

## ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 – 2579 (Gas Plan 2015)

แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวของประเทศ จัดทำขึ้นเพื่อแสดงถึงความสามารถในการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ ในระยะเวลา 20 ปีข้างหน้า เพื่อเป็นข้อมูลพื้นฐานสำคัญสำหรับการจัดทำแผนอื่นๆ ต่อไป ได้แก่

- แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP 2015)
- แผนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติ เช่น กำหนดการก่อสร้างและขนาดของท่าเรือ LNG และกระบวนการแปลงสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Terminal) ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติปัจจุบัน/อนาคต

ในการจัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติฯ ในระยะ 20 ปีข้างหน้า (พ.ศ. 2558-2579)นี้ ประกอบด้วย 2 ส่วนหลัก คือ

1. การคาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยรวมของประเทศ ประกอบด้วยการประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในแต่ละภาคส่วน ได้แก่ ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคปิโตรเคมี ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง (NGV)
2. แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งจากแหล่งผลิตในประเทศและการนำเข้า

ทั้งนี้ ได้จัดทำแผนฯ ใน 2 กรณี คือ กรณีฐานและกรณีคิดความเสี่ยงด้านความต้องการใช้จากการชะลอโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหิน และ ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนการพัฒนากำลังงานทดแทน (AEDP) และแผนการพัฒนาประสิทธิภาพการใช้พลังงาน (EEDP) ทำได้ 70% โดยสามารถสรุปการคาดการณ์ในแต่ละกรณีได้ดังนี้

### 1. กรณีฐาน

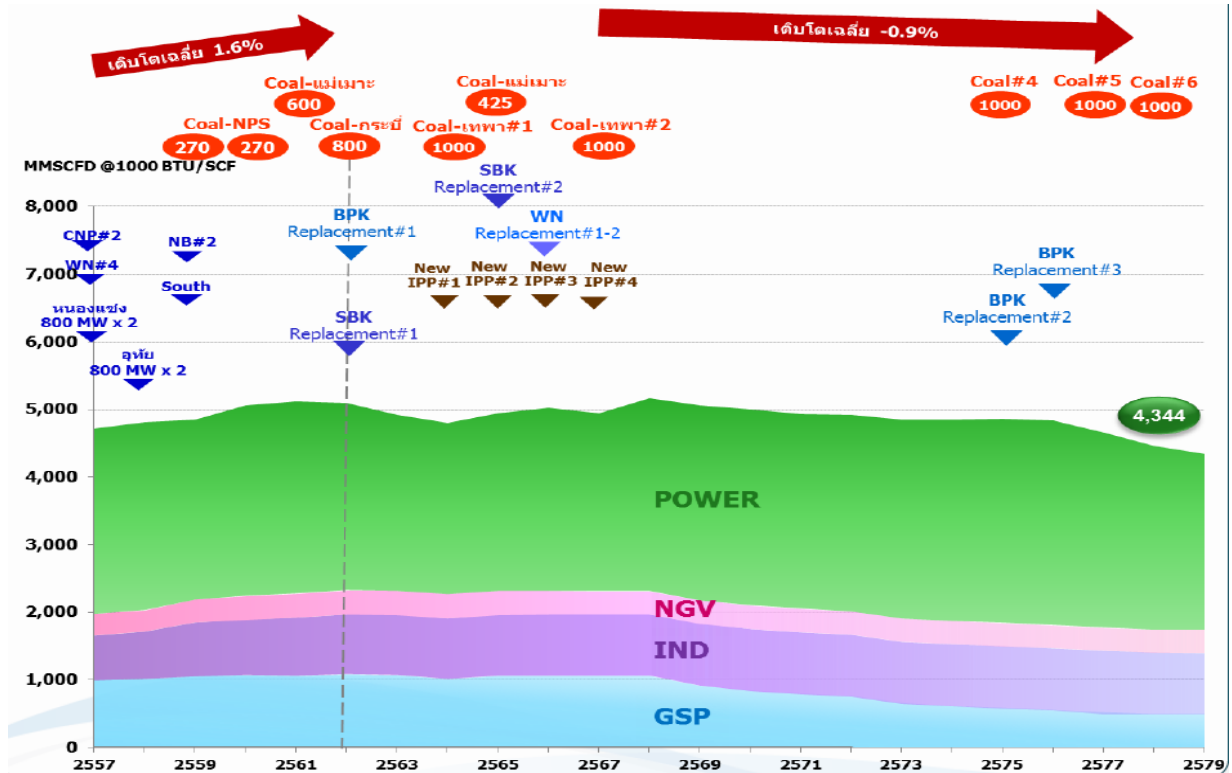
**1.1 คาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ** - ความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศคาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากระดับวันละ 4,810 ล้านลูกบาศก์ฟุต (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียู ต่อ ก๊าซธรรมชาติ 1 ลูกบาศก์ฟุต) ในปี พ.ศ. 2558 เป็นระดับสูงสุดวันละ 5,165 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2568 คิดเป็นอัตราเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 0.75 ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2558-2568 แต่ในระยะยาวคาดว่าจะลดลงมาอยู่ที่ระดับวันละ 4,344 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2579 (ดังแสดงในรูปที่ 1) เนื่องจากคาดว่าจะการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคไฟฟ้าจะลดลงจากนโยบายการกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดคาดการณ์ความต้องการใช้ในภาคส่วนต่างๆ ดังนี้

