กระทรวงพลังงาน
MINISTRY OF ENERGY

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ
พ.ศ. 2561 - 2580

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
ตุลาคม 2563

Gas Plan 2018

กระทรวงพลังงาน
MINISTRY OF ENERGY

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ
พ.ศ. 2561 - 2580

ผ่านการพิจารณาจาก
คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เห็นชอบเมื่อ วันที่ 19 มีนาคม 2563
คณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อ วันที่ 20 ตุลาคม 2563

บทสรุปผู้บริหาร

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018) มี**วัตถุประสงค์หลัก**เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศ ในราคาที่เป็นธรรม รวมทั้ง บริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ รองรับการพัฒนาเศรษฐกิจ สังคม โดยคำนึงถึงสมดุลสิ่งแวดล้อม Gas Plan 2018 มีความเชื่อมโยงกับยุทธศาสตร์ชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 รวมทั้งแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 และแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน มี**เป้าหมายการดำเนินงาน**ใน 4 ด้านสำคัญ ดังนี้ คือ (1) ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคเศรษฐกิจต่างๆ เพื่อลดปัญหามลพิษทางอากาศ (2) เร่งรัดการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ พื้นที่พัฒนาร่วม และพื้นที่ทับซ้อน (3) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมและเพียงพอกับความต้องการใช้ในระดับภูมิภาค รวมทั้งใช้ประโยชน์โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติอย่างมีประสิทธิภาพ และ (4) ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคง มั่งคั่ง และยั่งยืน ด้านพลังงานของประเทศไทย

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้จัดทำ Gas Plan 2018 จากการทบทวนแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 - 2579 (Gas Plan 2015) เนื่องจากมีปัจจัยหลายประการที่เปลี่ยนแปลงไป อาทิ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) รวมทั้งการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงต่ำกว่าที่เคยประมาณการไว้ใน Gas Plan 2015 และการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่ปัจจุบันสามารถผลิตได้อย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากที่มีอยู่ในสัญญาลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับ Gas Plan 2015 โดย Gas Plan 2018 ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในระยะยาวจากปัจจัยที่เกี่ยวข้อง พบว่าภาพรวม**ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ**เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 0.7 ต่อปี เพิ่มขึ้นจาก 4,676 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2561 เป็น 5,348 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2580 โดยการใช้ในการผลิตไฟฟ้าและการใช้ในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น ขณะที่การใช้ในโรงแยกก๊าซ (ใช้ผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวและเป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี) และการใช้ในภาคขนส่ง ลดลง

การจัดหาก๊าซธรรมชาติประกอบด้วยการผลิตจากแหล่งในประเทศ การนำเข้าจากประเทศเมียนมา และนำเข้า LNG พบว่าในปลายแผนจำเป็นต้องมีการจัดหาก๊าซธรรมชาติหรือ LNG เพิ่มเติมจากที่มีในสัญญาคิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 68 ของการจัดหาทั้งหมด ทั้งนี้ หากกรณีที่การจัดหาเพิ่มเติมเป็น LNG ทั้งหมด พบว่าจะมีความต้องการประมาณ 26 ล้านตันต่อปี ในปี 2580 ลดลงจากที่เคยคาดการณ์ไว้ใน Gas Plan 2015 ที่มีความต้องการ LNG ในปี 2579 ที่ประมาณ 34 ล้านตันต่อปี ทั้งนี้ ในส่วนของ**โครงสร้างพื้นฐาน** ปัจจุบันประเทศไทยมี LNG Terminal ที่มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซอยู่ที่ 11.5 ล้านตันต่อปี ซึ่งหากรวมโครงการ LNG Terminal ที่ได้รับอนุมัติแล้วพบว่าในปี 2570 ประเทศไทยจะมี LNG Terminal ที่มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ รวมทั้งสิ้นอยู่ที่ 34.8 ล้านตันต่อปี และสามารถขยายได้ถึง 47.5 ล้านตันต่อปี ดังนั้น จะเห็นได้ว่าประเทศไทยยังมี LNG Terminal ส่วนที่เหลือจากความต้องการใช้ในประเทศ ซึ่งต้องมีการทบทวน รวมทั้ง มีมาตรการส่งเสริมให้เกิดการใช้งานอย่างเต็มศักยภาพต่อไป อาทิ การส่งเสริมการใช้ในภาคเศรษฐกิจต่างๆ และการส่งเสริมให้ประเทศไทยเป็นศูนย์กลางการค้าก๊าซธรรมชาติเหลวของภูมิภาค (Regional LNG Hub) เป็นต้น

ทั้งนี้ จากแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีที่เกิดขึ้นอย่างรวดเร็ว (Disruptive Technology) ประกอบกับทิศทางด้านพลังงานของโลก อาจส่งผลให้การบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติตาม Gas Plan 2018 เปลี่ยนแปลงไปในอนาคต ดังนั้น จึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องติดตามสถานการณ์ เพื่อวิเคราะห์และทบทวนแผนในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงในปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อเป้าหมายของ Gas Plan 2018 อย่างมีนัยสำคัญ

สารบัญ

	หน้า
บทสรุปผู้บริหาร	ก
สารบัญ	ข
คำย่อ	ค
คำนิยาม	ง
แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018)	
1. บทนำ	1
2. ความเป็นมา	3
3. แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018)	5
3.1 กรอบแนวคิดและเป้าหมาย	6
3.2 สมมติฐานที่ใช้ประมาณการความต้องการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติ	8
3.3 ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ	9
3.4 ประมาณการการจัดหาก๊าซธรรมชาติ	10
3.5 เปรียบเทียบ Gas Plan 2015 และ Gas Plan 2018	11
3.6 ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ	12
3.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	13
4. โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับ Gas Plan 2018	14

คำย่อ

กกพ.	คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
กต.	กระทรวงการต่างประเทศ
กบง.	คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน
กพช.	คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
กฟผ.	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
คค.	กระทรวงคมนาคม
ชธ.	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
ทส.	กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม
ปตท.	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
พพ.	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
สนพ.	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
อก.	กระทรวงอุตสาหกรรม

AEDP	แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan)
CO_2	ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon dioxide)
EEC	เขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (Eastern Economic Corridor)
EEP	แผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Plan)
EV	ยานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle)
FSRU	สถานีเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซแบบลอยน้ำ (Floating Storage and Regasification Unit)
GDP	ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product)
JDA	พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (Joint Development Area)
kg	กิโลกรัม (Kilogram)
kWh	กิโลวัตต์ชั่วโมง (Kilowatt-hours)
LNG	ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas)
LPG	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (Liquefied Petroleum Gas)
NGV	ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (Natural Gas for Vehicle)
OCA	พื้นที่ไหล่ทวีปทับซ้อนไทย-กัมพูชา (Thailand-Cambodia Overlapping Claims Area)
PDP	แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Power Development Plan)
PSC	สัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract)
TIEB	แผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติระยะยาว (Thailand Integrated Energy Blueprint)
TPA	การเปิดให้ใช้หรือเชื่อมต่อแก่บุคคลที่สาม (Third Party Access)

คำนิยาม

“ก๊าซธรรมชาติ[1]” หมายความว่า ไฮโดรคาร์บอนที่มีสภาพเป็นก๊าซทุกชนิดไม่ว่าชื้นหรือแห้ง ที่ผลิตได้จากหลุมน้ำมันหรือหลุมก๊าซ และให้หมายความรวมถึงก๊าซที่เหลือจากการแยกไฮโดรคาร์บอนในสภาพของเหลวหรือสารพลอยได้ออกจากก๊าซชื้นด้วย

“ก๊าซธรรมชาติ[2]” หมายความว่า สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ประกอบด้วยมีเทนเป็นส่วนใหญ่ที่มีสภาพเป็นก๊าซหรือของเหลว

“ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์[3]” หมายความว่า ก๊าซปิโตรเลียมที่ประกอบด้วยมีเทนเป็นส่วนใหญ่เพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์

“ก๊าซปิโตรเลียมเหลว[3]” หมายความว่า ก๊าซปิโตรเลียมที่ประกอบด้วยโพรเพน โพรพิลีน นอร์แมลบิวเทน ไอโซบิวเทน หรือบิวทิลีน อย่างใดอย่างหนึ่งหรือหลายอย่างผสมกันเป็นส่วนใหญ่

