โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน และการเป็นศูนย์กลางด้านก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (LNG Hub)

โดย

นายวุฒิกร สติฐิต
รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ธุรกิจก๊าซธรรมชาติ
บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

นักศึกษาวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักร รุ่นที่ 62
ประจำปีการศึกษา พุทธศักราช 2562 – 2563

หนังสือรับรอง

วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร สถาบันวิชาการป้องกันประเทศ ได้อนุมัติให้เอกสารวิจัยส่วนบุคคล เรื่อง โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน และ การเป็นศูนย์กลางด้านก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (LNG Hub) ลักษณะวิชาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ของ นายวุฒิกร สติฐิต เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักร รุ่นที่ 62 ประจำปีการศึกษาพุทธศักราช 2562 - 2563

พลโท

(พลโท พิสัณห์ ปฐมเอม)
ผู้อำนวยการวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
สถาบันวิชาการป้องกันประเทศ

บทคัดย่อ

เรื่อง โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน และ การเป็นศูนย์กลางด้านก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (LNG Hub)

ลักษณะวิชา วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี

ผู้วิจัย นายวุฒิกร สติฐิต **หลักสูตร** วปอ. **รุ่นที่** 62

งานวิจัยนี้ทำขึ้นเพื่อศึกษาโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศไทย โดยจะเน้นการศึกษาวิเคราะห์ข้อมูลด้านพลังงาน เฉพาะเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ไม่รวมถึงน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมอื่นๆ จากโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่แล้ว และศึกษาแนวทางการพัฒนาให้ประเทศไทยเป็น LNG Hub ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ รวมถึงการวิเคราะห์และประเมินผลกระทบของการสร้าง Platform สำหรับรองรับ LNG Hub ของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้เพื่อเสนอแนะแนวทางการพัฒนาขีดความสามารถของโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงทางพลังงานและมุ่งสู่ LNG Hub ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้เพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับประเทศไทย ผ่านการสัมภาษณ์ผู้เกี่ยวข้องในเรื่องนโยบายรัฐบาล ผู้เชี่ยวชาญในธุรกิจ LNG และพิจารณาเอกสารที่เกี่ยวข้อง เช่น เอกสารจาก GIIGNL ASCOPE และการแลกเปลี่ยนความรู้กับคู่ค้าทั้งในและต่างประเทศ เช่น บริษัท Qatar Gas และ บริษัท JERA เป็นต้น รวมถึงการศึกษาเปรียบเทียบยุทธศาสตร์การแข่งขันของประเทศในภูมิภาครอบๆ ประเทศไทยเพื่อประกอบการวิเคราะห์ผลการวิจัยเพื่อนำเสนอแนวคิดใหม่ ซึ่งผลการวิจัยบอกว่าประเทศไทยมีจุดแข็งในเรื่องความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานขนาดใหญ่ มีตลาดการค้าก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ในภูมิภาค มีภูมิประเทศที่สามารถเชื่องโยงกับความต้องการ LNG ในภูมิภาคโดยเฉพาะประเทศ เมียนมา กัมพูชาและ เวียดนาม แต่ยังมีจุดอ่อนในการแข่งขันในเรื่อง กฎหมายและระเบียบการค้า การกำหนดอัตราค่าบริการและภาษีที่เอื้อต่อการค้าในลักษณะ LNG Hub เพื่อให้สามารถแข่งขันได้ในภูมิภาค สุดท้ายนี้งานวิจัยนี้ได้เสนอแนวทางในการพัฒนาไว้ 10 ระยะ ซึ่งการพัฒนา LNG Hub ในระยะต่างๆ ให้ประสบความสำเร็จได้นั้น ต้องอาศัยความร่วมมือทั้งภาครัฐฯและเอกชนในประเทศ ผู้ค้า LNG ในตลาดสากล ร่วมกันจึงจะประสบความสำเร็จ

Abstract

Title Natural Gas Structure for National Energy Security and Regional LNG Hub

Field Science and Technology

Name Mr.Wuttikorn Stithit **Course** NDC **Class** 62

This research was conducted to study the Natural Gas Structure for Energy Security in Thailand and study ways to develop Thailand to be the Liquefied Natural Gas (LNG) Hub in Southeast Asia. With an emphasis on the study and analysis only of LNG with the existing energy infrastructure. The analysis and evaluation of the impact of building a platform for the Southeast Asian LNG Hub is to provide guidance on how to develop the capacity of the natural gas business structure and move towards the LNG Hub in Southeast Asia to create value added. for Thailand Which the research will be a qualitative research from Analysis of Gas Business Structure and LNG Hub Business Model by interview with relevant government policy, experts in LNG business and considering relevant documents such as documents from GIIGNL, ASCOPE and exchanging knowledge with domestic and foreign partners such as Qatar Gas and JERA, as well as comparing the competitive strategies of countries in the region around Thailand for the analysis of research results to present new concepts. Which the research shows that Thailand has strengths in terms of readiness in large-scale infrastructure. There is a large natural gas trading market in the region. There is a landscape that can be linked to the demand for LNG in the region, especially Myanmar, Cambodia and Vietnam. There are, however, still weaknesses in the competition regarding Trade laws and regulations Establishing service rates and taxes that are favorable for trade in the form of LNG Hub to be able to compete in the region. Finally, this research has suggested 10 development phases for successful development of LNG Hub. In each phase, it requires cooperation from both government policy and private sectors to be the success LNG traders in the international market together.

คำนำ

ก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ Liquefied Natural Gas (LNG) จะเป็นเชื้อเพลิงหลักของโลก เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงที่เมื่อมีการเผาไหม้แล้วสร้างมลพิษน้อยกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลอื่นๆ เช่น น้ำมัน หรือ เชื้อเพลิงถ่านหิน อีกทั้ง LNG ยังสามารถขนย้ายจากสถานที่หนึ่งไปยังอีกสถานที่หนึ่งได้เป็นระยะที่ไกลกว่าการวางท่อในการส่ง ดังนั้น LNG จะมีบทบาทด้านพลังงานของโลก ซึ่งงานวิจัยนี้จะวิเคราะห์โครงสร้างธุรกิจก๊าซและรูปแบบธุรกิจ LNG Hub การสัมภาษณ์ผู้เกี่ยวข้องในเรื่องนโยบายรัฐฯ ผู้เชี่ยวชาญในธุรกิจ LNG และพิจารณาเอกสารที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำเสนอแนวคิดใหม่ ที่คาดว่าจะสามารถนำไปใช้จริงได้ และให้ประเทศไทยนำไปสร้าง LNG Hub ภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ต่อไป

(นายวุฒิกร สติฐิต)
นักศึกษาวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
หลักสูตร วปอ. รุ่นที่ 62
ผู้วิจัย

กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงได้ผู้วิจัยต้องขอขอบพระคุณ พลโท พิสัณห์ ปฐมเอม ผู้อำนวยการวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร และ พลโท สงคราม ขุมทอง อาจาร์ที่ปรึกษาวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร ที่ให้ทั้งโอกาสและให้คำปรึกษาในช่วงการทำวิจัย และ พลตรี กิติชาติ นิลขำ และ พันเอกหญิง อัจริย์กุล อำไพ อาจารย์ที่ปรึกษาลักษณะวิชาการวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีที่ให้คำปรึกษาด้านทั้งหัวข้อและเนื้อหาการทำเอกสารวิจัยนี้ และ พันโทหญิง ชัชญา วงศ์สรรค์ ที่ให้ความอนุเคราะห์การตรวจเอกสารวิจัยนี้จนสมบูรณ์

นอกจากนี้ เรื่องก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เป็นเรื่องที่เกิดขึ้นในประเทศไทยมาไม่นาน เมื่อเทียบกับประเทศอื่นๆ เช่น ประเทศอังกฤษ และ ประเทศญี่ปุ่น ดังนั้น เอกสารวิจัยนี้จึงต้องการข้อมูลจากต่างประเทศจำนวนมาก ซึ่งข้าพเจ้าขอขอบคุณบุคคลที่เกี่ยวข้องของทั้งบริษัทในประเทศและต่างประเทศ รวมถึงหน่วยงานภาครัฐของกระทรวงพลังงาน และ วิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักรที่ให้โอกาสในการทำวิจัยนี้ รวมทั้งกลุ่มผู้อยู่เบื้องหลังความสำเร็จอีกมากมาย ซึ่งข้าพเจ้าก็ขอขอบคุณมา ณ ที่นี้ด้วย

(นายวุฒิกร สติฐิต)
นักศึกษาวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
หลักสูตร วปอ. รุ่นที่ 62
ผู้วิจัย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	**ก**
Abstract	**ข**
คำนำ	**ค**
กิตติกรรมประกาศ	**ง**
สารบัญ	**จ**
สารบัญตาราง	**ซ**
สารบัญแผนภาพ	**ฌ**
บทที่ 1 บทนำ	**1**
ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
วัตถุประสงค์ของการวิจัย	3
ขอบเขตของการวิจัย	3
วิธีดำเนินการวิจัย	4
ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย	5
คำจำกัดความ	5
บทที่ 2 แนวคิดการพัฒนาปฏิรูปโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ และ LNG Hub ของต่างประเทศ	**8**
ก๊าซธรรมชาติ คือ	9
ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) คือ	12
ประโยชน์และการใช้ก๊าซธรรมชาติ	13
แนวคิดในช่วงแรกของการปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศ	15
การพัฒนาและปัจจัยในการพัฒนา Gas/LNG Hub ในต่างประเทศ	19
แนวคิดการกำหนดยุทธศาสตร์การแข่งขันของประเทศในภูมิภาคในการพัฒนา LNG Hub	20
ผลการศึกษาและแลกเปลี่ยนความรู้ระหว่างกลุ่มคู่ค้าทั้งในและต่างประเทศ	23

สารบัญ (ต่อ)

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 24

กรอบแนวคิดของการวิจัย 25

สรุป 26

บทที่ 3 การปฏิรูปโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานในประเทศไทย 28

ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย 29

ความเป็นมาของกิจการก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย 29

โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย 30

ปัญหาและความสำคัญในการปฏิรูปโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย 33

ยุทธศาสตร์และนโยบายการปฏิรูปโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย 35

วิเคราะห์และประเมินรูปแบบธุรกิจในการปฏิรูปกิจการก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมกับประเทศไทย 36

ผลการรวบรวมข้อมูลจากการสัมภาษณ์คู่ค้าและหน่วยงานที่เกี่ยวกับ LNG 38

แนวทางการปรับโครงสร้างและกระบวนการปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ 39

สรุป 40

บทที่ 4 การพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางด้าน LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (LNH Hub) 41

ภาพรวมด้านพลังงานและโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ 41

วิเคราะห์การกำหนดขอบเขต รูปแบบธุรกิจ LNG Hub ที่เหมาะสมกับประเทศไทย 45

วิเคราะห์ปัจจัยสำคัญเชิงยุทธศาสตร์ในการพัฒนา LNG Hub ในภูมิภาค 49

สารบัญ (ต่อ)

วิเคราะห์ข้อมูลเชิงประยุกต์ เพื่อวัดขีดความสามารถของประเทศไทยในการเป็นศูนย์กลางพลังงาน 51

วิเคราะห์การแข่งขันของประเทศและผู้ประกอบการรายสำคัญในภูมิภาค 52

แนวทางการพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางพลังงานในภูมิภาค (LNG Hub) 57

สรุป 59

บทที่ 5 สรุปและข้อเสนอแนะ **60**

สรุป 60

ข้อเสนอแนะ 61

บรรณานุกรม **70**

ประวัติย่อผู้วิจัย **72**

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่

2-1 ตารางสูตรโมเลกุลสารไฮโดรคาร์บอน 10
4-1 สรุปศักยภาพการเป็น LNG Hub ของแต่ละประเทศในภูมิภาคเอเชีย 53
4-2 สรุปศักยภาพการเป็น LNG Hub ของแต่ละประเทศในภูมิภาคเอเชีย 56

สารบัญแผนภาพ

หน้า

แผนภาพที่

1-1	สัดส่วนการใช้พลังงาน สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติ และ สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ เฉลี่ยปี พ.ศ. 2563 (เดือน มกราคม – พฤษภาคม)	1
2-1	การเกิดปิโตรเลียม	10
2-2	ประเภทสารประกอบไฮโดรคาร์บอนของก๊าซธรรมชาติ	11
2-3	LNG Value Chain	13
2-4	ผลิตภัณฑ์จากการแยกก๊าซธรรมชาติ	15
2-5	Henry Hub schematic และ เครือข่ายก๊าซธรรมชาติในสหรัฐอเมริกา	16
2-6	ภาพแสดงเครือข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศอังกฤษ	18
2-7	ภาพแสดงเครือข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศเนเธอร์แลนด์	19
2-8	สัดส่วนการนำเข้า LNG รายประเทศ ปี 2562	21
2-9	ตำแหน่งของสถานีรับ LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้	23
2-10	กรอบแนวคิดของงานวิจัย	26
3-1	ความต้องการใช้ก๊าซและการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ	30
3-2	Natural Gas Value Chain	31
3-3	แผ่นภาพแสดงกระบวนการการเปิด TPA ภายหลัง พรบ. การประกอบกิจการพลังงานปี 2550	32
3-4	แผ่นภาพแสดง Transporter และ Shipper ภายหลังเกิด TPA	32
3-5	แผนภาพการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน 6 ด้าน	35
3-6	รูปแบบการพัฒนาโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ	37
4-1	สถานีรับ LNG มาบตาพุด และเครือข่ายท่อก๊าซ ประเทศไทย	42
4-2	สถานีรับ LNG (SLNG) และเครือข่ายท่อก๊าซ ประเทศสิงคโปร์	43
4-3	รูปแบบการให้บริการ Regional LNG Hub	48
5-1	ธุรกรรมเกี่ยวกับ LNG Hub และภาระภาษีที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในปัจจุบัน	65

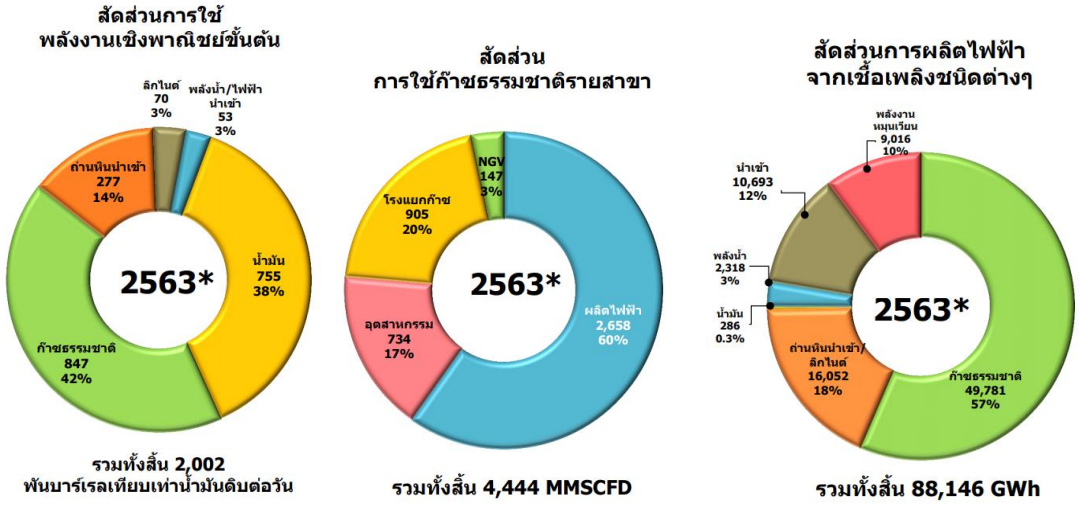
บทที่ 1
บทนำ

ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในอดีตประเทศไทยพึ่งพาพลังงานในรูปแบบการนำเข้าน้ำมันดิบ และ น้ำมันสำเร็จรูปเป็นส่วนใหญ่ แต่จากการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย โดยต่อมาในปี พ.ศ. 2521 รัฐบาลได้มีการจัดตั้งการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) โดยการรวมองค์การก๊าซธรรมชาติแห่งประเทศไทย องค์การเชื้อเพลิง และโรงกลั่นน้ำมันบางจาก เพื่อแก้ปัญหาวิกฤตการณ์น้ำมัน และการนำทรัพยากรก๊าซธรรมชาติมาใช้ในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจ และเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน

การพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศ พื้นที่ร่วมกับประเทศเพื่อนบ้านรวมทั้งภูมิภาคใกล้เคียง ตลอดจนการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติมีการดำเนินการมาอย่างต่อเนื่อง โดยปัจจุบันก๊าซธรรมชาติเป็นพลังงานที่มีความสำคัญต่อความมั่นคงด้านพลังงาน และการขับเคลื่อนเศรษฐกิจ ในปี 2563 (เฉลี่ยเดือน มกราคม – พฤษภาคม) ประเทศไทยมีการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า (60%) โรงแยกก๊าซ/ปิโตรเคมี (20%) อุตสาหกรรม (17%) และขนส่ง (3%)

แผนภาพที่ 1-1 แผนภาพแสดง สัดส่วนการใช้พลังงาน สัดส่วนการใช้ก๊าซธรรมชาติ และ สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ เฉลี่ยปี พ.ศ. 2563 (*เดือน มกราคม – พฤษภาคม)



ที่มา: สำนักงานแผนและนโยบายพลังงาน (สนพ.) , 2563.

ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตกระแสไฟฟ้า (60% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด) เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด ราคาแข่งขันกับเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ ได้ การจัดหาก๊าซธรรมชาติต้องมีการวางแผนล่วงหน้าให้เพียงพอ รองรับความมั่นคงด้านพลังงาน ราคาก๊าซธรรมชาติก็มีส่วนสำคัญต่อการกำหนดค่าไฟฟ้าและต้นทุนพลังงานในภาคอุตสาหกรรม ดังนั้น การกำหนดโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติและกิจการไฟฟ้าอย่างเหมาะสมช่วยให้ประเทศมีการจัดหาพลังงานอย่างเพียงพอ ทุกคนเข้าถึงแหล่งพลังงานได้ ด้วยราคาที่เป็นธรรมยอมรับได้ รวมทั้งเป็นการใช้เชื้อเพลิงที่ดีต่อสิ่งแวดล้อม ก๊าซธรรมชาติจึงเป็นเชื้อเพลิงที่มีความสำคัญสำหรับประเทศไทยมาโดยตลอด

จากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547-2558 (PDP 2004) ความต้องการก๊าซธรรมชาติสำหรับใช้ผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นมาก ในขณะที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งจากในอ่าวไทยและจากประเทศเมียนมาร์มีปริมาณจำกัด (สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, 2547) คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) (2548) จึงมอบหมายให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว (Gas Plan) และจัดทำแผนนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) จากผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติที่อยู่ห่างไกลจากประเทศไทย โดยนำเข้าในรูปของเหลวด้วยเรือขนส่ง ซึ่งมีการออกแบบเฉพาะเพื่อรักษา LNG ให้อยู่ในสถานะของเหลวที่อุณหภูมิ –160°C ตลอดการขนส่ง รวมทั้งได้ดำเนินการจัดตั้งบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG) ขึ้นในปี พ.ศ. 2547 เพื่อก่อสร้างและดำเนินการสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Receiving Terminal) ในการรับและเปลี่ยนสภาพ LN จากของเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติส่งเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ โดยเริ่มดำเนินการตั้งแต่เดือนพฤษภาคม พ.ศ. 2554 เป็นต้นมา ปัจจุบันในปี 2562 มีการนำเข้า LNG ประมาณ 5 ล้านตันต่อปี (เทียบเท่าก๊าซธรรมมชาติประมาณ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือน้ำมันดิบประมาณ 124 ล้านบาร์เรลต่อวัน) จากทั้งสัญญาระยะยาวและระยะสั้น

นอกจากประเทศไทยมีการนำเข้า LNG แล้ว ประเทศไทยในภูมิภาคอาเซียนมีการก่อสร้าง LNG Receiving Terminal และก็นำเข้า LNG เช่น เดียวกัน อาทิเช่น ประเทศสิงค์โปร์ มาเลเซีย และ อินโดนีเซีย เป็นต้น รวมทั้งประเทศเวียดนาม เมียนมาร์ ฟิลิปปินส์ ก็มีแผนการก่อสร้าง LNG Receiving Terminal และนำเข้า LNG ในปัจจุบันเช่นเดียวกัน ขณะนี้ประเทศต่างๆ มีการนำเข้าและมีแผนการนำเข้า LNG ก็ด้วยเห็นถึงความสำคัญในการจัดหาพลังงานที่สะอาดรองรับความมั่นคงด้านพลังงาน รวมทั้งแต่ละประเทศก็คาดหวังว่าจะสามารถพัฒนาการนำเข้า LNG เพื่อให้เป็นศูนย์กลางของการค้าขาย LNG หรือ LNG Hub ในภูมิภาคต่อไป

สำหรับประเทศไทยถือได้ว่าเป็นประเทศที่มีศักยภาพ มีความต้องการก๊าซธรรมชาติและมีความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติมากที่สุดในภูมิภาคอาเซียน มีระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ โรงแยกก๊าซธรรมชาติ และสถานีรับ LNG ที่ใหญ่ที่สุด ถึงแม้ประเทศสิงคโปร์จะมีความ

ได้เปรียบในเรื่อง Location แต่ประเทศสิงคโปร์มีความต้องการก๊าซน้อยและสามารถพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานได้จำกัด ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญในการพัฒนา LNG Hub ประเทศไทยจึงมีความได้เปรียบและมีปัจจัยที่เอื้อต่อการพัฒนาต่อยอดเป็นศูนย์กลางทางพลังงานของภูมิภาค

ดังนั้น จึงเป็นที่มาของงานวิจัยของการศึกษาความเป็นไปได้และประโยชน์ของการปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน และเสนอแนวทางการพัฒนาต่อยอดส่งเสริมให้ประเทศเป็นศูนย์กลางด้านพลังงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (Energy hub) โดยเน้นเป็นศูนย์กลางด้านเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Hub)

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศและการพัฒนาให้ประเทศไทยเป็น LNG Hub ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้
2. เพื่อศึกษา วิเคราะห์ และประเมิน การพัฒนาโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ และผลกระทบของการสร้าง Platform สำหรับรองรับ LNG Hub ของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้
3. เพื่อเสนอแนะแนวทางการพัฒนาขีดความสามารถของโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงทางพลังงานและมุ่งสู่ LNG Hub ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้เพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับประเทศ

ขอบเขตการวิจัย

1. ขอบเขตด้านเนื้อหา

1.1 การวิจัยนี้จะเน้นการศึกษาวิเคราะห์ข้อมูลด้านพลังงาน เฉพาะเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ไม่รวมถึงน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมอื่นๆ

1.2 งานวิจัยนี้จะใช้โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่แล้ว และ โครงสร้างพื้นฐานที่ได้รับการอนุมัติในการดำเนินการแล้ว

2. ขอบเขตด้านประเทศ

ประเทศที่ใช้ในการศึกษาจะเลือกประเทศที่มีโครงสร้างพื้นฐาน และ Platform LNG Hub เพื่อรองรับการซื้อขาย LNG เช่น LNG Terminal ที่รองรับการการรับ (Loading) และ ส่งออก (Reloading) ได้ และ/หรือ ประเทศที่มีโครงสร้างลักษณะ Gas/LNG Hub เช่น Henry hub และ NBP hub เป็นต้น

วิธีดำเนินการวิจัย

การวิจัยนี้เป็นงานวิจัยเชิงคุณภาพจาก การวิเคราะห์โครงสร้างธุรกิจก๊าซและรูปแบบธุรกิจ LNG Hub การสัมภาษณ์ผู้เกี่ยวข้องในเรื่องนโยบายรัฐฯ ผู้เชี่ยวชาญในธุรกิจ LNG และพิจารณาเอกสารที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำเสนอแนวคิด ที่คาดว่าจะสามารถนำไปใช้จริงได้ โดยมีวิธีดำเนินการ ดังนี้

1. กำหนดกลุ่มประเทศในการศึกษา

1.1 ศึกษาปัจจัยสำเร็จในการพัฒนา Gas และ LNG Hub ในต่างประเทศ รวมถึงคัดเลือกประเทศที่มีโครงสร้างหรือการดำเนินงานด้านพลังงานที่คล้ายกับประเทศไทย

1.2 ศึกษาเปรียบเทียบยุทธศาสตร์การแข่งขันของประเทศในภูมิภาครอบๆ ประเทศไทยเพื่อประกอบการวิเคราะห์ผลการวิจัย

2. การรวบรวมข้อมูล

2.1 ศึกษาจากผลการศึกษา หรือเอกสารที่เกี่ยวข้อง จากสมาคมด้านก๊าซธรรมชาติต่างๆ ทั้งในประเทศและต่างประเทศ เช่น GIIGNL และ ASCOPE เป็นต้น

2.2 ศึกษาและแลกเปลี่ยนความรู้กับคู่ค้าทั้งในและต่างประเทศ เช่น บริษัท Qatar Gas และ บริษัท JERA เป็นต้น ในประเด็นรูปแบบการค้า LNG ในภูมิภาคเอเชียและตลาดโลกในอนาคต ทั้งรูปแบบการสัมภาษณ์ แบบสอบถาม และ การจัดงานสัมมนาเชิงวิชาการ

3. การวิเคราะห์ข้อมูล

3.1 แยกประเภทข้อมูลและจัดกลุ่มเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบ

3.2 วิเคราะห์ข้อมูลเชิงประยุกต์ เพื่อวัดขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศในภูมิภาค

4. การนำเสนอข้อมูล

นำเสนอข้อมูลแบบรายงานวิจัยเชิงพรรณนาและการวิเคราะห์ และเสนอโครงสร้างพร้อมแผนการปรับโครงสร้างด้านพลังงานของประเทศ

ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย

1. ได้ทราบกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

2. ทราบผลกระทบจากการประเมินการพัฒนาโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติของไทย เพื่อความมั่นคงและมุ่งสู่ LNG Hub ตามยุทธศาสตร์ของประเทศ

3. ได้รับรูปแบบและแนวทางการพัฒนาโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติที่เหมาะกับประเทศไทย เพื่อสร้างความมั่นคงและสร้างมูลค่าเพิ่มจากการดำเนินธุรกิจ LNG Hub นอกจากนี้ผลการศึกษาจะสร้างประโยชน์ต่อภาครัฐในการพิจารณาปรับใช้เพื่อวางนโยบายรัฐด้านต่างๆ เพื่อสนับสนุนการดำเนินการ ตามยุทธศาสตร์ของประเทศ

4. ได้ทราบการพัฒนาขีดความความสามารถของโครงสร้างกิจการก๊าซที่มีในปัจจุบัน รวมถึงอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติในประเทศ ให้บริษัทต่างๆ ที่ประกอบธุรกิจในห่วงโซ่อุปทาน (Value Chain) ได้มีการแข่งขัน สร้างความมั่นคงทางพลังงานและสร้างมูลค่าเพิ่มไปยังภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

5. ได้ประโยชน์ต่อ หน่วยงานภาครัฐฯ ที่เกี่ยวข้อง และปตท. ในฐานะบริษัทน้ำมันแห่งชาติ ในการวางแผนการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับการดำเนินการ LNG Hub ในอนาคต

6. รูปแบบการพัฒนา Platform เพื่อรองรับ LNG Hub ในประเทศไทยให้ประสบความสำเร็จ ซึ่งจะสร้างความมั่นคงทางพลังงานและมูลค่าเพิ่มให้กับประเทศไทย ส่งผลต่อเศรษฐกิจอย่างมีนัยสำคัญ และสามารถพัฒนาประเทศอย่างกว้างขวางในอุตสาหกรรมต่อเนื่องต่างๆ

คำจำกัดความ

ศูนย์กลางการค้าขาย (Hub)

หมายถึง ศูนย์กลางซื้อขายผลิตภัณฑ์หรือสินค้าที่เป็นที่ยอมรับสามารถเป็นที่กำหนดราคากลางเพื่อใช้ในการอ้างอิงได้

ก๊าซธรรมชาติ หมายถึง เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนชนิดหนึ่งที่ประกอบด้วยไฮโดรเจนและคาร์บอนที่เกิดจากการทับถมของซากพืชซากสัตว์ประเภทจุลินทรีย์ที่มีอายุหลายร้อยล้านปี ซึ่งสามารถแยกส่วนประกอบได้ เป็นมีเทน อีเทน โพรเพน บิวเทน เพนเทน เป็นต้น

ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG : Liquefied Natural Gas)

หมายถึง ก๊าซธรรมชาติที่ถูกแปรสภาพจากสถานะก๊าซให้กลายเป็นของเหลว โดยลดอุณหภูมิลงจนเหลือประมาณ -160 องศาเซลเซียส เพื่อสะดวกในการขนส่งไปยังที่ต่างๆ ที่มีระยะทางไกลๆ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นการขนส่งทางเรือ และก่อนจะนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิง LNG จะถูกทำให้ระเหยกลับมาสู่สถานะก๊าซอีกครั้งก่อนนำไปใช้งาน

ปิโตรเลียม หมายถึง สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่เกิดขึ้นเองตามธรรมชาติ โดยมีธาตุเป็นองค์ประกอบหลัก คือ คาร์บอน และไฮโดรเจน โดยอาจมีธาตุอื่น เช่น กำมะถัน ออกซิเจน ไนโตรเจน ปนอยู่ด้วย ปิโตรเลียมเป็นได้ทั้งของแข็ง ของเหลว หรือก๊าซ ขึ้นอยู่กับองค์ประกอบของปิโตรเลียมเอง พลังงานความร้อน และความกดดันตามสภาพแวดล้อมที่ปิโตรเลียมสะสมตัวอยู่

สถานีรับจ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Terminal) หรือ สถานีรับ LNG

หมายถึง สถานีรับ จัดเก็บ และ แปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เป็นก๊าซธรรมชาติ

การแยกประเภทการให้บริการ (Unbundle) ของ LNG Terminal

หมายถึง การกำหนดอัตราค่าบริการของ LNG Terminal แยกตามการให้บริการ แทนการคิดอัตราค่าบริการแบบภาพรวม โดยการให้บริการมีดังนี้ การบริการขนถ่าย LNG จากเรือ (Unloading) การบริการกักเก็บ LNG ในถัง (Storage service) การบริการแปรสภาพ LNG จากของเหลวเป็นก๊าซ (Regasification) การบริการขนถ่าน LNG จากถังไปสู่เรือ (Reloading) และการให้บริการถังกงเก็บ LNG ของเรือ (Cool-Down service)

แผนแม่บทพลังงาน หมายถึง กรอบของการกำหนดนโยบายพลังงานจากอดีตจนถึงปัจจุบันก็มีทิศทางที่สอดคล้องกับทิศทางการพัฒนาประเทศโดยได้เน้นหนักไปที่การสร้างความมั่นคงทางพลังงานควบคู่กับการส่งเสริมด้านประสิทธิภาพการใช้พลังงานและพลังหมุนเวียนภายใต้ราคาที่เป็นธรรมและสะท้อนกับต้นทุน พร้อมผลักดันให้เกิดการสร้างรายได้ให้กับประเทศ กรอบความคิดดังกล่าวได้ถูกนำมาหารือในการประเทศและนโยบายการพัฒนาในด้านต่างๆ

รวมถึงด้านพลังงานพิจารณาเพื่อกำหนดเป้าหมายของการจัดทำแผนแม่บทพลังงาน ผลที่ได้ประกอบไปด้วยเป้าหมายหลัก 2 ประการได้แก่เป้าหมายในการสร้าง “ความมั่นคงทางพลังงาน” และ “สังคมยอมรับและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม”

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP : Power Development Plan)

หมายถึง แผนหลักในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อให้มีพลังงานเพียงพอกับความต้องการ เพื่อรองรับการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทยรวมถึงจำนวนประชากรที่เพิ่มขึ้น กระทรวงพลังงาน (พน.) ร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จัดทำแผนพัฒนากาลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งกรอบระยะเวลาของแผนมีความสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี

แผนบริหารจัดหาก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan)

หมายถึง แผนการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติระยะยาว โดยกำหนดให้สอดคล้องกับ แผนพัฒนากาลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP)

บทที่ 2
แนวคิดการพัฒนาปฏิรูปโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ และ LNG Hub ของต่างประเทศ

ก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG คือ แหล่งพลังงานที่มีความสำคัญต่อการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของโลก ประกอบกับแนวโน้มความต้องการ LNG ที่จะมากสูงขึ้นในภูมิภาค ดังนั้นการเป็นศูนย์กลางธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Hub) จะส่งเสริมทั้งความมั่นคงด้านพลังงานและเศรษฐกิจทั้งภายในประเทศและภูมิภาคได้ ซึ่งประเทศไทยก็เป็นประเทศที่มีโครงสร้างพื้นฐานที่ส่งเสริมให้ประเทศไทยเป็น LNG Hub ในภูมิภาคนี้ได้ (Regional LNG Hub)

โดยในวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2561 ได้มีการประกาศแผนปฏิรูปประเทศทางด้านพลังงานในราชกิจจานุเบกษาในหัวข้อการสร้างโอกาสให้ประเทศไทยเป็นศูนย์กลางซื้อและขาย LNG ของภูมิภาค (Regional LNG Hub) เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ ด้วยเหตุผล ดังนี้

1. มีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ มีตลาดซื้อและขายก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ และยังคงมีปริมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มสูงขึ้น โดยมีการนำเข้า LNG ในปริมาณที่สูงที่สุดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

2. ประเทศเพื่อนบ้าน (CLMV) มีความต้องการใช้พลังงานเพิ่มสูงขึ้น จากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม ประเทศเพื่อนบ้านไม่มีแหล่งพลังงาน รวมถึงยังไม่มีความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการจัดหาพลังงาน

3. ประเทศไทยมีที่ตั้งเชิงยุทธศาสตร์ในการเชื่อมโยงการขนส่งทั้งทางบกและทางน้ำของภูมิภาคสามารถขนส่ง LNG ไปยังประเทศข้างเคียงได้อย่างสะดวก

4. ประเทศไทยมีโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติที่มีความพร้อม สำหรับรองรับการดำเนินการเพื่อเป็น Regional LNG Hub โดยมีท่าเทียบเรือและสถานีรับและจ่าย LNG ที่พร้อมให้บริการต่างๆ ที่จะเกิดขึ้น และมีกำลังผลิต (Capacity) ที่ใหญ่เพียงพอที่จะรองรับความต้องการ LNG ทั้งภายในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชีย

นอกจากนี้การจะพัฒนา LNG Hub ควรจะต้องทำการศึกษาการส่งเสริมให้ประเทศไทยเป็น Regional LNG Hub นั้น จะส่งผลให้ประเทศได้รับประโยชน์ในหลายมิติ ได้แก่

1. สร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานเพื่อเป็นพื้นฐานที่สำคัญสำหรับการพัฒนาเศรษฐกิจระดับประเทศ

2. เพิ่มการใช้ประโยชน์โครงสร้างพื้นฐานของประเทศที่ได้ลงทุนไปแล้วให้เกิดประโยชน์สูงสุด

3. เพิ่มโอกาสทางธุรกิจในอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติตลอดห่วงโซ่อุปทานก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Value Chain)

4. สนับสนุนการนำก๊าซฯ มาใช้ประโยชน์เพื่อลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในภาคอุตสาหกรรมและขนส่ง

5. ช่วยยกระดับเศรษฐกิจของประเทศ และการพัฒนาศักยภาพของทรัพยากรมนุษย์

อย่างไรก็ตาม แนวคิด LNG Hub ไม่ใช่แนวคิดที่พึ่งเริ่มที่จะเกิด โดยก่อนหน้านี้ในประเทศอื่นๆ ก็มีการตั้งศูนย์กลางกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติ (Gas Hub) ที่สามารถเป็นตัวอย่างสำหรับประยุกต์นำไปใช้แนวคิดเรื่อง LNG Hub ได้

ก๊าซธรรมชาติ คือ

ก๊าซธรรมชาติ คือ ก๊าซที่มีส่วนผสมของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนในปริมาณร้อยละ 95 ขึ้นไป ในสภาวะก๊าซ ส่วนที่เหลือส่วนใหญ่จะเป็น ไนโตรเจนและคาร์บอนไดออกไซด์ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่พบในธรรมชาติ และสิ่งเจือปนอื่นๆ ที่พบในก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์ ไฮโดรเจนไดซัลไฟด์ เป็นต้น สารประกอบไฮโดรคาร์บอนมีสารสำคัญ 2 ชนิด คือ ไฮโดรเจนกับคาร์บอนรวมตัวกันในสัดส่วนของอะตอมที่ต่างๆกันโดยเริ่มตั้งแต่สารประกอบไฮโดรคาร์บอนอันดับแรกที่มีคาร์บอนเพียง 1 อะตอม กับ ไฮโดรเจน 4 อะตอม มีชื่อเรียกโดยเฉพาะว่า “ก๊าซมีเทน” จนกระทั่งมีคาร์บอนเพิ่มมากขึ้นถึง 8 อะตอม กับไฮโดรเจน 18 อะตอม (กัญจนา บุณยเกียรติ และคณะ, 2551)โดยมีรายชื่อตามตาราง

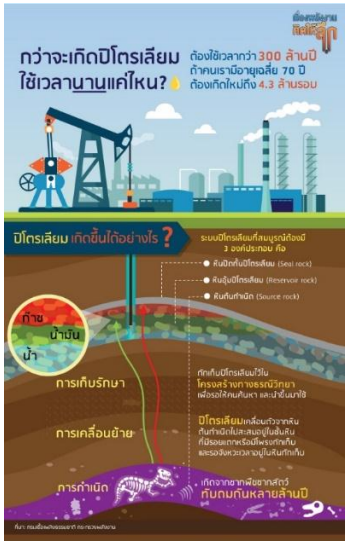
ตารางที่ 2-1 ตารางสูตรโมเลกุลสารไฮโดรคาร์บอน

Name	**Molecular Formula**
Methane	CH_4
Ethane	C_2H_6
Propane	C_3H_8
Butane	C_4H_{10}
Pentane	C_5H_{12}
Hexane	C_6H_{14}
Heptane	C_7H_{16}
Octane	C_8H_{18}
Nonane	C_9H_{20}
Decane	$C_{10}H_{22}$

ที่มา: บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) , 2563.

ก๊าซธรรมชาติเกิดจากการสะสมและทับถมกันของซากพืชซากสัตว์ สะสมเป็นเวลานานจนเกิดการรวมตัวกันเป็นก๊าซธรรมชาติ โดยปิโตรเลียมจะเคลื่อนตัวจากหินต้นกำเนิดไปสะสมอยู่ในชั้นหินที่มีรอยแตกหรือมีโพรงกักเก็บและรอจังหวะเวลาอยู่ในหินกักเก็บ ผ่านองค์ประกอบสำคัญของการเกิดปิโตรเลียม 3 องค์ประกอบ ได้แก่ หินต้นกำเนิด (Source rock) หินอุ้มปิโตรเลียม (Reservoir rock) และหินปิดกั้นปิโตรเลียม (Seal rock)

แผนภาพที่ 2-1 การเกิดปิโตรเลียม

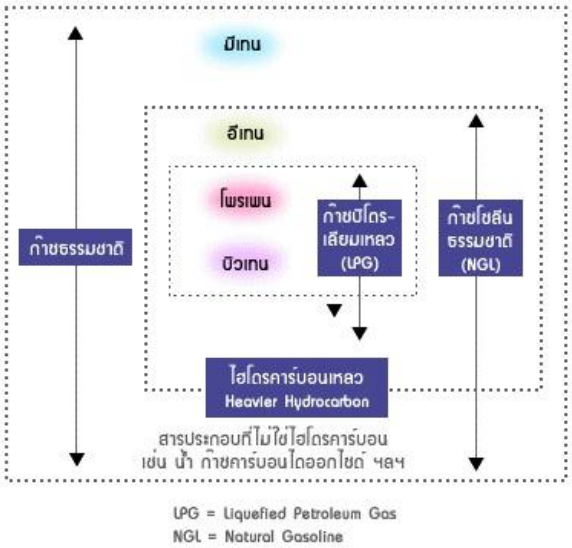


ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน , 2563.

ซึ่งประกอบด้วยสารประกอบไฮโดรคาร์บอนต่างๆ ซึ่งองค์ประกอบของไฮโดรคาร์บอนจะขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมของแหล่งธรรมชาติแต่ละแห่งเป็นสำคัญ แต่โดยทั่วไปแล้ว ก๊าซธรรมชาติจะประกอบด้วย ก๊าซมีเทนตั้งแต่ร้อยละ 70 ขึ้นไป และมีก๊าซไฮโดรคาร์บอนชนิดอื่นปนอยู่ก๊าซธรรมชาติที่ประกอบด้วยมีเทนเกือบทั้งหมด เรียกว่า “ก๊าซแห้ง (Dry gas)” แต่ถ้าก๊าซธรรมชาติใดมีพวกโพรเพน บิวเทน และพวกไฮโดรคาร์บอนเหลวหรือก๊าซโซลีนธรรมชาติ เช่น เพนเทน เฮกเทน ฯลฯ ปนอยู่ในอัตราที่ค่อนข้างสูง เรียกก๊าซธรรมชาตินี้ว่า “ก๊าซชื้น (Wet gas)”

ก๊าซธรรมชาติที่ประกอบด้วยมีเทนหรืออีเทน หรือ ที่เรียกว่าก๊าซแห้งนั้นจะมีสถานะเป็นก๊าซที่อุณหภูมิและความดันบรรยากาศ ดังนั้น การขนส่งจึงจำเป็นต้องวางท่อส่งก๊าซ ส่วนก๊าซชื้นที่มีโพรเพนและบิว เทน ซึ่งทั่วไปมีปนอยู่ประมาณ 4 – 8 เปอร์เซ็นต์ จะมีสถานะเป็นก๊าซที่อุณหภูมิและความดันบรรยากาศเช่นกัน เราสามารถแยกโพรเพนและบิวเทนออกจากก๊าซธรรมชาติได้แล้วบรรจุลงในถังก๊าซ เรียกก๊าซนี้ว่า ก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือ LPG (Liquefied Petroleum Gas) ส่วนก๊าซธรรมชาติเหลวหรือก๊าซโซลีนธรรมชาติ ซึ่งเรียกกันว่า “คอนเดนเซท” (Condensate) คือ พวกไฮโดรคาร์บอนเหลว ได้แก่ เพนเทน เฮกเซน เฮปเทนและอ๊อกเทน ซึ่งมีสภาพเป็นของเหลวเมื่อผลิตขึ้นมาถึงปากบ่อบนแท่นผลิตสามารถแยกออกจากก๊าซธรรมชาติได้บนแท่นผลิต การขนส่งอาจลำเลียงทางเรือหรือส่งไปตามท่อได้

แผนภาพที่ 2-2 ประเภทสารประกอบไฮโดรคาร์บอนของก๊าซธรรมชาติ



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน , 2563.

แต่ยังมีการก๊าซธรรมชาติรูปแบบหนึ่ง คือ ถ้าก๊าซธรรมชาติที่มีส่วนประกอบของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์อยู่มาก จะเรียกก๊าซธรรมชาตินี้ว่า “ก๊าซเปรี้ยว (Sour gas)” แต่ถ้าก๊าซธรรมชาติที่มี

ส่วนประกอบของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์น้อยมากจนถึงไม่มีเลย จะเรียกก๊าซธรรมชาตินี้ว่า “ก๊าซหวาน (Sweet gas)”

ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) คือ

ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas , LNG) เป็นก๊าซธรรมชาติที่มีก๊าซมีเทนเป็นองค์ประกอบหลักมากกว่าร้อยละ 90 ที่ผ่านกระบวนการทำความเย็น (Liquefaction process) แปลงก๊าซธรรมชาติทีมีสถานะก๊าซให้เป็นของเหลวที่อุณหภูมิ -160 องศาเซลเซียส เป็นการลดปริมาตรในอัตราส่วน 1/600 เท่า ทำให้สะดวกต่อการขนส่งไปยังสถานที่ห่างไกล ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นการขนส่งทางเรือ และเมื่อต้องการนำก๊าซฯมาใช้งาน ต้องนำไปผ่านกระบวนการเพิ่มอุณหภูมิเพื่อให้กลับไปสู่สถานะก๊าซอีกครั้ง (นพดล, 2559:5)

LNG มีการผลิตครั้งแรกในปีพ.ศ. 2512 จากโครงการ Kenai LNG รัฐอลาสก้า ประเทศสหรัฐอเมริกา ส่งออกไปยังประเทศญี่ปุ่น เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าของบริษัท Tokyo Electric หลังจากนั้น อุตสาหกรรม LNG มีการเจริญเติบโตอย่างต่อเนื่องตามความต้องการก๊าซธรรมชาติของโลก ปัจจุบันมีการค้า LNG ประมาณ 350 ล้านตันต่อปี จากประเทศผู้ส่งออก 20 ประเทศ ผู้ส่งออกรายใหญ่ที่สุดคือประเทศกาตาร์ (กำลังผลิต 77 ล้านตันต่อปี) โดยมีผู้นำเข้ารายใหญ่ 4 ราย (ญี่ปุ่น จีน เกาหลีใต้ และอินเดีย) จากผู้นำเข้าทั้งหมด 42 ประเทศ (รวมประเทศไทย)

เนื่องจากก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ในประเทศไทยมีแนวโน้มลดลง ในขณะที่ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศสูงขึ้นเรื่อยๆ เพื่อให้มีก๊าซธรรมชาติใช้อย่างเพียงพอ ประเทศไทยจึงมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวโดย ปตท.ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 เพื่อสนองความต้องการใช้ก๊าซและเสริมความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ ปัจจุบันมีปริมาณการนำเข้า LNG ประมาณ 5 ล้านตันต่อปี (เทียบเท่าสามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 5,000 เมกกะวัตต์)

ทั้งนี้ก่อนจะนำ LNG เพื่อมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและอุตสาหกรรมต่างๆ จำเป็นต้องนำ LNG มาผ่านกระบวนการแปรสภาพจากสถานะของเหลวกลับไปเป็นก๊าซธรรมชาติเสียก่อน โดยปัจจุบันมีการนำ LNG มาแปรสภาพเป็นก๊าซที่สถานีรับ LNG มาบตาพุด (Map Tha Phut LNG Receiving terminal) จังหวัดระยอง ที่ลงทุนและดำเนินการโดยกลุ่มบริษัท ปตท. สถานีรับ LNG มาบตาพุดเป็นสถานีรับ LNG แห่งแรกในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

แผนภาพที่ 2-3 LNG Value Chain

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน , 2563.

ประโยชน์และการใช้ก๊าซธรรมชาติ

ประโยชน์ของก๊าซธรรมชิสามารถแบ่งได้เป็น 2 ลักษณะใหญ่ๆ ดังนี้

1. ใช้เป็นเชื้อเพลิง

ก๊าซธรรมชาติสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงโดยตรง ด้วยการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าหรือเป็นเชื้อเพิลงในโรงงานอุตสาหกรรม เช่น อุตสาหกรรมเซรามิก อุตสาหกรรมแก้ว หรือสามารถนำมาใช้ในระบบ Co-generation โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

1.1 ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า

1.2 ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม

1.3 ใช้เป็นเชื้อเพลิงในระบบ Co-generation

1.4 ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับยามพาหนะ (NGV)

2. ใช้ผลิตผลิตภัณฑ์ จากการผ่านกระบวนการแยกในโรงแยกก๊าซธรรมชาติ

การแยกก๊าซธรรมชาติ คือ การแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนซึ่งปะปนกันหลายชนิดตามธรรมชาติออกจากก๊าซธรรมชาติมาเป็นก๊าซชนิดต่าง เพื่อนำไปใช้ให้เกิดประโยชน์ตามคุณสมบัติและคุณค่าของก๊าซนั้นๆ โรงแยกก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย เกิดขึ้นหลังจากที่มีการนำก๊าซธรรมชาติ ซึ่งค้นพบในอ่าวไทยมาใช้ประโยชน์เพื่อทดแทนการใช้น้ำมันดิบที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศก๊าซธรรมชาติประกอบด้วยสารไฮโดรคาร์บอนที่เป็นประโยชน์สามารถแยกออกมาใช้ประโยชน์ได้มากกว่าการนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว ก๊าซธรรมชาติใช้ประโยชน์ได้โดยตรงด้วยการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้า หรือในโรงงานอุตสาหกรรมเช่น อุตสาหกรรมการทำกระจก อุตสาหกรรมเซรามิค อุตสาหกรรมสุขภัณฑ์ฯลฯ และเมื่อนำไปอัดใส่ถังด้วยความดัน

สูงก็นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ได้เรียกว่าก๊าซธรรมชาติสำหรับรถยนต์ (Natural Gas for Vehicles : NGV)

ก๊าซธรรมชาติมีสารประกอบที่เป็นประโยชน์ เมื่อผ่านกระบวนการแยกที่โรงแยกก๊าซแล้วจะได้ผลิตภัณฑ์ต่าง ๆ ดังนี้

1. ก๊าซมีเทน (C1)

ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าในโรงงานอุตสาหกรรมและนำไปอัดใส่ถังด้วยความดันสูง เรียกว่าก๊าซธรรมชาติอัดสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์รู้จักกันในชื่อว่า “ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์” (Natural Gas for Vehicles : NGV)

2. ก๊าซอีเทน (C2)

ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีขั้นต้นสามารถนำไปใช้ผลิตเม็ดพลาสติก เส้นใยพลาสติกชนิดต่าง ๆ เพื่อนำไปใช้แปรรูปต่อไป

3. ก๊าซโพรเพน (C3) และก๊าซบิวเทน (C4)

ก๊าซโพรเพนใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีขั้นต้นได้เช่นเดียวกัน และหากนำเอาก๊าซโพรเพนกับก๊าซบิวเทนมาผสมกันอัดใส่ถังเป็นก๊าซปิโตรเลียมเหลว (Liquefied Petroleum Gas : LPG) หรือที่เรียกว่าก๊าซหุงต้มสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในครัวเรือนเป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ และใช้ในการเชื่อมโลหะได้รวมทั้งยังนำไปใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมบางประเภทได้อีกด้วย

4. ไฮโดรคาร์บอนเหลว (Heavier Hydrocarbon)

อยู่ในสถานะที่เป็นของเหลวที่อุณหภูมิและความดันบรรยากาศเมื่อผลิตขึ้นมาถึงปากบ่อบนแท่นผลิตสามารถแยกจากไฮโดรคาร์บอนที่มีสถานะเป็นก๊าซบนแท่นผลิตเรียกว่า คอนเดนเสท (Condensate) สามารถลำเลียงขนส่งโดยทางเรือหรือทางท่อนำไปกลั่นเป็นน้ำมันสำเร็จรูปต่อไป

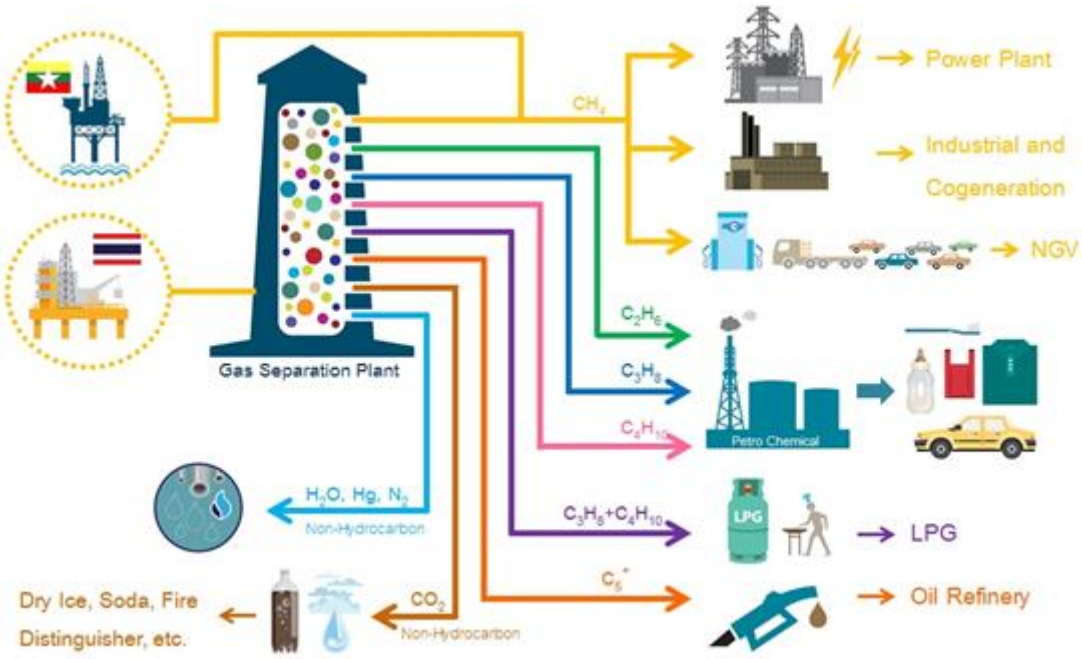
5. ก๊าซโซลีนธรรมชาติ

แม้ว่าจะมีการแยกคอนเดนเสทออกเมื่อทำการผลิตขึ้นมาถึงปากบ่อบนแท่นผลิตแล้วแต่ก็ยังมีไฮโดรคาร์บอนเหลวบางส่วนหลุดไปกับไฮโดรคาร์บอนที่มีสถานะเป็นก๊าซเมื่อผ่านกระบวนการแยกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติแล้วไฮโดรคาร์บอนเหลวนี้ก็จะถูกแยกออกเรียกว่าก๊าซโซลีนธรรมชาติ หรือ NGL (natural gasoline) และส่งเข้าไปยังโรงกลั่นน้ำมันเป็นส่วนผสมของผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปได้เช่นเดียวกับคอนเดนเสท และยังเป็นตัวทำละลายซึ่งนำไปใช้ในอุตสาหกรรมบางประเภทได้เช่นกัน

6. ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

เมื่อผ่านกระบวนการแยกแล้วจะถูกนำไปทำให้อยู่ในสภาพของแข็ง เรียกว่า น้ำแข็งแห้ง นำไปใช้ในอุตสาหกรรมถนอมอาหาร อุตสาหกรรมน้ำอัดลมและเบียร์ ใช้ในการถนอมอาหารระหว่างการขนส่งนำไปเป็นวัตถุดิบสำคัญในการทำฝนเทียม และนำไปใช้สร้างควันในอุตสาหกรรมบันเทิง อาทิ การแสดงคอนเสิร์ต หรือการถ่ายทำภาพยนต์

แผนภาพที่ 2-4 ผลิตภัณฑ์จากการแยกก๊าซธรรมชาติ



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน , 2563.

แนวคิดในช่วงแรกของการปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศ

การพัฒนา Gas Hub แห่งแรกเกิดที่ประเทศสหรัฐอเมริกา เกิดจากระบบท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศสหรัฐอเมริกาที่มีจำนวนมากมารวมกันที่บริเวณรัฐลุยเซียนา (Louisiana) ที่เรียกว่าตลาดเฮนรี่ฮับ (Henry Hub) โดยในหัวข้อนี้จะแสดงแนวคิดศูนย์กลางตลาดก๊าซธรรมชาติของต่างประเทศที่สำคัญ ได้แก่ ตลาด Henry Hub ของประเทศสหรัฐอเมริกา ตลาด NBP (National Balancing Point) ของประเทศอังกฤษ ตลาด TTF ของประเทศเนเธอร์แลนด์

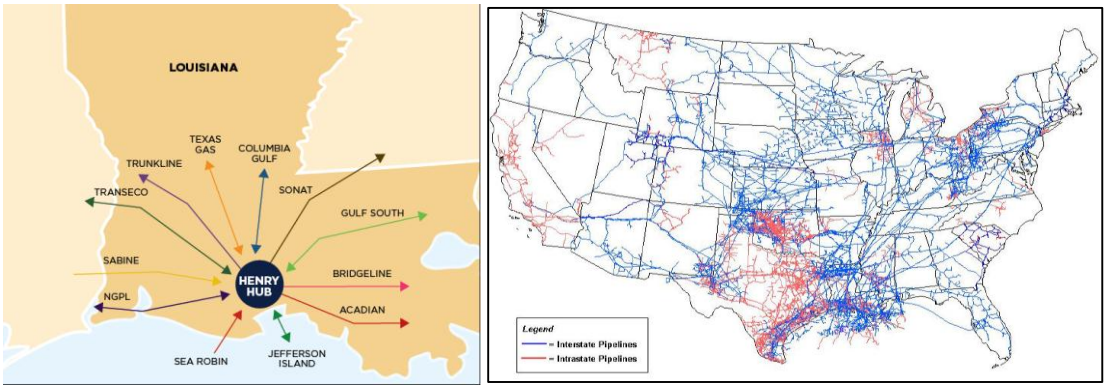
ตลาด Henry Hub

ตลาด Henry Hub มีบริษัท Sabine Pipe Line LLC และบริษัทในเครือ (บริษัท Sabine) เป็นเจ้าของและเป็นผู้บริหารจัดการระบบ โดยมีโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติเชื่อมต่อกับลูกค้า

อุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง มีโรงแยกก๊าซธรรมชาติ และมีระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่เชื่อมต่อกับระบบท่อของบริษัทอื่นๆ อีก 11 ระบบท่อ ได้แก่ บริษัท Columbia Gulf (CGT), Gulf South, Bridgeline Intrastate, NGPL, Sea Robin, Southern Natural (SONAT), Texas Gas, Williams/Tranco, Trunkline, Arcadian, Jefferson Island Storage เป็นต้น ทั้งนี้ระบบท่อของบริษัท Sabine เป็นระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติแบบสองทิศทาง ดังนั้นระบบท่อของบริษัท Sabine สามารถรับและ ส่งก๊าซธรรมชาติที่มาเชื่อมต่อได้ทั้งหมด

การที่จะส่งก๊าซจากระบบท่อหนึ่งไปยังอีกระบบท่อหนึ่งผ่านระบบท่อของบริษัท Sabine (Henry Hub) จะทำผ่านระบบการให้บริการของบริษัท Sabine ที่เรียกว่าระบบให้บริการ IHT (Intra-Hub Transfers) โดยจะต้องสมัครสมาชิกในการใช้บริการ เมื่อผู้ซื้อและผู้ขายตกลงซื้อขายผ่านสัญญาซื้อขายก๊าซทางท่อ และมีการสัญญาใช้ท่อขนส่งจากผู้ให้บริการ (Pipeline Transportation Agreement) จากนั้น ผู้บริหารการจัดส่ง (Scheduler) ของแต่ละฝ่ายจะส่งการเรียกส่ง/รับก๊าซ (Nomination) ผ่านระบบออนไลน์โดยจะมีการแสดงรายละเอียดการซื้อขาย ตาม IHT number ที่ได้มีการลงทะเบียนสมาชิกไว้

แผนภาพที่ 2-5 Henry Hub schematic และ เครือข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในสหรัฐอเมริกา



ที่มา : RBN Energy LLC CGEP และ Wood Mackenzie , 2563.

ปัจจุบัน ประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นศูนย์กลางการค้าก๊าซเสรีที่ใหญ่ที่สุดในโลก มีการค้าและใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณ 80 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (มากกว่าประเทศไทย 16 เท่า) มีผู้ซื้อและผู้ขายมากราย มีโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติที่มีความพร้อมโดยมีเครือข่ายท่อก๊าซธรรมชาติกว่า 300,000 ไมล์ จุดส่งมอบก๊าซ (Delivery Point) กว่า 11,000 จุด มีระบบการค้าก๊าซที่พัฒนาทั้งการค้ากายภาพ (Physical Trade) และการค้าอนุพันธ์ (Paper Trade) มีราคากลาง Henry Hub ที่มีความน่าเชื่อถือใช้อ้างอิงการซื้อขายก๊าซและ LNG ในภูมิภาค

นอกจากนี้ ตั้งแต่ปี 2550-2551 ประเทศสหรัฐอเมริกามีการค้นพบและพัฒนาการผลิตก๊าซจากชั้นหินดินดาน (Shale gas) ทำให้มีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจำนวนมาก และมีศักยภาพในการพัฒนาโครงการผลิต LNG เพื่อส่งออก โดยแต่เดิมนั้น ประเทศสหรัฐอเมริกามีการนำเข้า LNG และมีการพัฒนาโครงการสถานีรับ LNG (LNG Receiving Terminal) 12 โครงการ หลังจากค้นพบ Shale gas ในประเทศ ผู้พัฒนาโครงการสถานีรับ LNG ต่างๆ มีแผนพัฒนาโครงการผลิต LNG เพื่อส่งออกโดยมีการก่อสร้างดัดแปลงจากสถานีรับ LNG เดิม และมีผู้พัฒนาโครงการใหม่ๆ เกิดขึ้น ปัจจุบันประเทศสหรัฐอเมริกามีโครงการผลิต LNG เพื่อส่งออก 6 โครงการ โดยมีโครงการ Sabine Pass LNG เป็นโครงการแรกตั้งอยู่ที่รัฐลุยเซียนา Louisiana เริ่มผลิต LNG ส่งออกเชิงพาณิชย์ตั้งแต่ ปี 2559

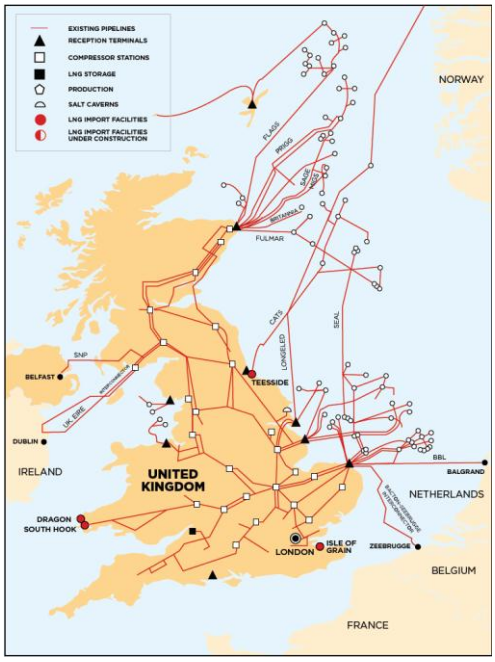
ตลาด NBP

ตลาด LNG เป็นตลาดค้าก๊าซธรรมชาติและ LNG ในประเทศอังกฤษ เป็นตลาดค้าเสรีคล้าย Henry Hub แต่มีขนาดเล็กกว่ามาก เมื่อเปรียบเทียบกับ Henry Hub มีจุดต่างที่สำคัญคือ Henry Hub มีจุดส่งมอบเชิงกายภาพ (Physical Point) ที่ชัดเจนคือ Sabine Pipeline System เชื่อมโยงกับเครือข่ายท่อก๊าซธรรมชาติต่างๆ ในขณะที่ ตลาด NBP ไม่มีจุดส่งมอบเชิงกายภาพ (Physical Point) ที่ชัดเจน แต่จะสะท้อนพื้นที่ตลาดการค้าก๊าซในอังกฤษทั้งหมดในลักษณะ Virtual Hub โดยระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเพียงรายเดียว (Single pipeline system) ซึ่งบริหารจัดการโดย National Grid.

ตลาด NBP มีระบบการค้าก๊าซธรรมชาติคล้าย Henry Hub ซึ่งจะมีระบบการเรียกส่งและรับก๊าซธรรมชาติออนไลน์ มีระบบการค้าและสัญญาการใช้ท่อภายใต้ Uniform Network Code ซึ่งผู้ค้าก๊าซธรรมชาติ (Shipper) จะต้องบริหารการเรียกรับและส่ง ปริมาณก๊าซธรรมชาติเข้าสู่ระบบและออกจากระบบ ให้สมดุลกัน (Balancing) โดยเปิดโอกาสให้แต่ละ Shipper สามารถแลกเปลี่ยน ซื้อขายการ Nomination กันได้

ตลาด NBP มีการพัฒนาทั้งการค้า Physical Trade และ Paper trade มีการประกาศราคากลาง NBP สะท้อนการซื้อขายก๊าซธรรมชาติเช่นเดียวกับ Henry Hub มีความน่าเชื่อถือและใช้อ้างอิงในการซื้อขายก๊าซธรรมชาติและ LNG ในอังกฤษและสหภาพยุโรป ซึ่งจะมีการเชื่อมโยงโดยมีระบบท่อการส่งก๊าซธรรมชาติไปและกลับ ระหว่างอังกฤษกับทวีปยุโรปที่บริเวณสถานีรับ LNG (Zeebrugge Terminal) ในประเทศเบลเยี่ยม

แผนภาพที่ 2-6 ภาพแสดงเครือข่ายท่อส่งก๊าซในประเทศอังกฤษ



ที่มา : International Energy Agency , 2563.

