แนวโน้มอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติไทย

Industry Analysis and Outlook No.53 17 ธันวาคม 2568 Updated Edition

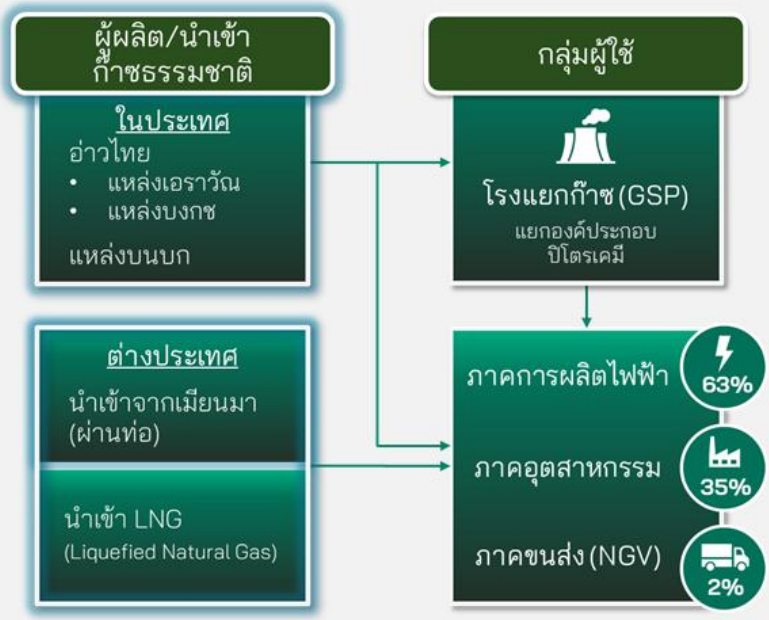
- รายได้ธุรกิจก๊าซธรรมชาติไทยคาดว่าจะลดลงในปี 2568 และ 2569 เพราะราคา Pool Gas และความต้องการก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มหดตัว ทั้งนี้ ราคา Pool Gas คาดว่าจะลดลง 3.7% และ 5.2% ตามทิศทางขาลงของราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย
- ในขณะที่ อุปสงค์ก๊าซธรรมชาติในไทยคาดว่าจะหดตัว 3.8% และ 3.0% ในปี 2568 และ 2569 โดยภาคการผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มใช้ก๊าซน้อยลง ตามการนำเข้าไฟฟ้าและการใช้พลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้น ส่วนความต้องการภาคขนส่ง (NGV) ก็ยังคงหดตัวจากจำนวนรถ CNG ที่ลดลงอย่างต่อเนื่อง

ณัฐนรี จิรัปปภา
นักวิจัย
natnaree.j@kasikornresearch.com

ธุรกิจก๊าซธรรมชาติไทย

ผู้ผลิตและนำเข้าก๊าซธรรมชาติได้ก๊าซดิบจากแหล่งในและต่างประเทศ ทั้งนี้ ก๊าซดิบบางส่วนจากอ่าวไทยจะถูกส่งไปยังโรงแยกก๊าซ (GSP) เพื่อแปรรูปเป็นก๊าซมีเทนและผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีอื่นๆ ส่วนก๊าซที่มีคุณสมบัติพร้อมใช้งานหรือก๊าซนำเข้าจะถูกส่งตรงไปยังผู้ใช้ปลายทาง

รูปที่ 1 ห่วงโซ่อุปทานธุรกิจก๊าซธรรมชาติไทย[1]



หมายเหตุ: [1] ก๊าซธรรมชาติในบทความนี้หมายถึงก๊าซมีเทนที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานและอุตสาหกรรม ไม่รวมวัตถุดิบปิโตรเคมี เช่น ก๊าซอีเทน หรือก๊าซหุงต้ม (LPG)

