



รายงานการพิจารณาศึกษา

เรื่อง

การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือก
เพื่อการพาณิชย์ สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า
ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร

โดย

คณะกรรมการกิจการพลังงาน
วุฒิสภา

กลุ่มงานคณะกรรมการกิจการพลังงาน
สำนักกรรมการ ๑

รายงานการพิจารณาศึกษา

เรื่อง

การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือก
เพื่อการพาณิชย์ สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า
ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร

โดย

คณะกรรมการธิการการพลังงาน
วุฒิสภา



(สำเนา)

บันทึกข้อความ

ส่วนราชการ คณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา โทร. ๐ ๒๘๓๑ ๙๑๕๗

ที่ สว ๐๐๐๙.๐๙/ (ร ๑๗)

วันที่ ๖ กรกฎาคม ๒๕๖๖

เรื่อง รายงานการพิจารณาศึกษาเรื่อง การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือกเพื่อการพาณิชย์
สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร ของคณะกรรมาธิการ
การพลังงาน วุฒิสภา

กราบเรียน ประธานวุฒิสภา

ด้วยในคราวประชุมวุฒิสภา ครั้งที่ ๑๗ (สมัยสามัญประจำปีครั้งที่หนึ่ง) วันอังคารที่ ๑๐ กันยายน ๒๕๖๒ ที่ประชุมได้มีมติตั้งคณะกรรมาธิการสามัญประจำวุฒิสภา ตามข้อบังคับการประชุมวุฒิสภา พ.ศ. ๒๕๖๒ ข้อ ๗๘ วรรคสอง (๑๑) ซึ่งคณะกรรมาธิการการพลังงานเป็นคณะกรรมาธิการสามัญประจำวุฒิสภาคณะหนึ่ง มีหน้าที่และอำนาจพิจารณาร่างพระราชบัญญัติ กระทู้กิจการ พิจารณา สืบหาข้อเท็จจริง หรือศึกษาเรื่องใด ๆ ที่เกี่ยวกับการบริหาร การส่งเสริมพัฒนา การจัดหา การใช้ การอนุรักษ์พลังงาน การแสวงหาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก การศึกษาผลกระทบ และแนวทางการแก้ไขปัญหา อุปสรรคจากการจัดหาและการใช้พลังงาน ความมั่นคงด้านพลังงาน พิจารณาศึกษา ติดตาม เสนอแนะ และเร่งรัดการปฏิรูปประเทศ และแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ ที่อยู่ในหน้าที่และอำนาจ และอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งปัจจุบันคณะกรรมาธิการคณะนี้ ประกอบด้วย

- | | |
|------------------------------------|-----------------------------------|
| ๑. พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์ | ประธานคณะกรรมาธิการ |
| ๒. พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร | รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง |
| ๓. พลอากาศเอก อติศักดิ์ กลั่นเสนาะ | รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สอง |
| ๔. พลโท อำพน ชูประทุม | รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สาม |
| ๕. พลเอก อุดมชัย ธรรมสาโรรัชต์ | รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สี่ |
| ๖. นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน | เลขาธิการคณะกรรมาธิการ |
| ๗. นายอุปกิต ปาจริยางกูร | รองเลขาธิการคณะกรรมาธิการ |
| ๘. นายเจน นำชัยศิริ | โฆษกคณะกรรมาธิการ |
| ๙. นายสุรชัย เลี้ยงบุญเลิศชัย | ประธานที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ |
| ๑๐. พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข | ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ |
| ๑๑. พลเอก ดนัย มีชูเวช | ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ |
| ๑๒. พลเรือเอก นพดล โชเคราะห์ | ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ |
| ๑๓. นายไพฑูรย์ หลิมวัฒนา | ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ |
| ๑๔. นายวิชัย ทิตตภักดี | ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ |
| ๑๕. พลเรือเอก เชิงชาย ชมเชิงแพทย์ | ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ |
| ๑๖. พลเอก สราวุธ ชลอมอยู่ | ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ |
| ๑๗. พลเอก สำเริง ศิวาดำรงค์ | ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ |
| ๑๘. นายสำราญ ครรชิต | ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ |

บัดนี้ คณะกรรมาธิการ ...

บัดนี้ คณะกรรมาธิการได้ดำเนินการพิจารณาศึกษาเรื่อง การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจน มาเป็นพลังงานทางเลือกเพื่อการพาณิชย์สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร เสร็จเรียบร้อยแล้ว จึงขอรายงานผลการดำเนินการพิจารณาศึกษารื่องดังกล่าว ต่อวุฒิสภาเพื่อพิจารณา ตามข้อบังคับการประชุมวุฒิสภา พ.ศ. ๒๕๖๒ ข้อ ๙๘

จึงกราบเรียนมาเพื่อโปรดทราบและนำเสนอรายงานของคณะกรรมาธิการต่อที่ประชุม วุฒิสภาต่อไป

พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์

(สกนธ์ สัจจานิตย์)

ประธานคณะกรรมาธิการการพลังงาน
วุฒิสภา

สำเนาถูกต้อง



(นางสาวพุทธรักษา สุตะบุตร)
ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมาธิการการพลังงาน
วุฒิสภา

สำเนาถูกต้อง



(นางสาวชลธิชา บุญเสถียร)
ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมาธิการการพลังงาน
วุฒิสภา

สำนักกรรมาธิการ ๑

ฝ่ายเลขานุการคณะกรรมาธิการการพลังงาน

โทรศัพท์ ๐ ๒๘๓๑ ๙๑๕๖ - ๗

ศิริภรณ์ พิมพ์

พุทธรักษา ตรวจ

ยุวดี ทาน

สารบัญ

	หน้า
สารบัญตาราง	ก
สารบัญภาพ	ข
รายงานการพิจารณาศึกษา	ค
รายนามคณะกรรมการ	ง
รายนามคณะอนุกรรมการ	ช
รายนามที่ปรึกษาคณะอนุกรรมการ	ญ
บทสรุปผู้บริหาร	ฎ
บทที่ ๑ บทนำ	๑
๑.๑ ความเป็นมาของการพิจารณาศึกษา	๑
๑.๒ วัตถุประสงค์	๓
๑.๓ ขอบเขตของการศึกษา	๓
๑.๔ วิธีการดำเนินงาน	๓
๑.๕ แนวคิด วิธีการ และกระบวนการทำงาน	๔
๑.๖ ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	๔
บทที่ ๒ เอกสาร และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	๕
๒.๑ การพัฒนาเปลี่ยนผ่านการใช้พลังงานเชื้อเพลิงไปสู่พลังงานจากก๊าซไฮโดรเจน	๕
๒.๒ แผนการพัฒนาการใช้พลังงานไฮโดรเจน	๕
๒.๓ สีหลักของไฮโดรเจน	๗
๒.๔ การดักจับ และกักเก็บคาร์บอน และการดักจับ การใช้ และการเก็บคาร์บอน	๑๒
๒.๕ ปริมาณคาร์บอนในบรรยากาศสำหรับสิ่งแวดล้อม	๑๓
๒.๖ รูปแบบ และเทคโนโลยีสำหรับการผลิตก๊าซไฮโดรเจน	๑๔
๒.๗ การประยุกต์ใช้ประโยชน์จากก๊าซไฮโดรเจน	๑๖
๒.๘ ข้อจำกัดของการใช้พลังงานก๊าซไฮโดรเจน	๑๘
๒.๙ ความปลอดภัยของก๊าซไฮโดรเจน	๑๘
๒.๑๐ รหัส และมาตรฐานก๊าซไฮโดรเจน	๒๔
๒.๑๑ แผนงานและการประยุกต์ใช้พลังงานไฮโดรเจนในหลาย ๆ ประเทศ	๒๖
๒.๑๒ เป้าหมายภายใต้ยุทธศาสตร์พลังงานไฮโดรเจนแห่งสหภาพยุโรป	๓๑
๒.๑๓ กลยุทธ์พลังงานไฮโดรเจนของราชอาณาจักรไทย	๓๓
บทที่ ๓ วิธีการพิจารณาศึกษา	๓๕
๓.๑ การเชิญหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเข้าร่วมประชุม	๓๕
๓.๒ การเดินทางศึกษาดูงาน	๔๖
๓.๓ การจัดสัมมนา	๕๓

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ ๔ ผลการศึกษา ข้อพิจารณา และการอภิปรายผลข้อมูล	๕๙
๔.๑ ผลการศึกษา	๕๙
๔.๒ ข้อพิจารณา	๖๕
บทที่ ๕ บทสรุปและข้อเสนอแนะ	๖๙
บรรณานุกรม	๗๑
ภาคผนวก	๗๙
ภาคผนวก ก การศึกษาดูงาน ณ สถานีเติมก๊าซไฮโดรเจน ของ PTT, PTT OR, Toyota และ BIG จังหวัดชลบุรี วันที่ ๖ ธันวาคม ๒๕๖๕	๘๑
ภาคผนวก ข การศึกษาดูงาน ณ โรงงานแยกก๊าซ ของบริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (BIG) จังหวัดระยอง วันที่ ๗ มีนาคม ๒๕๖๖	๘๙
ภาคผนวก ค รายงานการสัมภาษณ์ เรื่อง “ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สถานะโลกร้อน?”	๙๕