“กิจการก๊าซธรรมชาติ[2]” หมายความว่า การขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ การเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ การจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ หรือการค้าปลีกก๊าซธรรมชาติผ่านระบบจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ แต่ไม่รวมถึงการประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง

---

[1] พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

[2] พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

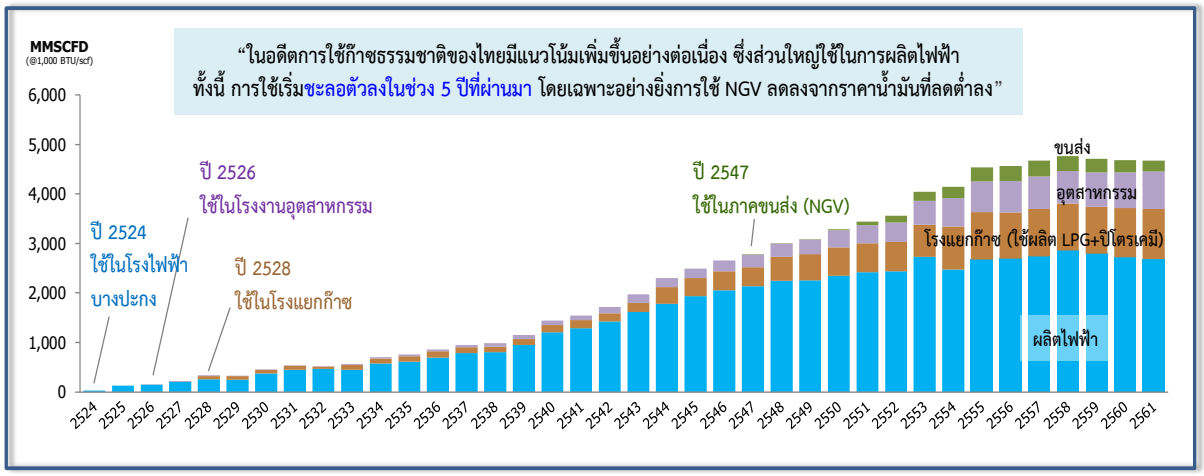
[3] พระราชบัญญัติกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2562

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580
(Gas Plan 2018)

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018) มี**วัตถุประสงค์หลัก**เพื่อ "จัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศ ในราคาที่เป็นธรรม รวมทั้ง บริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ รองรับการพัฒนาเศรษฐกิจ สังคม โดยคำนึงถึงสมดุลสิ่งแวดล้อม" เชื่อมโยงกับ**ยุทธศาสตร์ชาติ พ.ศ. 2561 - 2580** ในประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 2 ด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน โดยส่งเสริมการจัดหาพลังงานให้เพียงพอเพื่อเป็นฐานความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ ตลอดจนการพัฒนาอุตสาหกรรมด้านพลังงานที่มีมูลค่าเพิ่ม รวมทั้งการเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน โดยการจัดหาและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน บริหารจัดการพลังงานให้มีประสิทธิภาพและมีการแข่งขันอย่างเป็นธรรม มีราคาที่เหมาะสม และการสร้างโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับการใช้พลังงานในรูปแบบต่างๆ เพื่อสนับสนุนภาคการผลิต บริการ และการขนส่ง รวมทั้งเชื่อมโยงกับ**แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12** ยุทธศาสตร์ที่ 7 การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและระบบโลจิสติกส์ เป้าหมายที่ 4 การพัฒนาด้านพลังงาน ในการจัดหาพลังงานให้เพียงพอ สร้างความมั่นคงในการผลิตพลังงาน ส่งเสริมให้ประเทศไทยเป็นศูนย์การซื้อขายพลังงาน และเพิ่มโอกาสของไทยในการพัฒนาพลังงานในภูมิภาคอาเซียน นอกจากนี้ ยังเชื่อมโยงกับ**แผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน** ด้านที่ 3 ด้านปิโตรเลียมและปิโตรเคมี ประเด็นปฏิรูปที่ 7 การพัฒนาอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย การจัดหาก๊าซธรรมชาติให้มีความต่อเนื่อง การใช้โครงสร้างพื้นฐานพลังงานที่เกี่ยวข้องกับก๊าซธรรมชาติให้เกิดประโยชน์สูงสุด การส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในการประกอบธุรกิจพลังงาน และการสร้างโอกาสให้ประเทศไทยกลายเป็นศูนย์กลางการค้าก๊าซธรรมชาติเหลวของภูมิภาค (Regional LNG Trading Hub)

1. <u>บทนำ</u>

การใช้พลังงานของประเทศไทยในอดีตส่วนใหญ่จะพึ่งพิงการใช้น้ำมันและถ่านหินเป็นหลัก จนกระทั่งเมื่อประเทศไทยมีการสำรวจพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ โดยเริ่มผลิตตั้งแต่ปี 2524 เพื่อเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าบางปะกง และเริ่มขยายไปสู่การใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมทดแทนการใช้ถ่านหินและน้ำมันเตา ต่อมาในปี 2528 ประเทศไทยได้เปิดใช้งานโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1 จังหวัดระยอง เพื่อแยกผลิตภัณฑ์ต่างๆ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยจะมีมีเทนอยู่ประมาณร้อยละ 65 ส่วนที่เหลือจะเป็นไฮโดรคาร์บอนที่นำไปใช้สร้างมูลค่าเพิ่มในรูปของก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี โดยการนำก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ในประเทศมาใช้ นอกจากเป็นการเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศแล้ว ก๊าซธรรมชาติยังเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดและมีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงบางชนิด รัฐบาลจึงมีนโยบายในการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติส่งผลให้ความต้องการใช้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยในปี 2547 เริ่มมีการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ใช้ในเชิงพาณิชย์ ทั้งนี้ ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยค่อนข้างคงที่ในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2557 - 2561) ซึ่งการใช้ในภาคอุตสาหกรรม และการใช้ในโรงแยกก๊าซ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.9 และ 1.4 ต่อปี ตามลำดับ ขณะที่การใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้าและการใช้ภาคขนส่ง (NGV) ลดลงเฉลี่ยร้อยละ 0.5 และ 8.7 ต่อปี ตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 1



รูปที่ 1 ปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ ปี 2524 - 2561

การจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องเพื่อให้เพียงพอกับความต้องการใช้ ตั้งแต่ปี 2524 ที่ประเทศไทยเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศโดยมีการสำรวจและผลิตเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ต่อมาปี 2541 เริ่มมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานาประเทศเมียนมา และต่อมาได้นำเข้าเพิ่มจากแหล่งเยตากุน และซอติก้า จนถึงปัจจุบัน อย่างไรก็ดี ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นประกอบกับมีการพัฒนาเทคโนโลยีในการขนส่งก๊าซธรรมชาติในรูปก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ส่งผลให้ในปี 2554 ประเทศไทยเริ่มมีการนำเข้า LNG โดยมีการจัดหาที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งในปี 2561 สัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติร้อยละ 72 เป็นการผลิตจากแหล่งภายในประเทศ รองลงมาเป็นการนำเข้าจากประเทศเมียนมาร้อยละ 16 และนำเข้า LNG ร้อยละ 12 ดังแสดงในรูปที่ 2

รูปที่ 2 ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ปี 2524 - 2561

โครงสร้างพื้นฐานในการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันของประเทศไทย มีโครงข่ายระบบท่อในการรับส่งก๊าซธรรมชาติซึ่งเกิดขึ้นพร้อมกันกับการผลิตก๊าซธรรมชาติโดยเชื่อมต่อแหล่งก๊าซธรรมชาติต่างๆ ในอ่าวไทย รวมทั้งเชื่อมต่อแหล่งก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา (ยาดานา เยตากุน และซอติก้า) ไปยังโรงไฟฟ้า โรงแยกก๊าซ และลูกค้าอุตสาหกรรมในแนวท่อ จากข้อมูล ณ ปี 2561 ประเทศไทยมีโครงข่ายระบบท่อก๊าซธรรมชาติความยาวรวม 4,255 กิโลเมตร ประกอบด้วยท่อในทะเล 2,133 กิโลเมตร และท่อบนบก