ที่มา: รวบรวมโดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

บริการทุกระดับประทับใจ

รายได้ธุรกิจก๊าซธรรมชาติคาดว่าจะลดลงในปี 2568 และ 2569

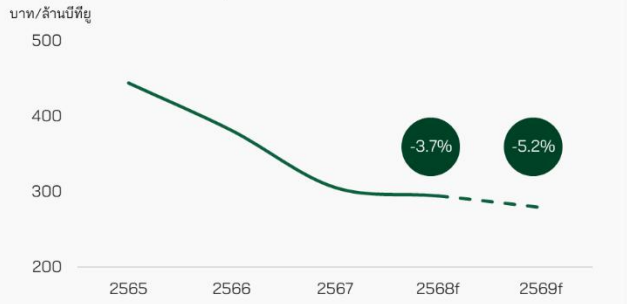
โดยรายได้ของผู้ผลิตและนำเข้าก๊าซธรรมชาติคาดว่าจะหดตัว 7.4% และ 8.1% เนื่องจาก

ราคา Pool Gas มีแนวโน้มลดลง 3.7% และ 5.2% ในปี 2568 และ 2569 (รูปที่ 2)

ทั้งนี้ ราคา Pool Gas คำนวณจากการถ่วงน้ำหนักราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย (Gulf Gas) ก๊าซจากเมียนมา (Myanmar Gas) และก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่นำเข้า[1] (รูปที่ 3) โดยราคา Pool Gas ในปี 2568 มีระดับต่ำกว่าปี 2566 เนื่องจากมีการเปลี่ยนโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติตั้งแต่ พ.ค. 2567 โดยราคา Pool Gas ลดลงจากการที่ภาคปิโตรเคมีเปลี่ยนจากการใช้ราคาอ่าวไทยมาร่วมใช้ราคา Pool Gas

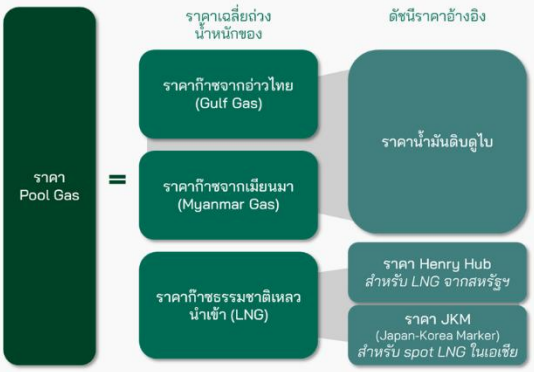
ราคา Pool Gas มีแนวโน้มลดลง 3.7% และ 5.2% ในปี 2568-2569

รูปที่ 2 ราคา Pool Gas



ที่มา: EPPO, คาดการณ์โดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

รูปที่ 3 โครงสร้างราคา Pool Gas ไทย



ที่มา: รวบรวมโดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

ในปี 2568 ราคา Pool Gas คาดว่าจะลดลง จากราคา Gulf Gas ที่จะหดตัวตามทิศทางขาลงของราคาน้ำมันดิบดูไบ และยังได้รับแรงกดดันจากอุปทานก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่จะสามารถผลิตได้เต็มกำลังตลอดปีนี้

อย่างไรก็ดี ราคา Pool Gas ก็เผชิญแรงกดดันจากราคานำเข้า LNG เฉลี่ยที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติ Henry Hub และ JKM (Japan-Korea Marker) ที่มีแนวโน้มปรับสูงขึ้น เพราะอุปทานที่ตึงตัวในสหรัฐฯ ประกอบกับความต้องการ LNG ในเอเชียที่เร่งตัวสูงในช่วงไตรมาสแรก ส่งผลให้ปริมาณก๊าซสำรองลดลง

สำหรับปี 2569 ราคา Pool Gas มีแนวโน้มหดตัวลงไปอีก เพราะราคา Gulf Gas ยังมีทิศทางลดลงตามราคาน้ำมันดิบดูไบ นอกจากนี้ ราคานำเข้า LNG เฉลี่ยก็มีแนวโน้มหดตัวตามราคาอ้างอิง JKM ที่คาดว่าจะลดลงจากอุปทาน LNG โลกที่ขยายตัว ประกอบกับการที่ไทยเริ่มนำเข้า LNG จากสหรัฐฯ ตามสัญญาระยะยาว ซึ่งเป็นผลจากการเจรจาภาษีทรัมป์ ก็จะช่วยลดการพึ่งพาการซื้อ spot LNG (อ้างอิงราคา Henry Hub) ที่มีราคาสูงกว่า