- 1.1.1 ภาคการผลิตไฟฟ้า - ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการผลิตไฟฟ้าอ้างอิงจากประมาณการเบื้องต้นในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP 2015) ที่เห็นชอบโดย กพข. เมื่อวันที่ 14 พ.ค. 2558 โดยประมาณการดังกล่าวได้ครอบคลุมความสำเร็จในโครงการสำคัญๆ ได้แก่ การสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินเพื่อกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แผน AEDP และ EEDP ฯลฯ ซึ่งจะส่งผลให้ปี พ.ศ. 2579 การผลิตไฟฟ้าจะพึ่งพาก๊าซธรรมชาติลดลงเหลือเป็นร้อยละ 37 จากปัจจุบันสัดส่วนอยู่ที่ร้อยละ 67 ในปัจจุบัน (เฉลี่ย ณ สิ้นปี พ.ศ. 2557)

โดยคาดว่าจะความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย จากวันละ 2,787 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2558 เพิ่มขึ้นเฉลี่ยวันละ 3,037 ล้านลูกบาศก์ฟุต ใน

ปี พ.ศ. 2576 หรือ เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 0.5 ต่อปี หลังจากนั้น คาดว่าความต้องการใช้จะลดลง เหลือประมาณวันละ 2,609 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2579

- 1.1.2 ภาคปิโตรเคมี - การใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคปิโตรเคมีขึ้นอยู่กับอัตราก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่ผ่านโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ซึ่งปัจจุบันมีทั้งสิ้นจำนวน 6 โรง กำลังรับก๊าซธรรมชาติรวม (Feed Gas) ที่ 2,740 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยคาดว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคปิโตรเคมีจะคงที่ เฉลี่ยวันละประมาณ 1,000 ล้านลูกบาศก์ฟุต จากปัจจุบัน จนถึงปีพ.ศ. 2568 หลังจากนั้น อัตราการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคปิโตรเคมีจะลดลงตามอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย โดยคาดว่าจะความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคปิโตรเคมีจะลดลงมาอยู่ที่วันละประมาณ 450 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2579
- 1.1.3 ภาคอุตสาหกรรม - คาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมสอดคล้องแผนการขยายโครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ โดยคาดว่า การใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมจะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 5.5 ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2558 - 2562 หลังจากนั้น คาดว่าอัตราการเติบโตจะอยู่ที่เฉลี่ยร้อยละ 0.2 ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2563 - 2579 ซึ่งจะทำให้อัตราการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นจากปัจจุบันใช้วันละประมาณ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2558 เป็นวันละ 900 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2579
- 1.1.4 ภาคขนส่ง - คาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่งสอดคล้องกับนโยบายรัฐฯ ที่ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติ ในภาคขนส่งเฉพาะรถบรรทุกและรถขนส่งสาธารณะ และนโยบายการปรับโครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิงตามแผนน้ำมัน และโครงสร้างราคาก๊าซ NGV โดยคาดว่า การใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่งจะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 2.3 ในช่วงปี พ.ศ. 2558 - 2563 ในระยะยาวคาดว่าอัตราการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่งเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยจากปัจจุบัน ใช้วันละประมาณ 300 ล้านลูกบาศก์ฟุต เป็นวันละประมาณ 340 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2579



รูปที่ 1 – ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยรวมของประเทศในช่วงปี พ.ศ. 2558 – 2579 (กรณีฐาน)

หมายเหตุ-Power หมายถึง ความต้องการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้า, NGV หมายถึง ความต้องการใช้ในภาคขนส่ง, IND หมายถึง ความต้องการใช้ในภาคอุตสาหกรรม, GSP หมายถึง ความต้องการใช้ภาคปิโตรเคมี

**1.2 แผนการจัดการก๊าซธรรมชาติ** – ในแผนจัดการก๊าซธรรมชาติได้พิจารณาถึงการจัดการก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ โดยการจัดการก๊าซธรรมชาติในประเทศมาจากสัญญาฯ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน ทั้งแหล่งบนบกและจากแหล่งในอ่าวไทย แหล่งในพื้นที่พัฒนาร่วมไทยมาเลเซีย จากแหล่งก๊าซธรรมชาติที่จะสิ้นสุดอายุสัมปทานในปี พ.ศ. 2565 และ 2566 และพื้นที่ที่มีศักยภาพจากการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ รวมทั้งการจัดการก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาร์และการนำเข้า LNG โดยมีรายละเอียดของการจัดหาแต่ละแหล่ง ดังนี้