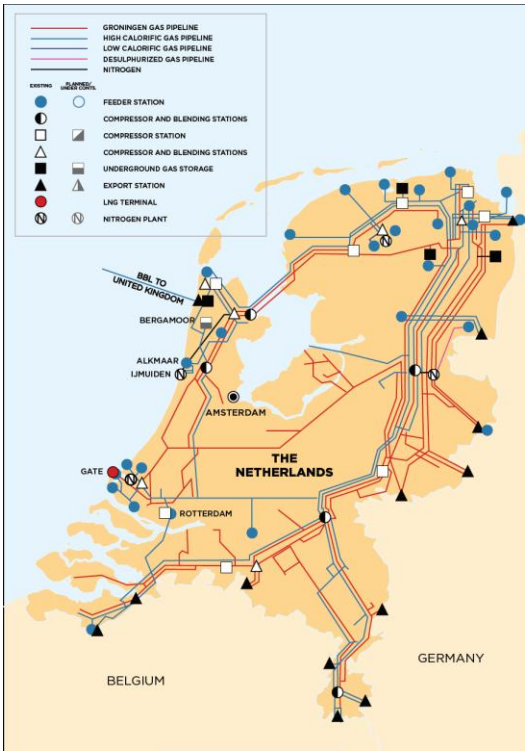
ตลาด TTF

ตลาด TTF เป็นตลาดการค้าก๊าซธรรมชาติในประเทศเนเธอร์แลนด์ ที่มีการพัฒนาระบบการค้าและโครงสร้างพื้นฐานแบบตลาด NBP ในประเทศอังกฤษ โดยมีลักษณะเด่นเช่นเดียวกันคือเป็น Virtual hub ไม่มีจุดส่งมอบเชิงกายภาพ (Physical Point) ที่ชัดเจน เช่น Henry Hub

ตลาด TTF มีระบบการค้าก๊าซคล้าย NBP และ Henry Hub ซึ่งจะมีระบบการเรียกส่งและรับก๊าซออนไลน์ มีระบบการค้า บริหารการเรียกรับและส่ง ปริมาณก๊าซธรรมชาติเข้าสู่ระบบและออกจากระบบ ให้สมดุลกัน (Balancing) บนระบบท่อ Gasunie Transport Services (GTS)

ตลาด TTF มีการก่อตั้งขึ้นในปี 2003 ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของการเปิดเสรีธุรกิจก๊าซธรรมชาติโดยสหภาพยุโรป (European Commission) ประกอบกับการร่างกฎหมายในการแยกส่วนระหว่างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อสาธารณะ (Public Interest) กับกิจการเชิงพาณิชย์ มีการค้าพัฒนาเป็นลำดับ มีการแปลงค่าความร้อนและค้าขายในหน่วยของพลังงานไฟฟ้าเมกกะวัตถ์ต่อชั่วโมง (MWh) มีระดับราคาที่ขึ้นลงตามอุปสงค์และอุปทานโดยมักจะมีระดับราคาใกล้เคียงกับ NBP

แผนภาพที่ 2-7 ภาพแสดงเครือข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศเนเธอร์แลนด์



ที่มา : International Energy Agency , 2563.

การพัฒนา และปัจจัยในการพัฒนา Gas/LNG Hub ในต่างประเทศ

หน่วยงาน International Energy Agency (IEA) องค์กรระหว่างประเทศด้านพลังงานได้มีการทบทวนปัจจัยสำเร็จในการพัฒนาศูนย์กลางการค้าก๊าซธรรมชาติและ LNG Hub ที่พัฒนาแล้วในต่างประเทศไว้โดยมีปัจจัยสำคัญ 6 ประการดังนี้

1. ลดการควบคุมตลาดการค้าก๊าซโดยหน่วยงานรัฐ

การพัฒนาศูนย์กลางค้าก๊าซธรรมชาติและ LNG จำเป็นต้องลดการควบคุมจากหน่วยงานรัฐ นำไปสู่หน่วยงานอิสระที่ต่อต้านการผูกขาด (Independent Antitrust Agency)

2. การแยกกิจการการค้าก๊าซออกจากการขนส่ง

การพัฒนาศูนย์กลางค้าก๊าซธรรมชาติและ LNG จำเป็นต้องแยกหน่วยงานที่ดำเนินธุรกิจการขนส่งก๊าซทางท่อ (Transmission pipeline operator) และ หน่วยงานผู้ค้าก๊าซ (Shipper) ออกจากกัน

3. ราคาขายส่งก๊าซปราศจากการควบคุม

ราคาขายส่งก๊าซธรรมชาติ (Wholesale price) ของตลาดนั้นถูกกำหนดโดยอิสระโดยอุปสงค์และอุปทานในตลาด และมีการแยกราคาก๊าซธรรมชาติออกจากค่าผ่านท่อ

4. ระบบเครือข่ายเพียงพอและไม่มีการแบ่งแยก (Non-discriminatory)

ขนาดกำลังส่งของระบบท่อขนส่งก๊าซมีขนาดใหญ่และทั่วถึงเพียงพอต่อการค้าที่มีผู้ซื้อและผู้ขายมากราย มีผู้บริหารการจัดส่ง Transmission System Operator (TSO) ที่เป็นอิสระและมีกฎระเบียบปฏิบัติของเครือข่าย (Network code) ที่มีการพัฒนาแล้วอย่างมีประสิทธิภาพ

5. จำนวนของผู้ค้าในตลาด

ในตลาดเสรีก๊าซธรรมชาติที่พัฒนาแล้ว เช่น Henry Hub NBP และ TTF นั้นมีผู้ค้า ผู้ผลิต ผู้ซื้อและผู้ขาย มากราย มีสัดส่วนการตลาดที่กระจายอย่างสมดุล ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญในการทำให้เกิดกลไกลการกำหนดราคาที่เสรีเป็นไปตามอุปสงค์ อุปทานของตลาด

6. การสนับสนุนโดยสถาบันการเงิน

ในตลาดเสรีก๊าซธรรมชาติที่พัฒนาแล้ว จำเป็นที่ต้องมีการสนับสนุนโดยสถาบันการเงินในการให้บริการเครื่องมือทางการเงินในการบริหารความเสี่ยงของการค้า (Risk management and hedging) ต่อผู้ซื้อ ผู้ขาย และ ผู้ค้า (Trader) ในตลาด รวมถึงมีการพัฒนาตลาดซื้อขายล่วงหน้าด้านพลังงาน ยกตัวอย่างเช่น New York Merchandise Exchange (NYMX) เป็นตลาดซื้อขายล่วงหน้ามีการประกาศราคาซื้อขาย Henry Hub ล่วงหน้า มีการใช้อ้างอิงการซื้อขายอย่างแพร่หลาย มีระบบบัญชีการค้าที่มีความน่าเชื่อถือ เป็นต้น

IEA ได้ทบทวนและสรุปว่าตลาด Henry Hub ตลาด NBP และตลาด TTF มีคุณสมบัติทั้ง 6 ประการ ที่มีความจำเป็นในการการพัฒนาศูนย์การการค้าก๊าซ (Gas Hub) ดังกล่าวข้างต้นครบถ้วน ทั้งนี้ ตลาดก๊าซในสหรัฐอเมริกามีพัฒนาการค้าเสรี (Fully Liberalization) สำเร็จตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 โดยมีการออกคำสั่งเลขที่ 636 (Order No. 636) โดยหน่วยงานกำกับกิจการพลังงานสหรัฐฯ Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ตลาดก๊าซในอังกฤษและเนเธอร์แลนด์มีพัฒนาการค้าเสรีสำเร็จตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 และ พ.ศ. 2546 ตามลำดับ

แนวคิดการกำหนดยุทธศาสตร์การแข่งขันของประเทศในภูมิภาคในการพัฒนา LNG Hub

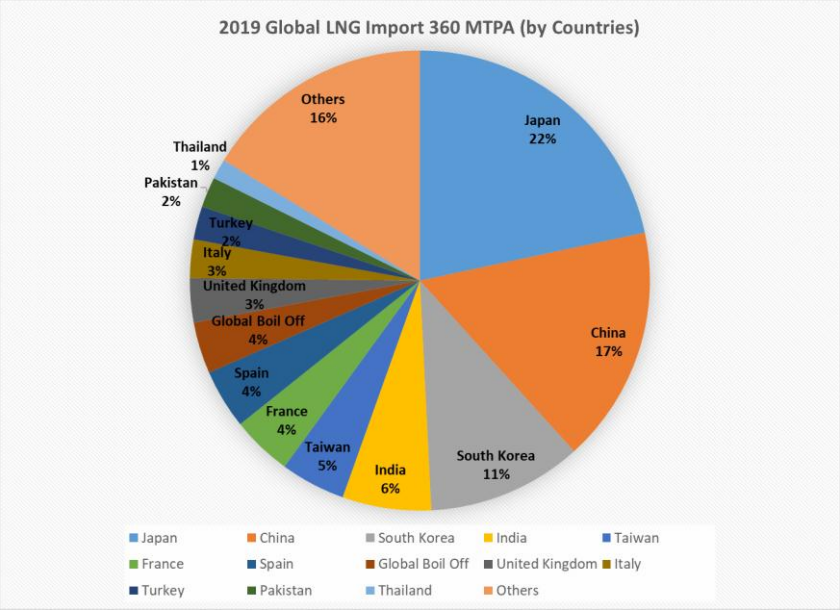
กรอบความคิดยุทธศาสตร์ในเรื่องการเป็นศูนย์กลางทางการค้าและเศรษฐกิจ (Hub) นั้นมีการใช้แพร่หลายในอุตสาหกรรมการบิน (Airline industry) เพื่อสร้างเมืองศูนย์กลางการบินโดยมีการเชื่อมโยงโดยสายการบินต่างๆ เป็นเครือข่าย สร้างพันธมิตร ในการให้บริการการบินที่ทั่วถึงและมี

ประสิทธิภาพในภูมิภาค ส่วนในอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาตินั้น แนวคิด Hub เริ่มมีการพัฒนาที่ประเทศสหรัฐอเมริกา โดยมีจุดที่ท่อส่งก๊าซจากที่ต่างๆ มาเชื่อมต่อกันใกล้กับคลังเก็บก๊าซต่างๆ (Storage facilities) ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

การเชื่อมโยงการค้า LNG ในลักษณะ Hub นั้น สามารถสร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจและความมั่นคงทางพลังงานในภูมิภาค สามารถสนับสนับสนุนความต้องการ LNG ระหว่างประเทศ ในการขนส่งเรือขนส่งขนาดปกติ (Conventional LNG vessel) หรือ เรือ LNG ขนาดเล็ก (Small scale LNG) หรือ การขนส่งแบบถัง ISO containerให้สอดคล้องกับความต้องการของแต่ละประเทศในภูมิภาค โดยเฉพาะอย่างยิ่ง สำหรับประเทศที่มีลักษณะภูมิประเทศเป็นเกาะ สำหรับประเทศที่ความต้องการก๊าซตามฤดูกาลที่แตกต่างกัน และ สำหรับความต้องการ LNG ในสถานการณ์ฉุกเฉิน เป็นต้น นอกจากนี้ยังสามารถให้บริการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการค้า LNG เช่น การบริการ LNG เป็นเชื้อเพลิงในเรือขนส่ง (LNG bunkering) และ การให้บริการ Cool down สำหรับเรือขนส่ง LNG เป็นต้น

ปัจจุบันมีแนวคิดการพัฒนาศูนย์การค้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Hub) มีในหลายๆ ประเทศในเอเชีย เนื่องจากการค้า LNG ในตลาดโลกนั้น มีตลาดความต้องการ LNG กว่าร้อยละ 73 อยู่ในทวีปเอเชีย โดยในปี พ.ศ. 2562 ประเทศที่มีการนำเข้า LNG ที่มากที่สุด 4 อันดับแรก คือ ญี่ปุ่น จีน เกาหลีใต้ และอินเดีย สำหรับประเทศไทยมีการนำเข้า LNG ในปริมาณประมาณ 5 ล้านตัน คิดเป็นสัดส่วนในตลาดโลกเพียงร้อยละ 1.4 รายละเอียดสัดส่วนตลาดการนำเข้า LNG รายประเทศตามแผนภาพที่ 2-8

แผนภาพที่ 2-8 สัดส่วนการนำเข้า LNG รายประเทศ ปี 2562



ที่มา: สมาคมผู้ซื้อ LNG (GIIGNL) , 2563.

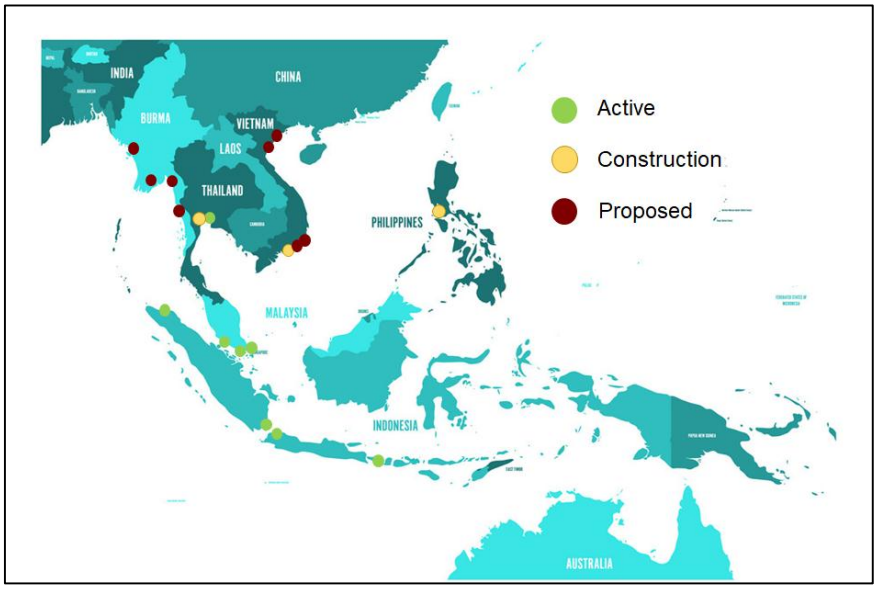
สำหรับภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ประเทศไทยเป็นประเทศที่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศมากที่สุด ระบบเครือข่ายโครงสร้างพื้นฐานระบบท่อที่ครอบคลุม มีการขนาดและพัฒนาตลาดค้าส่ง (Wholesale market) ที่มีศักยภาพ รัฐบาลไทยมอบหมายให้ ปตท.มีการนำเข้า LNG และพัฒนาโครงการสถานีรับ LNG มาบตาพุด เป็นสถานีรับ LNG เปิดบริการเชิงพาณิชย์เป็นแห่งแรกในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ตั้งแต่ปี 2554 ปัจจุบันมีการนำเข้า LNG ใช้ในประเทศมากที่สุดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ปัจจุบันประเทศไทยมีการใช้ก๊าซธรรมชาติทางท่อมากที่สุดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประมาณ 5 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) การใช้ก๊าซทางท่อมีการเชื่อมโยงกับสถานีรับ LNG ซึ่งหากเทียบเคียงกับปัจจัยสำเร็จในการพัฒนา Gas Hub ในต่างประเทศ เช่น Henry Hub NBP และ TTF นั้น ซึ่งมีการค้าที่ผสมผสานระหว่างก๊าซธรรมชาติทางท่อ และ LNG ยังไม่มี Gas/LNG Hub ในโลกที่มีการค้า LNG เพียงอย่างเดียว ทำให้ประเทศไทยมีความได้เปรียบประเทศอื่นๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ในการพัฒนาตลาดค้าส่งที่มีในปัจจุบันสู่ตลาดค้าส่งที่แข่งขัน (Competitive wholesale market) ได้ และ หากสามารถดำเนินการปัจจัยสนับสนุนอื่นๆได้สำเร็จก็จะสามารถเข้าสู่การเป็นศูนย์กลางการค้า LNG ในภูมิภาคได้

รัฐบาลไทยได้เล็งเห็นถึงศักยภาพของประเทศไทยในการพัฒนาสู่ LNG Hub จึงได้กำหนดยุทธศาสตร์ชาติและแผนปฏิรูปพลังงานโดยมีนโยบายในการพัฒนาสถานีรับ LNG มาบตาพุด ซึ่งดำเนินการโดยกลุ่มบริษัท ปตท. ในการเป็นศูนย์กลางการค้า LNG Hub

อย่างไรก็ตาม นอกจากประเทศไทยแล้วในปัจจุบันประเทศภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้มีการพัฒนาโครงการสถานีรับ LNG ที่สามารถดำเนินการเชิงพาณิชย์แล้วมี 3 ประเทศ คือ สิงคโปร์ มาเลเซีย และ อินโดนีเซีย โดยแต่ละประเทศมีความมุ่งหมายที่จะพัฒนามุ่งขยายสู่ศูนย์กลางการค้า LNG ในระดับต่างๆ เช่นกัน โดยเฉพาะประเทศสิงคโปร์ที่มียุทธศาสตร์ที่จะพัฒนาสู่ LNG Hubในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ด้วยความได้เปรียบในเรื่องทำเลที่ตั้งของประเทศ กฎระเบียบที่เอื้อต่อการค้าสากล เป็นต้น นอกจากนี้ประเทศสิงคโปร์เป็นศูนย์รวมของผู้ค้า LNG (Trader) มีการแลกเปลี่ยนข้อมูลการค้า และมีเป้าหมายจะสร้างราคาอ้างอิงการค้า LNG ต่างๆ ขึ้น เช่น Japan Korea Maker (JKM) Sling เป็นต้น

แผนภาพที่ 2-9 ตำแหน่งของสถานีรับ LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้



ที่มา : หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ ปตท. , 2563.

ทั้งนี้ในงานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษายุทธศาสตร์ ความได้เปรียบและอุปสรรค และ รูปแบบการพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางด้าน LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และเสนอแนะแนวทางเพื่อนำไปปฏิบัติ ไว้ในบทถัดไปของงานวิจัยนี้ โดยเปรียบเทียบยุทธศาสตร์การแข่งขันกับประเทศสำคัญต่างๆในภูมิภาค

ผลการศึกษาและแลกเปลี่ยนความรู้ระหว่างกลุ่มคู่ค้าทั้งในและต่างประเทศ

ประเทศไทยมีการเตรียมความพร้อมในการพัฒนาการค้าก๊าซอย่างต่อเนื่อง มีการศึกษาถึงการเปิดเสรีธุรกิจก๊าซ การแยกกิจการการค้าออกจากการขนส่ง การเปิดให้บุคคลที่สามใช้เครือข่ายโครงสร้างพื้นฐาน (Third Party Access) ซึ่งได้มีการร่วมศึกษาระหว่างรัฐ กลุ่ม ปตท. และผู้มีส่วนได้เสียต่างๆ เป็นผลสำเร็จและเริ่มดำเนินการแล้ว ทั้งนี้เรื่องดังกล่าวเป็นปัจจัยพื้นฐานในการพัฒนาตลาดค้าส่งสู่การเป็นศูนย์กลางการค้าก๊าซในต่างประเทศ

ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ปตท.ได้มีการแลกเปลี่ยนแนวคิดและศึกษา LNG Hub กับคู่ค้าต่างๆ ในภูมิภาคและมีการศึกษาร่วมกับที่ปรึกษาธุรกิจ LNG ชั้นนำ บริษัท Wood Mackenzie และ บริษัท Galway ในการประเมินความต้องการ LNG ในภูมิภาค ศักยภาพประเทศไทยในการเป็น LNG Hub และมูลค่าทางเศรษฐกิจ เป็นต้น

นอกจากนี้ ในช่วง 10-20 ปีที่ผ่านมา กลุ่ม ปตท. ได้มีการร่วมศึกษา แลกเปลี่ยนความรู้กับคู่ค้าทั้งในประเทศและต่างประเทศ รวมถึงเข้าร่วมกับสมาคมธุรกิจก๊าซธรรมชาตินานาชาติต่างๆ

ได้แก่ International Gas Union (IGU) ASCOPE และ สมาคมผู้ซื้อ LNG (GIIGNL) เป็นต้น ได้มีการแลกเปลี่ยนสร้างองค์ความรู้และพัฒนาบุคลากรรองรับการพัฒนาตลาดค้าส่งก๊าซสู่การเป็น LNG Hub ในภูมิภาค

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

หน่วยงาน International Energy Agency (IEA) ได้มีการศึกษาถึงการพัฒนาตลาดค้าส่งสู่การเปิดเสรีการค้าก๊าซ และ สรุปคุณสมบัติและองค์ประกอบที่สำคัญของศูนย์กลางการค้าก๊าซธรรมชาติ (Gas hub) ที่พัฒนาแล้วไว้ 6 ประการ ได้แก่ การลดการควบคุมตลาดโดยรัฐ การแยกกิจการการค้าก๊าซออกจากกิจการขนส่งก๊าซ กลไกลการกำหนดราคาขายส่งก๊าซปราศจากการควบคุม มีระบบเครือข่ายเพียงพอและไม่มีการแบ่งแยก มีผู้ค้าในตลาดมากราย และ มีการสนับสนุนโดยสถาบันการเงิน

Asian LNG Trading hubs: Myth or Reality (โดย Mr.Mike Fulwood) เป็นงานวิจัยที่ศึกษาความเป็นไปได้ของการ LNG Hub ในทวีปเอเชียซึ่งเป็นส่วนหนึ่งงานวิจัยของสมาคมผู้ซื้อ LNG (GIIGNL) ที่ ปตท.เป็นสมาชิก โดยมีกรณีศึกษาการพัฒนาธุรกิจก๊าซธรรมชาติและ LNG ในประเทศจีน ญี่ปุ่น และสิงคโปร์ในการเป็น LNG Hub ในภูมิภาค และงานวิจัยได้ทบทวนปัจจัยสำเร็จ 6 ประการในการศึกษาของ IEA ข้างต้น โดยมีความเห็นที่สอดคล้องกันและเพิ่มเติมปัจจัยสำเร็จอีก 1 ข้อคือ ขนาดของตลาด (Market size) ต้องมีขนาดใหญ่พอและมีผู้ค้ามากราย

The Evolution of European Traded gas hubs (Mr.Heather) ได้มีการศึกษาการพัฒนาตลาดค้าส่งในยุโรปสู่ Gas hub มีข้อแนะนำเพิ่มเติมในเรื่องการพัฒนาตลาดซื้อขายก๊าซธรรมชาติล่วงหน้า (Future Market) ควบคู่การพัฒนาตลาดการค้าและส่งมอบสินค้าจริง (Physical Market) สภาพคล่องทางการค้า (Liquidity) และความโปร่งใส (Transparency) ส่งเสริมการเป็น Hub

งานศึกษาความเป็นไปได้ LNG Hub ใน ASEAN (บริษัท Wood Makenzie) ได้มีการศึกษาถึงความต้องการ LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ในปี 2553 ในขณะนั้นมีโครงการสถานีรับ LNG มาบตาพุดเป็นโครงการเดียวที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง โดยพบว่า บางประเทศที่แหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศแต่ยังไม่สามารถพัฒนาได้ มีความต้องการใช้ LNG เช่น พม่าและเวียดนาม ส่วนประเทศที่มีลักษณะเป็นหมู่เกาะ เช่น ฟิลิปปินส์และอินโดนีเซีย ไม่สามารถก่อสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากแหล่งผลิตในประเทศได้ทั่วถึงความต้องการ จำเป็นต้องมีการสร้างสถานีรับ LNG ขนาดไม่ใหญ่นักเพื่อสนองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ จึงเป็นโอกาสที่พัฒนาโครงข่ายของสถานีรับ LNG และมีโอกาสที่จะใช้สถานีรับ LNG มาบตาพุดในการเป็น Hub

งานศึกษาความเป็นไปได้สำหรับประเทศไทยเป็น Regional LNG Hub (บริษัท Galways) ได้มีการศึกษาถึงศักยภาพการแข่งขันของประเทศไทย ในการเป็น LNG Hub แข่งขันกับประเทศอื่นๆ ในภูมิภาค เช่น ประเทศสิงคโปร์ ประเทศจีน และประเทศญี่ปุ่น เป็นต้น โดยประเทศไทยมีความได้เปรียบที่มีความต้องการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ และมีพื้นที่ติดกับประเทศเพื่อนบ้านเช่น พม่า กัมพูชา และเวียดนาม ที่มีความต้องการ LNG และอยู่ระหว่างพัฒนาอุตสาหกรรมต่อเนื่องจากก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้ยังมีการศึกษาถึงประโยชน์และรูปแบบการดำเนินธุรกิจ LNG Hub พื้นฐานที่เป็นสากล

Mr.Hiroshi Hashimoto ได้มีการศึกษาความเป็นไปได้ของประเทศญี่ปุ่นที่จะเป็นศูนย์กลางการค้า LNG เนื่องจากประเทศญี่ปุ่นมีปริมาณการนำเข้าและส่งออกรวมถึงมีความต้องการใช้ LNG เป็นอันดับต้นๆ ในภูมิภาคเอเชีย ทำให้ญี่ปุ่นเป็นประเทศที่มีศักยภาพที่จะเป็น LNG Hub ในภูมิภาคเอเชียตะวันออก แต่หากมองภาพรวมของทั้งภูมิภาคเอเชีย Mr.Hiroshi ยังมองว่าประเทศญี่ปุ่นและประเทศในทวีปเอเชียจะมีโอกาสทางธุรกิจ LNG มากกว่าภูมิภาคอื่นๆ

Mr. Naoki Tatsumi (บริษัท KPMG) มีงานศึกษา Formation of the Asian LNG trading hub - the Japanese perspective โดยได้ให้มุมมองในการพัฒนา LNG hub ของ 3 ประเทศที่สำคัญ คือ ญี่ปุ่น จีน และสิงคโปร์ โดยให้ความเห็นว่าแต่ละประเทศมีจุดเด่นละด้อยที่ต่างกัน โดยญี่ปุ่นและจีนมีจุดเด่นเรื่องมีความต้องการ LNG ขนาดใหญ่และเติบโต แต่มีข้อด้อยในการพัฒนา Third Party Access และ Deregulation ในขณะที่สิงคโปร์มีจุดเด่นในเรื่อง Regulation ที่เอื้อต่อการค้า แต่ไม่มีความต้องการ LNG ที่สูงพอจะสร้างตลาด จึงมีแนวคิดในการพัฒนา LNG hub ในภูมิภาคที่สามารถส่งเสริมกันเกื้อกูลกัน เช่น สิงคโปร์สามารถพัฒนาการค้าในลักษณะ Paper trading hub ในขณะที่จีนและญี่ปุ่นพัฒนาในลักษณะ Physical trading hub ได้

กรอบแนวคิดของการวิจัย

งานวิจัยนี้มีกรอบแนวคิดงานวิจัยแบ่งกระบวนการออกเป็น 3 ส่วน ดังนี้

1. การศึกษา/รวบรวม

งานวิจัยนี้มีการศึกษา รวบรวมและทบทวนงานวิจัยที่มีมาก่อน ในเรื่องการพัฒนาศูนย์กลางการค้าก๊าซธรรมชาติ/LNG ในต่างประเทศ นโยบายรัฐและแผนปฏิรูปด้านพลังงานของประเทศไทย และข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง รวมถึงรวบรวมการแลกเปลี่ยนความรู้ในเรื่องนี้กับคู่ค้าในประเทศ คู่ค้าต่างประเทศ และที่ปรึกษาธุรกิจที่มีความเชี่ยวชาญ

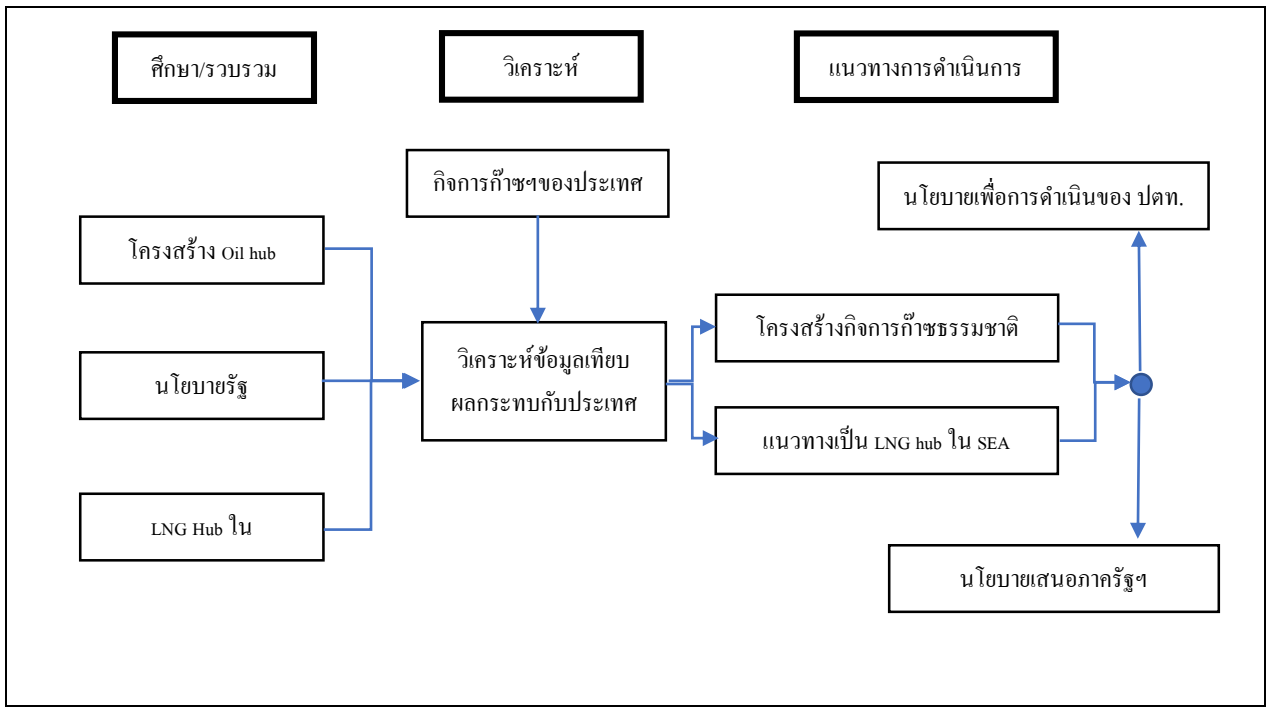
2. การวิเคราะห์

งานวิจัยนี้มีการวิเคราะห์ ประเมินศักยภาพ การกำหนดยุทธศาสตร์การแข่งขันของประเทศไทยในการเป็น LNG Hub ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

3. แนวทางการดำเนินการ

งานวิจัยนี้มีแนวคิดที่จะเสนอแนวทางการพัฒนาประเทศไทยเป็น LNG Hubในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และข้อเสนอแนะเชิงนโยบายและการบูรณาการเพื่อนำไปปฏิบัติ

แผนภาพที่ 2-10 กรอบแนวคิดของการวิจัย



สรุป

ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่มีประโยชน์และยังมีความต้องการใช้เพื่อเป็นพลังงานโดยเฉพาะอย่างยิ่งเพื่อการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งแนวคิดการพัฒนาปฏิรูปโครงสร้างด้านพลังงานของประเทศ และการพัฒนา LNG Hub เป็นส่วนหนึ่งในยุทธศาสตร์ชาติด้านพลังงาน ซึ่งประเทศไทยมีความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานและมีขนาดของตลาดการค้าก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ในภูมิภาค การพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางด้านพลังงาน (LNG Hub) จะสามารถสร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจและความมั่นคงทางพลังงานให้ประเทศและภูมิภาค

ในบทนี้ได้ทบทวนงานวิจัยที่มีมาก่อน ในการพัฒนาศูนย์กลางการค้าก๊าซธรรมชาติ (Gas hub) ที่พัฒนาสำเร็จแล้วในต่างประเทศ เช่น Henry Hub NBP และ TTF ซึ่งงานวิจัยของ IEA

และ งานวิจัยเรื่อง Asian LNG Trading hubs: Myth or Reality (โดย Mr. Mike Fulwood) โดยสรุปปัจจัยสู่ความสำเร็จสู่การเป็น Hub ไว้ 7 ข้อ อันได้แก่ การลดการควบคุมตลาดโดยรัฐ การแยกกิจการการค้าก๊าซออกจากการขนส่ง กลไกลการกำหนดราคาเสรี ระบบเครือข่ายเพียงพอและไม่มีการแบ่งแยก ผู้ค้าในตลาดมากราย การสนับสนุนโดยสถาบันการเงิน และมีขนาดตลาดที่ใหญ่เพียงพอ ปัจจัยดังกล่าวจะถูกพิจารณา ประกอบกับ การศึกษายุทธศาสตร์การเป็น LNG Hub ของประเทศไทย ของบริษัท Wood Mackenzie และ บริษัท Galway เพื่อวิเคราะห์ เปรียบเทียบเชิงยุทธศาสตร์การแข่งขันกับประเทศสำคัญอื่นในภูมิภาคในการเป็นศูนย์กลางพลังงานในภูมิภาค ซึ่งจะกล่าวรายละเอียดไว้ในบทถัดไป (การพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางด้าน LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้) ของงานวิจัยนี้

บทที่ 3
การปฏิรูปโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานในประเทศไทย

ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเริ่มมีการปรับเปลี่ยนมากขึ้น จากการจัดตั้งการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย หรือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในปัจจุบัน ซึ่งเกิดจากการรวมกิจการพลังงานของรัฐทั้ง 2 องค์กร คือองค์การเชื้อเพลิงและองค์การก๊าซธรรมชาติแห่งประเทศไทย เพื่อเป็นรัฐวิสาหกิจในการดำเนินการบริหารพลังงานของประเทศรวมถึงก๊าซธรรมชาติ

กิจการก๊าซธรรมชาติยังคงมีภาครัฐเป็นผู้กำกับดูแลและออกนโยบายเพื่อให้มีพลังงานที่เพียงพอ และให้เกิดความเท่าเทียมสำหรับทั้งผู้ซื้อและผู้ขาย โดยปัจจุบันมีคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เป็นองค์กรอิสระที่แต่งตั้งโดยรัฐบาลที่ทำหน้าที่เข้ามาเป็นผู้กำกับดูแลกิจการพลังานรวมถึงก๊าซธรรมชาติด้วยเช่นกัน ซึ่งจากนโยบายของภาครัฐให้มีการปฏิรูปประเทศตามพระราชบัญญัติแผนและขั้นตอนการดำเนินการปฏิรูปประเทศ พ.ศ. 2560 ที่มีผลใช้บังคับเมื่อวันที่ 1 สิงหาคม 2560 โดยกำหนดให้มีการแต่งตั้งคณะกรรมการปฏิรูปประเทศด้านต่างๆ เพื่อรับผิดชอบในการจัดทำแผนการปฏิรูปประเทศแต่ละด้านเพื่อกำหนดกลไกวิธีการและขั้นตอนการดำเนินการปฏิรูปประเทศในด้านต่างๆ ส่งผลให้มีการกลับมาพิจารณาโครงสร้างกิจการพลังานด้านต่างๆ เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงทั้งจากด้านสภาวะแวดล้อมทางเศรษฐกิจและสังคมในปัจจุบันเปลี่ยนแปลงไปอย่างรวดเร็ว รวมถึงการพัฒนาของเทคโนโลยีอย่างรวดเร็วในทุกสาขา ประกอบกับทิศทางนโยบายพลังงานเกี่ยวกับ Climate Change ที่ส่งผลให้ทุกภาคส่วนต้องมุ่งไปสู่เศรษฐกิจและสังคมสีเขียว การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างประชากรที่มีชนชั้นกลางและผู้สูงอายุเพิ่มขึ้น และการเติบโตของเมืองที่ทำให้ใช้ชีวิตแบบสังคมเมืองมากขึ้นปัจจัยดังกล่าวนำไปสู่การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมของผู้บริโภคภาคธุรกิจต้องเผชิญกับการแข่งขันมากขึ้น ต้องปรับตัวทั้งในด้านการผลิตสินค้า และการให้บริการ เพื่อตอบสนองความต้องการของผู้บริโภคที่เปลี่ยนแปลงไปผลกระทบดังกล่าวขยายวงกว้างกระทบทุกภาคเศรษฐกิจและสังคมภาคพลังงานทั่วโลกก็ได้รับผลกระทบจากปัจจัยดังกล่าว

ก๊าซธรรมชาติพลังงานเชื้อเพลิงหลักของประเทศมีส่วนสำคัญที่จะผลักดันและพัฒนาประเทศให้รองรับการเปลี่ยนแปลงได้ต่อไป

ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

ประเทศไทยได้มีการสำรวจพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 2 แหล่ง คือ ในทะเลบริเวณอ่าวไทย และบนบก อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น ซึ่งนำขึ้นมาใช้ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2524 โดยการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า และในโรงงานอุตสาหกรรม เพื่อทดแทนการใช้ถ่านหินและน้ำมันเตาซึ่งมีราคาสูงและต้องนำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งแต่ละปีมีมูลค่ามหาศาล และขณะเดียวกันก็ต้องเผชิญความผันผวนของราคาน้ำมันตลาดโลกซึ่งเสี่ยงต่อความมั่นคงด้านพลังงาน

การนำก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยขึ้นมาใช้ จึงเป็นการเปิดศักราชใหม่ของการพึ่งพาพลังงานที่มีอยู่ภายในประเทศของเราเองอย่างเป็นรูปธรรม และเนื่องด้วยก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด คุณภาพดีและราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ ทำให้ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของไทยสูงขึ้นเรื่อย ๆ ทุกปี ผู้รับสัมปทานสำรวจและผลิตก๊าซจึงได้เสาะแสวงหาแหล่งก๊าซใหม่ๆ เพื่อนำก๊าซจากแหล่งที่มีอยู่ขึ้นมาใช้ให้ได้มากที่สุด ขณะเดียวกันหน่วยงานภาครัฐ และเอกชน ได้พยายามนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ให้ได้ประโยชน์สูงสุด นอกเหนือจากการนำไปเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้า โรงงานอุตสาหกรรมและยานพาหนะ โดยให้การสนับสนุนพิเศษในการนำก๊าซธรรมชาติ มาเป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ หรือที่เราเรียกว่า NGV นั่นเอง.