2,122 กิโลเมตร โดยมีโครงการที่อยู่ในแผนดำเนินการดังนี้คือ ท่อ RA6 – จังหวัดราชบุรี และท่อเส้นที่ 5 กำหนดแล้วเสร็จในปี 2564 รวมเป็นความยาวท่อทั้งสิ้น 4,795 กิโลเมตร นอกจากนี้ ยังมีโรงแยกก๊าซธรรมชาติ 6 หน่วย กำลังการผลิตรวม 2,870 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน รวมทั้งมีท่าเรือและ LNG Terminal ที่มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซอยู่ที่ 11.5 ล้านตันต่อปี

2. ความเป็นมา

2.1 กระทรวงพลังงานได้วางกรอบแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติระยะยาว พ.ศ. 2558 - 2579 โดยจัดทำเป็น 5 แผนหลัก ได้แก่ (1) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Power Development Plan: PDP) (2) แผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Plan: EEP) (3) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) (4) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan) และ (5) แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (Oil Plan)

2.2 คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 27 ตุลาคม 2558 ได้เห็นชอบแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 - 2579 (Gas Plan 2015) ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 4/2558 เมื่อวันที่ 17 กันยายน 2558 โดยสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

2.2.1 วางแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติของประเทศ (Gas Plan 2015) ให้รองรับต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติให้มีเพียงพอในอนาคตโดยบูรณาการกับ PDP2015 ซึ่งมีเป้าหมายในการกระจายเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า โดยลดสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติผลิตไฟฟ้าเหลือร้อยละ 37 ในปี 2579

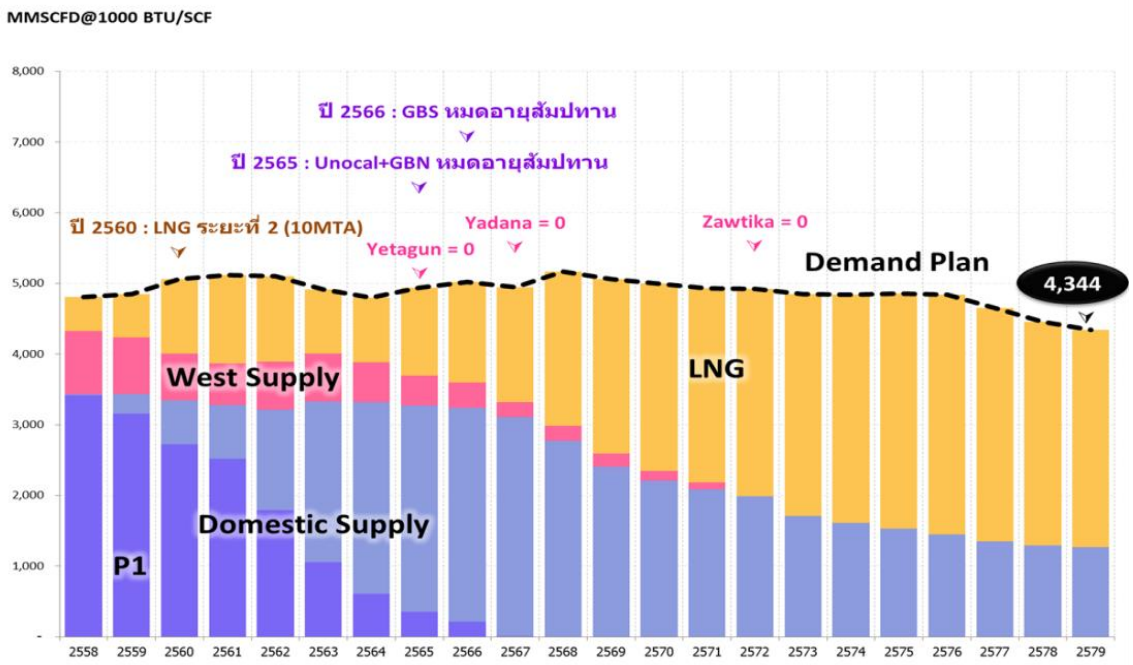
2.2.2 คาดว่าการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศมีแนวโน้มลดลงเนื่องจากปริมาณสำรองมีจำกัด โดยจะเริ่มลดลงตั้งแต่ปี 2567 อัตราการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมามีแนวโน้มลดลงเช่นกัน คาดว่าเริ่มลดลงตั้งแต่ปี 2560 ส่งผลให้การจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) นำเข้ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง คาดว่าจะอยู่ในช่วง 22-31 ล้านตันต่อปี ในปี 2579 จึงส่งผลกระทบต่อต้นทุนพลังงานของประเทศที่จะสูงขึ้น เนื่องจากโดยทั่วไปราคา LNG นำเข้า จะสูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแหล่งในประเทศค่อนข้างมาก

2.2.3 คาดว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยยังคงขยายตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยในช่วง พ.ศ. 2558 - 2568 ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติจะเพิ่มสูงขึ้นทั้งในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง คาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากระดับ 4,810 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียู ต่อก๊าซธรรมชาติ 1 ลูกบาศก์ฟุต) เป็น 5,099 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 1.6 ต่อปี แต่ในระยะยาวคาดว่าลดลงมาอยู่ที่ระดับ 4,344 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2579 (ดังแสดงในรูปที่ 3) เนื่องจากคาดว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการผลิตไฟฟ้าจะลดลงจากนโยบายการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

2.2.4 การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ โดยการจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศมาจากสัญญาที่มีอยู่ในปัจจุบัน ทั้งแหล่งบนบกและจากแหล่งในอ่าวไทย แหล่งในพื้นที่พัฒนาร่วมไทยมาเลเซีย จากแหล่งก๊าซธรรมชาติที่จะสิ้นสุดอายุสัมปทานในปี 2565 และ 2566 และพื้นที่ที่มีศักยภาพจากการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ รวมทั้งการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาและการนำเข้า LNG

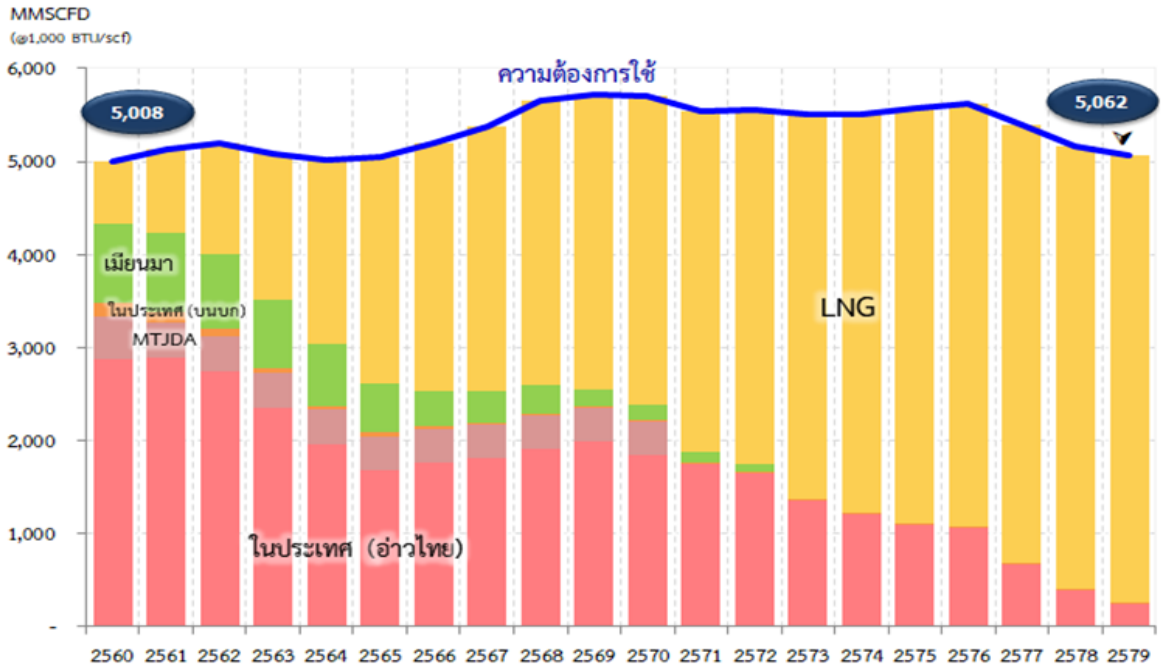
2.2.5 การบริหารจัดการด้านการนำเข้า LNG ให้มีการแข่งขันและการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานในอนาคต โดยเพิ่มจำนวนผู้จัดหาและจำหน่าย การเปิดให้บุคคลที่สามสามารถใช้หรือเชื่อมต่อระบบส่งก๊าซธรรมชาติและสถานี LNG (Third Party Access; TPA) และกำกับดูแลการจัดหา LNG ในระยะสั้น/ระยะยาว โดยมอบหมายให้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) และคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ร่วมกันศึกษาและจัดทำแนวทางการส่งเสริมให้เกิดการแข่งขัน และจัดทำแนวทางการกำกับดูแลด้านการจัดหา LNG ต่อไป