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
๑.๑ แผนการดำเนินการตามช่วงเวลา	๓
๒.๑ ไฮโดรเจนสีเขียว สีน้ำเงิน และสีเทา	๗
๒.๒ ไฮโดรเจนสีอื่น ๆ	๑๒
๒.๓ รวมอุบัติเหตุครั้งสำคัญของไฮโดรเจนที่เกิดขึ้น	๒๒
๒.๔ รหัส และมาตรฐานก๊าซไฮโดรเจน	๒๕

สารบัญภาพ

แผนภาพที่	หน้า
๑.๑ การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศไทย	๒
๒.๑ วัฏจักรไฮโดรเจน	๕
๒.๒ ไฮโดรเจนสามารถใช้เป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมต่าง ๆ	๖
๒.๓ เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบ เยื่อแลกเปลี่ยนประจุบวก	๘
๒.๔ เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า แบบใช้สารละลายอัลคาไลน์	๙
๒.๕ เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า แบบออกไซด์ของแข็ง	๙
๒.๖ การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างไอของก๊าซมีเทนด้วยไอน้ำ	๑๐
๒.๗ การออกซิเดชันบางส่วน	๑๑
๒.๘ การแปรสภาพเป็นก๊าซ	๑๑
๒.๙ ภาพรวมของสีไฮโดรเจน	๑๓
๒.๑๐ เทคโนโลยีสำหรับการผลิตไฮโดรเจน	๑๔
๒.๑๑ การประยุกต์ใช้ประโยชน์จากก๊าซไฮโดรเจน	๑๖
๒.๑๒ คุณสมบัติของก๊าซประเภทต่าง ๆ	๑๗
๒.๑๓ รูปแบบสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนในอนาคตซึ่งมีขนาดเล็กและเข้มข้น โดยระยะทางด้านความปลอดภัยสำหรับกระบวนการไฮโดรเจนเหลว มีขนาดน้อยลง สืบเนื่องจากเทคโนโลยีที่ดีขึ้น	๑๙
๓.๑ สถานีเติมก๊าซไฮโดรเจนของ PTT, PTT OR, Toyota และ BIG	๔๗
๓.๒ รถไฟฟ้าที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง	๔๘
๓.๓ ขั้นตอนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว	๔๘
๓.๔ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว สำหรับประจุไฟฟ้าให้รถไฟฟ้า	๔๙
๓.๕ สถานีประจุไฟฟ้า และเติมก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว	๔๙
๓.๖ โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสีเขียว เครื่องยนต์ LM๑๕๐๐ ของ GE	๕๐
๓.๗ ขั้นตอนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากผลพลอยได้ในการแยกก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Natural Gas, LNG) ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)	๕๐
๓.๘ ปริมาณการใช้ และสามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนต่อวัน	๕๑
๓.๙ กระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจน	๕๑
๔.๑ เส้นทางการขนส่ง Hydrogen ที่คาดว่าจะเกิดขึ้น	๖๐
๔.๒ ปัจจุบันไฮโดรเจนส่วนมากจะผลิตโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล มีเพียงส่วนน้อยเท่านั้น ที่ผลิตโดยใช้พลังงานทดแทน ซึ่งส่วนมากจะถูกนำไปใช้อุตสาหกรรมการกลั่น และเป็นวัตถุดิบสำหรับปิโตรเคมี	๖๐
๔.๓ ไฮโดรเจนสามารถผลิตได้โดยใช้แหล่งพลังงานที่หลากหลาย รวมถึงเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ การดัดแปลงเมทานอล ก๊าซมีเทนจากชีวมวล การแยกน้ำ ด้วยไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ จึงสามารถจัดหาพลังงานได้อย่างสม่ำเสมอ	๖๖

รายงานการพิจารณาศึกษา
เรื่อง การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือกเพื่อการพาณิชย์
สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร
ของคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา



ตามที่ที่ประชุมวุฒิสภา ครั้งที่ ๑๗ (สมัยสามัญประจำปี ครั้งที่หนึ่ง) วันอังคารที่ ๑๐ กันยายน ๒๕๖๒ ได้มีมติตั้งคณะกรรมการสามัญประจำวุฒิสภา ตามข้อบังคับการประชุมวุฒิสภา พ.ศ. ๒๕๖๒ ข้อ ๗๘ วรรคสอง (๒๔) ซึ่งคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา เป็นคณะกรรมการสามัญประจำวุฒิสภา มีหน้าที่และอำนาจพิจารณา ร่างพระราชบัญญัติ กระทำกิจการ พิจารณาขอเสนอหรือศึกษา เรื่องใด ๆ ที่เกี่ยวกับการบริหาร การส่งเสริมพัฒนา การจัดหา การใช้ การอนุรักษ์พลังงาน การแสวงหา พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก การศึกษาผลกระทบและแนวทางการแก้ไขปัญหาอุปสรรค จากการจัดหาและการใช้พลังงาน ความมั่นคงด้านพลังงาน พิจารณาศึกษา ติดตาม เสนอแนะ และเร่งรัดการปฏิรูปประเทศ และแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติที่อยู่ในหน้าที่และอำนาจ และอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยคณะกรรมการได้พิจารณาการศึกษาเรื่อง การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจน มาเป็นพลังงานทางเลือกเพื่อการพาณิชย์สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร บัดนี้ คณะกรรมการได้พิจารณาการศึกษาเรื่องดังกล่าวเสร็จเรียบร้อยแล้ว จึงขอรายงานผลการพิจารณาศึกษาต่อที่ประชุมวุฒิสภา ดังนี้

๑. การดำเนินงานของคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา

๑.๑ คณะกรรมการการพลังงาน ประกอบด้วย

๑) พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์	ประธานคณะกรรมการ
๒) พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร	รองประธานคณะกรรมการ คนที่หนึ่ง
๓) พลอากาศเอก อติศักดิ์ กลั่นเสนาะ	รองประธานคณะกรรมการ คนที่สอง
๔) พลโท อำพน ชูประทุม	รองประธานคณะกรรมการ คนที่สาม
๕) พลเอก อุดมชัย ธรรมสาโรรัชต์	รองประธานคณะกรรมการ คนที่สี่
๖) นายกรรณภว์ ธนภรรควิน	เลขาธิการคณะกรรมการ
๗) นายอุปทิศ ปาจริยางกูร	รองเลขาธิการคณะกรรมการ
๘) นายเจน นำชัยศิริ	โฆษกคณะกรรมการ
๙) นายสุรชัย เลี้ยงบุญเลิศชัย	ประธานที่ปรึกษาคณะกรรมการ
๑๐) พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข	ที่ปรึกษาคณะกรรมการ
๑๑) พลเอก ดนัย มีชูเวช	ที่ปรึกษาคณะกรรมการ
๑๒) พลเรือเอก นพดล โชकरดา	ที่ปรึกษาคณะกรรมการ
๑๓) นายไพฑูรย์ หลิมวัฒนา	ที่ปรึกษาคณะกรรมการ
๑๔) นายวิชัย ทิตตภักดี	ที่ปรึกษาคณะกรรมการ
๑๕) พลเรือเอก เจริญชัย ชมเชิงแพทย์	ที่ปรึกษาคณะกรรมการ
๑๖) พลเอก สราวุฒิ ชลออยู่	ที่ปรึกษาคณะกรรมการ
๑๗) พลเอก สำเริง ศิวาดำรงค์	ที่ปรึกษาคณะกรรมการ
๑๘) นายสำราญ ครรชิต	ที่ปรึกษาคณะกรรมการ

รายนามคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา



พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์
ประธานคณะกรรมการ



พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร
รองประธานคณะกรรมการ คนที่หนึ่ง



พลอากาศเอก อติศักดิ์ กลั่นเสนาะ
รองประธานคณะกรรมการ คนที่สอง



พลโท อำพน ชูประทุม
รองประธานคณะกรรมการ คนที่สาม



พลเอก อุดมชัย ธรรมสาโรรัชต์
รองประธานคณะกรรมการ คนที่สี่



นายกรรณภว์ ชนภรรคภวิน
เลขานุการคณะกรรมการ



นายอุปกิต ปาจริยางกูร
รองเลขานุการคณะกรรมการ



นายเจน นำชัยศิริ
โฆษกคณะกรรมการ



นายสุรชัย เลี้ยงบุญเลิศชัย
ประธานที่ปรึกษาคณะกรรมการ



พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข
ที่ปรึกษาคณะกรรมการ



พลเอก ดนัย มีชูเวช
ที่ปรึกษาคณะกรรมการ



พลเรือเอก นพดล โชครดา
ที่ปรึกษาคณะกรรมการ



นายไพฑูรย์ หลิมวัฒนา
ที่ปรึกษาคณะกรรมการ



นายวิชัย ทิตตักดิ์
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ



พลเรือเอก ชิงชาย ชมเชิงแพทย์
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ



พลเอก สราวุฒิ ชลออยู่
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ



พลเอก สำเริง คีวาดำรงค์
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ



นายสำราญ ครรชิต
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

๑.๒ คณะกรรมาธิการได้ตั้งคณะอนุกรรมการพิจารณาศึกษา ติดตามและเสนอแนะ ด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งคณะอนุกรรมการคณะนี้ ประกอบด้วย