ความเป็นมาของกิจการก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

ในอดีต ประเทศไทยไทยต้องพึ่งพาพลังงานในรูปแบบของน้ำมัน จากการค้าขายกับบริษัทน้ำมันต่างชาติ หลังจากมีการสำรวจค้นพบว่า อ่าวไทยมีแหล่งก๊าซธรรมชาติปริมาณมากเพียงพอที่จะลงทุนในเชิงพาณิชย์ได้ จึงมีการตั้งองค์การก๊าซธรรมชาติแห่งประเทศไทยขึ้นมาดูแลเป้าหมายเพื่อให้ไทยสามารถพึ่งพาตนเอง ซึ่งเป็นจุดเริ่มต้นของกิจการก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

ต่อมาปี พ.ศ. 2521 ประเทศไทยได้มีการจัดตั้ง การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) หรือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในปัจจุบัน โดยการจัดตั้งครั้งนั้นเพื่อให้ ปตท. เป็นรัฐวิสาหกิจที่ประกอบธุรกิจเกี่ยวกับปิโตรเลียมของประเทศ และยังได้ควบรวมกิจการด้านปิโตรเลียมหลายแห่ง เช่น โรงกลั่นต่างๆ และ องค์การก๊าซธรรมชาติ ไปเป็นของ ปตท.

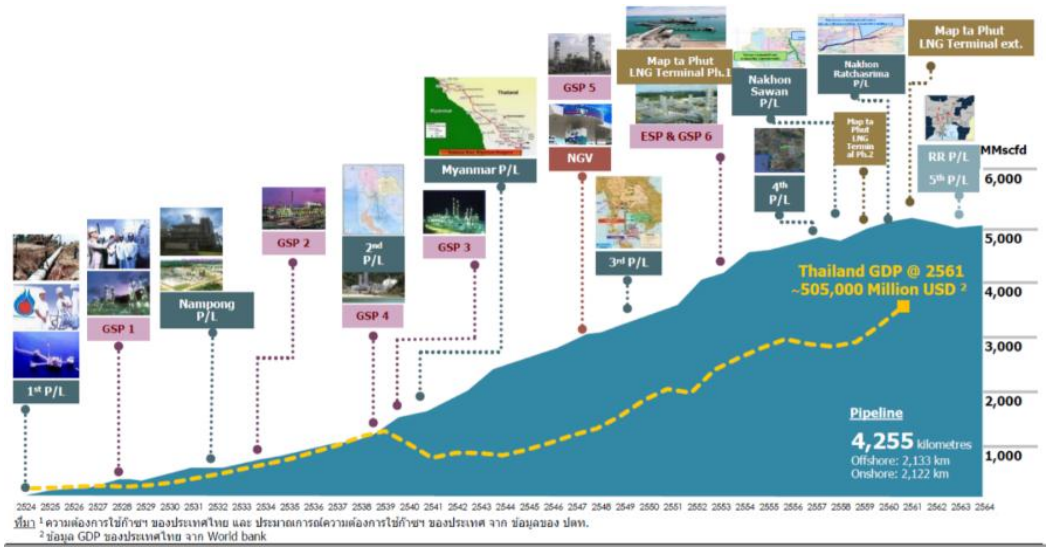
ในส่วนก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย ได้มีการให้สิทธิ์ในรูปแบบสัมปทานเพื่อการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งในปัจจุบัน มีบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ปตท.สผ.) และบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมต่างชาติ เข้ามารับสัมปทาน และให้ ปตท. เป็นผู้รับซื้อเพื่อนำมาขายภายในประเทศ

ต่อมาเนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดกว่าเชื่อเพลิงอื่นๆ เช่น น้ำมัน และถ่านหิน ที่สร้างมลพิษมากกว่า จึงทำให้การผลิตก๊าซธรรมชาติภายในประเทศไม่เพียงพอในแต่ละวัน

ประเทศไทยจึงได้มีก๊าซธรรมชาติส่วนหนึ่งที่นำเข้ามาทางเรือจากต่างประเทศ โดยในช่วงแรกมีการนำเข้ามาจากประเทศเมียนมาร์ และต่อมาเทคโนโลยีด้านพลังงานทำให้การขนส่งก๊าซธรรมชาติที่ทำให้เหลวด้วยอุณหภูมิต่ำหรือ Liquefied Natural Gas (LNG) สามารถขนส่งได้คุ้มค่ามากขึ้น โดยประเทศไทยได้มีการสร้างสถานีรับ LNG (LNG Receiving Terminal) ที่ อำเภอมาบตาพุด จังหวัดระยอง เพื่อนำเข้า LNG ตั้งแต่ปี พ.ศ.2554

นอกจากนี้ เพื่อให้เกิดการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติภายในประเทศตามนโยบายรัฐ ผู้กำกับดูแลกิจการพลังงานจึงได้เปิดให้บุคคลที่สามเข้ามาใช้โครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติ (Third Party Access) เช่น ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และ สถานีรับ LNG ซึ่งปัจจุบันมีผู้เข้ามาใช้โครงสร้างพื้นฐานของกิจการก๊าซธรรมชาติรายที่ 2 คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

แผนภาพที่ 3-1 ความต้องการใช้ก๊าซและการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ



ที่มา: บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) , 2563.

โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

ตั้งแต่ประเทศไทยค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและสามารถนำก๊าซธรรมชาติขึ้นมาใช้ประโยชน์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 ซึ่งภาครัฐได้จัดตั้งการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย หรือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในปัจจุบัน ซึ่งเกิดจากการรวมกิจการพลังงานของรัฐทั้ง 2 องค์กร คือองค์การเชื้อเพลิงและองค์การก๊าซธรรมชาติแห่งประเทศไทย เพื่อเป็นรัฐวิสาหกิจในการดำเนินการบริหารพลังงานของประเทศรวมถึงก๊าซธรรมชาติ

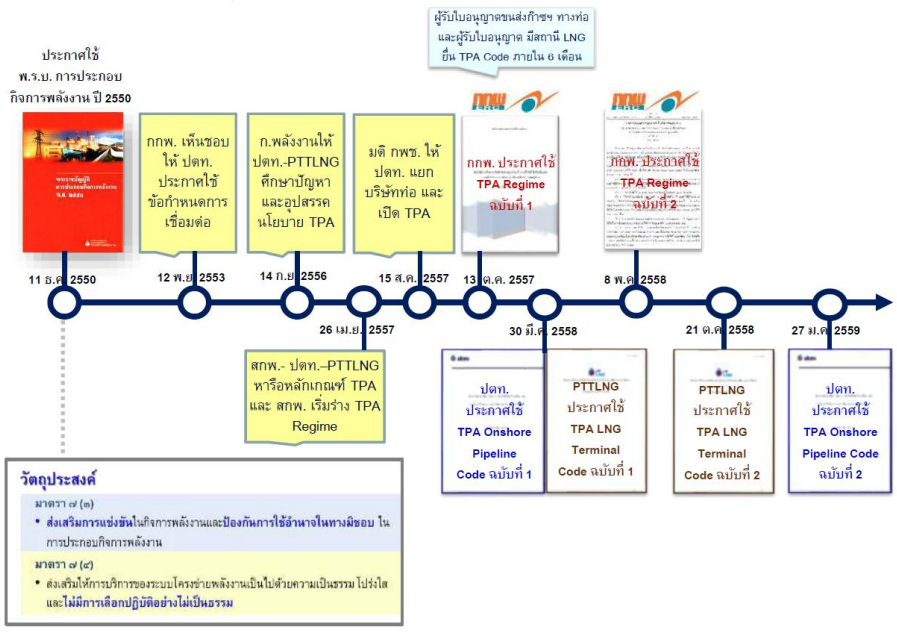
ตลอดมา ปตท. เป็นผู้จัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อความต้องการในประเทศที่สูงขึ้นทุกปี และเสริมสร้างเศรษฐกิจให้แก่ประเทศ โดยแหล่งที่มาของก๊าซธรรมชาติมาจากทั้งจากอ่าวไทย นำเข้าจากประเทศเมียนมาร์ และภายหลังมีการนำเข้า LNG ทางเรือ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง และวัตถุดิบปิโตรเคมี โดยห่วงโซ่อุปทานของก๊าซธรรมชาติ (Gas Value Chain) มีกระบวนการเริ่มจากจัดหา ขนส่ง ส่วนหนึ่งใช้เป็นเชื้อเพลิง และอีกส่วนหนึ่งนำไปเข้ากระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติเพื่อเพิ่มมูลค่าของก๊าซธรรมชาติ

แผนภาพที่ 3-2 Natural Gas Value Chain

ที่มา: บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) , 2563.

จนกระทั่ง ปี พ.ศ. 2550 ได้มีพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 เพื่อปรับโครงสร้างการบริหารกิจการพลังงานโดยแยกงานนโยบาย งานกำกับดูแล และการประกอบกิจการพลังงานออกจากกัน รวมถึงส่งเสริมให้มีการแข่งขันในกิจการพลังงาน โดยการส่งเสริมให้บุคคลที่สามสามารถเข้ามาใช้โครงสร้างพื้นฐาน หรือ Third Party Access (TPA)

แผนภาพที่ 3-3 แผ่นภาพแสดงกระบวนการการเปิด TPA ภายหลัง พรบ. การประกอบกิจการพลังงาน ปี 2550



ที่มา: บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) , 2563.

แผนภาพที่ 3-4 แผ่นภาพแสดง Transporter และ Shipper ภายหลังเกิด TPA

ที่มา: บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) , 2563.

การเปิดเสรีโครงสร้างพื้นฐานรวมไปถึงสถานีรับ LNG ที่สามารถให้ผู้มีความประสงค์ที่จะใช้บริการ หรือ Shipper รายอื่นๆ สามารถใช้บริการของสถานีรับ LNGได้ ซึ่งเป็นจุดเริ่มต้นให้ประเทศไทยสามารถเป็นศูนย์กลางของ LNG หรือ LNG Hub ได้ต่อไป

ปัญหาและความสำคัญในการปฏิรูปโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

ตามแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงานปี พ.ศ. 2560 ทั้ง 6 ด้าน กิจการก๊าซธรรมชาติเป็นส่วนหนึ่งในแผนของการปฏิรูปเกือบทุกด้าน ได้แก่ ด้านการบริหารจัดการพลังงาน ด้านไฟฟ้า (ประมาณ ร้อยละ 60 ของเชื้อเพลิงการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันคือ ก๊าซธรรมชาติ) ด้านปิโตรเลียมและปิโตรเคมี และ ด้านการอนุรักษ์พลังงานและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยจากแผนปฏิรูปทั้งหมด 17 ประเด็น การปฏิรูปโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติปัจจุบัน มีหลายประเด็นที่ต้องทำการปฏิรูปเพื่อประสิทธิภาพในการทำงานและทันสมัยสอดคล้องกับตลาดหรือเทคโนโลยีของโลก ดังนี้

1. ประเด็นการปฏิรูปองค์กรด้านพลังงาน

จากเดิมที่ประเทศไทยมีกระทรวงพลังงานเป็นผู้ดูแลกำกับกิจการก๊าซธรรมชาติ โดยมีสำนักงานด้านพลังงานเป็นผู้กำกับดูแลด้านต่างๆ เพื่อให้เกิดความเท่าเทียบ โปร่งใส และแยกการกำกับดูแลกิจการพลังงานออกจากกระทรวงพลังงานที่มีหน้าที่กำหนดนโยบายพลังงาน ประเทศไทยได้มองเห็นถึงประเด็นเรื่องนี้จึงได้มีการจัดตั้งองค์กรอิสระเพื่อการกำกับกิจการพลังงานโดยเฉพาะคือ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ถึงแม้มีองค์กรอิสระในการกำกับดูแลแต่กระบวนการของประเทศไทยในการขออนุมติดำเนินการหลายๆ เรื่องยังคงต้องขออนุมัติถึงคณะรัฐมนตรี ทำให้เกิดความยุ่งยาก ซับซ้อน และล่าช้าในการดำเนินการให้ทันต่อสถานการณ์ จึงเป็นประเด็นแรกในการปฏิรูปของกิจการก๊าซธรรมชาติและภาพรวมด้านพลังงาน ซึ่งส่งผลกระทบต่อกิจการก๊าซธรรมชาติด้วยเช่นกัน

2. ประเด็นด้านการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ

โดยภาครัฐจะสร้างศูนย์ข้อมูลที่ทันสมัยประชาชนเข้าถึงได้สะดวก รวดเร็ว เชื่อถือได้และสามารถใช้ในการตัดสินใจประเด็นด้านพลังงานได้ ซึ่งการรวบรวมข้อมูลนี้รัฐบาลได้จัดตั้งศูนย์ข้อมูลข่าวสารอิเล็กทรอนิกส์ของราชการสำนักงานพัฒนารัฐบาลดิจิทัล (องค์การมหาชน) (DGA) เพื่อรวมข้อมูลเป็นอิเล็กทรอนิกส์ไว้ที่เดียว ไม่เฉพาะกิจการก๊าซธรรมชาติ หรือ ด้านพลังงานเท่านั้น ทำให้ DGA เป็นหน่วยงานที่สำคัญในการส่งข้อมูลในการตัดสินใจเชิงนโยบายของประเทศ รวมถึงให้ข้อมูลและความรู้กับประชาชนได้อย่างถูกต้องรวดเร็ว อย่างไรก็ตามข้อมูลจะมีประโยชน์มากยิ่งขึ้นหากมีการนำข้อมูลทั้งหมดมาวิเคราะห์เชิงลึก เพื่อหาเหตุผลการเชื่อมโยง และจะยังสามารถทำนายเหตุการณ์ในอนาคตเพื่อใช้ประโยชน์ในการทำแผนของประเทศได้ ผ่านกระบวนการที่เรียกว่า Big Data ต่อไป ซึ่งตามแผนปฏิรูปพลังงานคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี พ.ศ. 2562 นี้

3. ประเด็นโครงสร้างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP)

เป็นหัวข้อประเด็นหลักเกี่ยวกับไฟฟ้าและแผนการผลิตไฟฟ้าระยะยาวมีความเกี่ยวข้องเชื่อมโยงกับแผนการพัฒนากิจการก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากปัจจุบันเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

ประมาณร้อยละ 60 ในประเทศไทยมาจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ซึ่งไม่ว่าจะเป็นเพิ่มการใช้ก๊าซธรรมชาติ ประเทศก็ต้องหาแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรองเพิ่ม หรือการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าก็มีผลต่อกิจการก๊าซธรรมชาติในระยะยาวทั้งหมด ดังนั้นความชัดเจนของแผน PDP จะทำให้การบริหารจัดการและโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติสามารถกำหนดแนวทางการปฏิรูปได้ชัดเจนมากยิ่งขึ้น

4. ประเด็นการพัฒนาอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติ

เป็นหัวข้อหลักในการแก้ปัญหาของกิจการก๊าซธรรมชาติได้หลายประเด็น เช่น ข้อจำกัดของการแข่งขันก๊าซธรรมชาติทั้งภายในและภายนอกประเทศ โดยการบริหารการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เกิดความต่อเนื่องและส่งเสริมการแข่งขัน เพื่อเป้าหมายสำหรับการสร้างโอกาสให้ประเทศไทยเป็นศูนย์กลางการซื้อขาย LNG ของภูมิภาค

5. ประเด็นส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่าในกลุ่มอุตสาหกรรม

เนื่องจากแนวทางหรือนโยบายในต่างประเทศรวมถึงประเทศไทยว่าจะรณรงค์ให้มีการใช้พลังงานให้ลดลง หรือให้ปรับการใช้เชื้อเพลิงที่ได้จากซากพืชซากสัตว์หรือเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil) ให้น้อยลง ซึ่งจากแผนปฏิรูปด้านพลังงานมีแผนจะลดการใช้พลังงานในกลุ่มอุตสาหกรรมลงร้อยละ 36 ภายในปี พ.ศ. 2579 ทำให้กิจการก๊าซธรรมชาติจะได้รับผลกระทบและควรมีการปรับตัวในช่วงเปลี่ยนถ่าย (Transition Period) ของการใช้เชื้อเพลิง

จากประเด็นข้างต้นโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติจำเป็นต้องมีการปรับเปลี่ยนจากเดิมตั้งแต่ การกำกับดูแลที่จะต้องเป็นอิสระจากการเมืองและมีความเป็นธรรม การจัดหาและตลาดค้าขายก๊าซธรรมชาติต้องเป็นตลาดเสรีสามารถให้บุคคลอื่นๆ สามารถเข้ามาในตลาดเพื่อการแข่งขันด้านราคาและคุณภาพ ที่จะทำประโยชน์ด้านการลดต้นทุนด้านพลังงานของประเทศ แต่ยังคำนึงถึงความมั่นคงและความพร้อมของพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการในประเทศเป็นหลัก

ยุทธศาสตร์และนโยบายการปฏิรูปโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย

จากกรอบแนวคิดและแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน 6 ด้าน 17 ประเด็นที่เกี่ยวข้องกับกิจการก๊าซธรรมชาติ มีความเชื่อมโยงกับยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี ใน 3 ยุทธศาสตร์หลัก ดังนี้

แผนภาพที่ 3-5 แผนภาพการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน 6 ด้าน

ที่มา: กระทรวงพลังงาน , 2563.

1. ยุทธศาสตร์ด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน

การส่งเสริมให้กิจการก๊าซธรรมชาติมีความเป็นตลาดเสรี แต่ยังคงมีเป้าหมายเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ และประชาชนในประเทศได้รับประโยชน์จากต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติที่เป็นธรรม ซึ่งยุทธศาสตร์นี้นโยบายของภาครัฐ และ นโยบายจากผู้กำกับดูแลกิจการก๊าซธรรมชาติจะเป็นปัจจัยสำคัญที่จะทำให้เกิดการแข่งขันแบบเสรีและเป็นธรรมได้เร็วหรือช้า หากนโยบายตลาดเสรีเป็นแบบไร้การกำกับที่ดีอาจเกิดเหตุการณ์ที่ไม่ควรเกิดขึ้นได้ 2 รูปแบบ ได้แก่ ความต้องการของประเทศมากกว่าการจัดหาเข้าประเทศจากการที่มีผู้จัดหาบางรายกดราคาก๊าซธรรมชาติที่จะเข้าประเทศต่ำจนไม่สามารถนำเข้ามาแข่งขันได้ หรืออาจจะเกิดการร่วมมือกันของผู้นำเข้าในการกำหนดราคา ดังนั้นการกำกับของภาครัฐหรือผู้กำกับมีส่วนสำคัญ หรือ ใช้นโยบายให้มีคนกลางในการรวบรวมความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศ (National NG Aggregator) เป็นผู้บริหารจัดการการหาก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในประเทศ หากไม่มีผู้จัดหาเข้ามาเสนอขาย Aggregator จะเป็นผู้บริหารจัดการไม่ว่าจะเป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่น หรือจากก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยเข้ามาแทนได้ เพื่อให้ประเทศยังมีก๊าซธรรมชาติเพียงพอต่อความต้องการ

เมื่อความต้องการก๊าซธรรมชาติเพียงพอด้วยราคาที่เป็นธรรมจากการกำกับดูแลขององค์กรอิสระและการบริหารจัดการของ Aggregator ก๊าซธรรมชาติส่วนที่เกินกว่าที่ประเทศต้องการก็สามารถนำไปขายผ่านศูนย์กลางตลาดค้าขาย LNG ไปยังประเทศอื่นๆ ในภูมิภาคได้ เมื่อถึงจุดนั้นการแข่งขันก็ไม่ใช่เพียงแต่เพื่อประเทศ จะทำให้เกิดตลาดค้าขายก๊าซธรรมชาติ หรือ LNG Hub ในภูมิภาคต่อไปได้

2. ยุทธศาสตร์ด้านการสร้างการเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม

เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่สร้างมลพิษน้อยกว่าเชื้อเพลิงถ่านหินหรือน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติจึงยังเป็นเชื้อเพลิงที่สำคัญ สามารถใช้ควบคู่กับการพัฒนา การเปลี่ยนแปลงมาใช้พลังงานสะอาด อย่าง เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม หรือ พลังงานสะอาดอื่นๆ ให้มากขึ้น โดยพลังงานจากแหล่งเหล่านี้จะมีการใช้มากขึ้นก็ต่อเมื่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหรือมีการเก็บพลังงานงานที่มีประสิทธิภาพ มีคุ้มค่าการลงทุนมากขึ้น ดังนั้น ก๊าซธรรมชาติเสมือนเชื้อเพลิงที่เป็นตัวเปลี่ยน (Transition) จากยุคเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นเชื้อเพลิงสะอาด หากการวางนโยบายการใช้เชื้อเพลิงไม่เหมาะสม หรือการพัฒนาเชื้อเพลิงสะอาดไม่ทันต่อเวลาก็จะทำให้มีการขาดช่วงของพลังงานในประเทศได้ ดังนั้น โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติจะเป็นตัวกำหนดแผนและปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ

3. ยุทธศาสตร์การปรับสมดุลและพัฒนาระบบการบริหารจัดการภาครัฐ

การปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยให้สามารถรองรับการเป็น LNG Hub ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้นั้น นโยบายและการสนับสนุนจากภาครัฐเป็นหัวใจสำคัญในการลดข้อจำกัดต่างๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน เช่น วิธีการซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว หลักเกณฑ์ในการกำหนดราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติ และหลักเกณฑ์ในการกำหนดอัตราค่าบริการที่ทำให้เกิด LNG Hub รวมถึงการให้ข้อมูลที่เท่าเทียม รวดเร็ว และเป็นกลาง จะทำให้ Hub น่าเชื่อถือของประเทศอื่นๆ ในภูมิภาค

วิเคราะห์และประเมินรูปแบบธุรกิจ ในการปฏิรูปกิจการก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมกับประเทศไทย

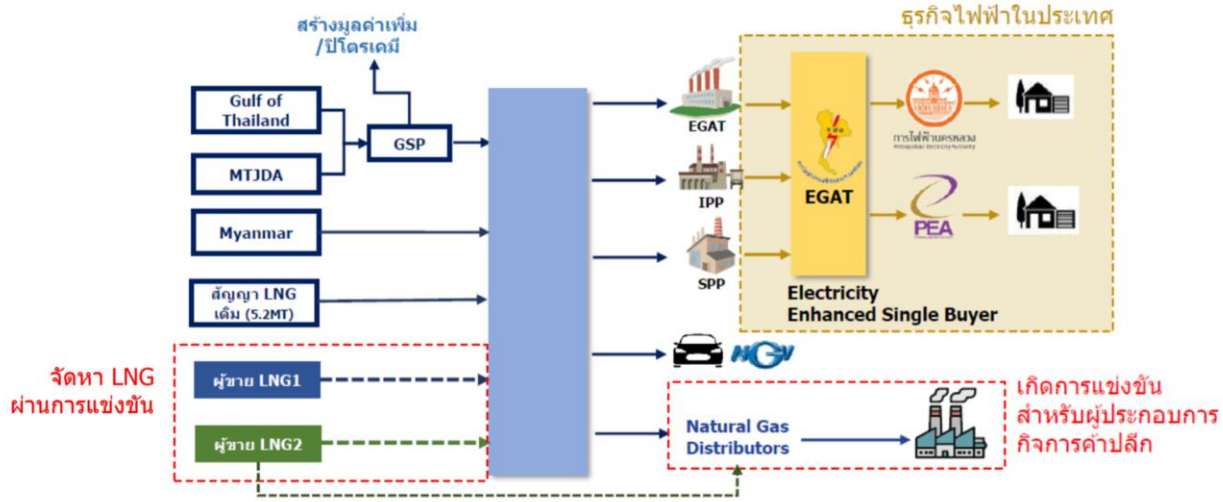
จากรูปแบบกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยภายใต้การกำหนดนโยบายโดยกระทรวงพลังงาน การกำกับดูแลกิจการก๊าซธรรมชาติโดย กกพ. และ ปตท. ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจในฐานะผู้ประกอบการและรักษาความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศไทยนั้น ทั้งนี้เพื่อให้เกิดการแข่งขันในธุรกิจก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ และภูมิภาค โครงสร้างธุรกิจก๊าซธรรมชาติต้องปรับเปลี่ยน ตาม

โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่ของประเทศ ได้แก่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่องโยงไปยังตลาดการค้าก๊าซในประเทศ และสถานีรับ LNG มาบตาพุดที่ปัจจุบันมีความสามารถจ่ายก๊าซธรรมชาติที่ 11.5 ล้านตันต่อปี และสถานีรับ LNG แห่งใหม่ บริเวณหนองแฟบ จ.ระยอง ซึ่งอยู่ระหว้างก่อสร้าง ทำให้ประเทศไทยมีความพร้อมสำหรับโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ ในการนำเข้า จัดเก็บ และสามารถส่งออก LNG และมีศักยภาพในการพัฒนาเป็น LNG Hub ได้

ดังนั้นเพื่อให้ประเทศไทยเป็น LNG Hub และยังคงให้ประเทศมีความมั่นคงด้านพลังงานอยู่ได้นั้น นโยบายการกำกับให้ ปตท. เปิดโอกาสให้มีผู้จัดหาก๊าซธรรมชาติรายอื่นสามารถนำก๊าซธรรมชาติ หรือ LNG เข้าประเทศได้ โดย ปตท. ยังเป็นผู้ดูแลปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติเข้าประเทศให้เพียงพอต่อความต้องการในประเทศ โดยสามารถสรุปแนวทางและรูปแบบการพัฒนาโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมกับประเทศไทย ดังนี้

1. จัดตั้งมีองค์กรอิสระที่กำกับดูแลอย่างเป็นธรรม โดยไม่มีส่วนเกี่ยวข้องกับภาคการเมือง
2. จัดให้มีหน่วยงานกลางที่เป็นผู้วางแผนการรับจ่ายก๊าซธรรมชาติในภาพรวม
3. ผู้จัดหาหรือนำเข้าก๊าซธรรมชาติ สามารถนำเข้ามาในระบบได้โดยผ่านหน่วยงานกลางที่ดูแลปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดในประเทศ
4. ผู้ค้าส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศก็จะซื้อก๊าซธรรมชาติจากหน่วยงานกลางที่ราคากลาง ซึ่งจะทำให้ผู้ค้าส่งก๊าซธรรมชาติในประเทศมีต้นทุนเนื้อก๊าซธรรมชาติที่เท่ากัน ผู้ค้าทุกรายก็จะสามารถนำไปเพิ่มมูลค่าเพื่อการแข่งขันเองได้

แผนภาพที่ 3-6 รูปแบบการพัฒนาโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ



ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน , 2563.