2.2.6 ให้มีการทบทวนแผนฯ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อเป้าหมายของ Gas Plan 2015 อย่างมีนัยสำคัญ และให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องใช้ดำเนินการต่อไป



รูปที่ 3 ประมาณการความต้องการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 - 2579 (Gas Plan 2015)

2.3 กระทรวงพลังงานได้ดำเนินการตามแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติ ปี พ.ศ. 2558 - 2579 โดยในส่วนของ Gas Plan 2015 ได้มีการทบทวนและปรับประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติให้สอดคล้องกับสถานการณ์ความต้องการใช้ในประเทศ ซึ่ง กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 ได้รับทราบ Gas Plan 2015 ที่ปรับปรุงใหม่ โดยคาดว่า ในปี 2579 ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติจะอยู่ที่ระดับ 5,062 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นจากเดิมที่ประมาณการไว้ตามแผน PDP2015 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 4,344 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในขณะที่การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยจะมีปริมาณลดลงในอนาคต ส่งผลทำให้ประเทศไทยจำเป็นต้องนำเข้า LNG เพิ่มขึ้น โดยคาดว่า ในปี 2565 ความต้องการการนำเข้าจะอยู่ที่ประมาณ 17.4 ล้านตันต่อปี เพิ่มขึ้นจากประมาณการเดิมซึ่งอยู่ที่ 13.5 ล้านตันต่อปี และในช่วงปลายแผน คือ ในปี 2579 ความต้องการการนำเข้า LNG จะเพิ่มสูงขึ้นถึง 34 ล้านตันต่อปี จากประมาณการเดิมอยู่ที่ 31 ล้านตันต่อปี (ดังแสดงในรูปที่ 4) จึงจำเป็นต้องมีการปรับแผนโครงสร้างพื้นฐานและการจัดหา LNG ในระยะยาวของประเทศ ให้สอดคล้องและสามารถรองรับความต้องการใช้และการจัดหาที่เพิ่มมากขึ้นตามที่คาดการณ์ไว้



รูปที่ 4 ประมาณการความต้องการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 - 2579 (Gas Plan 2015) ฉบับปรับปรุง (เสนอ กพช. 8 ธันวาคม 2559)

3. แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018)

สืบเนื่องจากคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 30 เมษายน 2562 ได้เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 - 2580 (PDP2018) ตามมติ กพช. ในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มกราคม 2562 และเนื่องจาก Gas Plan 2015 เป็นการวางแผนโดยบูรณาการตาม PDP2015 ประกอบกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 และ 2562 ต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้ รวมถึงการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศสามารถผลิตได้อย่างต่อเนื่องภายหลังการประมูลสัมปทานในระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) ส่งผลให้สามารผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยได้อย่างต่อเนื่องอยู่ที่ระดับประมาณ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

สนพ. ชธ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงได้ร่วมกันทบทวน Gas Plan 2015 และจัดทำร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018) โดยบูรณาการให้สอดคล้องกับ PDP2018 และคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 16 พฤษภาคม 2562 ได้รับทราบแนวทางการจัดทำ Gas Plan 2018 และให้ สนพ. นำไปรับฟังความคิดเห็นกับผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้อง และจัดทำสรุปเสนอ กบง. ต่อไป ต่อมา PDP2018 ได้มีการปรับปรุงให้สอดคล้องกับนโยบายและสถานการณ์ปัจจุบัน โดยจัดทำเป็นแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 rev.1) ดังนั้น จึงได้ดำเนินการปรับปรุง Gas Plan 2018 ให้สอดคล้องกับ PDP2018 rev.1 และสถานการณ์ปัจจุบัน โดยได้นำเสนอคณะอนุกรรมการบริหารจัดการการจัดหา ราคา และความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ เมื่อวันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2563 ซึ่งมีมติเห็นชอบร่าง Gas Plan 2018 และมอบหมายให้ สนพ. นำเสนอ กบง. พิจารณาให้ความเห็นชอบต่อไป

เมื่อวันที่ 18 กุมภาพันธ์ 2563 กระทรวงพลังงานได้จัดรับฟังความคิดเห็นต่อแผนบูรณาการพลังงานระยะยาว (TIEB) ฉบับใหม่ ซึ่งประกอบด้วย แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 rev.1) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018)

รวมทั้ง แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561 - 2580 (AEDP2018) และแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2561 - 2580 (EEP2018) ซึ่งทั้ง 4 แผนดังกล่าว ได้ผ่านความเห็นชอบจาก กบง. ในการประชุมเมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2563

3.1 กรอบแนวคิดและเป้าหมาย

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018) เป็นการวางแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศในราคาที่เป็นธรรม รวมทั้ง บริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ รองรับการพัฒนาเศรษฐกิจ สังคม โดยคำนึงถึงสมดุลสิ่งแวดล้อม โดยวาง**เป้าหมาย**การดำเนินงานใน 4 ด้านสำคัญ ดังนี้ คือ

(1) ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคเศรษฐกิจต่างๆ เพื่อลดปัญหามลพิษทางอากาศ

(2) เร่งรัดการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ พื้นที่พัฒนาร่วมและพื้นที่ทับซ้อน

(3) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมและเพียงพอกับความต้องการใช้ในระดับภูมิภาค รวมทั้งใช้ประโยชน์โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติอย่างมีประสิทธิภาพ

(4) ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ

เป้าประสงค์ของ Gas Plan 2018 เพื่อบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติให้ประเทศไทยมีความมั่นคง มั่งคั่ง และยั่งยืน ทางด้านพลังงาน เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพและทำให้ประชาชนมีไฟฟ้าใช้อย่างทั่วถึง รวมทั้งสามารถเพิ่มมูลค่าก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยได้จากอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและการส่งเสริมให้ประเทศไทยเป็น Regional LNG Hub จะช่วยผลักดันให้เกิดการขยายตัวทางเศรษฐกิจ นอกจากนี้ ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสะอาดซึ่งจะช่วยลดการปล่อยมลพิษทางอากาศ

จากกรอบแนวคิด เป้าหมาย และเป้าประสงค์ของ Gas Plan 2018 สามารถวางแผนดำเนินงานโดยมีเป้าหมายการดำเนินงาน และหน่วยงานรับผิดชอบ แสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 แผนดำเนินงานเพื่อรองรับแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018)

แผนดำเนินงาน	เป้าหมายการดำเนินงาน	หน่วยงานรับผิดชอบ
1. ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคเศรษฐกิจต่างๆ		
(1) ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนถ่านหิน น้ำมันเตา และ LPG ในภาคอุตสาหกรรม เพื่อลดปัญหามลพิษทางอากาศ	การใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 5 ต่อปี ในปี 2580 (เทียบกับปี 2561)	สนพ. พพ. อก. และ ทส.
(2) ส่งเสริมการนำก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมาเข้าสู่โรงแยกก๊าซเพื่อแยกเอา Feedstock มาใช้ให้เกิดมูลค่าเพิ่มสูงสุด	ภายในปี 2570 ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยทั้งหมด เข้าสู่โรงแยกก๊าซที่จังหวัดระยอง เพื่อสร้างมูลค่าเพิ่ม กรณีที่การผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยต่ำกว่ากำลังการผลิตของโรงแยกก๊าซที่จังหวัดระยอง (น้อยกว่า 2,700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)	ชธ. สนพ. ปตท. และ อก.