- | | |
|---------------------------------------|-----------------------------------|
| ๑) พลโท อำพน ชูประทุม | ประธานคณะอนุกรรมการ |
| ๒) นายเจน นำชัยศิริ | รองประธานคณะอนุกรรมการ คนที่หนึ่ง |
| ๓) นายสำราญ ครรชิต | รองประธานคณะอนุกรรมการ คนที่สอง |
| ๔) นายกวิน ทรัพย์สุนทร | อนุกรรมการ |
| ๕) ศาสตราจารย์จางจิตร หิรัญลาม | อนุกรรมการ |
| ๖) พลอากาศตรี ชินรัตน์ มณีอินทร์ | อนุกรรมการ |
| ๗) พลอากาศโท ธรรมนิตย์ สิงห์คะสะ | อนุกรรมการ |
| ๘) พลอากาศตรี นริศ เขียวแก้ว | อนุกรรมการ |
| ๙) นายบุญธร อุปนันท์ | อนุกรรมการ |
| ๑๐) ผู้ช่วยศาสตราจารย์รักไทย บุรพ์ภาค | อนุกรรมการ |
| ๑๑) นายเอกชัย คงสวัสดิ์ | อนุกรรมการ |
| ๑๒) นายรัตนพัฒน์ ปวีเศษกุลเดช | อนุกรรมการและเลขานุการ |

รายนามคณะอนุกรรมการพิจารณาศึกษา ติดตามและเสนอแนะด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ



พลโท อำพน ชูประทุม
ประธานคณะอนุกรรมการ



นายเจน นำชัยศิริ
รองประธานคณะอนุกรรมการ คนที่หนึ่ง



นายสำราญ ครรชิต
รองประธานคณะอนุกรรมการ คนที่สอง



นายกวิน ทรัพย์สุนทร
อนุกรรมการ



ศาสตราจารย์จรงจิตร์ หิรัญลาก
อนุกรรมการ



พลอากาศโท ธรรมนิตย์ สิงห์คะสะ
อนุกรรมการ



พลอากาศตรี ชินรัตน์ มณีอินทร์
อนุกรรมการ



พลอากาศตรี นริศ เชี่ยวแก้ว
อนุกรรมการ



นายบุญธร อุปนันท์
อนุกรรมการ



ผู้ช่วยศาสตราจารย์รักไทย บุรพภาค
อนุกรรมการ



นายเอกชัย คงสวัสดิ์
อนุกรรมการ



นายรัตนพัฒน์ ปวีเศษกุลเดช
เลขานุการคณะอนุกรรมการ

รายนามที่ปรึกษาคณะอนุกรรมการพิจารณาศึกษาติดตาม และเสนอแนะ
ด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ ประกอบด้วย

- ๑) พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข
- ๒) พลโท ยศวัฒน์ อนันต์ติลภฤทธิ
- ๓) พลเรือตรี กาณฑ์ ชาทเสนีย์
- ๔) นายปรีชา ออประเสริฐ
- ๕) นายเรืองชัย จินตรุ่งเรืองชัย
- ๖) นายคุณานันท์ ทายาท
- ๗) นางสาวอุไรพรรณ วุฒิสงห์ชัย
- ๘) นายพะโยม ชินวงศ์
- ๙) นายสุวรรณ อำนวยผลวิวัฒน์
- ๑๐) นายชลอ ภาณุตระกูล
- ๑๑) พลเรือโท สมัย ใจอินทร์
- ๑๒) นางนฤมล กัลยาณมิตร
- ๑๓) นายวิโรจน์ คลังบุญครอง
- ๑๔) นายพรชัย เวศย์วิบูล
- ๑๕) นายพรชัย สุทธิวรชัย
- ๑๖) พลโท ชุมพร วิเชียร
- ๑๗) นายสุรวุฒิ สนิทวงศ์ ณ อยุธยา

๒. วิธีการพิจารณาศึกษา

คณะทำงานกำหนดวิธีการพิจารณาศึกษาเพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลดังกล่าวโดยการศึกษา
เชิงคุณภาพ ดังนี้

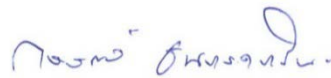
๒.๑ การศึกษาทบทวนจากข้อมูลทุติยภูมิ ได้แก่ ข้อเท็จจริงต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้าง
ราคาพลังงาน เช่น สถานการณ์ด้านพลังงาน กฎหมาย ระเบียบ หลักเกณฑ์ และนโยบายภาครัฐ

๒.๒ การศึกษาโดยเชิญบุคคล ผู้บริหารจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมาร่วมประชุม เพื่อรับฟังข้อมูล
และแลกเปลี่ยนความคิดเห็น เพื่อให้ได้รับทราบข้อมูลอย่างครบถ้วนในการพิจารณาศึกษา
ให้มีความสมบูรณ์

๒.๓ การจัดสัมมนา เพื่อสร้างการรับรู้และสร้างแนวทางการเข้าใจเกี่ยวกับการนำไฮโดรเจนมาใช้
เป็นพลังงานทางเลือกของประเทศอย่างรอบด้าน ตลอดจนเป็นการประสานงานความร่วมมือระหว่างกัน
ของหน่วยงานต่าง ๆ ด้านพลังงานของประเทศ เพื่อส่งเสริมและพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนทดแทน
เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับประเทศไทย และขยายระดับสู่ความมุ่งมั่นพัฒนาเป็นเทคโนโลยีด้านพลังงาน
เพื่อประเทศไทย

๓. ผลการพิจารณาศึกษา

คณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา ขอรายงานผลการพิจารณาศึกษาเรื่อง การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือกเพื่อการพาณิชย์สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร ซึ่งคณะกรรมการได้มอบหมายให้คณะอนุกรรมการพิจารณาการศึกษา ติดตาม และเสนอแนะด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดำเนินการพิจารณาศึกษา โดยคณะกรรมการได้พิจารณารายงานของคณะอนุกรรมการ ด้วยความละเอียดรอบคอบแล้ว และได้มีมติเห็นชอบกับรายงานดังกล่าว โดยถือว่าเป็นรายงานการพิจารณาการศึกษาของคณะกรรมการ ดังนั้น คณะกรรมการจึงขอเสนอรายงานการพิจารณาการศึกษา โดยมีรายละเอียดตามรายงานท้ายนี้ เพื่อให้วุฒิสภาได้พิจารณา หากวุฒิสภาให้ความเห็นชอบกับผลการพิจารณาการศึกษาของคณะกรรมการขอได้โปรดแจ้งไปยังคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาและดำเนินการตามที่เห็นสมควรต่อไป ทั้งนี้ เพื่อประโยชน์ต่อประเทศชาติและประชาชนสืบไป



นายกรณภว ชนภรรควิน

เลขานุการคณะกรรมการการพลังงาน

วุฒิสภา

บทสรุปผู้บริหาร Executive Summary

ในขณะที่โลกเผชิญกับภาวะโลกร้อน ไฮโดรเจนกลายเป็นวัตถุดิบสำคัญ ที่ใช้ในอุตสาหกรรม ไฮโดรเจนสามารถใช้เป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมต่าง ๆ เช่น อุตสาหกรรมปิโตรเคมี อุตสาหกรรมเหล็ก อุตสาหกรรมรถยนต์ อุตสาหกรรมอาหาร อุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ และอื่น ๆ โดยสามารถผลิตได้จาก พลังงานหมุนเวียน และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ไม่ว่าจะใช้ในการเผาไหม้ หรือในเซลล์เชื้อเพลิง ผลพลอยได้หลักของการเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจน คือ น้ำ แทนที่จะเป็นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่เกิดจากการเผาไฮโดรคาร์บอน เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันดิบ ของเหลวไฮโดรคาร์บอนอื่น ๆ หรือชีวมวล

สถิติในปี ค.ศ. 2015 ในสหภาพยุโรปมีการใช้ไฮโดรเจนอยู่ที่ 339 TWh ซึ่งรวมถึงไฮโดรเจน ที่เป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ (By Product) จากโรงกลั่น ซึ่งจุดประสงค์หลักของการใช้ไฮโดรเจนดังกล่าวคือ เพื่อใช้ในอุตสาหกรรมการกลั่น และการผลิตแอมโมเนีย โดยปริมาณที่ใช้ดังกล่าวถือว่าน้อยกว่าร้อยละ ๑๐ ของปริมาณไฮโดรเจนที่ถูกใช้กันอยู่ทั่วโลกเบื้องต้นมีการประเมินว่าภายในปี ค.ศ. 2030 จะมีการ ใช้ไฮโดรเจนในการสร้างพลังงานในสหภาพยุโรปได้ถึง 665 TWh หรือคิดเป็นร้อยละ ๖ ของพลังงานทั้งหมด ในสหภาพยุโรป และภายในปี ค.ศ. 2050 จะมีการใช้ไฮโดรเจนสร้างพลังงานได้ถึง 2,250 TWh หรือคิดเป็นร้อยละ ๒๔ ของพลังงานที่ต้องการใช้ในสหภาพยุโรป