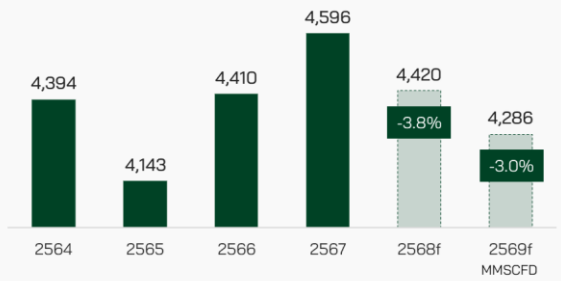
อุปสงค์ก๊าซธรรมชาติไทยมีแนวโน้มลดลง 3.8% และ 3.0% ในปี 2568 และ 2569 (รูปที่ 4)

โดยการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยแบ่งเป็น 3 ตลาด คือ ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง (NGV) (รูปที่ 5) ทั้งนี้ แนวโน้มความต้องการก๊าซธรรมชาติสามารถวิเคราะห์ได้ดังนี้

[1] ราคา Pool Gas ในบทความนี้คำนวณจากโครงสร้างราคาก๊าซแบบ Single Pool Gas ที่เริ่มต้นใช้ในปี 2567

อุปสงค์ก๊าซธรรมชาติไทยมีแนวโน้มลดลง 3.8% และ 3.0% ในปี 2568-2569

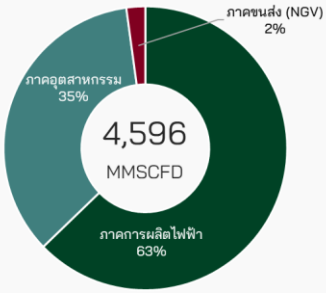
รูปที่ 4 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติ



ที่มา: EPPO, คาดการณ์โดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

ความต้องการก๊าซธรรมชาติไทยแบ่งเป็น 3 ตลาด

รูปที่ 5 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติไทยแยกตามตลาด



ที่มา: EPPO ข้อมูล ณ ปี 2567

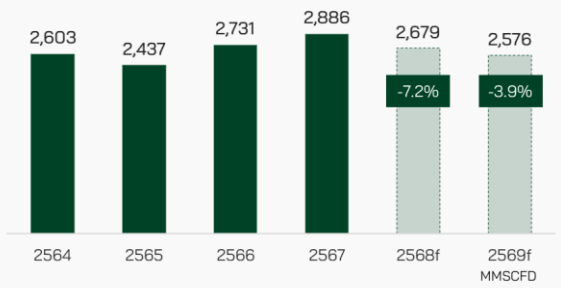
1. **ภาคการผลิตไฟฟ้าคาดว่าจะหดตัวในปี 2568 และ 2569 (รูปที่ 6)**

ความต้องการก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าคาดว่าจะลดลง 7.2% **ในปี** 2568 จากการเติบโตของปริมาณนำเข้าไฟฟ้า และการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะปริมาณไฟฟ้าพลังน้ำ ที่ขยายตัวตามปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้นเพราะปรากฏการณ์ลานีญา (รูปที่ 7)

สำหรับปี 2569 **ความต้องการภาคการผลิตไฟฟ้าคาดว่าจะหดตัว** 3.9% เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำมีแนวโน้มลดลงตามปริมาณน้ำที่คาดว่าจะน้อยกว่าปี 2568

อุปสงค์ก๊าซธรรมชาติภาคการผลิตไฟฟ้าไทยคาดว่าจะลดลง 7.2% และ 3.9% ในปี 2568-2569

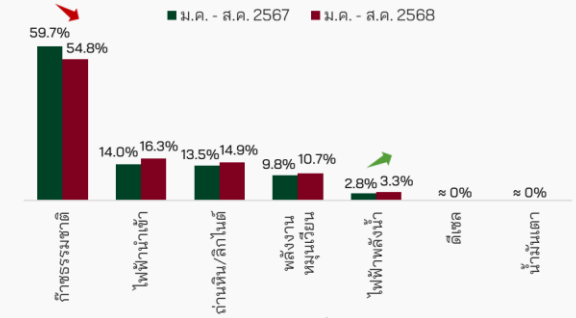
รูปที่ 6 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติภาคการผลิตไฟฟ้า



ที่มา: EPPO, คาดการณ์โดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าลดลง ขณะที่ สัดส่วนไฟฟ้าพลังงานน้ำเพิ่มขึ้นในช่วงเดือน ม.ค. - ส.ค. 2568