แผนดำเนินงาน	เป้าหมายการดำเนินงาน	หน่วยงานรับผิดชอบ
(3) ปรับราคาขายปลีกก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) สำหรับรถโดยสารสาธารณะให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง	ราคา NGV (สำหรับรถโดยสารสาธารณะ) สะท้อนต้นทุน ภายในปี 2565	สนพ. และ คค.
2. จัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศ		
(1) เร่งรัดการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศ	รักษาระดับการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศให้ไม่น้อยกว่า 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	ชธ.
(2) เร่งรัดการเจรจาในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (JDA) และพื้นที่ไหล่ทวีปทับซ้อนไทย-กัมพูชา (OCA)	เจรจาซื้อก๊าซธรรมชาติจาก JDA เพิ่มเติมภายหลังสิ้นสุดสัญญาในปี 2571 ประมาณ 120 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สำหรับใช้ในโรงไฟฟ้าจะนะ และเร่งเจรจาเพื่อร่วมพัฒนาพื้นที่ไหล่ทวีปทับซ้อนไทย-กัมพูชา (OCA)	ชธ. และ กต.
(3) ส่งเสริมการใช้ไบโอมีเทนภายในประเทศ เพื่อใช้ทดแทนการนำเข้า LNG	มีการใช้ไบโอมีเทนตามเป้าหมายแผน AEDP เพื่อทดแทนการนำเข้า LNG	สนพ. และ พพ.
3. พัฒนาและใช้ประโยชน์โครงสร้างพื้นฐานอย่างมีประสิทธิภาพ		
(1) พัฒนาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงตามแผน PDP2018 rev.1	มีโครงข่ายท่อที่พัฒนาได้ทันตามกำหนดเพื่อส่งก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2018 rev.1 รายภูมิภาค	สนพ. กกพ. ปตท. และ กฟผ.
(2) พัฒนา LNG Terminal และท่าเรือสำหรับการนำเข้า LNG ให้เพียงพอกับความต้องการใช้ในโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงตามแผน PDP2018 rev.1	มี LNG Terminal และท่าเรือที่พัฒนาได้ทันตามกำหนด เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2018 rev.1 รายภูมิภาค	สนพ. กกพ. ปตท. และ กฟผ.
(3) พัฒนาให้ประเทศไทยเป็นศูนย์กลางการค้าก๊าซธรรมชาติเหลวของภูมิภาค (Regional LNG Hub)	พัฒนาให้ประเทศไทยเป็น Regional LNG Hub เพื่อพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ และเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ LNG Terminal ให้มี Terminal Utilization ไม่น้อยกว่าร้อยละ 60	ชธ. สนพ. กกพ. และ ปตท.
4. ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ		
(1) ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ	มีแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสม	สนพ. และ กกพ.

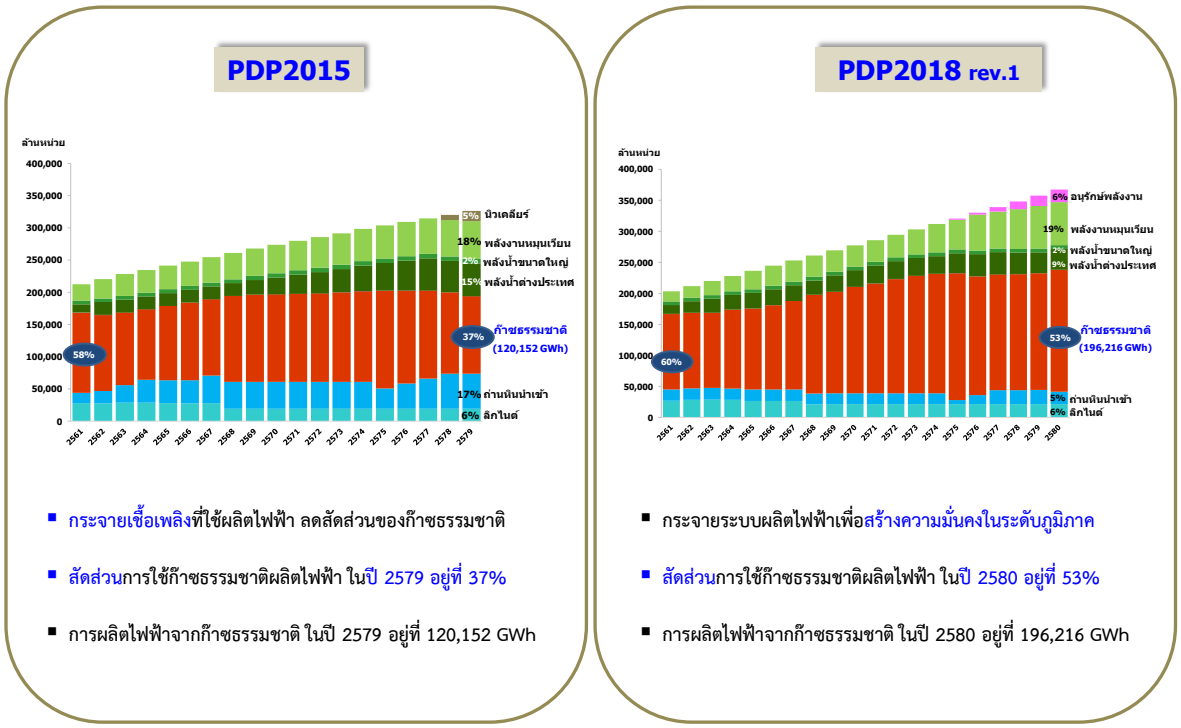
3.2 สมมติฐานที่ใช้ประมาณการความต้องการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

สมมติฐานที่ใช้ประมาณการความต้องการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติใน Gas Plan 2018 เปรียบเทียบกับ Gas Plan 2015 แสดงดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 สมมติฐานที่ใช้ใน Gas Plan 2018 เปรียบเทียบกับ Gas Plan 2015

การใช้ / การจัดหา	Gas Plan 2015	Gas Plan 2018
การใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้า	ประมาณการตาม PDP2015 ซึ่งมีเป้าหมายในการกระจายเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ลดสัดส่วนของก๊าซธรรมชาติ	ประมาณการตาม PDP2018 rev.1 ซึ่งมีเป้าหมายในการกระจายระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อสร้างความมั่นคงในระดับภูมิภาค
การใช้ในโรงแยกก๊าซ (ใช้สำหรับผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และเป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี)	ประมาณการตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีในอ่าวไทย (ประมาณการโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ)	ประมาณการตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีในอ่าวไทย (ประมาณการโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ)
การใช้ในภาคอุตสาหกรรม	ประมาณการตามแผนขยายโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	ประมาณการตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจ (GDP) ซึ่งสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) คาดการณ์ GDP ปี 2561 - 2580 ขยายตัวเฉลี่ยร้อยละ 3.8 ต่อปี และคำนึงถึงแผนการขยายโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
การใช้ในภาคขนส่ง	ประมาณการให้สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาลที่ส่งเสริม NGV เฉพาะรถบรรทุกและรถขนส่งสาธารณะ	ประมาณการตามแนวโน้มจำนวนรถ NGV
การจัดหาก๊าซธรรมชาติ	ประมาณการตามการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่มีสัญญาแล้วในปัจจุบัน และประมาณการในส่วนของการจัดหา LNG เพิ่มเติมเพื่อให้มีก๊าซธรรมชาติเพียงพอต่อความต้องการใช้	ประมาณการตามการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่มีสัญญาแล้วในปัจจุบัน และประมาณการในส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติหรือ LNG เพิ่มเติม เพื่อให้มีก๊าซธรรมชาติเพียงพอต่อความต้องการใช้

เมื่อเปรียบเทียบ PDP2015 กับ PDP2018 rev.1 พบว่ามีเป้าหมายหลักที่แตกต่างกัน โดย PDP2015 มีเป้าหมายในการกระจายเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ลดสัดส่วนของก๊าซธรรมชาติ โดยมีสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติผลิตไฟฟ้าร้อยละ 37 ในปี 2579 ขณะที่ PDP2018 rev.1 มีเป้าหมายในการกระจายระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อสร้างความมั่นคงในระดับภูมิภาค โดยมีสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติผลิตไฟฟ้าร้อยละ 53 ในปี 2580 ดังแสดงในรูปที่ 5