ผลการรวบรวมข้อมูลจากการสัมภาษณ์คู่ค้าและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับ LNG

จากงานวิจัยของ EIA ประเทศสหรัฐอเมริกา และงานวิจัยที่สำคัญที่เกี่ยวข้องให้ความสำคัญกับการปฏิรูปกิจการพลังงาน การแยกกิจการค้าก๊าซออกจากกิจการขนส่ง/คลัง LNG และการพัฒนากฎหมายให้รองรับการเข้าถึงโครงสร้างกิจการก๊าซโดยบุคคลที่สาม (Third Party Access, TPA) ว่าเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญในการพัฒนาสู่ศูนย์กลางค้าพลังงาน ซึ่งในเรื่องนี้รัฐบาลไทยได้ให้ความสำคัญ ประกอบด้วยกับความร่วมมือในภาคเอกชน ทำให้ประเทศไทยสามารถประกาศใช้ TPA และมีผู้ค้าก๊าซรายที่ 2 (กฟผ.) สามารถนำเข้า LNG และใช้บริการสถานีรับ LNG ได้สำเร็จแล้วในปี 2562

นอกจากนี้ ปตท.ในฐานะผู้นำเข้าและอยู่ในธุรกิจ LNG มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 ได้มีการหารือแลกเปลี่ยน แนวคิด และรูปแบบการพัฒนาให้สถานีรับ LNG มาบตาพุดเป็นศูนย์กลางการค้า LNG ในภูมิภาค กับคู่ค้า LNG จำนวน 3 บริษัท ได้แก่ บริษัท JERA (บริษัทผู้นำเข้า LNG รายใหญ่ที่สุดของโลก) บริษัท Cheniere Energy (ผู้ส่งออก LNG รายแรกและรายใหญ่ของประเทศสหรัฐอเมริกา) บริษัท JXTG (บริษัทน้ำมันรายใหญ่ที่สุดในญี่ปุ่น) โดยผู้ให้สัมภาษณ์เป็นระดับผู้บริหารของบริษัท เช่น ผู้จัดการฝ่ายการตลาดก๊าซในภูมิภาคเอเชีย และ ผู้อำนวยการฝ่ายการค้า LNG ในภูมิภาคเอเชีย เป็นต้น ซึ่งให้ความสนใจต่อความร่วมมือกับ ปตท. ในการพัฒนาสถานีรับและจ่าย LNG มาบตาพุดให้เป็น LNG Hub ในภูมิภาค

อีกทั้งมีการทำแบบสำรวจสอบถามความเป็นไปได้ของการมี LNG Hub ในภูมิภาคเอเชียและประเทศที่มีความได้เปรียบในการเป็น LNG Hub ของภูมิภาค โดยได้ส่งแบบสำรวจไปยังคู่ค้า LNG โดยเลือกกลุ่มผู้ทำแบบสำรวจที่มีความสัมพันธ์และใกล้ชิดกับธุรกิจก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยจำนวน 7 บริษัท ได้แก่ บริษัท BP, บริษัท Osaka Gas, บริษัท PetroChina, บริษัท JERA, บริษัท POSCO, บริษัท Marubeni และ บริษัท Trafigura โดยมีผู้ทำแบบสำรวจจำนวน 19 ราย

ผลการสำรวจในภูมิภาคเอเชียโดยเฉพาะเอเชียตะวันออกและเอเชียตะวันออกเฉียงใต้มีความเป็นไปได้ที่จะเกิด LNG Hub โดยประเทศที่มีความเป็นไปได้มากที่สุดที่จะเป็น Hub คือประเทศสิงค์โปร์เนื่องจากสภาพปัจจุบันที่ประเทศสิงค์โปร์มีเรือที่ผ่านท่าของประเทศสิงค์โปรจำนวนมากกว่าประเทศอื่นๆ อย่างไรก็ตามประเทศไทยก็ยังมีความสามารถในการเป็น LNG Hub อยู่แต่ยังมีข้อกังวลเรื่องข้อกฎหมาย จำนวนท่าเรื่อ LNG และ ความไม่มั่นคงด้านการเมืองของประเทศ

แนวทางการปรับโครงสร้าง และกระบวนการปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ

เนื่องจากโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติมีการปรับเปลี่ยนมาอยู่ตลอดเวลา ตั้งแต่รัฐเป็นผู้ดำเนินการเองทั้งหมด จนมีการจัดตั้งรัฐวิสาหกิจมาเป็นผู้บริหาร โดยมีรัฐเป็นผู้กำกับดูแล และเป้าหมายสุดท้ายคือการเปิดเสรีก๊าซธรรมชาติ ให้ราคาเป็นไปตามกลไกตลาด ผ่านการกำกับดูแลจากองค์กรอิสระ ส่วนการเปิดการค้าก๊าซธรรมชาติเหลวจนให้ประเทศไปเป็น Regional LNG Hub ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ได้ โดยการปรับและบริหารจัดการควรทำแบบค่อยเป็นค่อยไปเป็นระยะเพื่อให้เกิดความต่อเนื่องของกิจการก๊าซธรรมชาติ โดยแบ่งเป็น 2 ระยะ ดังนี้

ระยะที่ 1 เป็นช่วงการพัฒนา 5 ปีแรก จากโครงสร้างธุรกิจก๊าซธรรมชาติปัจจุบันที่ประเทศยังมีก๊าซธรรมชาติจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย แต่เพื่อให้เกิดการแข่งขัน ต้องมีการกำหมดมาตรการเบื้องต้นรองรับ เช่น

1. กำหนดมาตรการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเข้าสู่ระบบที่ส่งเสริมการแข่งขัน เช่น การเปิดประมูล
2. มีการประกาศปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องการนำเข้าระบบ
3. กำหนดอัตราการใช้โครงสร้างพื้นฐานให้เป็นระบบ เช่น สามารถกำหนดอัตราการขน LNG ออกนอกประเทศเพื่อส่งเสริม LNG Hub
4. ส่งเสริมมาตรการทางด้านภาษี เพื่อให้การเปิด LNG Hub ของประเทศไทยสามารถแข่งขันกับประเทศอื่นได้
5. ส่วนการค้าขายก๊าซธรรมชาติในประเทศ จะต้องออกโครงสร้างราคาในการซื้อก๊าซธรรมชาติจากหน่วยงานกลางที่เป็นผู้รับซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ผลิตหรือจัดหาก๊าซธรรมชาติเข้าระบบก๊าซธรรมชาติของประเทศเพื่อให้ผู้ขายก๊าซทุกรายมีต้นทุนเดียวกัน

ระยะที่ 2 เป็นช่วงการพัฒนาในระยะถัดไปจากระยะที่ 1 ข้างต้น เมื่อมีผู้ประกอบการมากราย ทั้งผู้ผลิตหรือผู้จัดหาก๊าซธรรมชาติ และ มีผู้ค้าภายในประเทศมากขึ้น ระบบก็จะมีกลไกในการซื้อขายและกำหนดราคารวมถึงอัตราค่าธรรมเนียมต่าง ๆ อย่างมีระบบ ในระยะนี้มาตรการช่วยเหลือด้านภาษี ด้านการควบคุมราคาก็จะไม่จำเป็น การยกเลิกมาตรการนี้ยังช่วยส่งเสริมให้ต่างประเทศมองเห็นว่า LNG Hub ของประเทศไทยมีกลไลที่ยุติธรรม ไม่มีการแทรกแซงจากภาครัฐหรือการเมือง และประเทศก็ยังคงมีความมั่นคงด้านพลังงานจากการบริหารจัดการของหน่วยงานกลาง

สรุป

โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ตั้งแต่จุดเริ่มต้นก๊าซธรรมชาติจนกลางมาเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าและเป็นเชื้อเพลิงเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศผ่านการกำกับกิจการจากทางภาครัฐ จนมาเป็นองค์กรอิสระอย่างคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เพื่อให้เกิดการแข่งขันและเป็นธรรมกับทั้งผู้ซื้อและผู้ขาย โดยคำนึงถึงภาพรวมด้านความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศ

ตามนโยบายเพื่อให้เกิดการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติโดยเปิดให้บุคคลที่สามสามารถใช้โครงสร้างพื้นฐานของกิจการก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และ สถานีรับ LNG จนเกิดผู้จัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติรายที่สอง แต่เนื่องจากการมีผู้จัดหาและค้าส่งหลายราย อาจจะเป็นข้อจำกัดในการบริหารความมั่นคงด้านพลังงาน อาจจะทำให้เกิดต้นทุนด้านความมั่นคงมากขึ้น เนื่องจากอาจจะมีการทำแผนความต้องการตกหล่น หรือซ้ำซ้อนได้ ดังนั้น เพื่อลดความเสี่ยงรูปแบบโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติที่เหมาะกับประเทศไทยควรให้มีหน่วยงานกลางในการดูแผนความต้องการในภาพรวมของประเทศลดการเตรียมก๊าซธรรมชาติซ้ำซ้อน

นอกจากนี้ ในการวางยุทธศาสตร์ให้ประเทศไทยเป็น LNG Hub ในภูมิภาค การลดภาระทางภาษีต่างๆ และการกำหนดอัตราค่าบริการการใช้โครงสร้างพื้นฐานที่เหมาะสมและเป็นธรรมกับทุกฝ่าย จะช่วยส่งเสริมการดำเนินธุรกิจในลักษณะ LNG hub และสามารถแข่งขันกับประเทศอื่นๆ ในภูมิภาคได้

บทที่ 4
การพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางด้าน LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (LNG Hub)

ตามที่ได้มีการประกาศแผนการปฏิรูปประเทศทางด้านพลังงานในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2561 โดยมีหัวข้อ การสร้างโอกาสให้ประเทศไทยเป็นศูนย์กลาง ซื้อและขาย LNG ของภูมิภาค (Regional LNG Hub) เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานซึ่งเป็นส่วนสำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ ทั้งนี้ เนื่องมาจากสถานการณ์ตลาดอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันนี้นับเป็นยุคทองของก๊าซธรรมชาติ ที่ประเทศต่างๆ ทั่วโลกมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้เกิดการซื้อขายก๊าซธรรมชาติในรูปแบบ LNG มากขึ้น ในภูมิภาคเอเชียมีการนำเข้า LNG เพิ่มสูงขึ้น ดังนั้นจากการที่ประเทศไทยมีตลาดก๊าซธรรมชาติที่มีการเติบโต และจะมีการนำเข้า LNG ในปริมาณที่สูงที่สุดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ อีกทั้งอยู่ในที่ตั้งที่สามารถเชื่อมต่อไปยังประเทศอื่นๆได้ในภูมิภาค รวมถึงประเทศไทยมีโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับก๊าซธรรมชาติต่างๆ อยู่แล้ว ประเทศไทยจึงมีศักยภาพที่จะสามารถพัฒนาประเทศให้เป็นศูนย์การซื้อและขาย LNG (Regional LNG Hub) ได้ ดังนั้น ประเทศไทยสามารถใช้ประโยชน์โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่เดิมให้เกิดประโยชน์สูงสุด และพัฒนาโครงข่ายก๊าซธรรมชาติเพื่อสร้างโอกาสในการประกอบธุรกิจและพัฒนาเป็นศูนย์การซื้อและขาย LNG ในอนาคต

ภาพรวมด้านพลังงานและโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

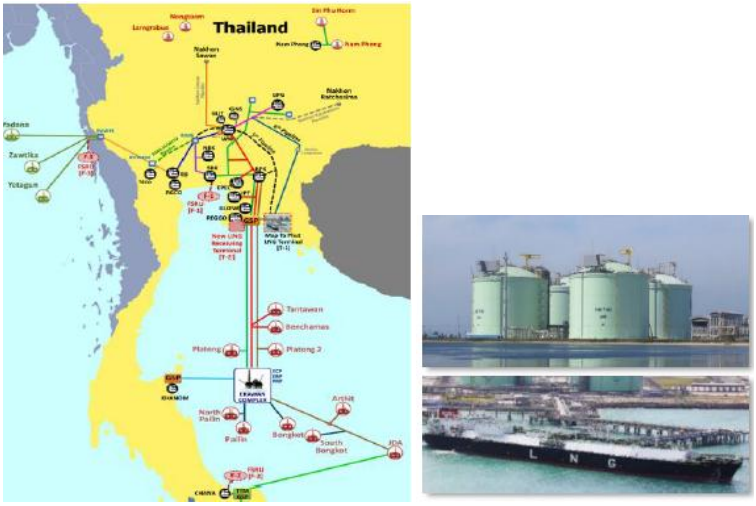
เมื่อพิจารณาภาพรวมด้านพลังงานและโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ รวม 10 ประเทศ ในมุมมองที่พิจารณาเป็นศูนย์กลางการค้า LNG ในภูมิภาค สามารถสรุปภาพรวมและศักยภาพในการพัฒนาสู่ LNG Hub ดังนี้

1. ประเทศไทย

ประเทศไทยมีการใช้ก๊าซธรรมชาติในปริมาณ ประมาณ 5,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งเป็นตลาดค้าส่ง LNG ที่ใหญ่ที่สุดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ โดยมีความต้องการก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 70 เพื่อการผลิตไฟฟ้า มีโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ 4,000 กิโลเมตร มีการพัฒนาโครงการสถานีรับ LNG ที่ อำเภอมาบตาพุด จังหวัดระยองซึ่งเป็นสถานีรับ LNG แห่งแรกในภูมิภาค

เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์และนำเข้า LNG ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 ปัจจุบันสถานีรับ LNG มาบตาพุดมีกำลังผลิต 11.5 ล้านตันต่อปี และมีการนำเข้า LNG ในปี พ.ศ. 2562 ประมาณ 5 ล้านตันต่อปี นอกจากนี้ประเทศไทยมีการแยกการดำเนินกิจการค้าก๊าซ/LNG ออกจากการดำเนินการกิจการขนส่งก๊าซ/คลัง LNG และประเทศมีการพัฒนาเปิด Third Party Access สำหรับเครือข่ายท่อก๊าซธรรมชาติและสถานีรับ LNG ได้สำเร็จ มี Shipper รายที่ 2 (การไฟฟ้าฝ่ายผลิต กฟผ.) สามารถใช้บริการสถานีรับ LNG และนำเข้า LNG ได้ในปี พ.ศ. 2562

แผนภาพที่ 4-1 สถานีรับ LNG มาบตาพุด และเครือข่ายท่อก๊าซ ประเทศไทย

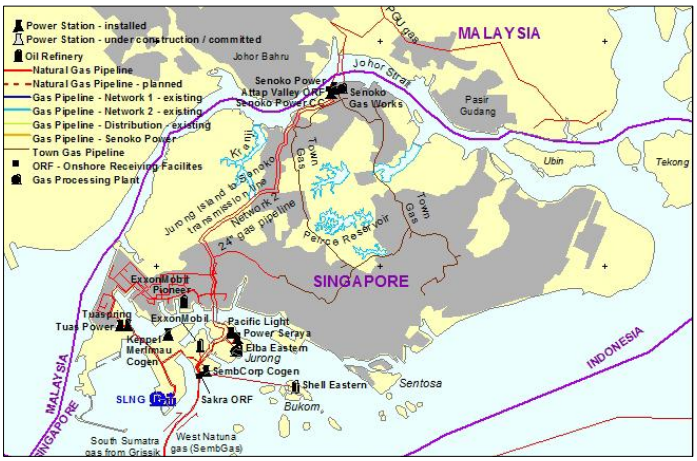


ที่มา: บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) , 2563.

2. ประเทศสิงคโปร์

ประเทศสิงคโปร์มีทำเลที่ตั้งที่ได้เปรียบอยู่ในเส้นทางการค้าน้ำมัน และ LNG ประเทศมีขนาดตลาดการค้าก๊าซธรรมชาติในประเทศที่เล็กและอัตราการเติบโตไม่มาก ปัจจุบันใช้ก๊าซประมาณ 1,200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ร้อยละ 80 เพื่อผลิตไฟฟ้า โดยมีอุปทานจากการนำเข้าก๊าซทางท่อจากมาเลเซียและนำเข้า LNG มีการพัฒนาโครงการสถานีรับ LNG โครงการสร้างแล้วเสร็จเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์และนำเข้า LNG ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556 ปัจจุบันสถานีรับ LNG ของสิงคโปร์มีกำลังผลิต 11 ล้านตันต่อปี และมีการนำเข้า LNG ประมาณ 2.6 ล้านตันต่อปี นอกจากนี้ประเทศสิงคโปร์มีความมุ่งมั่นจะเป็นศูนย์กลางการค้า LNG ในภูมิภาค โดยมีกฎหมายและมาตรการทางภาษีเอื้อสนับสนุนการค้า LNG มีการพัฒนาราคากลาง LNG เพื่อใช้อ้างอิงการค้า LNG ในตลาดจร เช่น Japan Korea Maker (JKM) และ Sling เป็นต้น

แผนภาพที่ 4-2 สถานีรับ LNG (SLNG) และเครือข่ายท่อก๊าซ ประเทศสิงคโปร์



ที่มา: Singapore LNG Corporation Pte Ltd , 2563.

3. ประเทศมาเลเซีย

ประเทศมาเลเซียเป็นผู้ผลิต LNG รายสำคัญในภูมิภาคมีโครงการ LNG ส่งออก (Malaysian LNG Complex) ที่รัฐสลาวัค มีกำลังผลิต 29.3 ล้านตันต่อปี ซึ่งกำลังผลิตส่วนใหญ่ถูกทำสัญญาขาย LNG ในสัญญาระยะยาวไว้แล้ว ประเทศมาเลเซียมีตลาดก๊าซธรรมชาติในประเทศบริเวณ Peninsular ปริมาณประมาณ 2,700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งคิดเป็นปริมาณร้อยละ 83 ของการใช้ก๊าซภายในประเทศ โดยมีอุปทานจากก๊าซที่ผลิตได้ในประเทศทางท่อส่งก๊าซ เพิ่งมีการพัฒนาโครงการสถานีรับ LNG ลอยน้ำ (Floating Storage Regasification Unit, FSRU) กำลังผลิต 3.8 ล้านตันต่อปี แล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2556 และสถานีรับ LNG กำลังผลิต 3.5 ล้านตันต่อปี แล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2560 ที่ผ่านมา ประเทศมาเลเซียนำเข้า LNG เพียง 1.4 ล้านตันต่อปี เนื่องจากไม่มีความต้องการ LNG ตามที่คาด และมีโรงไฟฟ้าถ่านหินใหม่ โดยรวมเป็นประเทศมาเลเซียเป็นส่งออก LNG สุทธิ (Net Exporter) ประเทศมาเลเซีย มีการดำเนินธุรกิจก๊าซธรรมชาติและ LNG โดยรัฐบาลควบคุมในเรื่องนโยบายและการกำกับดูแล และดำเนินธุรกิจผ่านบริษัท PETRONAS ที่รัฐถือหุ้น 100% ราคาก๊าซธรรมชาติในประเทศได้รับเงินสนับสนุนจากรัฐบาล (Subsidy) ประเทศมีการดำเนินการ Third Party Access สถานีรับ LNG ตั้งแต่ปี 2560 แต่ยังไม่มีความคืบหน้า

4. ประเทศอินโดนีเซีย

ประเทศอินโดนีเซียเดิมเป็นผู้ผลิต LNG รายสำคัญในภูมิภาคแต่ปัจจุบันแหล่งก๊าซที่เดิมใช้ผลิต LNG ส่งออกนั้นได้หมดไป ประเทศจำเป็นต้องเริ่มนำเข้า LNG โดยดัดแปลงโรงงานผลิต LNG เดิมมาเป็นสถานีรับ LNG ทั้งนี้ลักษณะของภูมิประเทศที่เป็นเกาะทำให้ไม่สามารถก่อสร้างท่อก๊าซธรรมชาติได้ครอบคลุมความต้องการใช้ก๊าซมีความต้องการ LNG ในแต่ละเกาะที่ไม่มาก ไม่

สามารถรวบรวมเป็นตลาดค้าส่งก๊าซที่ใหญ่พอทำให้อาจสามารถพัฒนาเป็นศูนย์กลางการค้า LNG ได้ลำบาก

5. ประเทศฟิลิปปินส์

ประเทศฟิลิปปินส์มีภูมิภาคเป็นเกาะ มีการพัฒนาแหล่งก๊าซในประเทศแต่ไม่สามารถครอบคลุมความต้องการก๊าซในประเทศ ประเทศมีเป้าหมายจะพัฒนาโครงการสถานีรับ LNG และนำเข้า LNG ในอนาคต แต่ยังไม่มีความคืบหน้าที่ชัดเจน ประเทศอาจขาดความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติและ LNG ในการพัฒนาเป็น LNG Hub

6. ประเทศเวียดนาม

ประเทศเวียดนามมีกำลังผลิตไฟฟ้าเทียบเคียงได้กับประเทศไทย มีการใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณเพื่อผลิตไฟฟ้าร้อยละ 17 ยังพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ และโรงไฟฟ้าถ่านหิน ประเทศมีความต้องการและขาดแคลนไฟฟ้าจึงมีแผนการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติและ LNG (Gas /LNG to Power project) กว่า 10 โครงการ ปัจจุบันมีโครงการสถานีรับ LNG ก่อสร้างอยู่ 2 โครงการยังไม่แล้วเสร็จ ส่วนใหญ่จะสร้างสถานีรับ LNG คู่กับโครงการโรงไฟฟ้าเป็นรายโครงการ ทำให้ไม่เกิดศูนย์กลางของตลาด LNG ในประเทศ ประเทศเวียดนามไม่มีระบบราคาก๊าซเฉลี่ย (Pool gas) เช่นประเทศไทย แต่ละแหล่งก๊าซ และ LNG ที่นำเข้าจะมีต้นทุนต่อการผลิตไฟฟ้าแต่ละแห่งแตกต่างกัน นโยบายรัฐฯในเรื่องการดำเนินธุรกิจก๊าซโดยเฉพาะในเรื่อง Third Party Access ยังไม่ถูกพัฒนา ยังขาดความพร้อมในเรื่องโครงสร้างพื้นฐานและความชัดเจนของนโยบายรัฐในการดำเนินธุรกิจและนำเข้า LNG

7. ประเทศบรูไน

ประเทศบรูไนเป็นประเทศผู้ผลิตน้ำมันและมีการพัฒนาโครงการผลิต LNG (Brunei LNG) ประเทศมีความต้องการก๊าซในประเทศจำกัด อุปทานก๊าซในประเทศที่มีสามารถสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติได้ทั้งหมด ไม่จำเป็นต้องมีการพัฒนาสถานีรับ LNG ปัจจุบันโครงการ Brunei LNG นั้นมีการผลิตก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิต LNG น้อยลงในช่วงต่อสัญญาการผลิตและทำการตลาด LNG แล้ว

8. ประเทศเมียนมา

ประเทศเมียนมาเป็นประเทศที่มีแหล่งก๊าซธรรมชาติ และมีโครงสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมต่อมายังประเทศไทย ประเทศเมียนมาเป็นประเทศที่ยังต้องพัฒนาการผลิตไฟฟ้าและอุตสาหกรรมต่างๆ ปัจจุบันพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำกว่า ร้อยละ 43 โดยมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าร้อยละ 38 นอกจากนี้ยังพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันร้อยละ 18 ประเทศเมียนมามีแผนพัฒนาตลาดก๊าซธรรมชาติในประเทศในระยะเริ่มต้น และมีแนวคิดจะนำเข้า LNG เพื่อ

เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ปัจจุบันยังไม่มีโครงการสถานีรับ LNG และยังขาดความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานในการเป็น LNG Hub

9. ประเทศกัมพูชา

ประเทศกัมพูชามีการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่จากพลังงานน้ำและถ่านหิน โดยมีการนำเข้าไฟฟ้าที่ผลิตได้จากประเทศลาว ประเทศไทย และประเทศเวียดนามร่วมด้วย มีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติโดยเฉพาะพื้นที่คาบเกี่ยวกับประเทศไทย แต่แหล่งก๊าซยังไม่ถูกพัฒนาขึ้นมาใช้ประโยชน์ ยังไม่มีโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติและยังไม่มีสถานีรับ LNG

10.ประเทศลาว

ประเทศลาวมีกำลังการผลิตไฟฟ้าปัจจุบัน 7.2 GW ส่วนใหญ่มาจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ ไม่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติอย่างมีนัยสำคัญ ปัจจุบันมีการส่งออกไฟฟ้าไปยังประเทศเพื่อนบ้าน เช่น ประเทศไทย ประเทศเวียดนาม ประเทศเมียนมา และประเทศกัมพูชา ประเทศลาวมีเป้าหมายในการเป็นศูนย์กลางการส่งไฟฟ้า (Regional Transmission Hub) ที่ตั้งของประเทศไม่ติดทะเลจึงขาดคุณสมบัติในการพัฒนาโครงการสถานีรับ LNG ไม่มีโครงสร้างพื้นฐานทางด้านก๊าซธรรมชาติและ LNG ที่มีนัยสำคัญ

ภาพรวมพลังงานด้านก๊าซธรรมชาติและโครงสร้างพื้นฐานของ 10 ประเทศในอาเซียนข้างต้น จะเห็นได้ว่า ประเทศไทย ประเทศสิงคโปร์ และมาเลเซีย มีโครงสร้างพื้นฐาน สถานีรับ LNG ที่สามารถพัฒนาต่อยอดสู่ LNG Hub ได้

วิเคราะห์การกำหนดขอบเขตรูปแบบธุรกิจ LNG Hub ที่เหมาะสมกับประเทศไทย

1. การวิเคราะห์ขอบเขตและรูปแบบธุรกิจ Gas/LNG Hub ในต่างประเทศ

จากบทที่ 2 ของงานวิจัยนี้ เรื่องกรอบแนวความคิดในการพัฒนา Gas/LNG Hub ในต่างประเทศที่มีในปัจจุบันเช่น Henry Hub NBP และ TTF นั้น ได้มีการทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง พบว่า การพัฒนาศูนย์กลางค้าก๊าซธรรมชาติ (Gas Hub) ในต่างประเทศ ดังกล่าวเป็นการพัฒนาในตลาดการค้าเสรีที่มีการพัฒนาการค้าก๊าซทางท่อส่งก๊าซฯ เป็นหลัก โดยอาจมีความเชื่อมโยงกับ LNG เพียงบางส่วน จากก๊าซธรรมชาติที่ได้รับเข้า หรือ ออกจาก LNG ที่แปรสภาพที่สถานีรับ LNG หรือโครงการผลิต LNG เท่านั้น ไม่ใช่ hub ที่เป็นศูนย์กลางการค้า LNG โดยเฉพาะ

งานวิจัยเรื่อง Asian LNG Trading hubs: Myth or Reality (โดย Mr. Mike Fulwood) ได้มีการวิเคราะห์เปรียบเทียบรูปแบบธุรกิจและปัจจัยสำเร็จในการพัฒนา Gas/LNG Hub ที่สามารถสร้างราคาศูนย์กลางพลังงาน (Hub price) ในสหรัฐอเมริกาและยุโรป ต่อการพัฒนา LNG Hub ในภูมิภาคเอเชีย ไว้ดังนี้ดังนี้

1.1 ระบบการค้าเสรีที่ปราศจากการควบคุมในเรื่องกำหนดราคาและการค้าก๊าซธรรมชาติและ LNG โดยรัฐบาล เป็นปัจจัยพื้นฐานที่ต้องมี (Fundamental Prerequisite) ในการพัฒนาศูนย์กลางการค้าก๊าซธรรมชาติและ LNG นั้นจุดเริ่มต้นของการค้าเสรีคือการแยกกิจการค้าก๊าซธรรมชาติและ LNG ออกจากกิจการบริหารการขนส่งและคลังเก็บ และเปิดการให้บริการต่อบุคคลที่ 3 (Third Party Access หรือ TPA) นอกจากนี้งานวิจัยยังให้ความเห็นต่อประเทศจีนและญี่ปุ่นว่า แม้จะมีตลาดการค้าก๊าซธรรมชาติ และ LNG ใหญ่ที่สุดในภูมิภาค แต่ด้วยการที่ยังไม่สามารถพัฒนาแยกกิจการค้าก๊าซออกจากกิจการขนส่ง และการพัฒนา Third Party Access ได้สำเร็จ ทำให้เป็นปัจจัยที่ไม่สนับสนุนต่อการเป็น Gas/LNG hub ในภูมิภาค

1.2 สภาพคล่องทางการค้าก๊าซธรรมชาติและ LNG เป็นปัจจัยที่ส่งเสริมการเป็น hub โดยตลาดจำเป็นต้องมีผู้ค้ามากราย มีสัญญาซื้อขายและที่เกี่ยวข้องที่เป็นมาตรฐาน และ มีจำนวนธุรกรรมการค้า (Transaction) ที่มีจำนวนมาก ซึ่งจะส่งผลต่อสภาพคล่อง (Liquidity) สูงเป็นลักษณะพื้นฐานของ Hub ซึ่งวัดโดย Churn Rate จำเป็นต้องมีการค้าก๊าซทางท่อ (Pipeline trade) และ การค้าอนุพันธ์ (Financial trade) ร่วมด้วย ลำพังเพียงการค้า LNG เพียงอย่างเดียวจำนวน Transaction จะน้อย สภาพคล่องยังต่ำมาก เนื่องจากมีข้อจำกัดจากลักษณะการค้า LNG มีลักษณะการค้าเป็นลำเรือซึ่งยากต่อการแบ่งปริมาณการค้าเป็น Transaction ย่อยๆ เมื่อเทียบกับธุรกรรมการค้าก๊าซทางท่อในตลาดเสรี

ในการงานวิจัยนี้ยังให้ความเห็นต่อประเทศสิงคโปร์ ที่แม้มีระบบการค้ามุ่งสู่การพัฒนาสู่การค้าเสรี แต่ด้วยขนาดตลาดการค้าที่เล็กและมีจำนวนผู้ค้าก๊าซ (Shipper) เพียง 11 ราย ทำให้เป็นปัจจัยที่ไม่ส่งเสริมให้ตลาดมีสภาพคล่องเพียงพอต่อการเป็น Hub ที่เทียบเคียงกับตลาดสหรัฐฯ และยุโรป

1.3 การสร้างราคาศูนย์กลางพลังงาน Hub Price ในตลาด Henry hub NBP และ TTF นั้นราคาที่ประกาศนั้นล้วนแล้วแต่เป็นราคาประกาศที่สะท้อนการซื้อขายจริงที่เกิดขึ้นและสภาพคล่องสูง ซึ่งเป็นปัจจัยที่สร้างความเชื่อมั่นในเรื่องความโปร่งใสและความถูกต้องของการประกาศราคา

ในเอเชียมีหลายประเทศพยายามจะสร้างราคากลาง LNG ในภูมิภาค เช่น ประเทศสิงคโปร์มีการประกาศราคา Japan Korea Maker (JKM) โดย Platts ซึ่งเป็นการสำรวจ (Survey Price) ราคา LNG ในตลาดจร (Spot Market) ส่งมอบประเทศญี่ปุ่นและเกาหลีใต้ล่วงหน้าประมาณ 45-60 วัน โดย Platts จะติดต่อสอบถามผู้ค้าในตลาดว่าราคา LNG ควรอยู่ระดับเท่าใด ไม่มีบุคคลที่สามในการตรวจสอบราคาและปริมาณซื้อขายที่เกิดขึ้นจริง ทำให้ราคา JKM เป็นเพียงประมาณการราคา LNG ตลาดจร ไม่สะท้อนการซื้อขาย LNG ที่แท้จริงในตลาดจรได้ทั้งหมด นอกจากนี้สิงคโปร์ยังมีความพยายามประกาศราคา Sling เพื่อใช้อ้างอิงราคา LNG ที่ส่งมอบที่สิงคโปร์ซึ่งมีการใช้อ้างอิงน้อย ปัจจุบันได้ยกเลิกการประกาศ Sling ไปแล้ว จะเห็นได้ว่าการพัฒนาราคากลาง Hub price ในภูมิภาค

เอเชียนั้นมีความท้าทายและตลาดที่สามารถสร้างราคา Hub price ที่มีความน่าเชื่อถือนั้น ควรจะต้องมีองค์ประกอบของการพัฒนาครบตามที่งานวิจัยของ EIA และ Mike Fulwood ได้ให้ความเห็นไว้

จากที่กล่าวมาข้างต้น เป็นการวิเคราะห์ปัจจัยพื้นฐานเทียบเคียงการพัฒนา Gas hub ในตลาดสหรัฐอเมริกา และยุโรป อย่างไรก็ตามการพัฒนา LNG Hub ของประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้นั้น มุ่งเน้นการค้า LNG ระหว่างประเทศเป็นหลัก (ไม่รวมถึงก๊าซธรรมชาติทางท่อก๊าซระหว่างประเทศ) จึงจำเป็นต้องกำหนดขอบเขตและรูปแบบธุรกิจให้ชัดเจนเพื่อศึกษาถึงยุทธศาสตร์ การแข่งขัน และแนวการพัฒนา LNG Hub ของประเทศไทย ต่อไป

2. การพัฒนา LNG Hub ในประเทศไทยในมุมมองขอบเขตและรูปแบบธุรกิจ

สำหรับการพัฒนาประเทศไทยให้เป็นศูนย์การซื้อและขาย LNG ในภูมิภาค (Regional LNG Hub) ตามนโยบายรัฐฯนั้น มีเป้าหมายในการค้า LNG ในภูมิภาคเป็นหลัก (ยังไม่รวมถึงการค้าก๊าซทางท่อในประเทศและระหว่างประเทศ) โดยรัฐมีเป้าหมายตามยุทธศาสตร์ชาติในการการใช้สถานีรับ LNG มาบตาพุด ของกลุ่มบริษัท ปตท.ในการเป็นศูนย์กลางการค้า LNG ในภูมิภาค ทำให้จำเป็นต้องคัดกรองปัจจัยสำเร็จของก๊าซธรรมชาติ และ LNG Hub ในสหรัฐอเมริกาและยุโรป มาปรับใช้ให้เหมาะสมกับเป้าหมายในการพัฒนา LNG Hub ในประเทศไทย

โดยงานวิจัยนี้จึงกำหนดขอบเขตและเป้าหมาย LNG Hub ของประเทศไทย คือเป็นสถานที่หรือจุดศูนย์กลางในการให้บริการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับ LNG เช่น การซื้อ การขาย และการขนส่ง เป็นต้น โดยมีสภาพเป็นตลาดที่ผู้ซื้อและผู้ขายมารวมตัวเพื่อการแลกเปลี่ยนซื้อขาย LNG ระหว่างกันจนเกิดเป็นการประกอบธุรกิจซื้อและขาย LNG ภายในภูมิภาคโดยใช้ประโยชน์จาก Terminal Infrastructure ต่างๆ เช่น อุปกรณ์รับและจ่าย LNG และถังเก็บ LNG เป็นต้น

รูปแบบการให้บริการของสถานีรับ LNG มาบตาพุดปัจจุบัน เป็นการให้บริการเป็นสถานีรับ จ่าย LNG ทางท่าเทียบเรือ มีภารกิจหลัก คือ รองรับความต้องการในการใช้ก๊าซธรรมชาติและเสริมสร้างเสถียรภาพและความมั่นคงด้านการใช้พลังงานของประเทศในระยะยาวโดยขนถ่าย LNG ที่นำเข้าจากต่างประเทศทางเรือขนส่ง LNG ขนาดมาตรฐาน ผ่านท่าเทียบเรือเข้าสู่ถังกักเก็บ (Unloading) กักเก็บรักษาสภาพ LNG (Storage) ให้บริการแปรสภาพ LNG จากของเหลวกลับสู่สภาพก๊าซ (Regasification) ส่งเข้าสู่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ รวมถึงบริการขนถ่าย LNG จากถังกักเก็บสู่รถบรรทุก LNG (Truck Loading) เพื่อนำส่งผู้ใช้ที่มีความต้องการในการใช้ก๊าซธรรมชาติต่อไป

การศึกษาการพัฒนา LNG Hub ในประเทศไทย พบว่าสามารถปรับปรุงเพิ่มเติมให้ครอบคลุมรูปแบบการให้บริการที่หลากหลายมากขึ้นและแยกการให้บริการ เพื่อส่งเสริมสภาพคล่องของการประกอบธุรกิจ LNG Trading ของผู้ซื้อผู้ขายที่จะเข้ามาใช้บริการโดยมีรูปแบบการให้บริการต่างๆ ตามมาตรฐานสากลในการเป็น Regional LNG Hub ดังต่อไปนี้

1. การให้บริการขนถ่าย LNG จากเรือ (Unloading Service)

2. การให้บริการกักเก็บ LNG ในถังกักเก็บ (Storage Service)

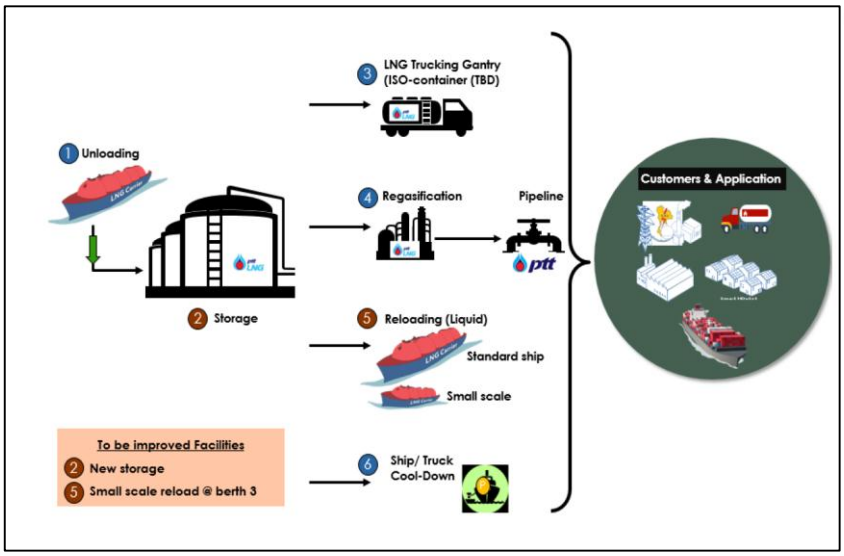
3. การให้บริการขนถ่าย LNG ลงรถบรรทุกเพื่อขนส่ง LNG ทางบกไปสู่ลูกค้า (LNG Truck Loading และ ISO Tank Loading)

4. การให้บริการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซธรรมชาติ ส่งผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปสู่ลูกค้าภายในประเทศ (Regasification Service)

5. การให้บริการขนถ่าย LNG จากถังกักเก็บไปสู่เรือขนาดมาตรฐานและเรือขนาดเล็กเพื่อขนส่งไปยังลูกค้าทั้งในและต่างประเทศ (Reloading for Standard and Small Scale Vessel) รวมถึงเรือขนาดเล็กที่ให้บริการเติม LNG ให้แก่เรือที่ใช้ LNG เป็นเชื้อเพลิงในการเดินเรือด้วย (Bunkering)

6. การให้บริการทำความเย็นถังเก็บ LNG ของเรือหรือรถบรรทุก เพื่อเตรียมความพร้อมในการรับและการขนถ่าย (LNG Ship/Truck Cool Down)

แผนภาพที่ 4-3 รูปแบบการให้บริการ Regional LNG Hub



ที่มา: บริษัท พีทีทีแอลเอ็นจี จำกัด , 2563.