รูปที่ 7 สัดส่วนปริมาณเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า



ที่มา: EPPO, รวบรวมโดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

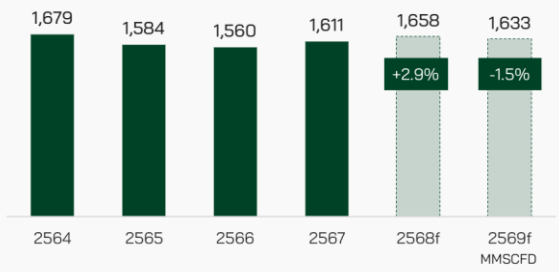
2. **อุปสงค์ก๊าซภาคอุตสาหกรรมคาดว่าจะเพิ่มขึ้นในปี 2568 และลดลงในปี 2569 (รูปที่ 8)**

สำหรับปี 2568 **อุปสงค์ภาคอุตสาหกรรมคาดว่าจะขยายตัว** 2.9% โดยมีแรงหนุนจากปริมาณก๊าซดิบจากแหล่งเอราวัณที่เพิ่มขึ้นสำหรับป้อนโรงแยกก๊าซในการผลิตอีเทน ซึ่งมีความต้องการสูงขึ้นจากอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

ความต้องการภาคอุตสาหกรรมคาดว่าจะลดลง 1.5% **ในปี** 2569 ตามแนวโน้มความต้องการอุตสาหกรรมปิโตรเคมีที่คาดว่าจะลดลงจากการบริโภคภาคครัวเรือนและเศรษฐกิจโดยรวมที่จะเติบโตในอัตราจำกัด รวมไปถึงการแข่งขันกับผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีจากจีน

อุปสงค์ก๊าซธรรมชาติภาคอุตสาหกรรมไทยคาดว่าจะโต 2.9% ในปี 2568 และลดลง 1.5% ในปี 2569

รูปที่ 8 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติภาคอุตสาหกรรม

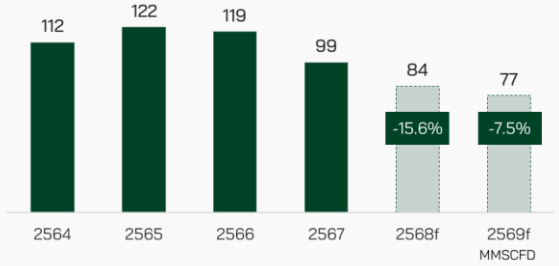


ที่มา: EPPO, คาดการณ์โดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

3. **ความต้องการก๊าซธรรมชาติภาคขนส่ง (NGV)[2] คาดว่าจะลดลง 15.6% และ 7.5% ในปี 2568 และ 2569 (รูปที่ 9)**

อุปสงค์ก๊าซธรรมชาติภาคขนส่ง (NGV) ไทยคาดว่าจะลดลง 15.6% และ 7.5% ในปี 2568-2569

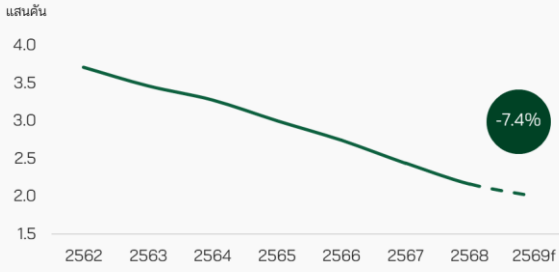
รูปที่ 9 ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติภาคขนส่ง (NGV)



ที่มา: EPPO, คาดการณ์โดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

จำนวนรถจดทะเบียนสะสมที่ใช้ก๊าซ CNG มีทิศทางลดลงอย่างต่อเนื่อง*

รูปที่ 10 จำนวนรถจดทะเบียนสะสมที่ใช้ก๊าซ CNG**



หมายเหตุ: *ปีที่ระบุหมายถึงปีงบประมาณ
**จำนวนรถจดทะเบียนสะสมที่ใช้ก๊าซ CNG รวมรถที่ใช้ CNG CNG-เบนซิน และ CNG-ดีเซล

