลังงาน) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ปี 2542  
 ปริญญาโท MSc. Energy Economics (Energy Economics & Regulation), University of Surrey  
 ปี 2544  
 ปริญญาเอก PhD. Energy Economics, University of Surrey ปี 2548

### ประสบการณ์การรับราชการ

- ผู้อำนวยการกองยุทธศาสตร์และแผนงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
- หัวหน้ากลุ่มยุทธศาสตร์และแผนงาน กองยุทธศาสตร์และแผนงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
- หัวหน้ากลุ่มวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ กองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

### ผลงานทางวิชาการ

-

### รางวัลหรือทุนการศึกษา (เฉพาะที่สำคัญ)

-

### ตำแหน่งหน้าที่ปัจจุบันและสถานที่ทำงาน

- ผู้อำนวยการกองบริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