จากเป้าหมาย ขอบเขต และรูปแบบธุรกิจ LNG Hub ของประเทศไทยข้างต้น เป็นการพัฒนาประเทศไทยสู่ศูนย์กลางการค้า LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ โดยในระยะเริ่มต้นมุ่งเน้นการค้า LNG เชิงกายภาพ (Physical Trade) ในภูมิภาค โดยใช้โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติที่ประเทศมี งานวิจัยนี้จะทำการวิเคราะห์เชิงยุทธศาสตร์ การแข่งขัน และเสนอแนวทางการพัฒนา LNG Hub ตามเป้าหมาย ขอบเขต และรูปแบบธุรกิจข้างต้น

วิเคราะห์ปัจจัยสำคัญเชิงยุทธศาสตร์ในการพัฒนา LNG Hub ในภูมิภาค

จากการศึกษาเชิงยุทธศาสตร์การพัฒนา LNG Hub ของประเทศไทยตามขอบเขตการศึกษาที่กำหนดในข้อ 2 บริษัท Galways และ บริษัท Wood McKenzie บริษัทที่ปรึกษาผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงานได้ให้ความเห็นถึงปัจจัยสำคัญเชิงยุทธศาสตร์ในการพัฒนา LNG Hub ในภูมิภาคไว้ดังนี้

1. ทำเลที่ตั้งเป็นจุดยุทธศาสตร์

1.1 ทำเลที่ตั้งที่เป็นศูนย์กลางกลุ่มลูกค้าเป้าหมายที่ใช้ LNG (Demand Centre Proximity) ทำเลที่ตั้งอยู่ใกล้กับลูกค้าเป็นหนึ่งในองค์ประกอบที่สำคัญในการดึงดูดผู้ซื้อและผู้ขายมายัง LNG Hub เนื่องจากมีข้อดีต่อผู้ซื้อและผู้ขาย ดังนี้

1.1.1 ประหยัดค่าขนส่ง เนื่องจากระยะทางใกล้กับลูกค้า

1.1.2 ผู้ซื้อที่มีความต้องการ LNG ในปริมาณต่ำ หรือมีข้อจำกัดทางการขนส่งสามารถซื้อ LNG ได้ในราคาที่คุ้มค่าโดยการใช้เรือขนาดเล็กลงจากการถ่ายโอน LNG จากเรือใหญ่ที่สถานีรับ LNG (Break bulking) ให้เกิดประโยชน์สูงสุด

1.1.3 เปลี่ยนรอบการซื้อจนถึงการจัดส่ง LNGได้อย่างรวดเร็ว (Quick turn around)

1.1.4 หากมีท่อส่งก๊าซฯ เชื่อมต่อกับกลุ่มลูกค้า ก็จะได้ประโยชน์จากภูมิภาคใกล้เคียงด้วย เช่น ประเทศไทยและประเทศพม่า ซึ่งมีท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมต่อระหว่างกัน

1.2 ตั้งอยู่ในเส้นทางการค้าและขนส่ง LNG (Trade Route) มีประโยชน์ต่อผู้ซื้อและผู้ขาย LNG ดังนี้

1.2.1 ผู้ซื้อและผู้ขายสามารถบริหารจัดการสัญญา FOB เดิมที่มีอยู่ เพื่อลดค่าขนส่ง

1.2.2 ผู้ค้าสามารถจัดส่ง LNG ตามความต้องการที่เร่งด่วนระยะสั้นได้อย่างรวดเร็วและตอบสนองโอกาสในการสร้างมูลค่าเพิ่มทางการค้าได้

1.2.3 ผู้ขายมีโอกาสในการทำธุรกิจให้บริการเติม LNG เป็นเชื้อเพลิงในการเดินเรือให้แก่เรือเดินสมุทร (LNG bunkering)

2. มีโครงสร้างพื้นฐาน (Infrastructure) ที่พร้อมรองรับการให้บริการต่างๆ เพื่อการประกอบธุรกิจ

2.1 ความพร้อมในการเก็บและอุปกรณ์ในการสูบถ่าย LNG จากสถานีรับ LNG (Storage and Reloading Facilities)

การเก็บและการจ่าย LNG เนื่องจากสิ่งที่ผู้ค้าซึ่งเป็นผู้ใช้บริการหลักให้ความสำคัญคือการเก็บ LNG ไว้ในทำเลที่ตั้งที่ช่วยสนับสนุนการค้าในอนาคต โดยควรมีลักษณะสำคัญดังนี้

2.1.1 ควรมีปริมาณถังเก็บเพียงพอสำหรับการค้าขายที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต

2.1.2 สามารถรับและจ่าย LNG ได้ทั้งสองทิศทาง

2.1.3 ควรมีค่าบริการจัดเก็บ LNG ไม่สูงจนเกินไป สามารถคุ้มค่าการเลือกใช้บริการให้การเก็บเพื่อขาย LNG สนองความต้องการที่สูงขึ้นตามฤดูกาล (Seasonal)

2.2 ความพร้อมของท่าเรือ (Port Facilities)

ความสามารถในการให้บริการผ่านท่าเรือเป็นสิ่งที่สำคัญสำหรับการรับและจ่าย LNG การทำธุรกิจเติม LNG เป็นเชื้อเพลิงทางเรือ และการขนส่ง LNG Break-bulk ซึ่งควรมีลักษณะดังนี้

2.2.1 มีที่จอดเทียบท่า (Berths) เพื่อทำการขนถ่าย LNG มากกว่าหนึ่งจุด ทำให้เกิดความยืดหยุ่นในการรับเรือ

2.2.2 มีท่าเรือขนาดเล็กสำหรับขนถ่าย LNG Break-bulk สู่เรือขนาดเล็ก

2.2.3 มีเครื่องมือสำหรับการเติม LNG เป็นเชื้อเพลิงให้แก่เรือ ไม่ว่าจะเป็นการเติมโดยเรือท้องแบน (Barge) ทางรถบรรทุก หรือ เติมโดยตรงจากถังเก็บ LNG

2.2.4 มีความพร้อมให้บริการเรือลากจูง (Tug Boats) เพื่อให้บริการลากจูงเรือขนส่ง LNG เข้าและออก LNG Terminal

2.2.5 สามารถให้บริการทำความเย็นให้กับเรือ LNG เพื่อพร้อมรับ LNG (Cool down) ได้

2.3 ระบบท่อขนส่งก๊าซและการขน LNG ทางรถ (Pipeline System and LNG Truck)

เนื่องจากหน้าที่หลักของสถานีรับ LNG คือการส่ง LNG ที่แปรสภาพเป็นก๊าซแล้วไปยังตลาดปลายน้ำ (Downstream Market) ซึ่งโครงสร้างพื้นฐานระบบท่อส่งก๊าซ และ ระบบการขนส่งทางรถจะสามารถช่วยเพิ่ม Utilization ในการใช้งานสถานีรับ LNG และตอบสนองต่อความต้องการของลูกค้าได้มากขึ้น ซึ่งโครงสร้างพื้นฐานเหล่านี้ประกอบด้วย

2.3.1 ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติไปยังกลุ่มลูกค้าเป้าหมาย มีกำลังส่งและสามารถบริหารจัดการได้อย่างมีประสิทธิภาพ

2.3.2 สถานีและอุปกรณ์จ่าย LNG ให้แก่รถบรรทุก LNG เพื่อขนส่ง LNG ไปยังลูกค้าที่มีความต้องการก๊าซธรรมชาติแต่ท่ออยู่ห่างไกลแนวท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ

3. มีการให้บริการ และอัตราค่าบริการที่โปร่งใส

3.1 การแยกอัตราค่าบริการตามกิจกรรมที่ให้บริการ LNG Hub

การแยกอัตราค่าบริการของแต่ละกิจกรรมออกจากกัน เช่น ค่าบริการเก็บ LNG ค่าบริการจ่าย LNG ค่าบริการเติม LNG เป็นเชื้อเพลิงให้แก่เรือ เป็นต้น ผู้ใช้บริการ LNG Hub ควรได้รับข้อมูลค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในการใช้บริการต่างๆ อย่างชัดเจน

3.2 การให้ใช้สถานีรับ LNG อย่างเท่าเทียม

เพื่อให้มั่นใจได้ว่าผู้ใช้บริการLNG Hub สามารถใช้บริการของสถานีรับ LNG ได้อย่างยุติธรรมนั้นภาครัฐต้องอนุญาตให้ผู้ใช้บริการLNG Hub สามารถใช้สถานีรับ LNG ท่าเรือ และโครงสร้างพื้นฐานอื่นๆ ของสถานีรับ LNG ได้อย่างเท่าเทียมกัน (Non-discriminated Third Party Access) ซึ่งจะช่วยดึงดูดให้ผู้ซื้อและผู้ขายมาใช้บริการ LNG Hub ได้มากขึ้น

วิเคราะห์ข้อมูลเชิงประยุกต์ เพื่อวัดขีดความสามารถของประเทศไทยในการเป็นศูนย์กลางพลังงาน

การวัดขีดความสามารถของประเทศไทยเป็นศูนย์กลางพลังงานนั้นต้องวิเคราะห์พิจารณาครอบคลุมถึงปัจจัยภายนอกและภายใน ในการประเมินจุดแข็ง จุดอ่อน โอกาส และอุปสรรค (SWOT Analysis) เพื่อใช้ในการกำหนดกลยุทธ์และแนวทางในการพัฒนาให้ประเทศไทยเป็นศูนย์กลาง ซื้อและขาย LNG ของภูมิภาค (Regional LNG Trading Hub) สามารถสรุปได้ดังนี้

ปัจจัยภายใน

1. จุดแข็ง (Strengths)

1.1 ประเทศไทยมีตลาดการค้าก๊าซธรรมชาติที่ใหญ่ที่สุดในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และ มีความพร้อมทางด้านโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เช่น ระบบท่อส่งก๊าซ สถานีรับ LNG เป็นต้น

1.2 ความต้องการ LNG ของประเทศไทยมีแนวโน้มสูงขึ้นเรื่อย ๆ เป็นตลาดก๊าซที่มีการเติบโต

1.3 ประเทศไทยมีท่าเทียบเรือและสถานีรับและจ่าย LNG ของสถานีรับ LNG มาบตาพุดที่มีความพร้อมและเปิดให้บริการ TPA แล้ว นอกจากนี้ยังมีศักยภาพในการขยายการลงทุนสถานีรับ LNG ต่าง ๆ ในประเทศไทย

1.4 ท่าเทียบเรือและสถานีรับและจ่าย LNG ของบริษัท PTTLNG มาบตาพุด มีกำลังผลิต (Capacity) เพียงพอที่จะรองรับความต้องการ LNG ทั้งภายในประเทศไทย และสามารถให้บริการในลักษณะ LNG Hub ต่อความต้องการ LNG ในภูมิภาคได้

2. จุดอ่อน (Weakness)

2.1 ตำแหน่งที่ตั้งของประเทศไทยเสียเปรียบประเทศสิงคโปร์ซึ่งมีพื้นที่ตั้งอยู่ใน Trade Route และเป็นศูนย์กลางทางการค้าและบริการขนาดใหญ่ ทำให้ประเทศสิงคโปร์มีความได้เปรียบในเรื่องทำเลที่ตั้ง

2.2 สิทธิประโยชน์ทางภาษีของประเทศไทยอาจยังไม่ดึงดูดผู้ใช้บริการเพียงพอเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศสิงคโปร์ ประเทศสิงคโปร์มี Global Trade Program (GTP) ซึ่งจะมีการลดอัตราภาษีเหลือ 5%-10% สำหรับการขาย LNG ทำให้เกิดแรงจูงใจต่อผู้ประกอบการ

2.3 ข้อกฎหมายของประเทศไทยยังต้องพัฒนาให้สนับสนุนในการทำกิจกรรมการซื้อและขาย LNG ของภูมิภาค (Regional LNG Trading Hub) เช่น ขอบเขตใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานนโยบายการแยกอัตราค่าบริการตามกิจกรรมที่ให้บริการ การกำหนดราคาซื้อและขาย LNG และนโยบายการส่งออก LNG เป็นต้น

ปัจจัยภายนอก

3. โอกาส (Opportunities)

3.1 สถานการณ์ตลาด LNG ในปัจจุบัน และอนาคตอันใกล้ ถูกคาดการณ์ว่าอยู่ในภาวะ LNG ล้นตลาด (LNG over supply) ซึ่งเป็นโอกาสที่ดีของประเทศไทยในการทำธุรกิจการค้า LNG ในลักษณะ LNG Hub เพื่อสนับสนุนการค้า LNG Trading ในภูมิภาค

3.2 ประเทศไทยมีตำแหน่งที่ตั้งทางบกใกล้กับประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ กัมพูชา เมียนมา และเวียดนาม ซึ่งเอื้อต่อการที่จะทำธุรกิจขาย LNG ในรูปแบบรถบรรทุก (Truck) หรือในรูปแบบเรือลำเล็ก (Break-bulk service)

4. อุปสรรค (Threats)

4.1 โครงการสำรวจและผลิตก๊าซฯใหม่ๆในประเทศเมียนมา กัมพูชา และเวียดนาม หากสามารถพัฒนาได้ในต้นทุนที่ต่ำอาจส่งผลต่อโอกาสในการขาย LNG ให้ประเทศเพื่อนบ้านลดลง ส่งผลต่อความต้องการในการใช้บริการ LNG Hub

4.2 ทิศทางของการเติบโตของการใช้พลังงานทดแทน (Renewable Energy) ในภูมิภาค เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลมและพลังงานชีวมวล เป็นต้น ส่งผลต่อความต้องการ LNG ภูมิภาคลดลง

วิเคราะห์การแข่งขันของประเทศและผู้ประกอบการรายสำคัญในภูมิภาค

จากการวิเคราะห์ภาพรวมพลังงานและความพร้อมโครงสร้างพื้นฐานก๊าซของประเทศไทยเทียบกับกลุ่มประเทศในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ 10 ประเทศ (ASEAN) ตามที่กล่าวมาแล้วนั้น

จากสภาวะปัจจุบันประเทศที่มีความพร้อมและอาจจะพัฒนาสถานีรับ LNG สู่การเป็น Regional LNG Hub ได้ในกลุ่มประเทศ ASEAN มีเพียง 3 ประเทศคือ สิงคโปร์ มาเลเซีย และประเทศไทย นั้น

ทั้งนี้เพื่อให้การวิเคราะห์ภาวะแข่งขันของการวิจัยนี้สมบูรณ์มากขึ้น จึงเพิ่มการวิเคราะห์การแข่งขันเปรียบเทียบกับประเทศที่มีศักยภาพในภูมิภาคเอเชียเพิ่มเติมสำหรับ ประเทศจีนซึ่งเป็นตลาดก๊าซและ LNG ที่มีอัตราการเติบโตสูงที่สุดในภูมิภาค และ ประเทศญี่ปุ่นซึ่งเป็นผู้นำเข้า LNG ใหญ่และสำคัญ (Traditional Market) ในภูมิภาค โดยงานวิจัยนี้ได้มีการพิจารณาปัจจัยต่างๆ ที่มีผลต่อความสามารถในการแข่งขันโดยมีข้อสรุปความเห็นต่อศักยภาพของแต่ละประเทศ (ประเทศญี่ปุ่น ประเทศจีน ประเทศมาเลเซีย ประเทศสิงคโปร์ และประเทศไทย) ดังนี้

ตารางที่ 4-1 สรุปศักยภาพการเป็น LNG Hub ของแต่ละประเทศในภูมิภาคเอเชีย

ประเทศ	ปัจจัยภายใน				ปัจจัยภายนอก	Regulatory
	ตลาดก๊าซ/ปริมาณ LNG นำเข้า/การเติบโต	โครงสร้างราคาก๊าซฯ (Deregulation)	LNG/Gas Index	ระบบโครงสร้างพื้นฐาน/ความพร้อมสถานีรับ LNG	ที่ตั้ง/ความต้องการ LNG ในภูมิภาค/ International Exposure	Third Party Access (TPA) /Tax exempt
ญี่ปุ่น	ไม่มีแหล่งก๊าซในประเทศ พึ่งพาการนำเข้า LNG ปัจจุบันนำเข้า LNG มากที่สุดในโลก ปริมาณ 82.5 MTPA	เปิดเสรีค้าปลีกก๊าซฯ แล้วในเดือน เม.ย.2560 ไม่มีการควบคุมโครงสร้างราคาก๊าซฯในตลาดค้าปลีก	มี JCC ซึ่งเป็นราคานำเข้าน้ำมันดิบใช้อ้างอิงในสูตรราคา LNG เป็นราคาย้อนหลังมีข้อจำกัดในการค้าในตลาดจร	ระบบโครงข่ายท่อก๊าซฯ มีเฉพาะบางพื้นที่และไม่เชื่อมโยงกันเนื่องถูกควบคุมโดยบริษัท Utilities ที่เป็นเอกชนแต่ละพื้นที่	ตำแหน่งที่ตั้งใกล้กับประเทศที่มีความต้องการ LNG ในภูมิภาค เช่น จีน และเกาหลีใต้ เป็นต้น มี International Network ด้าน LNG	เนื่องจากบริษัทเอกชนควบคุมระบบท่อ/สถานีรับ LNG ในแต่พื้นที่ ทำให้มีการเข้าถึงได้ยาก แม้มีการพัฒนา TPA สำหรับสถานีรับ LNG

ตารางที่ 4-1 สรุปศักยภาพการเป็น LNG Hub ของแต่ละประเทศในภูมิภาคเอเชีย (ต่อ)

ประเทศ	ปัจจัยภายใน				ปัจจัยภายนอก	Regulatory
	ตลาดก๊าซ/ปริมาณ LNG นำเข้า/การเติบโต	โครงสร้างราคาก๊าซฯ (Deregulation)	LNG/Gas Index	ระบบโครงสร้างพื้นฐาน/ความพร้อมสถานีรับ LNG	ที่ตั้ง/ความต้องการ LNG ในภูมิภาค/ International Exposure	Third Party Access (TPA) /Tax exempt
จีน	มีตลาดก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่และมีนำเข้า LNG เป็นอันดับ 2 ปัจจุบันมีการนำเข้า LNG 54 MTPA	มีการควบคุมโครงสร้างราคาก๊าซฯ และส่วนใหญ่กำหนดราคาโดยหน่วยงานรัฐของจีน	ยังไม่มีสำหรับ International reference	มีระบบโครงข่ายท่อก๊าซฯ ขนาดใหญ่ ยังถูกควบคุมโดยบริษัทน้ำมันรายใหญ่ในประเทศ	ตำแหน่งที่ตั้งใกล้กับประเทศที่มีความต้องการ LNG ในภูมิภาค เช่น ญี่ปุ่น และเกาหลีใต้ มี International Network ด้าน LNG	ไม่มีการแยกกิจการค้าออกจากกิจการขนส่ง/คลัง LNG ที่ชัดเจน เข้าถึงได้ยาก มีบางสถานีรับ LNG เริ่มพัฒนา TPA
ไทย	ประเทศมีความต้องการและตลาดค้าส่งขนาดใหญ่ ปัจจุบันนำเข้า LNG ในปริมาณ 5.2 MTPA และโอกาสเติบโตในอนาคต	มีการควบคุมโครงสร้างราคาก๊าซฯ ส่วนใหญ่โดยภาครัฐ	ยังไม่มี	มีระบบโครงข่ายท่อก๊าซฯ ขนาดใหญ่ มีความต่อเนื่องครอบคลุมพื้นที่อุตสาหกรรมมีศักยภาพขนส่งทางรถไปยังภูมิภาคอื่นเช่น เมียนมา กัมพูชา เป็นต้น	ตำแหน่งที่ตั้งใกล้กับประเทศที่มีความต้องการ LNG ในภูมิภาค เช่น เมียนมา กัมพูชา สิงคโปร์และเวียดนามมี International Network ด้าน LNG	ประกาศใช้ TPA แล้วที่ท่าเทียบเรือและสถานีรับและจ่าย LNG ของบริษัท PTTLNG มาบตาพุด ปัจจุบันมี ปตท. และ กฟผ. เป็นผู้ใช้บริการ

ตารางที่ 4-1 สรุปศักยภาพการเป็น LNG Hub ของแต่ละประเทศในภูมิภาคเอเชีย (ต่อ)

ประเทศ	ปัจจัยภายใน				ปัจจัยภายนอก	Regulatory
	ตลาดก๊าซ/ปริมาณ LNG นำเข้า/การเติบโต	โครงสร้างราคาก๊าซฯ (Deregulation)	LNG/Gas Index	ระบบโครงสร้างพื้นฐาน/ความพร้อมสถานีรับ LNG	ที่ตั้ง/ความต้องการ LNG ในภูมิภาค/ International Exposure	Third Party Access (TPA) /Tax exempt
สิงคโปร์	ประเทศมีความต้องการก๊าซน้อยและอัตราเติบโตในระดับต่ำ ปัจจุบันนำเข้า LNG 2.6 MTPA	ราคาก๊าซฯ ขายปลีกให้กับลูกค้ารายเล็ก ถูกควบคุมโครงสร้างราคาโดยภาครัฐ	1.Sling (ยกเลิกแล้ว) 2. JKM ซึ่งเป็น market survey price	ระบบโครงข่ายท่อก๊าซฯ ขนาดเล็กกว่าไทยมาก และไม่เชื่อมโยง มีการขนส่ง LNGทางรถบรรทุกบ้างตั้งแต่ปี 2560	ตำแหน่งที่ตั้งใกล้กับประเทศที่มีความต้องการ LNG ในภูมิภาค เช่น เมียนมา เวียดนาม, กัมพูชา, และไทย /มี International Network ด้าน LNG	ประกาศใช้ TPA ที่สถานีรับ SLNG แต่ rule อยู่ระหว่างการพัฒนา / มีระบบภาษีเอื้อต่อการค้า
มาเลเซีย	ประเทศมีความต้องการก๊าซจำกัด / แหล่งก๊าซในประเทศทำเป็น LNG เพื่อส่งออก	ราคาก๊าซฯในประเทศยังได้รับการ subsidy จากรัฐ	ยังไม่มี	ระบบท่อส่งก๊าซ ไม่ครอบคลุม ส่วนใหญ่อยู่ใน Peninsular สถานีรับ LNG มี capacity จำกัด	ตำแหน่งที่ตั้งใกล้ความต้องการ LNG ในภูมิภาค /มี International Network ด้าน LNG	ประกาศใช้ TPA แต่ไม่มีผู้ค้าให้ความสนใจ อาจเนื่องจากต้องแข่งขันกับ PETRONAS

ที่มา: สรุปความเห็นจาก GIIGNL และ ASCOPE , 2562.

ทั้งนี้หากจะประเมินศักยภาพของ 10 ประเทศในกลุ่ม ASEAN และ 2 ประเทศที่มีศักยภาพ คือ ประเทศจีน และ ประเทศญี่ปุ่น ในปัจจัยส่งเสริมต่อการพัฒนาเป็น LNG Hub ข้างต้นสามารถเปรียบเทียบระดับของศักยภาพดังนี้

ตารางที่ 4-2 สรุปศักยภาพการเป็น LNG Hub ของแต่ละประเทศในภูมิภาคเอเชีย

ประเทศ	ปัจจัยภายใน				ปัจจัยภายนอก	Regulatory
	ตลาดก๊าซ/ปริมาณ LNG นำเข้า/การเติบโต	โครงสร้างราคาก๊าซฯ (Deregulation)	LNG/Gas Index	ระบบโครงสร้างพื้นฐาน/ความพร้อมสถานีรับ LNG	ที่ตั้ง/ความต้องการ LNG ในภูมิภาค/ International Exposure	Third Party Access (TPA) /Tax exempt

 = มีศักยภาพการแข่งขันมาก = มีศักยภาพการแข่งขันน้อย

ที่มา: สรุปความเห็นจาก GIIGNL และ ASCOPE , 2562.