ที่มา: DLT, คาดการณ์โดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

ตามจำนวนรถสะสมที่ใช้ก๊าซ CNG (Compressed Natural Gas)[3] ที่มีทิศทางหดตัวอย่างต่อเนื่อง (รูปที่ 10) โดยในปีงบประมาณ 2568 จำนวนรถสะสมที่ใช้ก๊าซ CNG ลดลงมาอยู่ที่ 215,908 คัน จาก 370,666 คัน ในปี 2562 นอกจากนี้ ยังมีแรงกดดันจากการลดลงของสถานีบริการ NGV เพราะผู้ประกอบการหันมาเน้นสร้างรายได้และกำไรเพิ่มจากธุรกิจที่ไม่ใช่ NGV มากขึ้น ทำให้ NGV มีบทบาทลดลงอย่างชัดเจน

กำไรขั้นต้นต่อหน่วย[4] ของผู้ผลิตและนำเข้าก๊าซธรรมชาติมีทิศทางลดลง 9.5% และ 7.4% ในปี 2568 และ 2569

เพราะต้นทุนที่เพิ่มขึ้นตามราคานำเข้าก๊าซเฉลี่ยที่มีแนวโน้มสูงขึ้นจากการนำเข้า LNG เพื่อแทนแหล่งก๊าซจากเมียนมาที่มีต้นทุนต่ำกว่า แต่กำลังเผชิญภาวะอุปทานตึงตัว (รูปที่ 11)

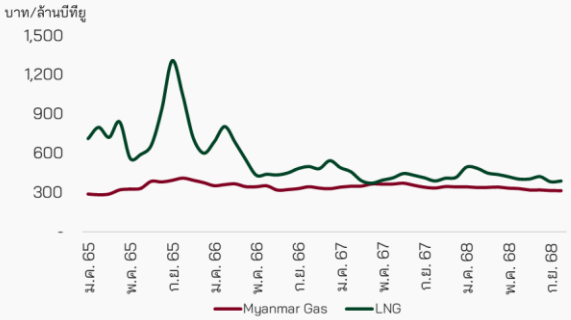
[2] ทั้งนี้ รถที่ใช้ LPG (Liquefied Petroleum Gas) แม้มีที่มาจากกระบวนการกลั่นน้ำมันและโรงแยกก๊าซ แต่ไม่ได้จัดอยู่ในกลุ่ม NGV (CNG) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ (มีเทน) เป็นเชื้อเพลิงหลัก เนื่องจาก LPG ประกอบด้วยโพรเพนและบิวเทน ซึ่งเป็นก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ต่างชนิดกันอย่างชัดเจน

[3] CNG (Compressed Natural Gas) คือ ก๊าซธรรมชาติอัดด้วยแรงดันสูง และเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิง NGV (Natural Gas Vehicle) ที่นิยมใช้มากที่สุด

[4] บาท/ล้านบีทียู

ราคา Myanmar Gas มีระดับต่ำกว่าราคานำเข้า LNG

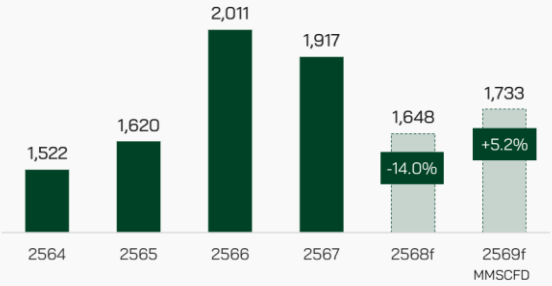
รูปที่ 11 ราคา Myanmar Gas และราคานำเข้า LNG



ที่มา: EPPO, คาดการณ์โดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

การนำเข้าก๊าซธรรมชาติไทยคาดว่าจะลดลง 14.0% ในปี 2568 และเติบโต 5.2% ในปี 2569

รูปที่ 12 ปริมาณนำเข้าก๊าซธรรมชาติไทย



ที่มา: EPPO, คาดการณ์โดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

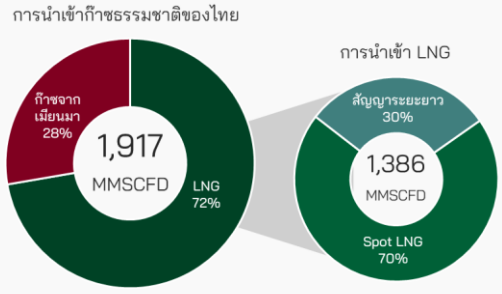
การนำเข้าก๊าซธรรมชาติไทยคาดว่าจะหดตัว 14.0% ในปี 2568 และเพิ่มขึ้น 5.2% ในปี 2569 (รูปที่ 12)