ข้อดีของการใช้ก๊าซไฮโดรเจน มีประโยชน์หลายประการ

- สามารถสังเคราะห์ได้จากวัตถุดิบตามธรรมชาติหลากหลายประเภท เมื่อเกิดการเผาไหม้ จะมีเพียงน้ำและก๊าซออกซิเจนเท่านั้นที่เป็นผลพลอยได้จากการสันดาป โดยไม่ปลดปล่อย ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ค่าพลังงานสูงกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น ไม่ก่อให้เกิดกลุ่มควัน ฝุ่นละออง สามารถประยุกต์ใช้กับเชื้อเพลิงฟอสซิลเดิมได้

ข้อจำกัดของการใช้พลังงานก๊าซไฮโดรเจน มีข้อจำกัดในการใช้งาน ดังนี้

- ๑) **การจัดเก็บ และขนส่ง** ก๊าซไฮโดรเจนเป็นธาตุที่มีขนาดเล็ก น้ำหนักเบา และยังมีคุณสมบัติ ในการกักตุน จึงทำให้ยากที่จะเก็บ และขนส่ง
- ๒) **ต้นทุนการผลิตสูง** ในการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ซึ่งปราศจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต้องใช้อุปกรณ์สำหรับผลิตก๊าซ ที่เรียกว่า Electrolyzes ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับแยกน้ำออกเป็นก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซออกซิเจน โดยใช้กระแสไฟฟ้า อุปกรณ์นี้มีราคาสูง แต่ราคาของอุปกรณ์ดังกล่าว มีแนวโน้มที่จะลดลงเรื่อย ๆ ในอนาคตอันใกล้
- ๓) **การใช้เทคโนโลยีขั้นสูง** ในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า จากการใช้ก๊าซธรรมชาติ เป็นใช้ก๊าซไฮโดรเจนในการผลิตกระแสไฟฟ้าแทน จำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีขั้นสูงขึ้นเพื่อให้ได้ ประสิทธิภาพเท่าเดิม

ความปลอดภัยของก๊าซไฮโดรเจน ความปลอดภัยของเชื้อเพลิง ก๊าซไฮโดรเจน และไฮโดรเจนเหลว ครอบคลุมถึงการผลิต การจัดการ และการใช้ก๊าซไฮโดรเจนอย่างปลอดภัย ก๊าซไฮโดรเจนมีคะแนนสูงสุด ของ NFPA 704 ที่ระดับ ๔ ในระดับความสามารถในการติดไฟ เนื่องจากสามารถติดไฟได้เมื่อผสม ในปริมาณเล็กน้อยกับอากาศธรรมดา การจุดระเบิดสามารถเกิดขึ้นได้ที่อัตราส่วนปริมาตรของ ก๊าซไฮโดรเจนต่ออากาศต่ำถึงร้อยละ ๔ เนื่องจากก๊าซออกซิเจนในอากาศ และความเรียบง่าย และคุณสมบัติทางเคมีของปฏิกิริยา

ผลการศึกษา ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวจะยังคงอยู่ในระดับสูง แต่เมื่อเวลาผ่านไป ต้นทุนการผลิตจะปรับตัวลดลงตามต้นทุนการผลิตพลังงานหมุนเวียนที่มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง การประหยัดต่อขนาด (Economies of scale) และความก้าวหน้าของเทคโนโลยี โดยรายงานของ PwC คาดว่า ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนจะลดลงถึงราว ๕๐% ภายในปี ๒๕๗๓ จากนั้นจะยิ่งลดลงเรื่อย ในระดับที่ต่ำกว่าไปจนกระทั่งถึงปี ๒๕๙๓ โดยยกตัวอย่างต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ในกลุ่มประเทศตะวันออกกลาง แอฟริกาใต้ รัสเซีย สาธารณรัฐประชาชนจีน สหรัฐอเมริกา และออสเตรเลีย น่าจะอยู่ที่ประมาณแค่ ๑ - ๑.๕ ยูโรต่อกิโลกรัม (หรือราว ๓๘ - ๕๗ บาทต่อกิโลกรัม) เท่านั้น

ข้อพิจารณา

๑) กลยุทธ์สำคัญที่ใช้ในการพิจารณาการใช้ไฮโดรเจนของประเทศไทย

ระยะแรก คือ ควรพัฒนาการใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่ง ระยะต่อไป ต้องแข่งขันกับ เทคโนโลยีพลังงานสะอาดประเภทอื่น ๆ

๒) การพิจารณาลงทุนในการผลิต และใช้ไฮโดรเจน

ประเทศไทยควรเร่งพิจารณาการวางกลยุทธ์ในการส่งเสริมการผลิต ไฮโดรเจนสีเขียว พร้อมกำหนดเป้าหมายที่ชัดเจน ประเทศไทยมีเป้าหมายที่จะใช้พลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก ร้อยละ ๓๐ ของการใช้พลังงานภายในปี พ.ศ. ๒๕๗๙ โดยจัดทำปรับปรุงแผนพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan - AEDP 2018) ซึ่งเน้นการส่งเสริม พลังงานชีวภาพ

๓) สร้างระบบ กฎ กติกาที่เอื้อต่อการลงทุน และพัฒนาพลังงานไฮโดรเจน เนื่องจากเทคโนโลยี ในการผลิตและพัฒนาไฮโดรเจนสีเขียว โดยเฉพาะเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้ามีราคาสูง นอกจากนี้ยังต้องมีการลงทุนในเทคโนโลยีอื่น ๆ เพื่อประกันความปลอดภัยในกระบวนการผลิต

๔) การทดลองในโครงการนำร่อง

การทดลองใช้ก๊าซไฮโดรเจน เพื่อใช้ในรถขนส่งขนาดใหญ่ โดยสร้างสถานีเติมก๊าซไฮโดรเจน ให้ครอบคลุมพื้นที่ที่กำหนด เช่น บริเวณเพื่อลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และฝุ่นละออง ขนาดเล็ก PM 2.5 ผลการศึกษาโดยสรุปการเปลี่ยนเชื้อเพลิงฟอสซิลสู่เชื้อเพลิงไฮโดรเจน เพื่อการพาณิชย์ สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร ในส่วนของภาคการขนส่ง เป็นแหล่งปล่อย CO₂ ที่ใหญ่เป็นอันดับ ๒ รองจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อน ซึ่งคิดเป็นประมาณ ๒๕ เปอร์เซ็นต์ของการปล่อยก๊าซทั่วโลก

ดังนั้น เพื่อขับเคลื่อนการดำเนินงานตามแนวนโยบายของแผนพลังงานชาติ ให้บรรลุเป้าหมาย ความเป็นกลางทางคาร์บอน carbon neutrality ภายในปี ค.ศ. 2050 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net zero) ในปีค.ศ.2065 จึงมีข้อเสนอแนะดังนี้

๑. รัฐควรกำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นรูปแบบหนึ่งของพลังงานที่จะมีการนำมาใช้โดยเร่งด่วน ทั้งนี้เพื่อให้มีการศึกษา ค้นคว้า วิจัย เตรียมความพร้อมด้านบุคลากร เพื่อเป็นการประชาสัมพันธ์ ให้ประชาชนมีความเข้าใจในการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในรูปแบบต่าง ๆ ซึ่งมีมาตรฐานและความปลอดภัย ตามรูปแบบสากล

๒. ภาครัฐจะต้องเป็นผู้นำด้วยการจัดทำแผนและจัดสรรงบประมาณเพื่อสนับสนุนส่งเสริม การใช้ประโยชน์พลังงานไฮโดรเจน โดยอาจแบ่งการดำเนินการออกเป็น ๒ ระยะ ดังนี้

ระยะแรก ในช่วง ๓ - ๕ ปี

- จำเป็นต้องมีการศึกษารายละเอียดในเชิงเศรษฐกิจและเทคโนโลยีควบคู่กับการพิจารณาต้นทุนการผลิต การขนส่ง ห่วงโซ่มูลค่า เพื่อใช้ข้อมูลและผลการศึกษาในการกำหนด Road Map และแนวทางพัฒนา

- เพื่อเป็นการสนับสนุนเพื่อเสริมสร้างประสบการณ์และองค์ความรู้ให้กับหน่วยงานรัฐ และเอกชน สร้างความตื่นตัว ความพร้อม ความคิดริเริ่ม โดยอาจจัดให้มีการเสนอโครงการสาธิต การใช้พลังงานไฮโดรเจนเฉพาะกิจในรูปแบบของ smart mobilities, smart city เป็นต้น

ระยะที่สอง ในช่วงถัดจากระยะแรกไป ๓ - ๕ ปีข้างหน้า เพื่อเป็นการส่งเสริมให้เกิดการลงทุนพัฒนาการใช้ประโยชน์ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน รวมทั้งการลงทุนในการพัฒนาผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องในเชิงพาณิชย์ เช่น รัฐอาจกำหนดเป้าหมายที่ชัดเจนในการผลิตไฮโดรเจนสะอาด เพื่อทดแทนพลังงานฟอสซิลให้ได้ตามแผนการลดคาร์บอนของประเทศ