จากผลการประเมินเปรียบเทียบความสามารถในการแข่งขันของประเทศไทย เทียบกับประเทศคู่แข่ง แสดงให้เห็นว่า ประเทศไทยมีข้อได้เปรียบในการแข่งขันเมื่อเทียบกับประเทศคู่แข่งในด้านตำแหน่งที่ตั้งใกล้กับประเทศที่มีความต้องการ LNG ในภูมิภาคโดยเฉพาะประเทศ เมียนมา กัมพูชาและ เวียดนาม ประเทศไทยมีความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานและสถานีรับ LNG และประเทศไทยมีตลาดค้าส่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่และมีโอกาสในการเติมโต ทั้งนี้หากประเทศไทยต้องการยกระดับขีดความสามารถในการแข่งขันเพิ่มขึ้น อาจต้องดำเนินการเพิ่มเติม เช่น การปรับสิทธิประโยชน์ทางภาษีให้ดึงดูดผู้ใช้บริการ และการปรับข้อกฎหมายให้สนับสนุนในการทากิจกรรมการซื้อและขาย LNG ของภูมิภาค ให้เทียบเคียงประเทศสิงคโปร์ การพัฒนากลไกลราคาให้สามารถเป็นจุดอ้างอิงราคา เป็นต้น

แนวทางการพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางพลังงานในภูมิภาค (LNG Hub)

การพัฒนาประเทศไทยให้เป็นศูนย์กลางพลังงานในภูมิภาค (LNG Hub) นั้น จำเป็นต้องมีการพัฒนาเป็นระบบและใช้เวลาในการพัฒนา โดยเริ่มจากเป็นศูนย์กลางการค้า LNG ทางกายภาพ (Physical Trade) ไปส่งศูนย์กลางการค้าที่สมบูรณ์มีตลาดซื้อขายล่วงหน้าและ Hub Price ดังเช่น ตลาด Henry Hub (ประเทศสหรัฐอเมริกา) NBP (ประเทศอังกฤษ) และ TTF (ประเทศเนเธอร์แลนด์) โดยมีแนวทางในการพัฒนาแบ่งออกเป็น 10 ระยะดังนี้

ระยะที่ 1 แยกกิจการค้าก๊าซออกจากกิจการขนส่ง/คลัง LNG มีการแยกประเภทการให้บริการ (Unbundle) ของสถานีรับ LNG เช่น การขนถ่าย LNG เข้าถัง (Unload) การกักเก็บ การแปรสภาพ และการขนส่งในรูปแบบต่างๆ เป็นต้น ทั้งนี้ เพื่อให้โครงสร้างราคานำเข้า ราคาขาย LNG สะท้อนตามกลไกตลาดที่แท้จริง รวมทั้งมีความชัดเจนในอัตราค่าบริการสำหรับบริการแต่ละประเภท

ระยะที่ 2 เปิดให้บุคคลที่สามสามารถเข้ามาใช้หรือเชื่อมต่อระบบส่งก๊าซธรรมชาติและสถานีรับ LNG ได้ (Third Party Access : TPA) เพื่อเป็นการส่งเสริมให้มีการแข่งขัน สร้างความเท่าเทียมและเปิดโอกาสให้ผู้จาหน่ายก๊าซธรรมชาติ (Shipper) รายอื่นๆสามารถเข้ามาใช้บริการของระบบโครงข่ายพลังงานอย่างเป็นธรรม โปร่งใส และไม่เลือกปฏิบัติ

ระยะที่ 3 การมี Bilateral Trade ที่เพิ่มขึ้นซึ่งเป็นผลจากการประกาศใช้ TPA มีผู้ค้าก๊าซและ LNG มากรายเข้ามาทำธุรกิจ

ระยะที่ 4 ผลจากการมีผู้สนใจเข้ามาซื้อและขายแลกเปลี่ยน LNG ใน Hub มากขึ้นสภาพคล่องของ Hub (Hub Liquidity) สูงขึ้นจะนำไปสู่การที่บริษัทจัดทำข้อมูลราคา (Price Report Agency) เช่น ICIS Platts Argus เป็นต้น ดำเนินการจัดทำรายงานข้อมูลราคาซื้อและขายที่เกิดขึ้นใน Hub นั้นๆ เผยแพร่แก่สาธารณะการมีข้อมูลราคาที่ชัดเจนและเชื่อถือได้นั้นเป็นปัจจัยส่งเสริมให้ผู้ซื้อและผู้ขาย

เข้ามาใช้บริการ Hub เพิ่มขึ้นเนื่องจากข้อมูลราคาที่เกิดขึ้นนี้สามารถช่วยให้นักลงทุนสามารถบริหารจัดการความเสี่ยงวางแผนและซื้อและขายได้อย่างมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

ระยะที่ 5 การที่หน่วยงานหรือองค์กรที่กำกับดูแล (Regulator) สามารถประกาศใช้ Standardization of trading rules and contracts เพื่อใช้ใน Hub นั้นๆ ได้นั่นหมายถึงผู้ซื้อและผู้ขายสามารถทำการซื้อและขาย LNG ภายใต้หลักเกณฑ์กระบวนการและเงื่อนไขที่เป็นมาตรฐานเดียวกันซึ่งจะส่งผลให้ต้นทุนในการทำกิจกรรมนั้นลดลง

ระยะที่ 6 ผลจากการมีข้อมูลราคาซื้อและขายที่ชัดเจนน่าเชื่อถือประกอบกับการมีผู้เล่นจำนวนมากในตลาดที่เข้ามาทำการซื้อและขาย LNG ภายใต้หลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่เป็นมาตรฐานเดียวกันนำไปสู่การเข้ามาของคนกลาง (Over the counter OTC) เช่น สถาบันทางการเงิน นายหน้า (Broker) หรือผู้ค้าก๊าซฯซึ่งนอกเหนือจากการดำเนินการซื้อและขายก๊าซธรรมชาติแล้วคนกลางเหล่านี้ยังให้บริการด้านการค้าและการจัดการความเสี่ยงในการทำธุรกรรมอีกด้วยด้วยการเข้ามาของคนกลางเหล่านี้ส่งผลให้ Hub นั้นๆ มีการซื้อ-ขายที่เพิ่มขึ้นตลาดแข็งแกร่งขึ้นและมีสภาพคล่องที่สูงขึ้น อย่างไรก็ตาม จำเป็นต้องมีการค้าก๊าซทางท่อร่วมด้วยจึ่งจะทำให้เกิดสภาพคล่องที่สูง

ระยะที่ 7 ความน่าเชื่อถือและความโปร่งใสของราคาซื้อและขายที่รายงานโดย Price Report Agency มีความสำคัญเป็นอย่างมากในการพัฒนา LNG Hub เนื่องจากการที่ผู้ซื้อและผู้ขายในตลาดมีความมั่นใจว่าราคาที่รายงานนั้นเป็นจริงและสะท้อนมูลค่าของก๊าซธรรมชาติ ณ เวลาใดเวลาหนึ่งที่จะซื้อและขาย ณ Hub นั้นๆ และยอมรับอย่างแพร่หลายในราคาที่รายงานนั้นจะพัฒนาไปสู่การเกิดขึ้นของดัชนีราคา (Price Index) สำหรับการซื้อและขายใน Hub นั้น

ระยะที่ 8 การมี Price Index ของ Hub นั้นๆ เมื่อรวมกับปัจจัยอื่นๆ เช่น สภาพคล่องของตลาดการมีผู้ซื้อและผู้ขายในตลาดเป็นจำนวนมากการซื้อขายก๊าซฯ ในปริมาณมากสามารถดึงดูดผู้ค้าแบบ Non Physical Trader เช่นสถาบันการเงินหรือบริษัทเทรดดิ้งเข้ามาในตลาดมากขึ้นเนื่องจากมีวัตถุประสงค์ในการให้บริการจัดหาเครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงินแก่ผู้ซื้อและผู้ขายในตลาดนั้นๆ

ระยะที่ 9 เมื่อ Hub นั้นๆ มีความมั่นคงและแข็งแกร่งเพียงพอจะนำไปสู่การเกิดขึ้นขององค์กรที่จะเข้ามาดูแลและอำนวยความสะดวกในการซื้อและขายแลกเปลี่ยน (Central clearing house) โดยการสร้างสัญญาซื้อและขายล่วงหน้าที่เป็นมาตรฐาน (Standardized financial futures contract) ให้แก่ผู้ซื้อและผู้ขายในตลาด

ระยะที่10 เกิดการซื้อและขายสัญญาซื้อขายล่วงหน้าจำนวนมาก (Futures contracts) ตลาดเข้าสู่การแข่งขันสมบูรณ์ มีราคากลางของ Hub Price ดังเช่น Henry Hub NBP และ TTF เป็นต้น

สรุป

จากการศึกษาเพื่อพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางการค้าด้าน LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (LNG Hub) นั้น ได้ทำการวิเคราะห์ถึงความพร้อมและศักยภาพด้านต่างๆ ในกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ 10 ประเทศ และ 2 ประเทศที่มีศักยภาพในเอเชีย (ประเทศญี่ปุ่นและประเทศจีน) นั้น พบว่า ประเทศไทยมีข้อได้เปรียบในการแข่งขันเมื่อเทียบกับประเทศคู่แข่งในด้านตำแหน่งที่ตั้งใกล้กับประเทศที่มีความต้องการ LNG ในภูมิภาคโดยเฉพาะประเทศ เมียนมา กัมพูชาและ เวียดนาม ประเทศไทยมีความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานและสถานีรับ LNG และประเทศไทยมีตลาดค้าส่งก๊าซขนาดใหญ่และมีโอกาสในการเติมโต ทั้งนี้หากประเทศไทยต้องการยกระดับขีดความสามารถในการแข่งขันเพิ่มขึ้น อาจต้องดำเนินการเพิ่มเติม เช่น การปรับสิทธิประโยชน์ทางภาษีให้ดึงดูดผู้ใช้บริการ และการปรับข้อกฎหมายให้สนับสนุนในการทำกิจกรรมการซื้อและขาย LNG ของภูมิภาค ให้เทียบเคียงประเทศสิงคโปร์ การพัฒนากลไกลราคาให้สามารถเป็นจุดอ้างอิงราคา เป็นต้น โดยการพัฒนา LNG Hub ต้องมีการพัฒนาเป็นระยะอย่างต่อเนื่องและใช้เวลาโดยงานวิจัยนี้ได้เสนอแนวทางไว้ 10 ระยะ ในการพัฒนาสู่ Hub การค้าก๊าซ/LNG ที่สมบูรณ์ดังเช่น Henry Hub NBP และ TTF เป็นต้น

บทที่ 5
สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

งานวิจัยนี้ได้ศึกษาและการก่อกำเนิดของ Hub ด้านพลังงานในต่างประเทศเพื่อให้ได้ทราบถึงองค์ประกอบที่สำคัญและปัจจัยสำเร็จ เพื่อวิเคราะห์ ปรับใช้ในการกำหนดยุทธศาสตร์ รูปแบบธุรกิจ (Business Model) การแข่งขันในภูมิภาค และแนวทางในการพัฒนาให้ประเทศเป็นศูนย์กลางการค้า LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ได้

นอกจากแนวคิดการพัฒนาประเทศไทยเป็น LNG Hub แล้ว การพัฒนาปฏิรูปโครงสร้างด้านพลังงานของประเทศด้านพลังงานด้านต่างๆ นั้น ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งในยุทธศาสตร์ชาติด้านพลังงานของประเทศไทยนั้น มีความสำคัญในการปฏิรูปประเทศ โดยเฉพาะด้านนโยบายพลังงานและการกำกับดูแลกิจการพลังงาน ตลอดจนระเบียบปฏิบัติ การกำหนดอัตราค่าบริการ และ อัตราภาษี เป็นต้น ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญส่งเสริมการพัฒนาให้ประเทศไทยเป็นศูนย์กลางการค้า LNG ได้สำเร็จ

ประเทศไทยมีจุดแข็งในเรื่องความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานขนาดใหญ่ มีตลาดการค้าก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ในภูมิภาค มีภูมิประเทศที่สามารถเชื่องโยงกับความต้องการ LNG ในภูมิภาคโดยเฉพาะประเทศ เมียนมา กัมพูชาและ เวียดนาม ยังมีจุดอ่อนในการแข่งขันในเรื่อง กฎหมายและระเบียบการค้า การกำหนดอัตราค่าบริการและภาษีที่เอื้อต่อการค้าในลักษณะ LNG Hub เพื่อให้สามารถแข่งขันได้ในภูมิภาค

จากการศึกษาเพื่อพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางการค้าด้าน LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (LNG Hub) นั้น ได้ทำการวิเคราะห์ถึงความพร้อมและศักยภาพด้านต่างๆ ในกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ 10 ประเทศ และ 2 ประเทศที่มีศักยภาพในเอเชีย (ประเทศญี่ปุ่นและประเทศจีน) นั้น พบว่า ประเทศไทยยังคงมีศักยภาพในการแข่งขันกับประเทศคู่แข่งที่มีศักยภาพในภูมิภาค เช่น สิงคโปร์ได้ ด้วยเหตุที่ปัจจัยพื้นฐานในเรื่องความพร้อมและโอกาสในการขยายโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติและสถานีรับ LNG ตลาดค้าส่งก๊าซขนาดใหญ่ที่มีโอกาสในการเติมโต ซึ่งเป็นปัจจัยที่คู่แข่งสร้างขึ้นได้ยากและใช้เวลาในการพัฒนา หากประเทศไทยต้องยกระดับขีดความสามารถในการแข่งขันเพิ่มขึ้นในเรื่องกฎหมายและระเบียบการค้า เช่น การปรับสิทธิประโยชน์ทางภาษีให้ดึงดูดผู้ใช้บริการ และการปรับข้อกฎหมายให้สนับสนุนในการทำกิจกรรมการ

ซื้อและขาย LNG ของภูมิภาค ให้เทียบเคียงประเทศสิงคโปร์ นอกจากนี้ การพัฒนากลไกลราคาในการซื้อขายให้สามารถเป็นจุดอ้างอิงราคาในการค้า LNG ในภูมิภาคให้ได้

ประเทศไทยมีศักยภาพ สามารถดำเนินการทำการค้าในรูปแบบการค้าต่างๆ ในลักษณะ Physical Hub ได้ทันที เช่นการให้บริการกักเก็บ LNG ในถังกักเก็บ (Storage Service) เพื่อการค้า การสูบถ่าย LNG จากเรือใหญ่มายังเรือเล็ก / ISO container (Break Bulking) เป็นต้น เมื่อมีการค้าขายมากขึ้นในภูมิภาค เกิดสภาพคล่องทางการค้า การพัฒนาจุดอ้างอิงราคาที่น่าเชื่อถือ (Price Benchmark)ในการค้า LNG ก็จะมีความเป็นไปได้มากขึ้น ในระยะถัดไป หากจะพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์การค้า LNG ให้ทัดเทียมตลาดการค้าก๊าซที่พัฒนาแล้ว ที่มีการค้าตลาดล่วงหน้าและอยู่ในตลาดค้าเสรี ดังเช่น Henry Hub (ประเทศสหรัฐอเมริกา) NBP (ประเทศอังกฤษ) และ TTF (ประเทศเนเธอร์แลนด์) นั้น งานวิจัยนี้ได้เสนอแนวทางในการพัฒนาไว้ 10 ระยะในบทที่ 5 ซึ่งการพัฒนา LNG Hub ในระยะต่างๆ ให้ประสบความสำเร็จได้นั้น ต้องอาศัยความร่วมมือทั้งภาครัฐฯและเอกชนในประเทศ ผู้ค้า LNG ในตลาดสากล ร่วมกันจึงจะประสบความสำเร็จ โดยมีข้อเสนอแนะแนวทางเชิงนโยบายและข้อเสนอแนะการบูรณาการนำไปปฏิบัติดังต่อไปนี้

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายต่อภาครัฐฯ และหน่วยงานต่างๆ

1. นโยบายในการกำหนดราคาซื้อขาย LNG และการควบคุมการส่งออก

จากการศึกษาข้างต้น นโยบายภาครัฐ กฎหมาย ข้อบังคับ และอัตราภาษีที่สนับสนุนการดำเนินธุรกิจ LNG Hub ให้สามารถแข่งขันได้นั้น ควรพิจารณาหารือเพื่อขอรับการสนับสนุนจากภาครัฐ และ/หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทั้งในเชิงนโยบาย ความชัดเจนในการบังคับใช้กฎหมาย การแก้ไขเปลี่ยนแปลงกฎระเบียบ ข้อบังคับ รวมทั้งเงื่อนไขในสัญญาต่างๆเพื่อรองรับการให้บริการด้านต่างๆ ที่จะเกิดขึ้นในการเป็น LNG Hub ซึ่งจากผลการศึกษาและข้อเสนอแนะดังนี้

1.1 นโยบายในการกำหนดราคาซื้อขาย LNG และการควบคุมการส่งออก

การคิดค่าบริการของสถานีรับ LNG รวมทั้งการกำหนดราคาซื้อขาย LNG มีความสำคัญต่อการพิจารณาการเลือกเข้าใช้บริการและโอกาสทางการค้าของผู้ใช้บริการซึ่งปัจจุบันต้องได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้องดังนี้

1.1.1 การจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาวจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) และคณะรัฐมนตรีซึ่งหลักเกณฑ์ดังกล่าวสาหรับการดำเนินการจัดหาของปตท.เท่านั้น และจากการสอบถามสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงานได้รับแจ้งว่า ปัจจุบันนอกเหนือจาก ปตท.และกฟผ.ยังไม่มีการกำหนดหลักเกณฑ์สำหรับนิติบุคคลอื่น

สำหรับหลักเกณฑ์การจัดหา LNG ของปตท.จะเป็นไปตามมติ กพช. ครั้งที่ 2/2553 ครั้งที่ 131วันที่ 30 กรกฎาคม 2553โดยระบุให้ ปตท.ดำเนินการจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาวและให้นำสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาวเสนอ ต่อ กพช. และคณะรัฐมนตรีเพื่อให้ความเห็น อย่างไรก็ตามหากมีความจาเป็นต้องนำเข้า LNG ด้วยสัญญาระยะสั้น ปตท.สามารถดำเนินการได้เอง โดยที่ราคา LNG จะต้องไม่เกินราคาน้ำมันเตา 2% ที่ประกาศโดย สนพ. ส่วนในกรณีอื่น กพช.มอบหมายให้ สนพ.และ กกพ. เป็นผู้พิจารณาอนุมัติการจัดหาระยะสั้น

1.1.2 การกำหนดราคาขายก๊าซธรรมชาติประเภทค้าส่งและค้าปลีกผ่านทางระบบท่อซึ่งโครงสร้างราคาขายก๊าซธรรมชาติดังกล่าวอยู่ภายใต้กำกับของ กกพ. เนื่องจากปัจจุบันเป็นการจัดหา LNG เพื่อประโยชน์เชิงความมั่นคง ดังนั้นการคำนวณราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติที่จำหน่ายให้แก่ กฟผ.ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ(IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและผู้ใช้ก๊าซอื่นๆ จะพิจารณาจากราคาเฉลี่ยของเนื้อก๊าซฯ (Pool Gas) ประกอบด้วยก๊าซจากอ่าวไทยที่เหลือจากการจ่ายให้โรงแยกก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งพม่าก๊าซ LNG และ ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอื่นๆในอนาคต ซึ่งในกรณีที่เป็นการจัดหา LNG มาเพื่อประโยชน์เชิงพาณิชย์ปริมาณและราคา LNG ดังกล่าวจะต้องถูกแยกออกจาก LNG ที่นำเข้ามาเพื่อความมั่นคง ไม่สามารถนำมารวมในราคา Pool Gas เพื่อความมั่นคงได้

1.1.3 ในปัจจุบันการจัดหา LNG เข้ามาในประเทศไทยและจัดเก็บที่ LNG Terminal เป็นไปเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศเท่านั้น ยังไม่มีการดำเนินการจัดหา LNG เพื่อประโยชน์ในการค้าเชิงพาณิชย์ดังนั้นการพัฒนาเป็น LNG Hub ที่เป็นการดำเนินการค้าเชิงพาณิชย์ ซึ่งรวมถึงการส่งออก LNG ทั้งทางเรือและทางรถจึงยังไม่มีกฎหมายที่มากำกับเรื่องปริมาณเพื่อการดำเนินการกิจกรรมดังกล่าวเป็นการเฉพาะ จึงจำเป็นที่จะต้องได้รับการสนับสนุนภาครัฐฯที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ กพช.ในเรื่องนโยบายการแบ่งแยกและบริหารจัดการปริมาณการจัดหา LNG เพื่อความมั่นคง และ การจัดหา LNG เพื่อการพาณิชย์ กกพ. ในเรื่องใบอนุญาตการส่งออก และกิจกรรม LNG Hub ที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น

1.2 TPA Code สำหรับสถานีรับ LNG มาบตาพุด

ตามที่ประเทศไทยได้ประกาศใช้ข้อกำหนดในการให้บริการแก่บุคคลที่ 3 (TPA Code) ไปก่อนหน้านี้ เมื่อพิจารณาแล้วอาจจำเป็นต้องมีการปรับปรุงแก้ไขเพื่อให้รองรับกิจกรรมการให้บริการของ LNG Hub อาทิเช่น

1.2.1 เพิ่มเติมข้อกำหนดเพื่อรองรับการให้บริการแยกรายประเภท (Unbundle) เนื่องจากปัจจุบันเป็นการให้บริการรวม (Bundle)

1.2.2 เพิ่มเติมข้อกำหนดเพื่อรองรับการให้บริการจ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวจากถังเก็บก๊าซธรรมชาติเข้าสู่เรือ (Reloading)

1.2.3 ปรับปรุงข้อกำหนดเรื่อง Slot เรือเพื่อให้เหมาะสมกับการบริหารจัดการกรณี Unload และReload

1.2.4 เพิ่มเติมข้อกำหนดเกี่ยวกับเหตุ/อัตราค่าเสียเวลา (Demurrage) กรณีส่งมอบก๊าซทางรถ (Truck Loading) หรือ ทางเรือ (Reloading)

1.2.5 ปรับปรุงการกำหนดระยะเวลาการให้บริการแต่ละกิจกรรมให้เหมาะสม เพราะปัจจุบันเปิดให้บริการระยะขั้นต่ำอย่างน้อย 30 วัน ซึ่งหากในอนาคตสามารถแยกประเภทการให้บริการได้เช่น การให้บริการทางรถ เป็นต้น ซึ่งกิจกรรมดังกล่าวอาจใช้เวลาน้อยกว่า 30 วัน

1.2.6 พิจารณาการคำนวณค่า Commodity Chargesให้รองรับกรณีมีการส่งมอบก๊าซ (Send out) ทางอื่นนอกเหนือจากทางท่อส่งก๊าซ

1.3 การกำหนดอัตราการให้บริการแยกกิจกรรมของสถานีรับ LNG มาบตาพุด

การให้บริการของสถานีรับ LNG มาบตาพุดในปัจจุบันเป็นการให้บริการที่คิดค่าบริการแบบรวม กล่าวคือผู้ใช้บริการสามารถใช้บริการตั้งแต่กระบวนการขนถ่าย LNG ออกจากเรือ (Unload) เก็บ (Storage) แปรสภาพ และส่งมอบก๊าซธรรมชาติ (Send Out)โดยมีอัตราค่าบริการเป็นแบบรวมทุกกิจกรรมซึ่งการพัฒนาเป็น LNG Hub ผู้ใช้บริการอาจจะไม่ได้ต้องการใช้บริการทุกประเภทแต่อาจจะเลือกใช้เพียงบางรายการจึงควรมีการปรับปรุงวิธีการคำนวณอัตราค่าบริการแต่ละประเภทแยกจากกัน (Unbundle) เพื่อให้เป็นไปตามที่ใช้บริการจริงไม่ใช่อัตราเดียวสำหรับทุกประเภทบริการ ทั้งนี้ปัจจุบันการกำหนดอัตราค่าบริการอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของ กกพ.ซึ่งหากจะต้องมีการกำหนดอัตราค่าบริการใหม่จึงต้องได้รับการสนับสนุนจาก กกพ.

1.4 ประเภทใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงาน และขอบเขตการบังคับใช้ใบอนุญาต

ปัจจุบันใบอนุญาตประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ มี 4 ประเภท คือ 1 ใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ 2 ใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ 3 ใบอนุญาตค้าปลีกก๊าซธรรมชาติผ่านระบบจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ และ 4 ใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ ซึ่งในขณะนี้ใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งฯ และใบอนุญาตค้าปลีกก๊าซธรรมชาติ ครอบคลุมเฉพาะการค้าส่งและจัดจำหน่ายผ่านระบบท่อเท่านั้น ซึ่งยังไม่มีการออกใบอนุญาตสำหรับกรณีการค้าส่งหรือค้าปลีกผ่านการจ่ายก๊าซเข้าสู่เรือ (Reloading) หรือเข้าสู่รถ (Truck Loading) เป็นการเฉพาะ ดังนั้น จึงยังไม่เป็นที่ชัดเจนว่า บางกิจกรรมใน LNG Hub เช่น Reloading/ Truck loading จำเป็นต้องมีใบอนุญาตเพื่อกำกับดูแลโดย กกพ.เพื่อให้การดำเนินธุรกิจมีการกำกับดูแล ความโปร่งใส เปิดกว้างให้ผู้สนใจที่มีคุณสมบัติครบตามที่ กกพ.ได้เข้ามาในธุรกิจนี้

1.5 คุณสมบัติของผู้ใช้บริการสถานีรับ LNG ตามที่ กกพ.กำหนด

ข้อกำหนด TPA Code สำหรับสถานีรับ LNG ได้ระบุคุณสมบัติของผู้ใช้บริการสถานีรับ LNG ต้องเป็นผู้ประกอบกิจการพลังงานตามระเบียบของ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ซึ่งตามระเบียบ กกพ. ว่าด้วยการขอรับใบอนุญาตและการอนุญาตการประกอบกิจการพลังงานปี พ.ศ. 2551 ข้อ 4 (2) ได้กำหนดคุณสมบัติผู้ขอรับใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงานต้องเข้าลักษณะใดลักษณะหนึ่งดังต่อไปนี้

1.5.1 บุคคลธรรมดาที่มีสัญชาติไทย

1.5.2 ห้างหุ้นส่วน บริษัทจำกัด บริษัทมหาชนจำกัด ตามกฎหมายไทย

1.5.3 นิติบุคคลตามกฎหมายต่างประเทศโดยต้องมีสานักงานสาขาในประเทศไทย และมีผู้มีอำนาจกระทาการแทนเป็นบุคคลธรรมดาสัญชาติไทย หรือ

1.5.4 กระทรวง ทบวง กรม ราชการส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ หรือนิติบุคคลที่มีกฎหมายจัดตั้งขึ้น

ดังนั้น ในการสนับสนุนให้นิติบุคคลต่างประเทศมาเป็นผู้ใช้บริการสถานีรับ LNG ได้นิติบุคคลดังกล่าวต้องมีสำนักงานสาขาในประเทศไทย และมีผู้มีอำนาจกระทำการแทนเป็นบุคคลธรรมดาสัญชาติไทย จึงอาจเป็นปัจจัยในการพิจารณาความคล่องตัวในการดำเนินการและการเลือกใช้บริการกิจกรรมต่างๆ ของ LNG Hub ได้ จึงเป็นกรณีที่อาจต้องมีการทบทวนข้อจำกัดในคุณสมบัตินี้เพื่อส่งเสริมผู้สนใจต่างประเทศใช้บริการ LNG Hub

1.6 คุณสมบัติผู้ค้าก๊าซธรรมชาติ ตามพ.ร.บ.ค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ.2543

ในกรณีที่ผู้ใช้บริการเป็นนิติบุคคลต่างประเทศที่ต้องการสร้างโอกาสทางการค้าก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยจะต้องคำนึงถึงคุณสมบัติของผู้ค้าก๊าซธรรมชาติที่สำคัญตาม พ.ร.บ.ค้าน้ำมันเชื้อเพลิงพ.ศ.2543 ร่วมด้วย

1.7 กฎหมายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ในการดำเนินธุรกิจ

นอกจากประเด็นที่กล่าวมาในข้อ 1 ถึง 6 ข้างต้น ยังต้องพิจารณากฎหมายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องในการนิติบุคคลต่างประเทศจะสามารถมาใช้บริการ LNG Hub อาทิ เช่น

1.7.1 กฎหมายด้านสิ่งแวดล้อม การจัดทำศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (EIA) ในกรณีมีการปรับปรุงหรือขยายท่าเทียบเรือให้รองรับต่อการทำกิจกรรมทั้งหมดของ LNG Hub

1.7.2 พ.ร.บ. เรือไทย พ.ศ. 2481 กำหนดคุณสมบัติของเรือที่เข้ามาทาการค้าในน่านน้ำไทย คุณสมบัติของผู้ถือกรรมสิทธิ์เรือไทยซึ่งทำการค้าในน่านน้ำไทย

1.7.3 พ.ร.บ. การเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 กำหนดหลักเกณฑ์การขนถ่าย LNG (มาตรา 189) ประกอบกับประกาศกรมเจ้าท่า 3/2555 เรื่อง การกำหนดชั้นของสิ่งของและ

สิ่งของที่อาจทำให้เกิดอันตรายได้ หน้าที่ของนายเรือเมื่อเข้ามาหรือออกจากน่านน้ำไทย (มาตรา 17-21)

1.7.4 พ.ร.บ. ความรับผิดทางแพ่งต่อความเสียหายจากมลพิษน้ำมันอันเกิดจากเรือ พ.ศ. 2560 กำหนดให้เรือต้องมีใบรับรองแสดงถึงการจัดหาประกันภัยในกรณีเกิดความเสียหายจากมลพิษ (มาตรา 15-19)

1.7.5 ประกาศของกรมเจ้าท่าที่เกี่ยวข้อง เช่น ประกาศกรมเจ้าท่า 279/2542 เรื่องการอนุญาตให้ขนถ่ายสิ่งของที่อาจทำให้เกิดอันตรายได้, ประกาศกรมเจ้าท่า 280/2542 ยกเว้นเรือและกำหนดประเภทการขนถ่ายสิ่งของที่อาจทาให้เกิดอันตรายได้ ที่ไม่ต้องขออนุญาตต่อเจ้าท่า

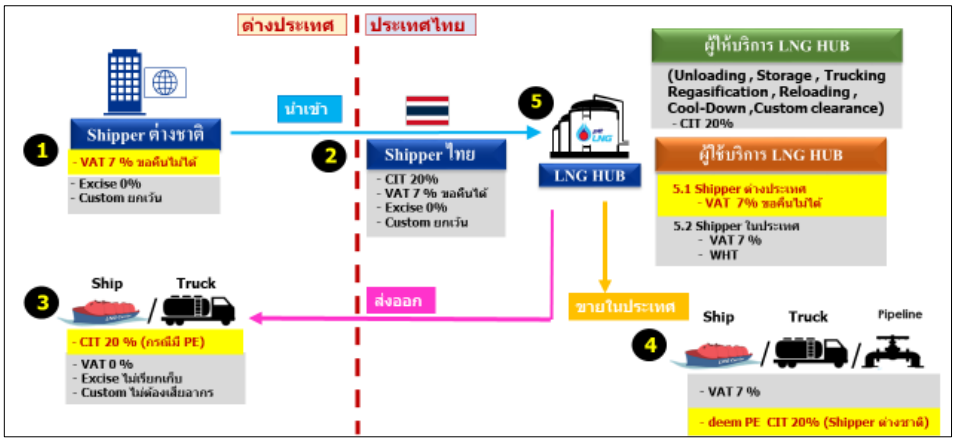
1.8 มาตรการด้านภาษีที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการค้า LNG Hub

อัตราภาษีที่จะเกิดขึ้นกับคู่ค้า LNG ที่มาใช้บริการ LNG Hub ที่ประเทศไทยมีความสำคัญในการแข่งขันกับต่างประเทศ เช่น ประเทศสิงคโปร์มีความได้เปรียบในเรื่องนี้โดยประเทศสิงคโปร์มี Global Trade Program (GTP) ซึ่งจะมีการลดอัตราเงินได้จากนิติบุคคลเหลือ 5 % สำหรับการขาย LNG

ซึ่งบริษัทที่จะได้รับสิทธิประโยชน์ดังกล่าวจะต้องมีคุณสมบัติตามที่กฎหมายกำหนดไว้ เช่น มีการกำหนดรายจ่ายในประเทศขั้นต่ำ จำนวนการจ้างงานพนักงานมืออาชีพในด้านการขาย จำนวนรายได้ขั้นต่ำจากการขายสินค้ามีรูปร่าง เป็นต้น สำหรับอัตราภาษีที่คาดว่าจะเกิดขึ้นตามกฎหมายและข้อกำหนดเกี่ยวกับภาษีของประเทศไทยจากธุรกรรมที่เกิดจาก LNG Hub สามารถประเมินได้ดังนี้

จากรูปแบบธุรกรรมใน LNG HUB ทั้ง 5 ธุรกรรม เมื่อพิจารณาภาระภาษีแล้วเป็น ดังนี้

แผนภาพที่ 5-1 ธุรกรรมเกี่ยวกับ LNG Hub และภาระภาษีที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในปัจจุบัน



ที่มา: บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) , 2563.