ในปัจจุบัน ไทยนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาและ LNG โดยในปี 2567 การนำเข้าจากเมียนมาคิดเป็นราว 28% ในขณะที่ LNG มีสัดส่วน 72% จากปริมาณนำเข้าก๊าซธรรมชาติทั้งหมด

ทั้งนี้ การนำเข้า LNG 70% เป็น spot LNG[5] ในขณะที่ ส่วนที่เหลือเป็นสัญญาระยะยาว ซึ่งปัจจุบันมีเพียงสัญญากับกาตาร์และมาเลเซีย[6] (รูปที่ 13) สาเหตุที่ไทยพึ่งพา spot LNG ในสัดส่วนสูง มาจากการนำเข้าก๊าซจากเมียนมาที่มีแนวโน้มลดลง ประกอบกับการเจรจาทำสัญญา LNG ระยะยาวที่มักใช้เวลาราว 2-3 ปี โดยสัญญาล่าสุดคือการนำเข้า LNG จากสหรัฐฯ ซึ่งจะเริ่มในปี 2569

ไทยพึ่งพาการนำเข้า spot LNG มากกว่าสัญญา LNG ระยะยาว

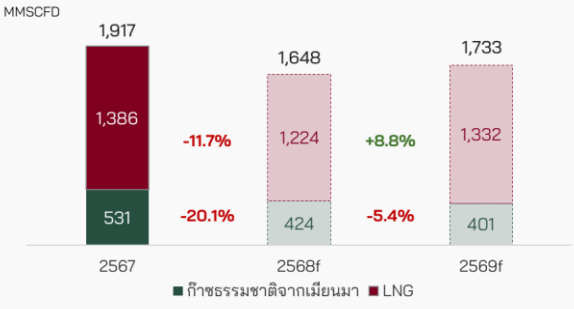
รูปที่ 13 โครงสร้างการนำเข้าก๊าซธรรมชาติของไทย



ที่มา: EPPO ข้อมูล ณ ปี 2567, รวบรวมโดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

การนำเข้าก๊าซธรรมชาติไทยจากเมียนมามีแนวโน้มลดลงในปี 2568-2569 ขณะที่ การนำเข้า LNG มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในปี 2569

รูปที่ 14 ปริมาณการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาและ LNG



ที่มา: EPPO, คาดการณ์โดยศูนย์วิจัยกสิกรไทย

1. **ปริมาณนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาคาดว่าจะลดลงในปี 2568 และ 2569 (รูปที่ 14)**

   การนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากเมียนมามีแนวโน้มลดลง 20.1% ในปี 2568 เนื่องจากแหล่งก๊าซหลักของเมียนมา เช่น ยาดานาและซอติก้า ใกล้หมดอายุและขาดการลงทุนใหม่ๆ ซึ่งเป็นผลมาจากความไม่แน่นอนทางการเมืองในเมียนมา

   ในปี 2569 การนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากเมียนมาคาดว่าจะลดลงในอัตราที่ชะลอลงจากปีก่อนหน้ามาอยู่ที่ 5.4% เพราะมีแผนขุดเจาะหลุมก๊าซใหม่ในแหล่งยาดานาและซอติก้า

[5] Spot LNG คือการซื้อขาย LNG แบบรายเที่ยว โดยอ้างอิงราคาตลาด LNG

[6] สัญญา 20 ปีกับกาตาร์ ปริมาณ 2 ล้านตันต่อปี เริ่มนำเข้าตั้งแต่ปี 2558 และสัญญา 15 ปีกับมาเลเซีย สำหรับการนำเข้า LNG ราว 1 ล้านตันต่อปี มีการเริ่มนำเข้าตั้งแต่ปี 2560

2. **ปริมาณนำเข้า LNG มีแนวโน้มหดตัวในปี 2568 และเติบโตในปี 2569 (รูปที่ 14)**

ในปี 2568 การนำเข้า LNG คาดว่าจะลดลง 11.7% เพราะอุปสงค์ก๊าซธรรมชาติของไทยมีแนวโน้มหดตัวในปีนี้ ประกอบกับแหล่งก๊าซเอราวัณก็คาดว่าจะผลิตได้เต็มกำลังตลอดทั้งปี