1.2.1 แหล่งในประเทศและพื้นที่พัฒนาร่วมฯ - อัตราการจัดการก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศจะอยู่ที่ระดับวันละประมาณ 3,300 – 3,400 ล้านลูกบาศก์ฟุต จนถึงปี พ.ศ. 2565 หลังจากนั้น อัตราการจัดการก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศจะลดลงอย่างต่อเนื่อง เหลือเพียงวันละ 1,270 ล้านลูกบาศก์ฟุตในปี พ.ศ. 2579 ทำให้ประเทศต้องอาศัยการนำเข้า LNG จากต่างประเทศเป็นหลัก ดังแสดงในรูปที่ 2 โดยการคาดการณ์ใช้สมมติฐานดังนี้

- ใช้ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (P1) รวมกับปริมาณที่คาดว่าจะพบ (P2) ณ สิ้นปี พ.ศ. 2556

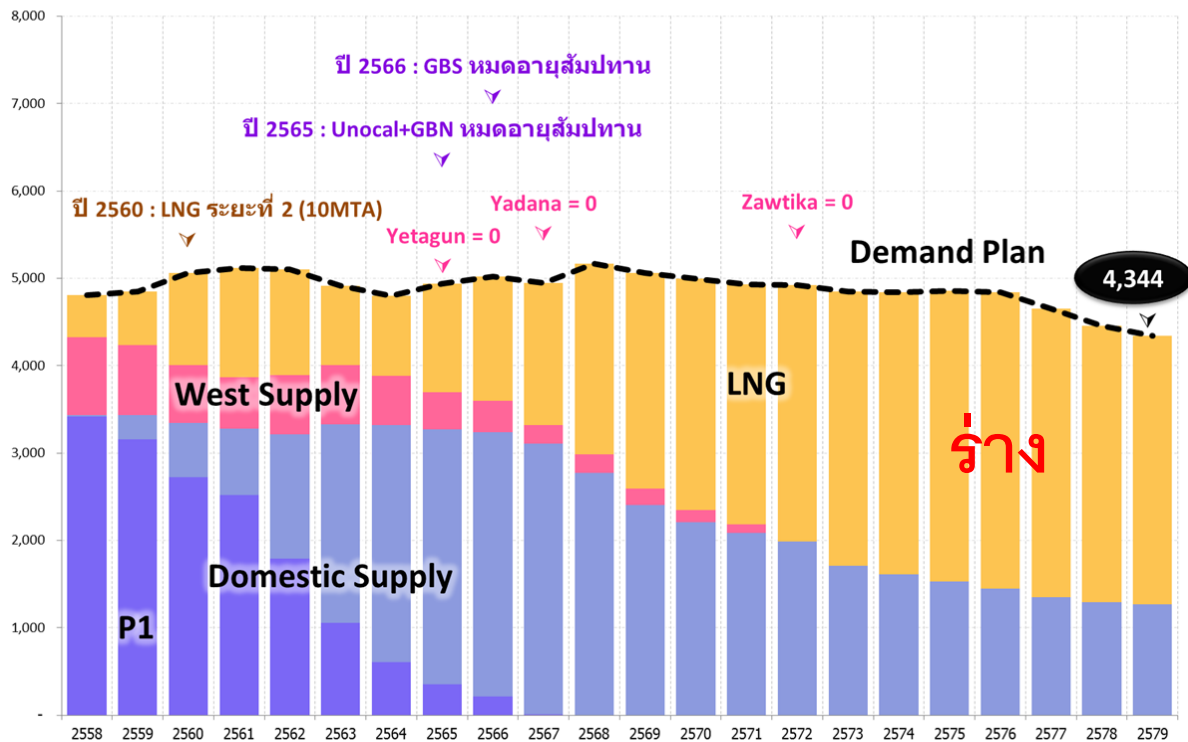
- ใช้อัตราการผลิตตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติปัจจุบัน (Daily Contractual Quantity, DCQ) แต่เฉพาะแหล่ง B-17 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทยมาเลเซียจะลดลงจากอัตราปัจจุบัน 160 ล้านลบ.ฟุตต่อวัน เหลือ 70 ล้านลบ.ฟุตต่อวัน ในปี พ.ศ. 2560 ตามข้อตกลง Gas Balancing Agreement
- ภาครัฐสามารถบริหารจัดการสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุในปี พ.ศ. 2565 และ 2566 ได้อย่างเหมาะสมและรักษาระดับการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแปลงสัมปทานดังกล่าวให้คงที่ได้อย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ กระทรวงพลังงานกำลังดำเนินการศึกษาแนวทางเพื่อหาข้อยุติให้ได้ ภายในหนึ่งปี ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2558
- อัตราการผลิตลดลง (Decline rate) ปีละ 40% ในช่วง 5 ปีสุดท้ายของการผลิตแต่ละแหล่ง
- มีการค้นพบปริมาณสำรองจาก 3 แปลงในอ่าวไทย ในการเตรียมเปิดให้ยื่นขอสิทธิ์สำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่และสามารถเริ่มผลิตได้ในปี 2563 (5 ปีหลังจากที่มีการเปิดให้ยื่นขอสิทธิ์สำรวจและผลิต)
- ในแผนไม่มีการพิจารณาการจัดการหาก๊าซธรรมชาติจากพื้นที่อ้างสิทธิ์ทับซ้อนไทยกัมพูชา (Overlapped Claiming Area - OCA) เนื่องจากไม่มีข้อมูลการสำรวจปิโตรเลียมในพื้นที่รวมทั้งยังไม่มีความแน่นอนเรื่องการเจรจาหาข้อยุติเกี่ยวกับพื้นที่ดังกล่าว