1.8.1 ธุรกรรมที่ 1 เป็นกรณีผู้ค้าก๊าซ (Shipper) ต่างชาติเป็นผู้นำเข้า LNG เพื่อเข้ามาเก็บที่ถังในประเทศไทยจะมีภาระภาษีมูลค่าเพิ่มตอนนำเข้า ซึ่ง Shipper ต่างชาติไม่สามารถขอคืนภาษีดังกล่าวได้เพราะไม่ได้เป็นผู้ประกอบการจดทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่มในประเทศไทยในส่วนของภาษีสรรพสามิตอัตราร้อยละ 0 และอากรศุลกากรได้รับยกเว้น

1.8.2 ธุรกรรมที่ 2 เป็นกรณี Shipperไทย เป็นผู้นำเข้า LNG เข้ามาเก็บที่ถังในประเทศไทย จะมีภาระภาษีมูลค่าเพิ่มตอนนำเข้า 7 % ซึ่ง Shipper ไทยสามารถขอคืนภาษีดังกล่าวได้เพราะเป็นผู้ประกอบการจดทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่มในประเทศไทย ในส่วนของภาษีสรรพสามิต มีอัตราร้อยละ 0 และอากรศุลกากรได้รับยกเว้น

1.8.3 ธุรกรรมที่ 3 เป็นกรณี Shipperไทย หรือ Shipper ต่างชาติ เป็นผู้ส่งออก LNG ที่นำเข้ามาเก็บไว้ใน LNG Hub ในประเทศไทยซึ่งทำการส่งออกโดยทางเรือ หรือทางรถ ไปยังลูกค้าต่างประเทศ จะมีภาระภาษีมูลค่าเพิ่มร้อยละ 0 ภาษีสรรพสามิต ไม่มีการเรียกเก็บ และอากรศุลกากร ไม่ต้องเสียอากร ในกรณีนี้หาก Shipper ต่างชาติมีผู้ทำการแทนหรือผู้ทำการติดต่อในการทำสัญญาซื้อขายในประเทศไทย Shipper ต่างชาติ จะต้องนำเงินได้จากการขายดังกล่าวมารวมคำนวณเพื่อเสียภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศไทย ในอัตราร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิ

1.8.4 ธุรกรรมที่ 4 เป็นกรณีที่ Shipperไทย และShipper ต่างชาติ นำ LNG ที่อยู่ใน LNG Hub ขายในประเทศไทยจะต้องนำส่งภาษีมูลค่าเพิ่มร้อยละ 7 ซึ่ง Shipperไทย ไม่มีประเด็นเพราะเป็นผู้ประกอบการจดทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่มและเป็นนิติบุคคลที่ต้องเสียภาษีเงินได้ในประเทศไทยอยู่แล้ว ส่วน Shipper ต่างชาติต้องจดทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่มในประเทศไทย เมื่อมีการขายสินค้าในประเทศไทย ซึ่งถือเสมือนว่า Shipper ต่างชาติมีสถานประกอบการถาวรในประเทศไทยจึงมีหน้าที่ต้องเสียภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศไทยในอัตรา 20% ของกำไรสุทธิ

1.8.5 ธุรกรรมที่ 5 เป็นกรณีที่ผู้ให้บริการใน LNG ซึ่งเป็นนิติบุคคลในประเทศไทยให้บริการได้แก่ Unloading, Storage, Trucking Regasification, Reloading, Cool Down และ Custom clearance ผู้ให้บริการมีหน้าที่ตามปกติที่ต้องนำเงินได้จากการให้บริการดังกล่าวข้างต้นมาเสียภาษีเงินได้นิติบุคคลในประเทศไทยและเรียกเก็บภาษีมูลค่าเพิ่มจากการให้บริการโดยผู้ใช้บริการ LNG Hub จะมีภาระดังนี้

1.8.5.1 กรณี Shipper ต่างชาติ หาก Shipper ต่างชาติไม่ได้จดทะเบียนภาษีมูลค่าเพิ่มจะไม่สามารถขอคืนภาษีมูลค่าเพิ่มที่ถูกผู้ให้บริการในไทยเรียกเก็บได้

1.8.5.2 กรณี Shipper ไทย สามารถนำภาษีมูลค่าเพิ่มที่ถูกผู้ให้บริการเรียกเก็บไปขอคืนโดยยื่นผ่านแบบแสดงรายการได้และเมื่อจ่ายเงินได้ให้แก่ผู้ให้บริการจะต้องทำการหักภาษี ณ ที่จ่ายและนำส่งกรมสรรพากร

จากการพิจารณาภาระภาษีดังกล่าวข้างต้น ในธุรกรรมที่ 3 หาก Shipper ต่างชาตินำ LNG ที่อยู่ใน LNG Hub ขายส่งออกไปต่างประเทศ โดยผ่านผู้ทำการแทน หรือ ผู้ทำการติดต่อในการทำสัญญาซื้อขายในประเทศไทย จะถือว่า Shipper ต่างชาติมีสถานประกอบการถาวรในไทย (Permanent Establishment) จึงมีหน้าที่ต้องเสียภาษีเงินได้นิติบุคคลในอัตราร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิ ซึ่งเป็นข้อเสียเปรียบในการแข่งขันกับประเทศอื่นในภูมิภาคที่ชัดเจน ดังนั้น หากต้องการผลักดันให้ประเทศไทยเป็น LNG Hub มาตรการทางด้านภาษี นับเป็นหนึ่งในปัจจัยที่ภาครัฐฯ ควรจะพิจารณาให้การสนับสนุน ทั้งนี้ เพื่อเป็นการเพิ่มความสามารถในแข่งขันให้กับประเทศไทย ให้เหนือกว่าประเทศคู่แข่งอย่างประเทศสิงคโปร์ หรือ ประเทศมาเลเซีย เนื่องจากมาตรการสนับสนุนด้านภาษี เช่น การยกเว้นภาระภาษีมูลค่าเพิ่มตอนนำเข้า หรือ ลดอัตราการเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคลจะเป็นสิ่งจูงใจให้ผู้ประกอบการทั้งในประเทศและต่างประเทศเข้ามาดำเนินธุรกิจใน LNG Hub ของประเทศไทย

2. ข้อเสนอแนะในการบูรณาการเพื่อนำไปปฏิบัติ

การพัฒนาศูนย์กลางค้า LNG Hub ในประเทศไทยจะต้องพัฒนาในลักษณะบูรณาการในทุกภาคส่วนเพื่อการสร้างและการพัฒนาศูนย์การค้าที่ตอบสนองต่อความต้องการ LNG ในภูมิภาคในรูปแบบต่างๆ สร้างสภาพคล่องทางการค้า เพื่อพัฒนาจากศูนย์กลางการค้า LNG ทางกายภาพ (Physical Trade) เท่านั้น นำไปสู่ศูนย์กลางการค้าที่สมบูรณ์มีตลาดซื้อขายล่วงหน้าและ Hub Price ดังเช่น ตลาด Henry Hub (ประเทศสหรัฐอเมริกา) NBP (ประเทศอังกฤษ) และ TTF (ประเทศเนเธอร์แลนด์) ซึ่งต้องใช้เวลาในการพัฒนาในระยะต่างๆ ดังที่กล่าวไว้ข้างต้นนั้น

การพัฒนาในลักษณะบูรณาการร่วมกัน สามารถแบ่งออกเป็น 3 ส่วนที่สำคัญได้ดังนี้

2.1 นโยบายรัฐฯและการกำกับดูแลกิจการ LNG Hub (Policy & Regulatory Support)

2.1.1 ภาพรวมประเทศไทยมีนโยบายพลังงานและการกำกับกิจการพลังงานที่ส่งเสริมการแข่งขันและมุ่งสู่การค้าเสรี ปัจจุบันสามารถแยกกิจการค้าออกจากกิจการการขนส่งและคลัง LNG ได้สำเร็จแล้ว ปัจจุบันอยู่ระหว่างการปฏิรูปโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง ทั้งนี้การปฏิรูปดังกล่าวส่งเสริมนโยบายรัฐในการพัฒนา LNG Hub ของประเทศ เพื่อรักษาเสถียรภาพทางพลังงานและส่งเสริมเสรีการค้าเชิงพาณิชย์ ในอนาคตประเทศไทยอาจจำเป็นต้องมีองค์กรกลางในทำหน้าที่รักษาเสถียรภาพและความมั่นคงทางด้านพลังงาน และแยกปริมาณ LNG เพื่อการค้าเชิงพาณิชย์ออกจากปริมาณ LNG ที่ใช้เพื่อความมั่นคง

2.1.2 ทางด้านกฎหมายและภาษี นั้น ประเทศไทยยังต้องพิจารณาแก้ไขกฎหมายและภาษีในส่วนที่เกี่ยวข้องหลายด้านตามที่ได้ศึกษาเสนอแนะแนวทางไว้แล้ว ทั้งนี้เป็นประเด็นหลักสำหรับประเทศไทยในการส่งเสริมศักยภาพการแข่งขัน (competitive advantage) เทียบกับคู่แข่ง เช่น ประเทศสิงคโปร์ ที่มีความได้เปรียบในด้านนี้ชัดเจน

2.1.3 นโยบายรัฐและการกำกับดูแลกิจการพลังงานในเรื่อง LNG Hub ต้องมีความเป็นสากล เป็นที่ยอมรับและให้ความเท่าเทียบต่อคู่ค้าทั้งในประเทศและต่างประเทศ

2.2 การพัฒนาความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐาน (LNG Infrastructure Readiness)

2.2.1 สถานีรับ LNG มาบตาพุดเป็นโครงการสถานีรับ LNG แห่งแรกในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่เปิดให้บริการเชิงพาณิชย์ตั้งแต่ปี พ.ศ.2554 พัฒนาและดำเนินการโดยกลุ่มบริษัท ปตท. ที่ผ่านมาสถานีรับ LNG มาบตาพุดทำหน้าที่หลักในการรับ LNG ที่ ปตท.นำเข้าตามความต้องการ LNG เพื่อความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ โดยรับ LNG จากเรือขนส่ง LNG จัดเก็บในถัง LNG และแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซธรรมชาติส่งเข้าสู่ระบบท่อก๊าซธรรมชาติเพื่อส่งก๊าซไปยังลูกค้ากลุ่มต่าง ๆ

อย่างไรก็ตามในช่วงที่ผ่านมา กลุ่ม ปตท.มองเห็นโอกาสและศักยภาพของสถานีรับ LNG มาบตาพุดในการเป็น LNG Hub ในภูมิภาคได้ จึงมีการเตรียมความพร้อมในส่วนที่ ปตท. ทำได้ไปล่วงหน้าแล้ว เช่น การติดตั้ง Reloading Facilities เพื่อใช้ในการสูบถ่าย LNG กลับไปยังเรือขนส่ง และได้ทำการทดสอบอุปกรณ์ดังกล่าวแล้วเสร็จใน เดือน มกราคม 2563 ทำให้สถานีรับ LNG มาบตาพุด มีความพร้อมทางเทคนิคในการให้บริการในลักษณะ Storage and Reload นอกจากนี้ปัจจุบันอยู่ระหว่างปรับปรุงท่าเรือเพื่อให้สามารถรับเรือได้มีขนาดหลากหลายมากขึ้น และอุปกรณ์ต่างๆ เพื่อให้สามารถรองรับการบริการ LNG Hub ในรูปแบบต่าง ๆ

2.2.2 กรณีที่ความต้องการใช้บริการ LNG Hub สูงเพิ่มขึ้นในอนาคต โดยเฉพาะการใช้บริการกักเก็บ LNG กลุ่ม ปตท.สามารถพิจารณาสร้างถังกักเก็บชนิดรักษาความเย็น (Cryogenic Tank) เพิ่มเติมได้ซึ่งการสร้างถังใหม่ได้ถูกศึกษาครอบคลุมในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) ของสถานีรับ LNG แล้ว นอกจากนี้กลุ่ม ปตท.ยังอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการสถานีรับ LNG แห่งใหม่ (หนองแฟบ) ในจังหวัดระยอง ซึ่งส่งเสริมความพร้อมของประเทศไทยในด้านโครงสร้างพื้นฐาน LNG สามารถแข่งขันในภูมิภาค

2.2.3 นอกจากนี้ การวางแผนโครงสร้างพื้นฐานด้าน LNG ในอนาคตจะต้องมีการวางแผนเป็นระบบและมีความเชื่อมโยงกับความต้องการก๊าซและ LNGในภูมิภาค ประกอบกับการพัฒนารูปแบบการค้าเชิงพาณิชย์ในรูปแบบต่างๆ ที่จะสามารถทำได้

2.3 การพัฒนาการค้าเชิงพาณิชย์และเครือข่ายระหว่างประเทศ (Commercial Development and International Networking)

2.3.1 ประเทศไทยเข้าสู่ธุรกิจ LNG ในระดับสากลในฐานะผู้ซื้อ LNG ผ่าน ปตท. ในฐานะรัฐวิสาหกิจที่ได้รับมอบหมายจากภาครัฐฯในการนำเข้า LNG สนองความต้องการ LNG ของประเทศไทยตั้งแต่ปี พ.ศ.2554 ปัจจุบันนำเข้า LNG ผ่านสัญญาระยะยาวและระยะสั้นมาแล้วมากกว่า 300 เที่ยวเรือ จาก 17 ประเทศผู้ส่งออก (จากประเทศผู้ส่งออก 20 ประเทศทั่วโลก)

โดย ปตท.ยังได้เข้าร่วมเป็นสมาชิกผู้นำเข้า LNG (GIIGNL) และสมาคม International Gas Union (IGU) ได้เข้าร่วมสร้างความสัมพันธ์กับคู่ค้าชั้นนำด้าน LNG อย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้การสร้างเครือข่ายธุรกิจในระดับประเทศ ระดับองค์กร และระดับปฏิบัติการอย่างต่อเนื่อง จะเป็นปัจจัยส่งเสริมในการค้าระหว่างประเทศ และการพัฒนาให้ ประเทศไทยเป็น LNG Hub ได้

2.3.2 นอกจากนี้ รูปแบบการค้าเชิงพาณิชย์ รูปแบบธุรกิจ จะต้องเป็นสากล มีกระบวนการค้าและทำสัญญาที่ไม่ซับซ้อน มีรูปแบบสัญญาที่เป็นมาตรฐาน (Standard Contract) เพื่อส่งเสริมการค้าและสนับสนุนให้มีการเข้ามาของผู้ค้ารายใหม่ๆ เพิ่มสภาพคล่องให้กับ LNG Hub

การดำเนินการพัฒนา LNG Hub นั้น จะต้องพัฒนาในลักษณะบูรณาการอย่างต่อเนื่อง และต้องอาศัยความร่วมมือจากภาครัฐและเอกชนเพื่อพัฒนา LNG Hub ในระยะต่างๆ ตามแนวทางข้อเสนอแนะดังที่กล่าวไปแล้วในงานวิจัยนี้

บรรณานุกรม

ภาษาไทย

หนังสือ

กัญจนา บุณยเกียรติ และคณะ. เทคโนโลยีแก๊สธรรมชาติ (NATURAL GAS TECHNOLOGY). กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2551.

บรรยาย

นพดล ปิ่นสุภา, รองกรรมการผู้จัดการใหญ่หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) บรรยายเรื่อง “ก๊าซธรรมชาติ: โชติช่วงชัชวาล”. ณ ห้อง The Synergy Hall อาคาร ENCO B, 17 มีนาคม 2559.

กฎหมาย

“รัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทย พ.ศ.2560”, ราชกิจจานุเบกษา. เล่มที่ 3, 6 เมษายน 2561.

เอกสารไม่ตีพิมพ์

นโยบายและแผนพลังงาน, สำนัก. “มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ”. 30 สิงหาคม 2547.

นโยบายและแผนพลังงาน, สำนัก. “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547-2558 (PDP2014)”. 24 สิงหาคม พ.ศ. 2547.

ฝ่ายพัฒนาธุรกิจก๊าซธรรมชาติ. “การศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาประเทศไทยให้เป็น Regional LNG Hub”. 28 สิงหาคม 2562.

ฐานข้อมูลอิเล็กทรอนิกส์

“ความรู้เรื่องปิโตรเลียม”. (ออนไลน์). เข้าถึงได้จาก : https://dmf.go.th/public/list/data/index/menu/611/mainmenu/, 2563.

“ทำความรู้จัก LNG”. (ออนไลน์). เข้าถึงได้จาก : http://www.pttlng.com/index.aspx?str=iL19F8K%2f9NYIgmpxepXNig%3d%3d#aboutLNG, 2563.

“รายงานสถิติประจำปี”. (ออนไลน์). เข้าถึงได้จาก : http://www.eppo.go.th/index.php/th/informationservices/ct-menu-item-56, 2563.

ภาษาต่างประเทศ

Journals

Group Caption Philip Tammen, RAAF Centre for Defence and Strategic Studies Australian Defence College. "ASEAN's Regional Approach to Energy Security: taking member states beyond national and commercial interests?", The Centre for Defence and Strategic Studies (CDSS). September 2013.

Hiroshi Hashimoto. "Japan Pursuit of its own LNG hub", IEEJ. May 2017.

Mike Fulwood. "ASIAN LNG TRADING HUBS: MYTH OR REALITY", Columbia SIPA Center on Global Energy Policy. May 2018.

Regulation

Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Order No. 636, 1992.

ประวัติย่อผู้วิจัย

ชื่อ นายวุฒิกร สติฐิต

เดือน ปีเกิด ธันวาคม 2507

การศึกษา ปริญญาโท M.B.A การเงิน มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ปริญญาโท M.S. Science (Industrial & System ENGR) Ohio University, U.S.A.

ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์ (ไฟฟ้า) สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ประวัติการทำงานโดยย่อ

1 ก.พ. 2562 – ปัจจุบัน	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ
1 พ.ย. 2558 – 31 ม.ค. 2562	ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่จัดหาและตลาดก๊าซธรรมชาติ หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ
1 พ.ย. 2557 – 31 ต.ค. 2558	ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ระบบท่อจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

ตำแหน่งปัจจุบัน รองกรรมการผู้จัดการใหญ่หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน)

สรุปย่อ

ลักษณะวิชา วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี

เรื่อง โครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน และ การเป็นศูนย์กลางด้านก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (LNG Hub)

ผู้วิจัย นายวุฒิกร สติฐิต **หลักสูตร** วปอ. **รุ่นที่** 62

ตำแหน่ง รองกรรมการผู้จัดการใหญ่หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในอดีตประเทศไทยพึ่งพาพลังงานในรูปแบบการนำเข้าน้ำมันดิบ และ น้ำมันสำเร็จรูปเป็นส่วนใหญ่ แต่จากการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย โดยต่อมาในปี 2520 รัฐบาลได้มีการจัดตั้งการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) โดยการรวมองค์การก๊าซธรรมชาติแห่งประเทศไทย องค์การเชื้อเพลิง และโรงกลั่นน้ำมันบางจาก เพื่อแก้ปัญหาวิกฤตการณ์น้ำมัน และการนำทรัพยากรก๊าซธรรมชาติมาใช้ในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจ และเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน

จากแผนพัฒนากาลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2547-2558 (PDP 2004) ความต้องการก๊าซธรรมชาติสำหรับใช้ผลิตไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นมาก ดังนั้น บริษัท ปตท. จากัด (มหาชน) จึงดำเนินการทบทวนแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว รวมถึงการลดลงของปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งจากในอ่าวไทยและจากประเทศเมียนมาในเวลานั้น และดำเนินการจัดตั้งบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG) ขึ้นในปี พ.ศ. 2547 เพื่อเป็นการเตรียมความพร้อมรองรับนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ตามแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว คณะรัฐมนตรี มีมติเห็นชอบให้ ปตท. จัดทำแผนการนำเข้า LNG เพื่อรองรับการจัดหาเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า และเสริมสร้างความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว โดย ปตท. เริ่มนำเข้า LNG ตั้งแต่ เดือนปี พ.ศ. 2554 เป็นต้นมา

ประเทศไทยมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่สูงกว่าประเทศในภูมิภาค มีแหล่งพลังงานและก๊าซธรรมชาติที่หลากหลายจากแหล่งในประเทศไทยและการนำเข้าในรูปก๊าซผ่านระบบท่อ และ LNG ที่มีการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานรองรับ ทั้งระบบโครงสร้างด้านพลังงานที่พร้อมประกอบกับการที่ก๊าซธรรมชาติจะเป็นเชื้อเพลิงที่มีการใช้มากขึ้นเนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงสะอาด ราคาแข่งขันได้ รัฐบาลจึงมีแนวทางที่จะส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันด้านพลังงานในรูปแบบตลาดเสรีเพื่อให้เกิดการแข่งขันในการซื้อขายก๊าซธรรมชาติโดยเฉพาะ LNG ที่จะมีการใช้มากขึ้นในอนาคต

ดังนั้น จึงเป็นที่มาของงานวิจัยของการศึกษาความเป็นไปได้และประโยชน์ของการปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน รองรับการเปิดตลาดเสรีก๊าซธรรมชาติ ที่

สามารถทำให้เกิดข้อตกลงล่วงหน้า รวมถึงส่งเสริมให้ประเทศเป็นศูนย์กลางด้านพลังงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (Energy hub) โดยเน้นเป็นศูนย์กลางด้านเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG hub)

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เสนอแนะโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศและ ศูนย์กลางด้านพลังงานในภูมิภาค
2. ศึกษา วิเคราะห์ และประเมิน ความเป็นไปได้ และผลกระทบของการปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติสำหรับรองรับ LNG hub ของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้
3. เพื่อเสนอแนวทางพัฒนาขีดความสามารถของโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงทางพลังงานและสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับประเทศไทย

ขอบเขตของการวิจัย

1. ขอบเขตด้านเนื้อหา

1.1 การวิจัยนี้จะเน้นการศึกษาวิเคราะห์ข้อมูลด้านพลังงาน เฉพาะ เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และ LNG เท่านั้น

1.2 งานวิจัยนี้จะใช้โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่แล้ว และ โครงสร้างพื้นฐานที่ได้รับการอนุมัติในการดำเนินการแล้ว

1.3 การวิจัยนี้จะมุ่งเน้นการเกิด Energy hub เฉพาะ ภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

2. ขอบเขตด้านประเทศ

ประเทศที่ใช้ในการศึกษาจะเลือกประเทศที่มีโครงสร้างพื้นฐานรองรับการซื้อขาย LNG เช่น LNG Terminal ที่รองรับการการรับ (Loading) และ ส่งออก (Reloading) ได้ และ/หรือ ประเทศที่มีโครงสร้างลักษณะ Gas/LNG hub เช่น Henry hub และ NBP hub

วิธีดำเนินการวิจัย

การวิจัยนี้เป็นงานวิจัยเชิงวิเคราะห์ เพื่อนำเสนอแนวคิดใหม่ ที่คาดว่าจะสามารถนำไปใช้จริงได้ โดยมีวิธรดำเนินการ ดังนี้

1. กำหนดกลุ่มประเทศในการศึกษา

1.1 คัดเลือกประเทศที่ในช่วงแรกก่อนการปรับโครงสร้างมีโครงสร้างหรือการดำเนินงานด้านพลังงานที่คล้ายกับประเทศไทย

1.2 เลือกประเทศในภูมิภาครอบๆ ปะรเทศไทยเพื่อประกอบการวิเคราะห์ผลการวิจัย

2. การรวบรวมข้อมูล

2.1 ศึกษาจากผลการศึกษา หรือเอกสารที่เกี่ยวข้อง

2.2 ศึกษาจากกลุ่มคู่ค้าทั้งในและต่างประเทศ

3. การวิเคราะห์ข้อมูล

3.1 แยกประเภทข้อมูลและจัดกลุ่มเพื่อใช้ในการเปรียบเทียบ

3.2 นำผลการศึกษาเบื้องต้น ไปประยุกต์แบบเสมือนจริงกับประเทศในภูมภาค

4. การนำเสนอข้อมูล

นำเสนอข้อมูลแบบรายงานวิจัยเชิงพรรณนาและการวิเคราะห์ และเสนอโครงสร้างพร้อมแผนการปรับโครงสร้างด้านพลังงานของประเทศ

ผลการวิจัย

ประเทศไทยมีจุดแข็งในเรื่องความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ในภูมิภาค มีภูมิประเทศที่สามารถเชื่องโยงกับความต้องการ LNG ในภูมิภาค โดยเฉพาะประเทศ เมียนมา กัมพูชาและ เวียดนาม รวมทั้งในการแข่งขันอาจต้องมีการปรับปรุงในเรื่อง กฎหมายและระเบียบการค้า การกำหนดอัตราค่าบริการและภาษีที่เอื้อต่อการค้าในลักษณะ LNG Hub เพื่อให้สามารถแข่งขันได้ในภูมิภาค

จากการศึกษาเพื่อพัฒนาประเทศไทยเป็นศูนย์กลางการค้าด้าน LNG ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (LNG hub) นั้น ได้ทำการวิเคราะห์ถึงความพร้อมและศักยภาพด้านต่างๆ ในกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ 10 ประเทศ และ 2 ประเทศที่มีศักยภาพในเอเชีย (ประเทศญี่ปุ่นและประเทศจีน) พบว่าประเทศไทยมีศักยภาพ สามารถดำเนินการทำการค้าในรูปแบบการค้าต่างๆ ในลักษณะ Physical Hub ได้ทันที เช่นการให้บริการกักเก็บ LNG ในถังกักเก็บ (Storage Service) เพื่อการค้า การสูบถ่าย LNG จากเรือใหญ่มายังเรือเล็ก / ISO container (Break Bulking) เป็นต้น

ข้อเสนอแนะ

1. ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายต่อภาครัฐฯ และหน่วยงานต่างๆ

1.1 นโยบายในการกำหนดราคาซื้อขาย LNG และการควบคุมการส่งออก

การพัฒนาให้ประเทศไทยเป็น LNG Hub จำเป็นต้องกำหนดให้การดำเนินการ LNG Hub มีการดำเนินการค้าเชิงพาณิชย์แยกออกจากการบริหาร LNG สำหรับใช้ในประเทศเพื่อความ

มั่นคงและ การจัดหา LNG เพื่อการพาณิชย์ กกพ. ในเรื่องใบอนุญาตการส่งออก และกิจกรรม LNG Hub ที่เกี่ยวข้อง

1.2 TPA Code สำหรับสถานีรับ LNG มาบตาพุด

ตามที่ประเทศไทยได้ประกาศใช้ข้อกำหนดในการให้บริการแก่บุคคลที่ 3 (TPA Code) ไปก่อนหน้านี้ เมื่อพิจารณาแล้วอาจจำเป็นต้องมีการปรับปรุงแก้ไขเพื่อให้รองรับกิจกรรมการให้บริการของ LNG Hub เช่น เพิ่มเติมข้อกำหนดเพื่อรองรับการให้บริการแยกรายประเภท (Unbundle) เพื่อรองรับการให้บริการจ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวจากถังเก็บก๊าซธรรมชาติเข้าสู่เรือ (Reloading) เป็นต้น

1.3 การกำหนดอัตราการให้บริการในแต่ละกิจกรรมของสถานีรับ LNG มาบตาพุด

การให้บริการของสถานีรับ LNG มาบตาพุดในปัจจุบันเป็นการให้บริการที่คิดค่าบริการแบบรวม กล่าวคือผู้ใช้บริการสามารถใช้บริการตั้งแต่กระบวนการขนถ่าย LNG ออกจากเรือ (Unload) เก็บ(Storage) แปรสภาพ และส่งมอบก๊าซ (Send Out)โดยมีอัตราค่าบริการเป็นแบบรวมทุกกิจกรรม (Bundle) เพื่อให้เป็นไปตามที่ใช้บริการจริงไม่ใช่อัตราเดียวสำหรับทุกประเภทบริการ รวมทั้งอัตราค่าบริการต้องแข่งขันได้กับประเทศอื่นๆ ในภูมิภาคที่มีกิจการ LNG

1.4 ประเภทใบอนุญาตประกอบกิจการพลังงาน และขอบเขตการบังคับใช้ใบอนุญาต

ปัจจุบันใบอนุญาตประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติ ยังไม่มีการออกใบอนุญาตสำหรับกรณีการค้าส่งหรือค้าปลีกผ่านการจ่ายก๊าซเข้าสู่เรือ (Reloading) หรือเข้าสู่รถ (Truck Loading) เป็นการเฉพาะ ดังนั้น จึงยังไม่เป็นที่ชัดเจนว่า บางกิจกรรมใน LNG Hub เช่น Reloading/ Truck loading จำเป็นต้องมีใบอนุญาตเพื่อกำกับดูแล

1.5 คุณสมบัติของผู้ใช้บริการสถานีรับ LNG ตามที่ กกพ. กำหนด

ข้อกำหนด TPA Code สำหรับสถานีรับ LNG ได้ระบุคุณสมบัติของผู้ใช้บริการสถานีรับ LNG ต้องเป็นผู้ประกอบกิจการพลังงานตามระเบียบของ คณะกรรมการกากับกิจการพลังงาน (กกพ.) ซึ่งในการสนับสนุนให้นิติบุคคลต่างประเทศมาเป็นผู้ใช้บริการสถานีรับ LNG ได้นิติบุคคลดังกล่าวต้องมีสำนักงานสาขาในประเทศไทย และมีผู้มีอำนาจกระทำการแทนเป็นบุคคลธรรมดาสัญชาติไทย จึงอาจเป็นปัจจัยในการพิจารณาความคล่องตัวในการดำเนินการและการเลือกใช้บริการกิจกรรมต่างๆ ของ LNG Hub ได้ จึงเป็นกรณีที่อาจต้องมีการทบทวนข้อจำกัดในคุณสมบัตินี้เพื่อส่งเสริมผู้สนใจต่างประเทศใช้บริการ LNG Hub

1.6 คุณสมบัติผู้ค้าก๊าซธรรมชาติ ตามพ.ร.บ.ค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ.2543

ในกรณีที่ผู้ใช้บริการเป็นนิติบุคคลต่างประเทศที่ต้องการสร้างโอกาสทางการค้าก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยจะต้องคำนึงถึงคุณสมบัติของผู้ค้าก๊าซธรรมชาติที่สำคัญตาม พ.ร.บ.ค้า

น้ำมันเชื้อเพลิงพ.ศ.2543 ที่อนุญาตให้เฉพาะบริษัทจดทะเบียนบริษัทจำกัดตามประมวลกฎหมายแพ่งและพาณิชย์และเป็นผู้ค้าน้ำมันมาตรา 7 ในการดำเนินการเท่านั้น

1.7 กฎหมายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ในการดำเนินธุรกิจ

นอกจากประเด็นที่กล่าวมาในข้อ 1 ถึง 6 ข้างต้น ยังต้องพิจารณากฎหมายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องในการนิติบุคคลต่างประเทศจะสามารถมาใช้บริการ LNG Hub

1.8 มาตรการด้านภาษีที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการค้า LNG Hub

อัตราภาษีที่จะเกิดขึ้นกับคู่ค้า LNG ที่มาใช้บริการ LNG Hub ที่ประเทศไทยมีความสำคัญในการแข่งขันกับต่างประเทศ เช่น ประเทศสิงคโปร์มีความได้เปรียบในเรื่องนี้โดยประเทศสิงคโปร์มี Global Trade Program (GTP) ซึ่งจะมีการลดอัตราเงินได้จากนิติบุคคลเหลือ 5 % สาหรับการขาย LNG

ซึ่งบริษัทที่จะได้รับสิทธิประโยชน์ดังกล่าวจะต้องมีคุณสมบัติตามที่กฎหมายกำหนดไว้ เช่น มีการกำหนดรายจ่ายในประเทศขั้นต่ำ จำนวนการจ้างงานพนักงานมืออาชีพในด้านการขาย จำนวนรายได้ขั้นต่ำจากการขายสินค้ามีรูปร่าง เป็นต้น สำหรับอัตราภาษีที่คาดว่าจะเกิดขึ้นตามกฎหมายและข้อกำหนดเกี่ยวกับภาษีของประเทศไทยจากธุรกรรมที่เกิดจาก LNG Hub สามารถประเมินได้

2. ข้อเสนอแนะในการบูรณาการเพื่อนำไปปฏิบัติ

การพัฒนาศูนย์กลางการค้า LNG Hub ในประเทศไทยจะต้องพัฒนาในลักษณะบูรณาการในทุกภาคส่วนเพื่อการสร้างและการพัฒนาศูนย์การค้าที่ตอบสนองต่อความต้องการ LNG ในภูมิภาคในรูปแบบต่างๆ สร้างสภาพคล่องทางการค้า เพื่อพัฒนาจากศูนย์กลางการค้า LNG ทางกายภาพ (Physical Trade) เท่านั้น นำไปสู่ศูนย์กลางการค้าที่สมบูรณ์มีตลาดซื้อขายล่วงหน้าและ Hub Price ดังเช่น ตลาด Henry Hub (ประเทศสหรัฐอเมริกา) NBP (ประเทศอังกฤษ) และ TTF (ประเทศเนเธอร์แลนด์) ซึ่งต้องใช้เวลาในการพัฒนาในระยะต่างๆ นั้น

การพัฒนาในลักษณะบูรณาการร่วมกัน สามารถแบ่งออกเป็น 3 ส่วนที่สำคัญ ดังนี้

2.1 นโยบายรัฐฯและการกำกับดูแลกิจการ LNG Hub (Policy & Regulatory Support)

ประเทศไทยอาจจำเป็นต้องมีองค์กรกลางในทำหน้าที่รักษาเสถียรภาพและความมั่นคงทางด้านพลังงาน และแยกปริมาณ LNG เพื่อการค้าเชิงพาณิชย์ออกจากปริมาณ LNG ที่ใช้เพื่อความมั่นคง และประเทศไทยยังต้องพิจารณาแก้ไขกฎหมายและภาษีในส่วนที่เกี่ยวข้องหลายด้านเพื่อส่งเสริมศักยภาพการแข่งขัน (competitive advantage) เทียบกับคู่แข่ง เช่น ประเทศสิงคโปร์ ที่มีความได้เปรียบในด้านนี้ชัดเจน

นอกจากนี้ นโยบายรัฐและการกำกับดูแลกิจการพลังงานในเรื่อง LNG Hub นี้ต้องมีความเป็นสากล เป็นที่ยอมรับและให้ความเท่าเทียบต่อคู่ค้าทั้งในประเทศและต่างประเทศ

2.2 การพัฒนาความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐาน (LNG Infrastructure Readiness)

โครงการสถานีรับ LNG ต้องมีความพร้อมในส่วนที่ ปตท. ได้มีการดำเนินการรองรับในเบื้องต้นไว้แล้ว เช่น การติดตั้ง Reloading Facilities เพื่อใช้ในการสูบถ่าย LNG กลับไปยังเรือขนส่ง รวมถึงการปรับปรุงอุปกรณ์ต่างๆ เพื่อให้สามารถรองรับการบริการ LNG Hub ในรูปแบบต่าง ๆ

2.3 การพัฒนาการค้าเชิงพาณิชย์และเครือข่ายระหว่างประเทศ (Commercial Development and International Networking)

ประเทศไทยเข้าสู่ธุรกิจ LNG ในระดับสากลในฐานะผู้ซื้อ LNG ผ่าน ปตท. ในฐานะรัฐวิสาหกิจที่ได้รับมอบหมายจากภาครัฐฯในการนำเข้า LNG สนองความต้องการ LNG ของประเทศไทยตั้งแต่ปี พ.ศ.2554 ปัจจุบันนำเข้า LNG ผ่านสัญญาระยะยาวและระยะสั้น มาแล้วมากกว่า 300 เที่ยวเรือ จาก 17 ประเทศผู้ส่งออก (จากประเทศผู้ส่งออก 20 ประเทศทั่วโลก) โดย ปตท.ยังได้เข้าร่วมเป็นสมาชิกผู้นำเข้า LNG (GIIGNL) และสมาคม International Gas Union (IGU) เป็นการสร้างความสัมพันธ์กับคู่ค้าชั้นนำด้าน LNG อย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้การสร้างเครือข่ายธุรกิจในระดับประเทศ ระดับองค์กร และระดับปฏิบัติการอย่างต่อเนื่อง จะเป็นปัจจัยส่งเสริมในการค้าระหว่างประเทศ และการพัฒนาให้ ประเทศไทยเป็น LNG Hub ได้

การดำเนินการพัฒนา LNG Hub นั้น จะต้องพัฒนาในลักษณะบูรณาการอย่างต่อเนื่อง และต้องอาศัยความร่วมมือจากภาครัฐและเอกชนเพื่อพัฒนา LNG hub ในระยะต่างๆ ตามแนวทางข้อเสนอแนะดังที่กล่าวไปแล้วในงานวิจัยนี้