สำหรับปี 2569 การนำเข้า LNG มีทิศทางเพิ่มขึ้น 8.8% เพราะสัญญาระยะยาวฉบับใหม่ เพื่อนำเข้า LNG จากสหรัฐฯ ตามการเจรจาภาษีทรัมป์ มีกำหนดเริ่มต้นการส่งมอบในปี 2569[7]

ความเสี่ยงของอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติไทยในระยะกลางถึงยาว

- **ร่าง PDP 2025 มีแนวโน้มลดสัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า**[8] ซึ่งคาดว่าจะน้อยกว่า 41% จากที่เคยระบุในร่างแผนเดิม (PDP 2024) เพื่อให้สอดคล้องกับการปรับเป้าหมาย Net Zero จากปี 2608 มาเป็นปี 2593 ทั้งนี้ สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 54.8% ในช่วงเดือน ม.ค. - ส.ค. ปี 2568 (รูปที่ 7)
- **อุปทานก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศมีแนวโน้มลดลง ทำให้ต้องมีการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้น** การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในไทยมีแนวโน้มลดลงตามอายุที่มากขึ้นของแหล่งก๊าซหลักอย่างเอราวัณและบงกช ทั้งนี้ สถานการณ์อุปทานก๊าซธรรมชาติในไทยอาจมีการเปลี่ยนแปลงหากมีความคืบหน้าในการเจรจาพื้นที่ทับซ้อนทางทะเลไทย-กัมพูชา (OCA) ซึ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม การหารือด้านพลังงานในพื้นที่ดังกล่าวถูกชะลอจากวิกฤตพรมแดนและการปิดด่านระหว่างไทย-กัมพูชากลางปี 2568
- **ความไม่แน่นอนของการนำเข้าก๊าซจากเมียนมา ส่งผลต่อเสถียรภาพของอุปทาน** แหล่งยาดานาและซอติก้าในเมียนมาใกล้สิ้นสุดสัญญา โดยโครงการดังกล่าวจะหมดอายุสัมปทานในปี 2571 และ 2587 ตามลำดับ ประกอบกับสถานการณ์ความไม่มั่นคงทางการเมืองในเมียนมา ทำให้อาจเกิดการหยุดชะงักหรือการลดปริมาณก๊าซที่ส่งมาไทย
- **สถานีรับ-จ่าย LNG (LNG Terminal) อาจไม่เพียงพอรองรับการนำเข้า LNG ที่เพิ่มขึ้นในอนาคต** แม้ว่าไทยมีการลงทุนขยาย LNG Terminal เช่น มาบตาพุดและหนองแฟบ แต่หากการขยายโครงสร้างพื้นฐานล่าช้า อาจทำให้เกิดข้อจำกัดในการจัดการก๊าซและเกิดปัญหาการขาดแคลนในช่วงที่มีความต้องการใช้สูง
- **การปรับโครงสร้างราคา Pool Gas จะกระทบต่อต้นทุนก๊าซของแต่ละภาคส่วน** โดยขึ้นอยู่กับนโยบายภาครัฐที่จะกำหนดราคาอ้างอิงของแต่ละภาคส่วน เช่น ในกรณีที่ภาครัฐต้องการลดภาระต้นทุนเชื้อเพลิงของภาคการผลิตไฟฟ้า อาจมีการปรับโครงสร้างราคา Pool Gas เพื่อให้ราคาอ้างอิงลดลง โดยให้ภาคส่วนอื่นใช้ราคา LNG นำเข้า ซึ่งมีราคาสูงกว่า

[7] สัญญาระยะยาวเพื่อนำเข้า LNG จากสหรัฐฯ ในบทความนี้หมายถึงสัญญา 15 ปี ปริมาณ 1 ล้านตันต่อปี มูลค่า 500 ล้านดอลลาร์ฯ และสัญญา 20 ปีระหว่าง PTT กับ Cheniere สำหรับการนำเข้า LNG 1 ล้านตันต่อปี

[8] ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับใหม่ (PDP 2025) ที่ภาครัฐกำลังจัดทำ คาดว่าจะแล้วเสร็จในช่วงต้นปี 2569