1.2.2 นำเข้าจากประเทศเมียนมาร์ – เป็นการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานา แหล่งเยตากูน และแหล่งซอว์ติกา (แปลง M9) โดยคาดว่าก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาร์จะมีอัตราลดลงอย่างต่อเนื่องนับจากปี พ.ศ. 2558 ที่คาดว่าจะมีการนำเข้าวันละประมาณ 890 ล้านลูกบาศก์ฟุต จนหมดไปใน 7 ปีข้างหน้า (พ.ศ. 2572) ทั้งนี้มีสมมติฐานว่าไม่มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาร์เพิ่มเติม เนื่องจากประเทศเมียนมาร์เองมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศเพิ่มขึ้น

1.2.3 นำเข้าในรูปแบบ LNG - เป็นการนำเข้าเพื่อให้เพียงพอกับความต้องการใช้ที่เกินจากปริมาณการจัดหาจากแหล่งภายในประเทศ พื้นที่พัฒนาร่วมฯ และการนำเข้าจากประเทศเมียนมาร์ โดยคาดว่าจะประเทศต้องนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 10.7% ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2558-2579 จากการนำเข้าเฉลี่ยวันละประมาณ 484 ล้านลูกบาศก์ฟุต (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อก๊าซธรรมชาติ 1 ลูกบาศก์ฟุต) หรือปีละประมาณ 3.5 ล้านตัน ในปี พ.ศ. 2558 เพิ่มเป็นวันละประมาณ 3,073 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือปีละประมาณ 22 ล้านตัน ในปี พ.ศ. 2579

เมื่อพิจารณาถึงความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศในช่วงปี 2558-2579 ดังแสดงในรูปที่ 1 ประกอบด้วยหลักการและสมมุติฐานในการจัดหาดังกล่าวข้างต้น แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวของประเทศจะแสดงได้ดังรูปที่ 2

MMSCFD@1000 BTU/SCF



รูปที่ 2- ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยรวมของประเทศและการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่างๆ ในช่วงปี พ.ศ. 2558 – 2579 (กรณีฐาน)

**2. กรณีศึกษาความเสี่ยงด้านความต้องการใช้จากการชะลอโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหิน และ ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผน AEDP และ EEDP ทำได้เพียง 70%**