หมายเหตุ : เนื่องจากการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่ง เป็นการทั่วไปมีความจำเป็นต้องลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานจำนวนมาก ซึ่งศักยภาพของไฮโดรเจนที่ผลิตได้ ยังไม่สามารถรองรับอุปสงค์ในกรณีเช่นนั้น จึงควรดำเนินการในรูปแบบโครงการนำร่องที่จำกัดเส้นทาง เช่น รถบรรทุกขนส่ง หรือรถไฟ เป็นต้น

๓. ในขั้นต้นควรมีมาตรการสนับสนุนการลงทุนทั้งในรูปแบบการเงินและสิทธิประโยชน์ทางภาษี โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับผู้ที่มีประสงค์ปรับเปลี่ยนอุปกรณ์มาใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนครั้งแรก เช่น สิ้นเชื้อ และการค้าประกันที่กำหนดเป้าหมาย และจำกัดเวลา

๔. ส่งเสริมให้เกิดการแข่งขัน การลงทุนโครงการโครงสร้างพื้นฐาน การผลิต จัดหา และการค้าในเชิงพาณิชย์ สนับสนุนการใช้เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนที่ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen)

๕. สนับสนุนการใช้เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนที่ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะไปสู่การผลิตไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) พิจารณาการจัดตั้งหน่วยงานเฉพาะกิจเพื่อริเริ่มการศึกษา ออกแบบ และก่อสร้างโครงการไฮโดรเจนสีเขียวขนาดใหญ่ โดยรัฐอาจสนับสนุนงบประมาณขั้นต้น และเปิดให้ภาคเอกชนผู้มีความสนใจร่วมลงทุน ทั้งนี้เพื่อเป็นตัวเร่งความก้าวหน้าในการพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจน และพัฒนาเป็นบริษัทมหาชนที่เปิดโอกาสให้ภาคเอกชนและประชาชนได้ มีโอกาสในการร่วมลงทุนพัฒนาพลังไฮโดรเจนในอนาคต

๖. พิจารณาข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้อง แกไขกฎหมายที่ไม่จำเป็นและบัญญัติกฎหมายใหม่เพื่อสนับสนุนกิจกรรมที่จำเป็นและเกี่ยวข้อง โดยในอนาคตอาจตรากฎหมายในระดับพระราชบัญญัติเพื่อรองรับการดำเนินงาน เนื่องจากปัจจุบันการประกอบกิจการไฮโดรเจนทั้งในภาคการผลิต ด้านความปลอดภัยอยู่ภายใต้การกำกับดูแลภายใต้กฎหมายอื่น ซึ่งมุ่งเน้นการกำกับดูแลความปลอดภัยเป็นหลัก ยังไม่ครอบคลุมทุกด้าน

บทที่ ๑

บทนำ

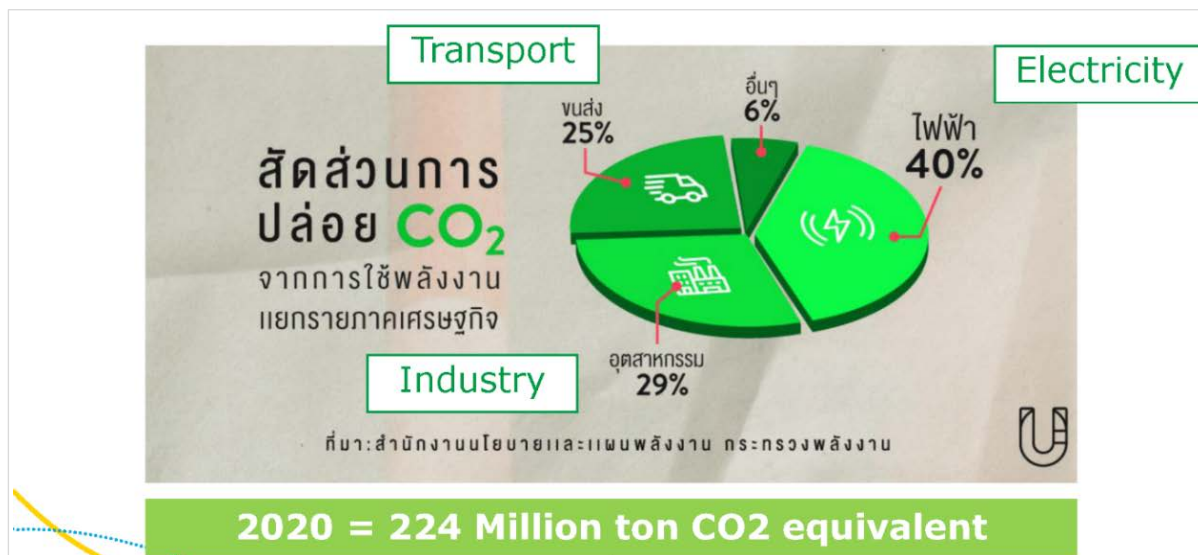
๑.๑ ความเป็นมาของการพิจารณาศึกษา

ประเทศไทยใช้พลังงานจากแหล่งพลังงานหลายชนิด ทั้งที่เป็นพลังงานฟอสซิล อาทิ น้ำมัน น้ำมันดิบ ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ โดยใช้ในภาคอุตสาหกรรม คมนาคม การค้าและการบริการสาธารณะ การเกษตรและการป่าไม้ นอกจากนี้ยังมีการใช้พลังงานคาร์บอนต่ำ อาทิ พลังงานน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานความร้อนใต้พิภพ และพลังงานชีวมวล ซึ่งเป็นผลจากการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน มาแล้วหลายครั้งเริ่มแรกที่พลังงานมาจากฟืน เริ่มเปลี่ยนมาใช้ถ่านหิน หลังจากนั้นเริ่มการพึ่งพาน้ำมัน และก๊าซธรรมชาติมาจนปัจจุบัน หลังจากที่ทั่วโลกเริ่มตระหนักถึงความไม่ยั่งยืนของแหล่งพลังงานฟอสซิล จึงเริ่มพยายามเปลี่ยนแหล่งพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ) มายังแหล่งพลังงานคาร์บอนต่ำ และพลังงานหมุนเวียน ด้วยเหตุนี้ Energy Transition จึงเข้ามามีบทบาทสำคัญ ในการเปลี่ยนไปสู่พลังงานสะอาดและพลังงานทางเลือก ไม่ว่าจะเป็นพลังงานน้ำ (Water Energy) พลังงานลม (Wind Energy) พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Energy) หรือพลังงานความร้อนใต้พิภพ (Geothermal Energy) เป็นต้น สอดคล้องกับการจัดทำแผนพลังงานชาติที่มีการกำหนดเป้าหมาย มุ่งสู่พลังงานสะอาด และลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ (carbon neutrality) โดยการส่งเสริมการลงทุนพลังงานสีเขียวในภาคพลังงาน เพื่อสนับสนุนให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมาย ความเป็นกลางทางคาร์บอน ภายในปี ค.ศ. 2050 และมุ่งเน้นส่งเสริมความมั่นคงภาคพลังงาน เพื่อรองรับรูปแบบการผลิตและการใช้พลังงานที่มีความหลากหลายมากขึ้นในอนาคต แผนนโยบาย ที่สำคัญคือ เพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากกำลังผลิตใหม่ให้มากกว่า ร้อยละ ๕๐ ส่งเสริมการปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานภาคขนส่งเป็นพลังงานไฟฟ้าสีเขียวผ่านเทคโนโลยียานยนต์ไฟฟ้า ตามนโยบาย 30@30 เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานให้ได้มากกว่า ๓๐ - ๔๐% ปรับโครงสร้างพื้นฐาน รองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานตามแนวทาง 4D1E เช่น การพัฒนาระบบไฟฟ้าที่มีการกระจายตัว และยืดหยุ่น รวมถึงปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้พลังงานเป็นพลังงานไฟฟ้า

จากการประชุม COP26 ประเทศไทยควรปรับเป้าหมายในการขับเคลื่อนประเทศให้สอดคล้อง และทัดเทียมกับนานาชาติ หลังเข้าร่วมประชุม COP26 นายกรัฐมนตรี พลเอก ประยุทธ์ จันทร์โอชา จึงประกาศเป้าหมายสำคัญของประเทศไทย เพื่อให้ประเทศไทยเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ในปี ค.ศ. 2050 และปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) ภายในปี ค.ศ. 2065 ปัจจุบันประเทศไทยปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ๒๒๔ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ดังแสดงในรูปที่ ๑.๑

การไปสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนจะต้องปรับเปลี่ยนการปล่อยก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ที่มาจากหลายภาคส่วน คือ ภาคการขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร โดยการดูดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์กลับ สามารถทำได้โดยการใช้ต้นไม้ดูดก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์เพื่อใช้ในการสังเคราะห์แสง สำหรับสร้างเนื้อเยื่อ คาร์โบไฮเดรตน้ำตาล หรืออื่น ๆ ที่มีคาร์บอนเป็นส่วนประกอบ

การปลูกต้นไม้เพื่อเพิ่มพื้นที่ป่า ในปัจจุบันสามารถดูดกลืนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ ๙๐ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี เป้าหมายในการดูดกลืนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ อยู่ที่ ๑๒๐ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปีเป็นอย่างน้อย จะสามารถทำให้ประเทศไทยสามารถปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ ๑๒๐ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี ในปริมาณที่เท่ากัน เพื่อให้สามารถหักลบกันเป็นศูนย์ และเกิดความเป็นกลางทางคาร์บอนได้ภายในปี ค.ศ. 2050