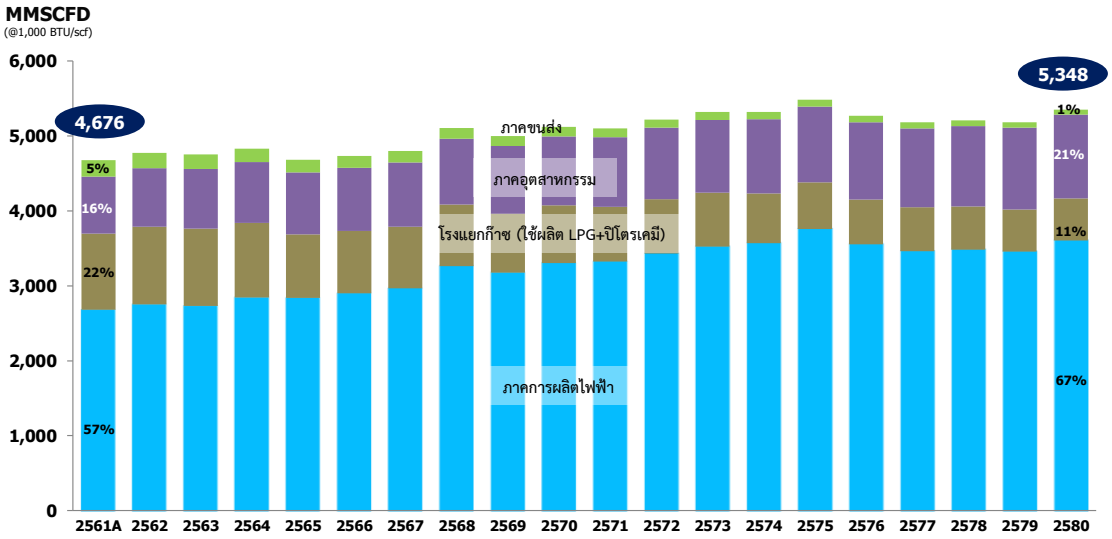
รูปที่ 5 เปรียบเทียบ PDP2015 กับ PDP2018 rev.1

3.3 ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ

แนวโน้มความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในระยะยาว พ.ศ. 2561 - 2580 เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 0.7 ต่อปี คาดว่าในปี 2580 จะอยู่ที่ระดับ 5,348 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยเป็นความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 67 การใช้ในภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 21 การใช้ในโรงแยกก๊าซร้อยละ 11 และการใช้ในภาคขนส่งร้อยละ 1 (แสดงในรูปที่ 6) ดังนี้

3.3.1 ภาคการผลิตไฟฟ้า ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 1.6 ต่อปี โดยอ้างอิงตาม PDP2018 rev.1 ซึ่งมีสัดส่วนไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ร้อยละ 53 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศในปี 2580 โดยคาดว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติจะเพิ่มขึ้นจาก 2,680 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2561 เป็น 3,603 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คิดเป็นร้อยละ 67 ของความต้องการใช้ ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในปี 2580

3.3.2 ภาคอุตสาหกรรม ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยอ้างอิงตามการขยายตัวของเศรษฐกิจและการขยายตัวของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 2.0 ต่อปี โดยคาดว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมจะเพิ่มขึ้นจาก 762 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2561 เป็น 1,116 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2580 ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 21 ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในปี 2580



รูปที่ 6 ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018)

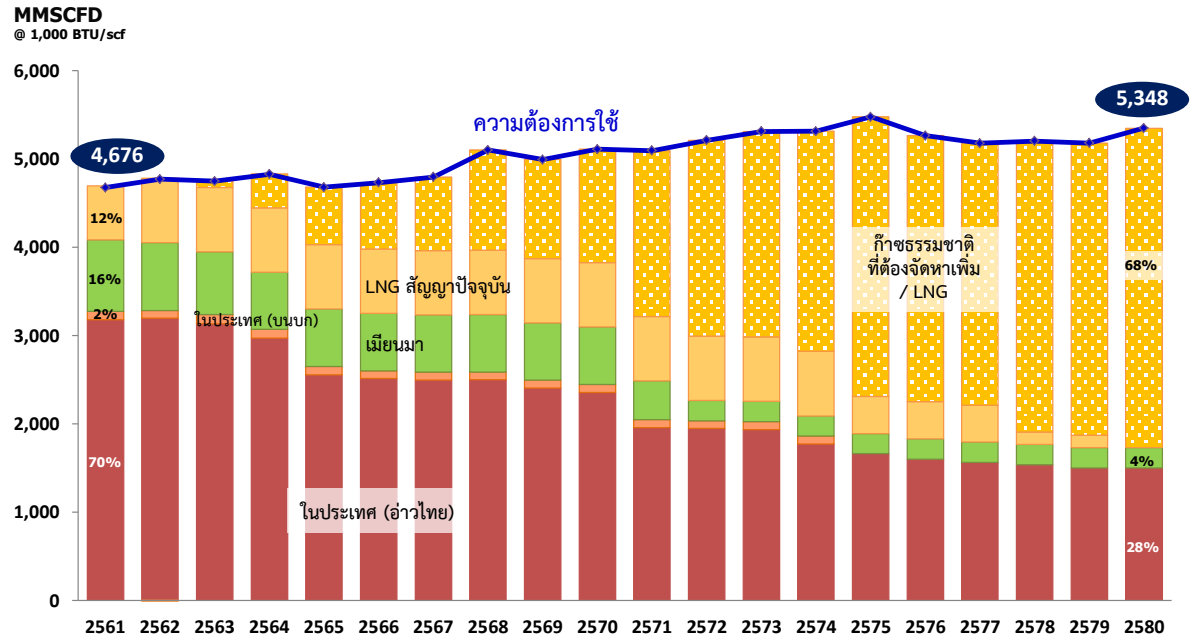
3.3.3 ใช้ในโรงแยกก๊าซ ประเทศไทยมีโรงแยกก๊าซทั้งหมด 6 Units กำลังการผลิตรวม 2,870 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็นโรงแยกก๊าซที่สามารถแยกสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีได้ 2,700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ไม่รวม โรงแยกก๊าซขนอม กำลังการผลิต 170 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ซึ่งจากการคาดการณ์ว่าปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติในแหล่งอ่าวไทยมีแนวโน้มลดลง ทำให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติในโรงแยกก๊าซมีแนวโน้มลดลงเฉลี่ยร้อยละ 3.0 ต่อปี จึงคาดว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติจะลดลงจาก 1,014 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2561 เป็น 563 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2580 คิดเป็นร้อยละ 11 ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในปี 2580

3.3.4 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 ต่อปี โดยคาดว่าความต้องการก๊าซธรรมชาติจะลดลงจาก 220 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2561 เป็น 66 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คิดเป็นร้อยละ 1 ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในปี 2580

3.4 ประมาณการการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

แนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว พ.ศ. 2561 - 2580 ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติในประเทศ (อ่าวไทยและพื้นที่บนบก) ก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา รวมทั้ง LNG ที่มีสัญญาอยู่ในปัจจุบัน และก๊าซธรรมชาติ หรือ LNG ที่ต้องจัดหาเพิ่ม โดยการจัดหาก๊าซธรรมชาติดังกล่าวข้างต้นเมื่อเปรียบเทียบกับการพยากรณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติพบว่า ตั้งแต่ ปี 2563 จำเป็นต้องมีการจัดหาก๊าซธรรมชาติ หรือ LNG เพิ่มเติมจากที่มีในสัญญาเพื่อรองรับความต้องการใช้ของประเทศ ทั้งนี้ จากการคาดการณ์การจัดหาก๊าซธรรมชาติในอนาคตมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากประมาณ 4,676 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2561 เป็น

5,348 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2580 และการผลิตจากแหล่งภายในประเทศมีแนวโน้มลดลงอยู่ที่ระดับประมาณ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2580 ดังแสดงในรูปที่ 7