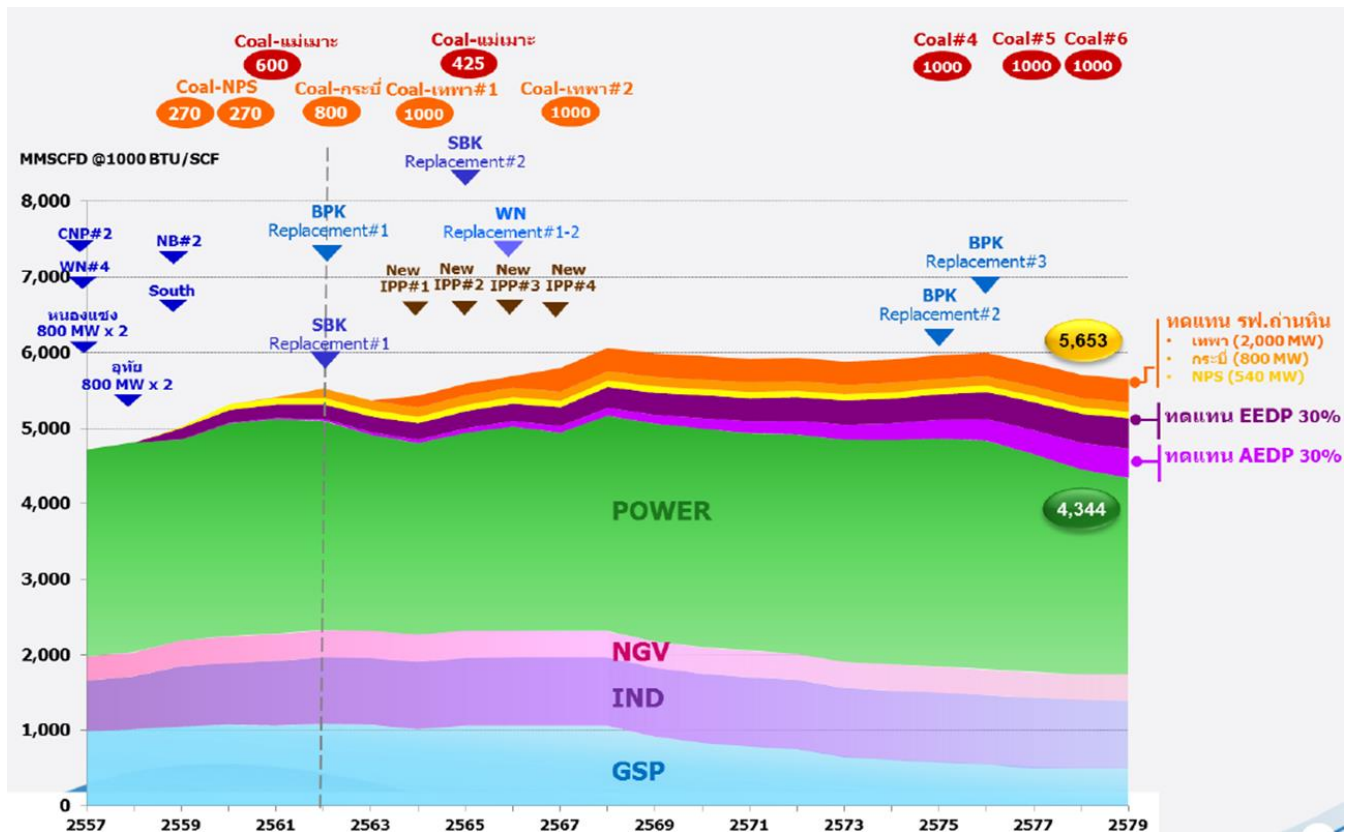
2.1 คาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ - ความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศคาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากระดับวันละ 4,810 ล้านลูกบาศก์ฟุตในปี พ.ศ. 2558 เป็นระดับสูงสุดวันละ 6,065 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2568 คิดเป็นอัตราเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 2.37 ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2558-2568 แต่ในระยะยาวคาดว่าความต้องการใช้จะอยู่ที่ระดับวันละ 5,653 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2579 (ดังแสดงในรูปที่ 3) โดยมีรายละเอียดคาดการณ์ความต้องการใช้ในภาคส่วนต่างๆ ดังนี้

2.1.1 ภาคการผลิตไฟฟ้า - ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการผลิตไฟฟ้าอ้างอิงจากประมาณการเบื้องต้นในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP 2015) ที่เห็นชอบโดย กพข. เมื่อวันที่ 14 พ.ค. 2558 อย่างไรก็ตาม ได้ประมาณการครอบคลุมความเสี่ยงที่โครงการสำคัญๆ จะไม่ประสบความสำเร็จ ได้แก่ การสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน NPS โรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่ และ โรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา รวมทั้งความเสี่ยงที่แผนการพัฒนา

พลังงานทดแทน (AEDP) และแผนการพัฒนาประสิทธิภาพการใช้พลังงาน (EEDP) ประสบผลสำเร็จตามคาดเพียงร้อยละ 70

โดยคาดว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 2.34 ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2558 - 2576 จากวันละ 2,787 ล้านลูกบาศก์ฟุต เพิ่มขึ้นเป็นวันละ 4,197 ล้านลูกบาศก์ฟุต หลังจากนั้นคาดว่าความต้องการใช้จะลดลงเหลือประมาณวันละ 3,918 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2579