ภาคผนวก: ภาพแสดงผู้ประกอบการในห่วงโซ่ก๊าซธรรมชาติไทยที่อยู่ในตลาดหลักทรัพย์

	ผู้ผลิต/นำเข้าก๊าซธรรมชาติ	โรงแยกก๊าซ (GSP)	ผู้จัดจำหน่ายและขนส่ง
	BGRIM, EGCO, GULF, PTTEP, PTT, SCC	PTT	OR, PTG, PTT, SCN, SKE[2]
ภาพรวมผลประกอบการ[1] ปี 2567			
Sales (%YoY)	4,112,922 ลบ. (-1%)	3,090,453 ลบ. (-2%)	4,042,330 ลบ. (-2%)
Operating Profit (%YoY)	452,483 ลบ. (-12%)	227,498 ลบ. (-19%)	240,713 ลบ. (-20%)
Net Income (%YoY)	228,083 ลบ. (-16%)	113,468 ลบ. (-27%)	121,904 ลบ. (-27%)
ROE	7.8%	6.8%	6.9%
ปี 2568 3 ไตรมาสแรก			
Sales (%YoY)	2,730,766 ลบ. (-13%)	2,023,666 ลบ. (-14%)	2,695,783 ลบ. (-12%)
Operating Profit (%YoY)	379,220 ลบ. (5%)	164,249 ลบ. (-13%)	178,217 ลบ. (-10%)
Net Income (%YoY)	227,022 ลบ. (17%)	87,092 ลบ. (-15%)	96,786 ลบ. (-10%)
ROE	7.3%	5.3%	5.4%

[1] ภาพรวมผลประกอบการอาจจะไม่ได้มีความสัมพันธ์โดยตรงกับธุรกิจก๊าซธรรมชาติเนื่องจากผู้ประกอบการในห่วงโซ่อุปทานมักดำเนินธุรกิจและมีผลิตภัณฑ์หลายประเภท

[2] หยุดประกอบธุรกิจจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติตั้งแต่ 1 ม.ค. 68

ที่มา: SETSMART

Disclaimers รายงานวิจัยนี้จัดทำโดย บริษัท ศูนย์วิจัยกสิกรไทย จำกัด (KResearch) เพื่อเผยแพร่เป็นการทั่วไป โดยอาศัยแหล่งข้อมูลสาธารณะ หรือ ข้อมูลที่เชื่อว่ามีความน่าเชื่อถือที่ปรากฏขณะจัดทำ ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงได้ในแต่ละขณะเวลา ทั้งนี้ KResearch มิอาจรับรองความถูกต้อง ความน่าเชื่อถือ ความเหมาะสม ความครบถ้วนสมบูรณ์ หรือความเป็นปัจจุบันของข้อมูลดังกล่าว และไม่ได้มีวัตถุประสงค์เพื่อชี้ชวน เสนอแนะ ให้คำแนะนำ หรือจูงใจในการตัดสินใจเพื่อดำเนินการใดๆ แต่อย่างใด ดังนั้น ท่านควรศึกษาข้อมูลด้วยความระมัดระวังและใช้วิจารณญาณอย่างรอบคอบก่อนตัดสินใจใดๆ KResearch จะไม่รับผิดในความเสียหายใดที่เกิดขึ้นจากการใช้ข้อมูลดังกล่าว

ข้อมูลใดๆ ที่ปรากฏในรายงานวิจัยนี้ถือเป็นทรัพย์สินของ KResearch และ/หรือบุคคลที่สาม (แล้วแต่กรณี) การนำข้อมูลดังกล่าว (ไม่ว่าทั้งหมดหรือบางส่วน) ไปใช้ต้องแสดงข้อความถึงสิทธิความเป็นเจ้าของแก่ KResearch และ/หรือบุคคลที่สาม (แล้วแต่กรณี) หรือแหล่งที่มาของข้อมูลนั้นๆ ทั้งนี้ ท่านจะไม่ทำซ้ำ ปรับปรุง ดัดแปลง แก้ไข ส่งต่อ เผยแพร่ หรือกระทำในลักษณะใดๆ เพื่อวัตถุประสงค์ในทางการค้า โดยไม่ได้รับอนุญาตล่วงหน้า เป็นลายลักษณ์อักษรจาก KResearch และ/หรือบุคคลที่สาม (แล้วแต่กรณี)