ภาพที่ ๑.๑ การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศไทย
แหล่งที่มา : สำนักงานนโยบาย และแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน 2020

ในส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ไม่ใช่เพียงแค่การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แต่รวมถึงก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด ๗ ชนิด ได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon dioxide, CO₂), มีเทน Methane, CH₄), ไนตรัสออกไซด์ Nitrous oxide, N₂O), กลุ่มก๊าซไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน (HFCs), กลุ่มก๊าซเปอร์ฟลูออโรคาร์บอน (PFCs), ซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (Sulfur hexafluoride, SF₆) และ ไนโตรเจน ไตรฟลูออไรด์ (Nitrogen trifluoride, NF₃)

การยกระดับ Nationally Determined Contributions: NDCs หรือการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนดจากร้อยละ ๒๐ - ๒๕ เป็นร้อยละ ๔๐ โดยใช้แนวทางการสนับสนุนทางการเงิน การถ่ายทอดเทคโนโลยีและความรู้เข้ามาช่วย

การลดอุณหภูมิ ประเทศไทยตั้งเป้าหมายอยู่ระหว่าง ๑.๖ - ๑.๗ องศาเซลเซียส ซึ่งถือเป็นเป้าหมายที่ท้าทาย เพราะตั้งเป้าไว้สูงกว่าเป้าหมายของโลก กระทรวงพลังงานได้กำหนดนโยบาย ส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนของประเทศให้ได้ร้อยละ ๒๐.๓ ของการใช้พลังงาน

กระทรวงพลังงานได้กำหนดนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนของประเทศให้ได้ร้อยละ ๒๐.๓ ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายในปี พ.ศ. ๒๕๖๕ ประเทศไทยกำหนดให้มีการใช้พลังงานไฮโดรเจน ในภาคคมนาคมขนส่งในปริมาณ ๑๐๐,๐๐๐ กิโลกรัม ในปี พ.ศ. ๒๕๖๐ ที่ผ่านมา เพื่อทดแทนการนำเข้าน้ำมันและลดปัญหาสภาวะโลกร้อนและมลพิษ เนื่องจากพลังงานไฮโดรเจนเป็นพลังงานที่สะอาดและสามารถผลิตได้จากวัสดุตั้งต้นหลายประเภท เช่น ก๊าซธรรมชาติ น้ำ ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล ถ่านหิน สหรัย เป็นต้น ทำให้ไฮโดรเจนได้รับความสนใจในงานวิจัยและพัฒนาพลังงานไฮโดรเจน มาใช้อย่างจริงจังทั้งการผลิตไฟฟ้าและการเผาไหม้ อีกทั้งไฮโดรเจนยังมีคุณสมบัติเด่นหลายประการ

เช่น ให้พลังงานต่อหน่วยได้สูงสุดในบรรดาเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ และสามารถเผาไหม้ได้อย่างสมบูรณ์ โดยไม่ก่อให้เกิดมลพิษต่อสภาวะแวดล้อมซึ่งเป็นจุดเด่นของพลังงานสะอาด โดยผลผลิตจากการเผาไหม้มีเพียงน้ำเท่านั้น ปัจจุบันทั่วโลกมีการใช้ไฮโดรเจนประมาณปีละ ๕๐ ล้านตัน แต่จนถึงปัจจุบันยังมีความล่าช้า ซึ่งส่งผลให้ประเทศไทยมีความล่าช้าในการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล

ที่ผ่านมาการพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนของประเทศไทยยังขาดการเชื่อมต่อหรือประสานงานร่วมกันระหว่างภาครัฐและเอกชนทั้งในระดับงานวิจัยและการนำไปประยุกต์ใช้ ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องรวบรวมองค์ความรู้ที่เกี่ยวกับงานวิจัยและพัฒนา การประยุกต์ใช้งานของพลังงานไฮโดรเจน ตลอดจนมาตรฐานและความปลอดภัยจากการใช้พลังงานชนิดนี้ คณะอนุกรรมการพิจารณา ศึกษา ติดตามและเสนอแนะด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในคณะกรรมการพลังงาน วุฒิสภา จึงเสนอญัตติพิจารณาศึกษา และรวบรวมข้อคิดเห็นโดยการแลกเปลี่ยนองค์ความรู้ระหว่างหน่วยงานต่าง ๆ ด้านเทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจนที่เกิดขึ้นทั้งในประเทศและต่างประเทศ เพื่อเป็นแนวทางเสนอรัฐบาลนำไปประกอบการพิจารณาพัฒนาในระดับนโยบายต่อไป

๑.๒ วัตถุประสงค์

- ๑) เพื่อให้ทราบสถานภาพของการดำเนินนโยบายงานด้านพลังงานไฮโดรเจนของรัฐและเอกชน
- ๒) เพื่อทราบแนวทางการส่งเสริม และพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล
- ๓) เพื่อทราบถึงปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินการพัฒนาการเปลี่ยนผ่านสู่เชื้อเพลิงไฮโดรเจน

๑.๓ ขอบเขตของการศึกษา

รวบรวมข้อมูลการผลิตไฮโดรเจน การนำมาใช้ ประโยชน์ อุปสรรค จากเอกสารการศึกษา งานวิจัย ลงพื้นที่ดูงานของทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องในประเทศ แล้วนำมาประเมินผล

๑.๔ วิธีการดำเนินงาน

ระยะเวลาดำเนินงานพิจารณาศึกษา ภายในระยะเวลา ๓ เดือน นับตั้งแต่เดือน มกราคม ๒๕๖๖

ตารางที่ ๑.๑ แผนการดำเนินการตามช่วงเวลา

กิจกรรม	เดือนที่		
	๑	๒	๓
กิจกรรมที่ ๑ เชิญหน่วยงานภาครัฐ และภาคเอกชนในธุรกิจที่เกี่ยวข้อง มาให้ข้อมูล			
กิจกรรมที่ ๒ ศึกษากฎหมายที่เกี่ยวข้องรวมทั้งข้อกำหนดต่างๆ			
กิจกรรมที่ ๓ ศึกษาข้อมูลตัวอย่างในต่างประเทศในการนำเทคโนโลยีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาใช้ รวมไปถึงมาตรฐานเครื่องมือ และมาตรฐานความปลอดภัย			
กิจกรรมที่ ๔ สรุปผลการศึกษาเสนอคณะอนุกรรมการ			
กิจกรรมที่ ๕ รายงานฉบับสมบูรณ์			

๑.๕ แนวคิด วิธีการ และกระบวนการทำงาน

๑) เชิญหน่วยงานภาครัฐและภาคเอกชนในธุรกิจที่เกี่ยวข้องมาเป็นคณะทำงาน เพื่อร่วมพิจารณาข้อมูลข้อเท็จจริง อันจะนำไปสู่ข้อสรุปแนวทางการตัดสินใจดำเนินการในระยะต่อไป

๒) ศึกษาข้อกฎหมายทั้งหมดที่เกี่ยวข้องรวมทั้งข้อกำหนดต่าง ๆ

๓) ศึกษาข้อมูลตัวอย่างในต่างประเทศในการนำเทคโนโลยีเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาใช้ รวมไปถึงมาตรฐานเครื่องมือ และมาตรฐานความปลอดภัย

๔) ศึกษาวิเคราะห์ภาพปริทรรศน์ของประเทศชั้นนำ ด้านเทคโนโลยีเชื้อเพลิงไฮโดรเจน รวมไปถึงกลไกตลาด