- 2.1.2 ภาคปิโตรเคมี – คาดการณ์การใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเช่นเดียวกับในกรณีฐาน โดยคาดว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคปิโตรเคมีจะคงที่ เฉลี่ยวันละประมาณ 1,000 ล้านลูกบาศก์ฟุต จากปัจจุบัน จนถึงปีพ.ศ. 2568 หลังจากนั้น อัตราการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคปิโตรเคมีจะลดลงตามอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย โดยคาดว่าจะความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคปิโตรเคมีจะลดลงมาอยู่ที่วันละประมาณ 450 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2579
- 2.1.3 ภาคอุตสาหกรรม – คาดการณ์การใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเช่นเดียวกับในกรณีฐาน โดยคาดว่าความต้องการใช้จะเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 5.5 ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2558 - 2562 หลังจากนั้น คาดว่าอัตราการเติบโตจะอยู่ที่เฉลี่ยร้อยละ 0.2 ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2563 - 2579 ซึ่งจะทำให้อัตราการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นจากปัจจุบันใช้วันละประมาณ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุต เป็นวันละ 900 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2558 เป็นวันละ 900 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2579
- 2.1.4 ภาคขนส่ง – คาดการณ์การใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเช่นเดียวกับในกรณีฐาน โดยคาดว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่งจะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 2.3 ในช่วงปี พ.ศ. 2558 - 2563 หลังจากนั้น ความต้องการใช้จะลดลงในอัตราร้อยละ 0.4 ต่อปี จนถึงปี พ.ศ. 2579 ด้วยเหตุผลจากการปรับโครงสร้างราคาน้ำมันเชื้อเพลิงตามแผนน้ำมัน และโครงสร้างราคาก๊าซ NGV ซึ่งจะส่งผลให้อัตราการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่งเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยจากปัจจุบัน ซึ่งใช้วันละประมาณ 300 ล้านลูกบาศก์ฟุต เป็นสูงสุดที่วันละประมาณ 360 ล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี พ.ศ. 2563



รูปที่ 3 – ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยรวมของประเทศในช่วงปี พ.ศ. 2558 – 2579 (กรณีคิดความเสี่ยงด้านความต้องการใช้ฯ)

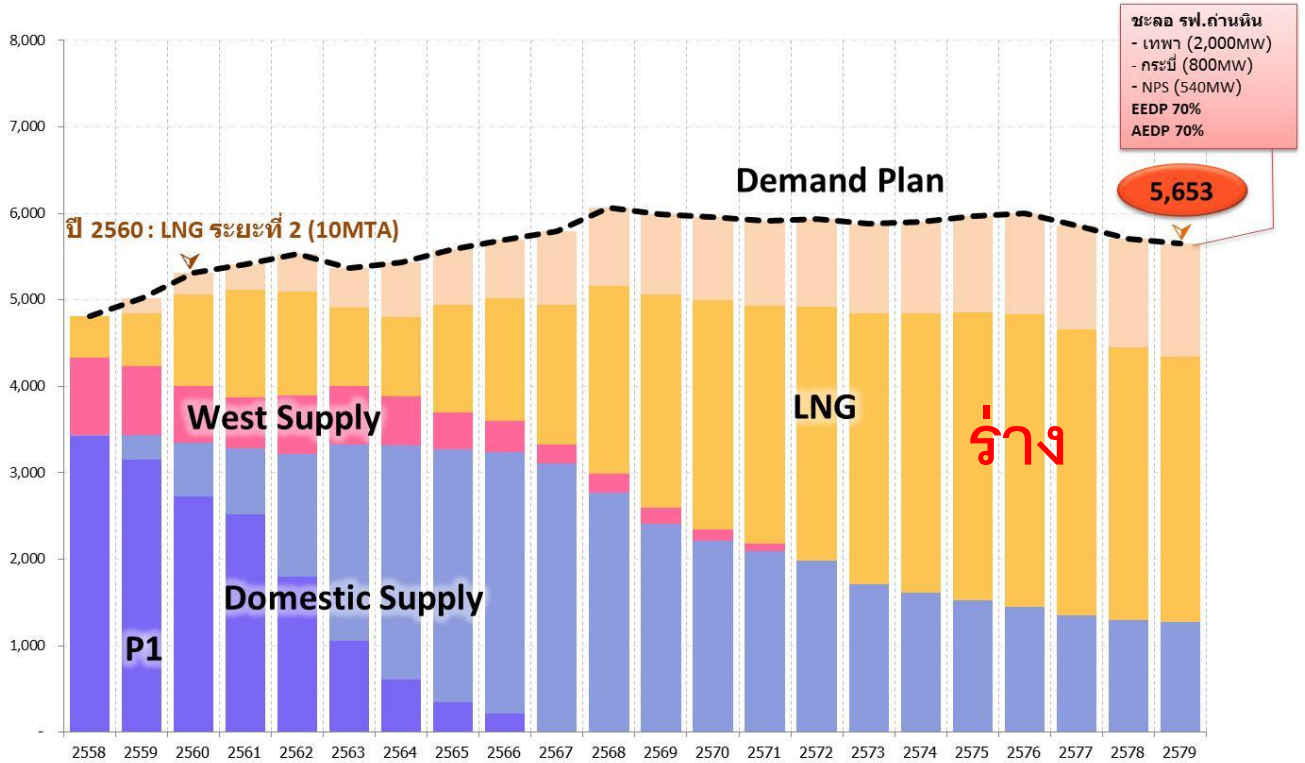
2.2 แผนการจัดการก๊าซธรรมชาติ – แผนจัดการก๊าซธรรมชาติได้พิจารณาถึงการจัดการก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ แหล่งในพื้นที่พัฒนาร่วมไทยมาเลเซีย จากแหล่งก๊าซธรรมชาติที่จะสิ้นสุดอายุสัมปทานในปี พ.ศ. 2565 และ 2566 และพื้นที่ที่มีศักยภาพจากการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รอบใหม่ รวมทั้งการจัดการก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาร์และการนำเข้า LNG โดยมีรายละเอียดของการจัดหาแต่ละแหล่ง ดังนี้