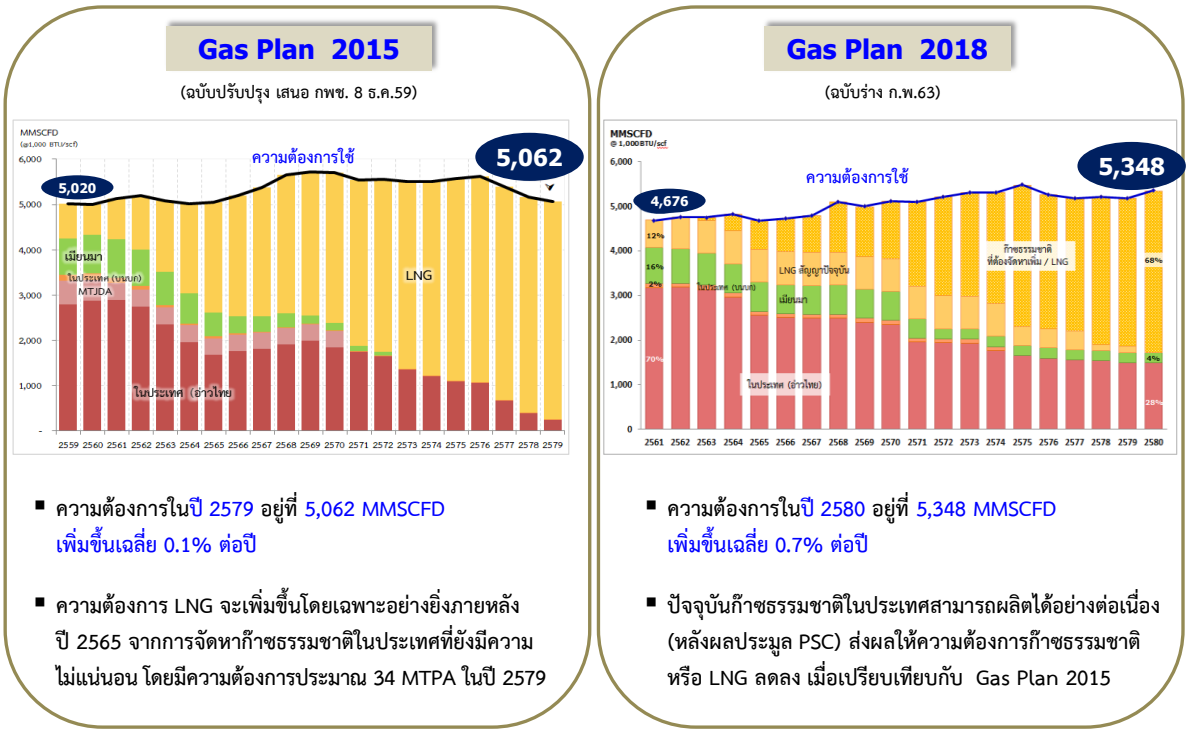
รูปที่ 7 ประมาณการความต้องการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 – 2580 (Gas Plan 2018)

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

3.5 เปรียบเทียบ Gas Plan 2015 และ Gas Plan 2018

ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติภาพรวม อยู่ที่ระดับ 5,348 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2580 เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 0.7 ต่อปี สูงกว่า Gas Plan 2015 ซึ่งอยู่ที่ระดับ 5,062 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2579 โดยเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 0.1 ต่อปี นอกจากนี้ ในส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับความต้องการใช้ใน Gas Plan 2015 คาดว่าในระยะยาวประเทศจะมีความต้องการ LNG เพิ่มขึ้นสูง จากการจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศที่ยังมีความไม่แน่นอนในช่วงเวลาดังกล่าว อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ปัจจุบันเปลี่ยนแปลงไปจากที่เคยคาดการณ์ไว้ในอดีต โดยก๊าซธรรมชาติในประเทศสามารถผลิตได้อย่างต่อเนื่อง (ภายหลังจากการประมูล

แหล่งก๊าซธรรมชาติบงกชและเอราวัณในรูปแบบสัญญาการแบ่งปันผลผลิต (PSC)) ส่งผลให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติ หรือ LNG ในส่วนที่ต้องจัดหาเพิ่มตาม (ร่าง) Gas Plan 2018 น้อยกว่าใน Gas Plan 2015 ดังแสดงในรูปที่ 8



รูปที่ 8 เปรียบเทียบ Gas Plan 2015 และ Gas Plan 2018

3.6 ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ

จากแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีที่เกิดขึ้นอย่างรวดเร็ว (Disruptive Technology) ประกอบกับแนวโน้ม/ทิศทางของโลก ส่งผลกระทบต่อการบริหารจัดการด้านก๊าซธรรมชาติของไทย สรุปโอกาสและอุปสรรคในแต่ละประเด็นได้ ดังนี้

3.6.1 Digitalization ในยุคที่มีความเป็นดิจิทัลมากขึ้น การใช้พลังงานปรับเปลี่ยนไปจากเดิม จากที่ประเทศไทยมีอุตสาหกรรมหนักที่ใช้พลังงานค่อนข้างสูง เปลี่ยนเป็นอุตสาหกรรมและบริการที่ใช้พลังงานลดลงและมีประสิทธิภาพมากขึ้น นอกจากนี้ นโยบายด้าน Smart grid และการเกิดขึ้นของ Prosumer ส่งผลให้ความต้องการไฟฟ้าในระบบ 3 การไฟฟ้าลดลง เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้ามีการผลิตไฟฟ้าใช้เองมากขึ้น อาจส่งผลต่อการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในอนาคต

3.6.2 Decarbonization จากกระแสโลกที่คำนึงถึงด้านสิ่งแวดล้อมมากขึ้นถือว่าเป็นโอกาสของก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทอื่นในการทดแทนเชื้อเพลิงอื่น (Fuel Switching) โดยเฉพาะอย่างยิ่งในการผลิตไฟฟ้าและใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม อันจะส่งผลดีต่อสิ่งแวดล้อมและประชาชน อย่างไรก็ดี ก๊าซชีวภาพที่เป็นของเสียจากกระบวนการผลิต และจากภาคการเกษตรสามารถนำมาใช้เป็นพลังงานทดแทนได้ (Waste to Energy) ซึ่งมีศักยภาพและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม โดยประเทศไทยมีศักยภาพค่อนข้างสูงทั้งการใช้ในการผลิตไฟฟ้า ใช้ในการผลิตความร้อน และใช้ในรูปของไบโอมีเทนอัด (CBG)

3.6.3 Decentralization จากนโยบายการกระจายศูนย์กลางของพลังงานลงสู่ระดับพื้นที่มากขึ้นเพื่อสร้างเสถียรภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งการจัดสรรโรงไฟฟ้าในระดับพื้นที่ตามแผน PDP2018 rev.1 เป็นโอกาสให้เกิดการพัฒนาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติให้กระจายตัว ซึ่งจะส่งผลให้เกิดการขยายตัวของโรงงานอุตสาหกรรมตามแนวท่อไปยังพื้นที่ต่างๆ ของประเทศได้

3.6.4 De-Regulation จากนโยบายส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติรวมทั้งการเปิดให้มีผู้เล่นรายที่สามเข้ามา (Third Party Access: TPA) ในกิจการก๊าซธรรมชาติมากขึ้น จะเป็นผลดีต่อประเทศในภาพรวม เนื่องจากการแข่งขันจะก่อให้เกิดความมีประสิทธิภาพทั้งด้านการใช้ประโยชน์จากโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่และต้นทุนที่ลดลง

3.6.5 Electrification จากแนวโน้มการใช้ไฟฟ้าที่มากขึ้นจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์และเทคโนโลยีต่างๆ ในยุคดิจิทัล ซึ่งหากผู้ใช้ไฟฟ้ายังใช้ไฟฟ้าจากระบบ 3 การไฟฟ้าจะเป็นโอกาสให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้ามากขึ้น ขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ซึ่งมีแนวโน้มลดลงอาจเกิดการลดลงอย่างรวดเร็วมากขึ้นหากการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) ได้เข้ามาแทนที่รถ NGV

ซึ่งจากปัจจัยดังกล่าวข้างต้นจะส่งผลให้การบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติตาม Gas Plan 2018 อาจเปลี่ยนแปลงไปในอนาคต ดังนั้น จึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องติดตามสถานการณ์ เพื่อวิเคราะห์และทบทวนแผนในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงในปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อเป้าหมายของ Gas Plan 2018 อย่างมีนัยสำคัญ

3.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

3.7.1 เสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้ประเทศ

(1) ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพและครอบคลุมโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงในระดับภูมิภาคตามแผน PDP2018 rev.1 ส่งผลให้ประชาชนมีไฟฟ้าใช้อย่างทั่วถึง

(2) นโยบายในการส่งเสริมการใช้วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรหรือของเสียจากการผลิตมาผลิตเป็นไบโอมีเทนใช้ทดแทนการนำเข้า LNG ตามแผน AEDP2018 จะช่วยเสริมสร้างความมั่นคงให้กับประเทศ