๕) ศึกษาดูงานบริษัทต้นแบบการผลิต ในประเทศ/ต่างประเทศ

๖) เข้าร่วมการสัมมนาที่เกี่ยวข้องเพื่อรวบรวมข้อมูล

๑.๖ ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

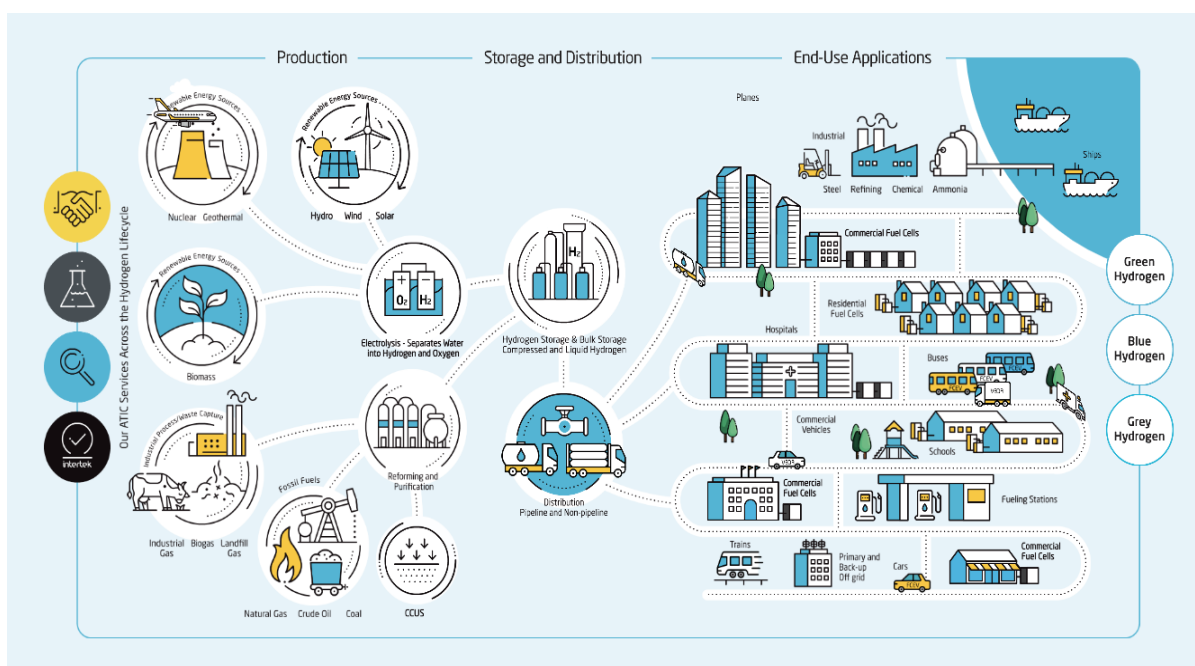
๑) รู้ทิศทางการดำเนินการของประเทศต่างๆ ในการใช้เชื้อเพลิงที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ลดลงได้ตามกำหนดเวลา

๒) นำข้อศึกษามาปรับ เพื่อใช้ดำเนินการสำหรับประเทศไทย เพื่อให้สอดคล้องและใช้เชื้อเพลิงที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ลดลงได้ตามกำหนดเวลา

บทที่ ๒ เอกสาร และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

๒.๑ การพัฒนาเปลี่ยนผ่านการใช้พลังงานเชื้อเพลิงไปสู่พลังงานจากก๊าซไฮโดรเจน

การประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ สมัยที่ ๒๖ (COP26) ที่เมืองกลาสโกว์ ประเทศสกอตแลนด์ มีข้อตกลงเพื่อควบคุมปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และการผลักดันให้ยุติการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ประเทศไทยให้ความสำคัญสูงสุดแก่การแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และพร้อมที่จะยกระดับการดำเนินงานเพื่อมุ่งสู่การบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ภายในปี ค.ศ. 2050 และเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ได้ในปี ค.ศ. 2065 หากได้รับการสนับสนุนทางการเงินและเทคโนโลยีอย่างเต็มที่และเท่าเทียม รวมถึงการเสริมสร้างขีดความสามารถจากความร่วมมือระหว่างประเทศและกลไกอื่น ๆ ภายใต้กรอบอนุสัญญาฯ ประเทศไทยจะสามารถยกระดับเป้าหมายการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (NDC) เป็นร้อยละ ๔๐ ได้ และมุ่งสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิของไทยเป็นศูนย์ได้ภายในปี ค.ศ. 2050

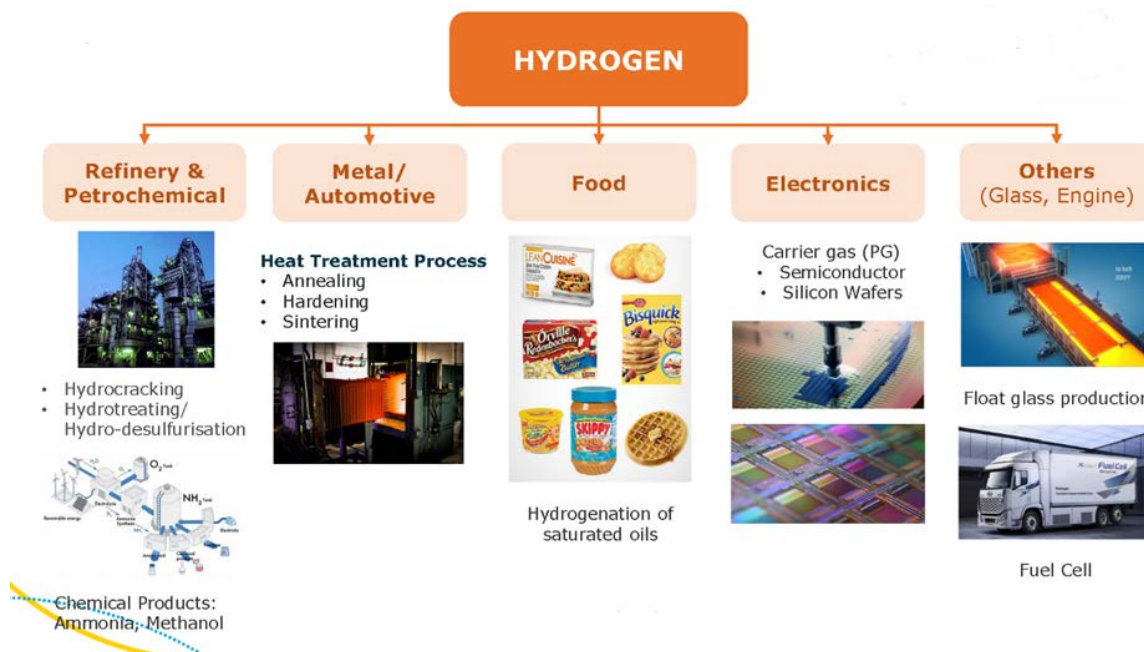


ภาพที่ ๒.๑ วิจัยกรไฮโดรเจน
แหล่งที่มา : Intertek Group PLC.

๒.๒ แผนการพัฒนาการใช้พลังงานไฮโดรเจน

ในขณะที่โลกเผชิญกับภาวะโลกร้อน ไฮโดรเจนกลายเป็นวัตถุดิบสำคัญ ที่ใช้ในอุตสาหกรรมไฮโดรเจนสามารถใช้เป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมต่าง ๆ เช่น อุตสาหกรรมปิโตรเคมี อุตสาหกรรมเหล็ก อุตสาหกรรมรถยนต์ อุตสาหกรรมอาหาร อุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ และอื่น ๆ ดังแสดงในรูปที่ ๒.๒

- สามารถผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน
- เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม



ภาพที่ ๒.๒ ไฮโดรเจนสามารถใช้เป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมต่าง ๆ
แหล่งที่มา : Bangkok Industrial Gas Co., Ltd, 2023

ไม่ว่าจะใช้ในการเผาไหม้ หรือในเซลล์เชื้อเพลิง ผลพลอยได้หลักของการเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจน คือ น้ำ แทนที่จะเป็นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่เกิดจากการเผาไฮโดรคาร์บอน เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันดิบ ของเหลวไฮโดรคาร์บอนอื่นๆ หรือชีวมวล

ในการรับมือกับปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ กลยุทธ์ที่สำคัญ และต้องทำอย่างเร่งด่วนก็คือ การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้อย่างมีนัยสำคัญ หากไม่สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ ทัวโลกจะประสบกับปัญหา การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศอย่างรุนแรง การเพิ่มของระดับน้ำทะเล การสูญเสียความหลากหลายทางชีวภาพ โดยพลังงานไฮโดรเจนถือเป็นแหล่งพลังงานหนึ่งในอนาคต ที่จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพทางพลังงาน ลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล และช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้อย่างมหาศาล ซึ่งในอนาคตอันใกล้ ไฮโดรเจนจะเป็นปัจจัยสำคัญในเกือบทุกภาคอุตสาหกรรม ไฮโดรเจนถือเป็นธาตุที่พบมากที่สุดบนโลก แต่การจะนำมาใช้งานจะต้องแปรสภาพให้เป็นก๊าซไฮโดรเจนเสียก่อน

สถิติในปี ค.ศ. 2015 ในสหภาพยุโรปมีการใช้ไฮโดรเจนอยู่ที่ 339 TWh ซึ่งรวมถึงไฮโดรเจนที่เป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้ (By Product) จากโรงกลั่น ซึ่งจุดประสงค์หลักของการใช้ไฮโดรเจนดังกล่าวคือเพื่อใช้ในอุตสาหกรรมการกลั่น และการผลิตแอมโมเนีย โดยปริมาณที่ใช้ดังกล่าวถือว่าน้อยกว่าร้อยละ ๑๐ ของปริมาณไฮโดรเจนที่ถูกใช้กันอยู่ทั่วโลกเบื้องต้นมีการประเมินว่าภายในปี ค.ศ. 2030 จะมีการใช้ไฮโดรเจนในการสร้างพลังงานในสหภาพยุโรปได้ถึง 665 TWh หรือคิดเป็นร้อยละ ๖ ของพลังงานทั้งหมดในสหภาพยุโรป และภายในปี ค.ศ. 2050 จะมีการใช้ไฮโดรเจนสร้างพลังงานได้ถึง 2,250 TWh หรือคิดเป็นร้อยละ ๒๔ ของพลังงานที่ต้องการใช้ในสหภาพยุโรป