2.2.1 แหล่งในประเทศและพื้นที่พัฒนาร่วมฯ - คาดการณ์การจัดการก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศเป็นเช่นเดียวกับในกรณีฐาน อัตราการจัดการก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศจะอยู่ที่ระดับวันละประมาณ 3,300 – 3,400 ล้านลูกบาศก์ฟุต จนถึงปี พ.ศ. 2565 หลังจากนั้น อัตราการจัดการก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศจะลดลงอย่างต่อเนื่องหรือเพียงวันละ 1,270 ล้านลูกบาศก์ฟุตในปี พ.ศ. 2579 ทำให้ประเทศต้องอาศัยการนำเข้า LNG จากต่างประเทศเป็นหลัก ดังแสดงในรูปที่ 4

2.2.2 นำเข้าจากประเทศเมียนมาร์ – คาดการณ์การจัดการก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมาร์เป็นเช่นเดียวกับในกรณีฐาน โดยคาดว่าก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาร์จะมีอัตราลดลงอย่างต่อเนื่องนับจากปี พ.ศ. 2558 ที่คาดว่าจะมีการนำเข้าวันละประมาณ 890 ล้านลูกบาศก์ฟุต จนหมดไปในปี พ.ศ. 2572

2.2.3 นำเข้าในรูปแบบ LNG – สำหรับกรณีนี้ คาดว่าจะประเทศต้องนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 12.4% ต่อปี ในช่วงปี พ.ศ. 2558-2579 จากการนำเข้าเฉลี่ยวันละประมาณ 484 ล้าน ลูกบาศก์ฟุต (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อกิโลกรัม) หรือปีละ ประมาณ 3.5 ล้านตัน ในปี พ.ศ. 2558 เพิ่มเป็นวันละประมาณ 4,382 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือปีละประมาณ 31.3 ล้านตัน ในปี พ.ศ. 2579

MMSCFD@1000 BTU/SCF



รูปที่ 4- ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยรวมของประเทศและการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่างๆ ในช่วงปี พ.ศ. 2558 – 2579 (กรณีคิดความเสี่ยงด้านความต้องการใช้ฯ)

จากการคาดการณ์สามารถสรุปได้ว่า การนำเข้า LNG มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องทั้งสองกรณี เนื่องระดับการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศในอัตรปัจจุบันสามารถรักษาได้ถึงประมาณปี พ.ศ. 2566 เท่านั้น และคาดว่าจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศจะเริ่มลดลงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2567 ทำให้ประเทศจำเป็นต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติในรูปแบบของ LNG เพิ่มขึ้นสูงถึง 22-31 ล้านตันต่อปี ในปีพ.ศ.2579 ซึ่งโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้า LNG ในปัจจุบันมีกำลังสูงสุดที่ 5 ล้านตันต่อปี และตามที่กำลังอยู่ในระหว่างก่อสร้าง (ระยะที่ 2) และคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2560 นั้น รวมแล้วจะสามารถรองรับได้สูงสุด 10 ล้านตันต่อปี ซึ่งสำหรับแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติในกรณีฐานนั้น โครงสร้างพื้นฐานดังกล่าว จะเพียงพอต่อการนำเข้า LNG ได้ถึงปีพ.ศ. 2566 ดังนั้น จำเป็นที่ประเทศต้องเตรียมแนวทางในการบริหารจัดการและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับความต้องการ LNG ที่เพิ่มสูงขึ้น เพื่อไม่ให้ประเทศเกิดการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติในอนาคต



## แผนดำเนินงานเพื่อรองรับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว

กระทรวงพลังงานได้วางกรอบการดำเนินงานในส่วนสำคัญๆ เพื่อรองรับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว (กรณีฐาน) ดังนี้