3.7.2 เสริมสร้างความมั่งคั่งให้กับประเทศ

(1) จากการขยายตัวของอุตสาหกรรมในแนวท่อก๊าซธรรมชาติซึ่งช่วยเสริมสร้างเศรษฐกิจในพื้นที่

(2) อุตสาหกรรมปิโตรเคมีเป็นการเพิ่มมูลค่าของก๊าซธรรมชาติ ได้ถึง 7-25 เท่า ช่วยให้เศรษฐกิจของประเทศขยายตัว

(3) จากศักยภาพของประเทศไทยในการเป็น Regional LNG Hub จะมีประโยชน์ต่อเศรษฐกิจของประเทศคิดเป็นมูลค่าประมาณ 165 พันล้านบาท (ใน 10 ปี) และเกิดการจ้างงานประมาณ 16,000 คนต่อปี

(4) การใช้โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติอย่างเต็มศักยภาพจะส่งผลให้ต้นทุนก๊าซธรรมชาติลดลง ซึ่งจะส่งผลต่อเนื่องให้ค่าไฟฟ้าลดลง

3.7.3 เสริมสร้างความยั่งยืนให้กับประเทศ

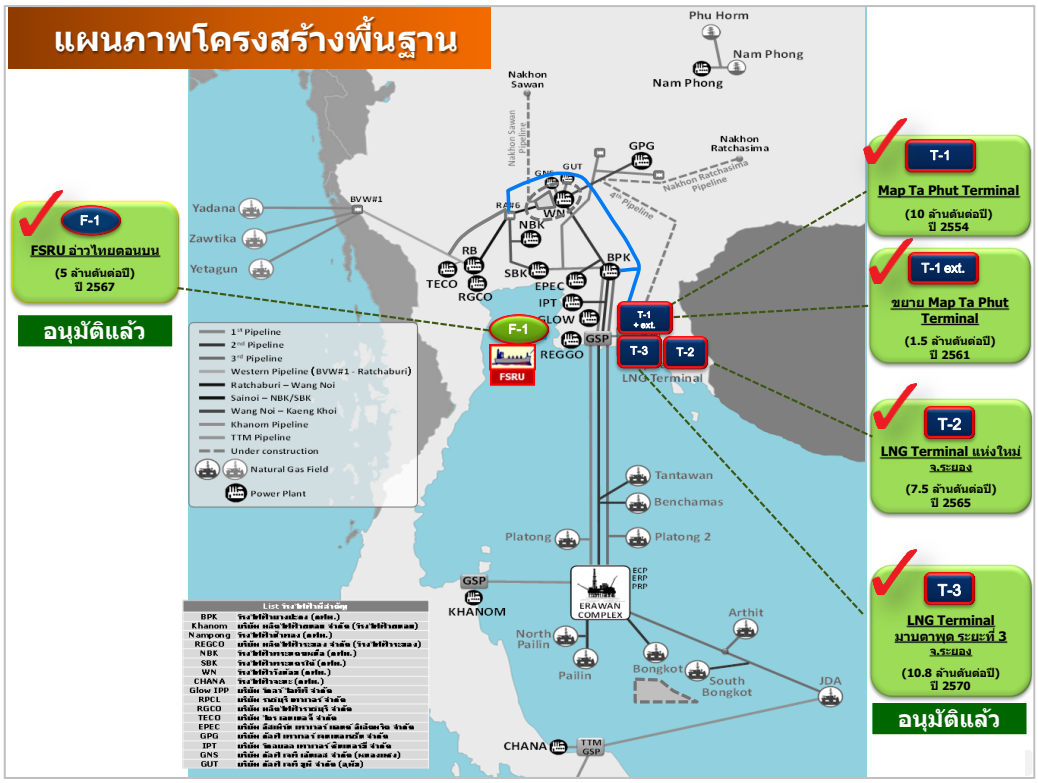
(1) ลดการปล่อยมลพิษจากการผลิตไฟฟ้าลงจาก 0.46 kg-CO_2/kWh ในปี 2561 เป็น 0.27 kg-CO_2/kWh ในปี 2580 ตาม PDP2018 rev.1

(2) ลดการปล่อยมลพิษทางอากาศจากการใช้พลังงานได้ หากมีการเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิง เช่น ถ่านหิน น้ำมันเตา LPG มาใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทน (Fuel Switching)

(3) การส่งเสริมการใช้ไบโอมีเทนจะเป็นการบริหารจัดการในการเปลี่ยนของเสียให้เป็นพลังงาน (Waste to Energy)

4. <u>โครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับ Gas Plan 2018</u>

4.1 ในช่วงปี 2558 – 2559 ได้มีการดำเนินการตาม Gas Plan 2015 โดยในส่วนของโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ ได้พิจารณาเห็นชอบการดำเนินการในองค์ประกอบต่างๆ เช่น LNG Terminal ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และรูปแบบการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ โดยสรุปโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติที่ได้รับอนุมัติแล้วได้ดังรูปที่ 9



รูปที่ 9 แผนภาพโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติที่ได้รับการอนุมัติแล้ว

ปัจจุบันประเทศไทยมี LNG Terminal ที่มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซอยู่ที่ 11.5 ล้านตันต่อปี ทั้งนี้ หากรวมโครงการ LNG Terminal ที่ได้รับอนุมัติแล้ว ได้แก่ (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 และ (3) โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 3 [T-3] ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จังหวัดระยอง กำลัง

การแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 10.8 ล้านตันต่อปี (สามารถขยายได้ถึง 16 ล้านตันต่อปี) กำหนดแล้วเสร็จปี 2570 รวมทั้งสิ้นประเทศไทยจะมี LNG Terminal ที่มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ อยู่ที่ 34.8 ล้านตันต่อปี ในปี 2570 และสามารถขยายกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซได้ถึง 47.5 ล้านตันต่อปี ดังนั้น จะเห็นได้ว่าประเทศไทยยังมี LNG Terminal ส่วนที่เหลือจากความต้องการใช้ในประเทศ ซึ่งต้องมีการทบทวน รวมทั้งมีมาตรการส่งเสริมให้เกิดการใช้งานอย่างเต็มศักยภาพต่อไป

4.2 เนื่องจากสถานการณ์เปลี่ยนแปลงไปโดยความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ (Demand) ไม่ได้เติบโตอย่างที่คาดการณ์ไว้ในอดีต ประกอบกับการพัฒนาด้านเทคโนโลยี และการจัดหาก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่ปัจจุบันสามารถผลิตได้อย่างต่อเนื่อง ส่งผลต่อการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติที่เคยมีการพิจารณาเห็นชอบไว้ นอกจากนี้ จากการรับฟังความคิดเห็นต่อร่าง Gas Plan 2018 ได้มีความเห็นจากผู้เข้าร่วมในการพิจารณาความเหมาะสมของโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ ดังนั้น แผนโครงสร้างพื้นฐานที่จะรองรับ Gas Plan 2018 จะเป็นการพัฒนาในองค์ประกอบต่างๆ ได้แก่

4.2.1 โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ

4.2.2 โอกาสของประเทศไทยในการเป็น Regional LNG Hub

4.2.3 รูปแบบการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ

4.2.4 โครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมกับรูปแบบการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ

ทั้งนี้ การทบทวนในเรื่องต่างๆ ข้างต้นมีความเกี่ยวข้องกับหลายหน่วยงาน เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นต้น ในการศึกษาหารือและแลกเปลี่ยนความคิดเห็นร่วมกันอย่างใกล้ชิด เพื่อให้การจัดทำแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ มีความโปร่งใส เป็นธรรม อย่างยั่งยืน โดยมีการพิจารณาอย่างรอบด้าน ได้แก่ ด้านวิศวกรรม ด้านเศรษฐศาสตร์และการลงทุน ด้านสิ่งแวดล้อม ด้านสังคม รวมทั้งด้านสุขภาพอาชีวอนามัยและความปลอดภัย เพื่อความเหมาะสม ทั้งนี้ การวางแผนต้องสอดรับและดำเนินการให้ทันกับความต้องการใช้งาน รวมทั้งต้องมีความต่อเนื่อง เพื่อให้การบริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ รองรับการพัฒนาเศรษฐกิจ สังคม โดยคำนึงถึงสมดุลสิ่งแวดล้อม