1. ลดการใช้ก๊าซธรรมชาติซึ่งมีต้นทุนสูงขึ้นรวดเร็วจากการนำเข้า LNG
  - ส่งสัญญาณของราคารวมถึงปรับ Pool pricing
  - ลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติจากการกระจายเชื้อเพลิงตามแผน PDP2015
  - เร่งมาตรการประหยัดพลังงานของก๊าซธรรมชาติเพื่ออุตสาหกรรมตามแผน EEDP2015
  - ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติ (NGV) สำหรับรถยนต์ขนส่งสาธารณะและรถบรรทุก
2. ยืดอายุแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติโดยกระตุ้นการสำรวจและพัฒนาแหล่งในประเทศและการใช้เทคโนโลยี เพื่อรักษาระดับการจัดหาให้ยาวนานขึ้น
  - ออกสัญญาสัมปทานรอบใหม่
  - การบริหารจัดการสัญญาสัมปทานที่จะสิ้นสุด
  - บริหารจัดการแหล่งก๊าซในอ่าว เช่น ลดปริมาณ Gas Bypass สนับสนุนการพัฒนาแหล่งขนาดเล็กมาก (Marginal Field) และสนับสนุนการเพิ่ม Recovery Rate
  - พิจารณาพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติร่วมกับประเทศเพื่อนบ้าน
3. การหาแหล่งและการบริหารจัดการ LNG ที่มีประสิทธิภาพ
  - เพิ่มจำนวนผู้จัดหาและจำหน่าย เพื่อสร้างการแข่งขันภายในประเทศ
  - เสริมสร้างความร่วมมือในการจัดหาก๊าซธรรมชาติระดับ AEC ผ่านทาง ASCOPE รวมทั้งพิจารณาจัดตั้ง AEC LNG Buyer Club
  - จัดตั้งสำนัก LNG เพื่อให้การสนับสนุน และดูแลความเสี่ยงการจัดหา รวมถึงการจัดสร้างฐานข้อมูล และเครื่องมือการวิเคราะห์ (Global LNG Database and Analytical Tools)
4. มีโครงสร้างพื้นฐานและแนวทางด้านการแข่งขัน ทั้งทางกายภาพ (โครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และท่าเรือรับ LNG) และกติกาสื่อตรงกับแผนจัดหา (Third Party Access, TPA)

## บทสรุป

แผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาวฉบับนี้สอดคล้องกับแผนการประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในแต่ละภาคส่วน ได้แก่ ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคปิโตรเคมี ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง (NGV) โดยครอบคลุมความสำเร็จในโครงการสำคัญๆ ได้แก่ การสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินเพื่อกระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แผน AEDP และ EEDP ฯลฯ และประกอบกับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งจากแหล่งผลิตในประเทศและการนำเข้า ซึ่งครอบคลุมแผนการจัดหาและบริหารจัดการแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศ โดยสะท้อนอยู่ในแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว (กรณีฐาน) เพื่อเป็นข้อมูลพื้นฐานสำคัญสำหรับการจัดทำแผนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติต่อไป

อย่างไรก็ตาม ด้วยความไม่แน่นอนทั้งในด้านความต้องการใช้และด้านการจัดหา (ดังสรุปในตารางที่ 1) หากการดำเนินงานใดๆของกระทรวงในอนาคตไม่สำเร็จได้ตามแผนฯ ย่อมส่งผลให้ปริมาณความต้องการใช้ ก๊าซธรรมชาติ และ/หรือ ความสามารถในการจัดหาก๊าซธรรมชาติแตกต่างไปจากการคาดการณ์ในแผนได้ จึงจำเป็นต้องมีการติดตามการดำเนินงานโครงการต่างๆที่เกี่ยวข้องกับการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติ และ ทบทวนแผนการจัดหา เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เกิดขึ้นจริงในอนาคต

ตารางที่ 1 – ปัจจัยความเสี่ยงและผลกระทบต่อการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ

| ปัจจัยความเสี่ยง  | ผลกระทบ   |
|---|---|
| <i>ด้านความต้องการใช้</i>   |   |
| 1. หากไม่สามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินได้ตามแผน PDP2015   | - ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าสูงขึ้น กว่าประมาณการณ์ในแผนจัดหา กรณีฐาน   |
| 2. หากการดำเนินงานตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและแผนอนุรักษ์พลังงานไม่บรรลุเป้าหมาย และไม่สามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินได้ตามแผน PDP2015 | - ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าสูงขึ้น กว่าประมาณการณ์ในแผนจัดหา กรณีฐาน   |
| <i>ด้านการจัดหา</i>   |   |
| 1. หากไม่สามารถบริหารจัดการสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุในปี พ.ศ. 2565 และ 2566 ให้รักษาระดับการผลิตอย่างต่อเนื่องได้                    | - ผู้รับสัมปทานแปลงที่กำลังจะหมดอายุจะเริ่มลดระดับการผลิตลงตั้งแต่ปี 2560 และหยุดผลิตในปี 2566 ทำให้จัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศได้เพียงประมาณ 1,000 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ในปี 2566<br>- โรงรับ LNG ปัจจุบัน รวมทั้ง (Phase 2) ที่ได้รับอนุมัติแล้ว สามารถรับ LNG ได้ไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศตั้งแต่ปี 2564 |