ปัจจุบันก๊าซไฮโดรเจนสามารถถูกผลิตได้จากวัตถุดิบหลากหลายชนิด เช่น น้ำ ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน หรือเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดอื่น ๆ เป็นต้น โดยแต่ละชนิดก็จะมีกระบวนการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในกระบวนการผลิตที่แตกต่างกันขึ้นอยู่กับวิธีการเผาไหม้ว่าเกิดขึ้นอย่างสมบูรณ์หรือไม่ ด้วยเหตุนี้จึงมีการ

ใช้สีหลายสีเพื่ออธิบายถึงความสมบูรณ์ของระดับการเผาไหม้แต่เพื่อให้เกิดประโยชน์ต่อสิ่งแวดล้อมมากที่สุด ก๊าซไฮโดรเจนควรจะต้องผลิตจากแหล่งพลังงานที่สะอาดโดยไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในกระบวนการผลิต แทนที่จะใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งเป็นวิธีมาตรฐานในปัจจุบัน

๒.๓ สีหลักของไฮโดรเจน

ตารางที่ ๒.๑ สรุป “สี” หลัก สามสี ของไฮโดรเจน ไฮโดรเจนสีน้ำเงินนั้นคล้ายกับไฮโดรเจนสีเทา โดยมีการเพิ่มการดักจับ และกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage, CCS)

ตารางที่ ๒.๑ ไฮโดรเจนสีเขียว สีน้ำเงิน และสีเทา

คุณสมบัติ	สีเขียว	สีน้ำเงิน (เพิ่มการดักจับและกักเก็บคาร์บอน)	สีเทา
แหล่งพลังงาน	พลังงานทดแทน	ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน	ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน
วัตถุดิบ	น้ำ	ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมัน ชีวมวล	ก๊าซธรรมชาติ
เทคโนโลยี	การแยกน้ำด้วยไฟฟ้า	การเปลี่ยนสภาพ + การดักจับ ก๊าซสังเคราะห์ + การดักจับ	การเปลี่ยนสภาพ ก๊าซสังเคราะห์
ผลพลอยได้	ก๊าซออกซิเจน	ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ + การดักจับ	ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
ร่องรอยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	น้อยสุด	ต่ำ	ปานกลาง หรือสูง

แหล่งที่มา : <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023

ไฮโดรเจนสีเขียว

ไฮโดรเจนสีเขียวไม่เกี่ยวข้องกับก๊าซเรือนกระจกใดๆ ไม่ว่าจะเป็นพลังงานที่ใช้ในการผลิต หรือเป็นผลพลอยได้ ใช้พลังงานหมุนเวียนในการแยกน้ำ (H_2O) ด้วยไฟฟ้าให้เป็น ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) และก๊าซออกซิเจน (O_2) แหล่งพลังงานหมุนเวียนสำหรับผลิตก๊าซ ไฮโดรเจนสีเขียว เช่น

- แสงอาทิตย์
- ลม
- ไฟฟ้าพลังน้ำ
- คลื่น และกระแสน้ำ
- ความร้อนใต้พิภพ

ก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตโดยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บางครั้งเรียกว่า ไฮโดรเจนสีเหลือง แม้คำนี้อาจใช้เพื่ออธิบายก๊าซไฮโดรเจนที่เกิดจากพลังงานใด ๆ ที่ส่งมาจาก เครือข่ายไฟฟ้า

การแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis)

เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolyser) ประกอบด้วยแผ่นขั้วไฟฟ้าบวก และ ลบ (an Anode and a Cathode) คั่นด้วยเยื่อบาง ๆ (Membrane) และสารละลายที่นำกระแสไฟฟ้า (Electrolyte) ที่ผสมตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyte) เพื่อแยกก๊าซออกซิเจนและก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตขึ้นในขณะที่ปล่อยให้ออกผ่าน และเป็นฉนวนไฟฟ้าของขั้วไฟฟ้า ความหนาแน่นกระแส และอุณหภูมิในการทำงานที่สามารถทนได้ และความบริสุทธิ์ของก๊าซที่เกิดขึ้น

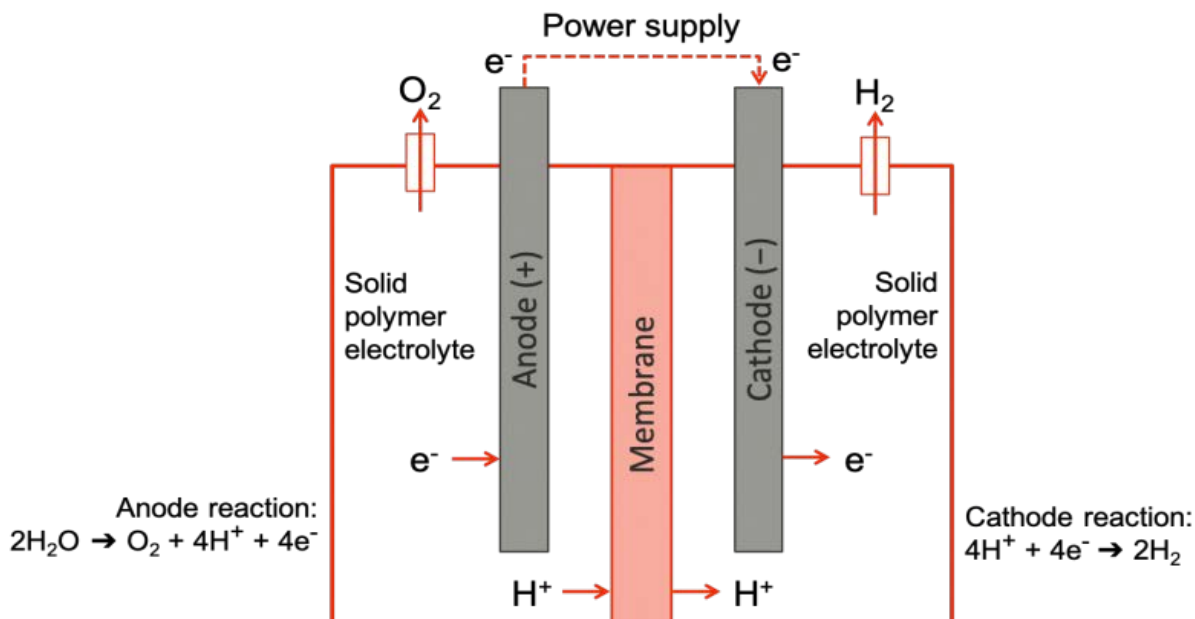
กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า

รูปที่ ๒.๓ รูปที่ ๒.๔ และรูปที่ ๒.๕ แสดงเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ๓ ประเภท โดยใช้เทคโนโลยีแบบต่าง ๆ แต่ละชนิดผลิตก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซออกซิเจน โดยมีปฏิกิริยาต่างกันเล็กน้อยที่ขั้วบวก และขั้วลบ

- เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบเยื่อแลกเปลี่ยนประจุบวก (Proton Exchange Membrane: PEM) สารละลายเป็นโพลิเมอร์แข็ง (รูปที่ ๒.๓)

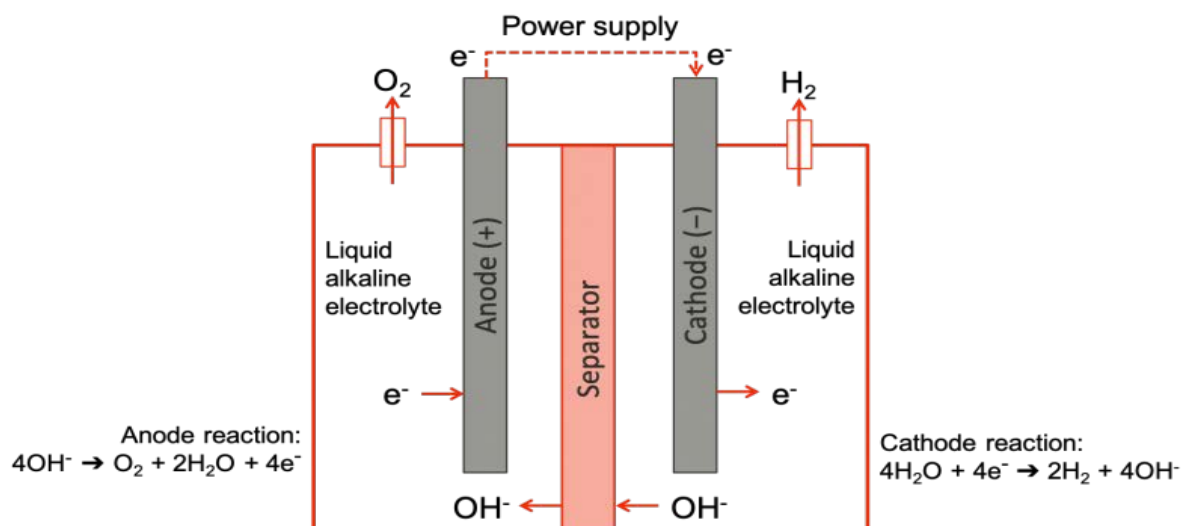
- เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบ ใช้สารละลายอัลคาไลน์ คือ สารละลายอัลคาไลน์ที่เป็นของเหลว โดยปกติจะใช้โซเดียมไฮดรอกไซด์ (NaOH) หรือโพแทสเซียมไฮดรอกไซด์ (KOH) โดยมีเยื่อบาง ๆ กัน (รูปที่ ๒.๔)

- เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบ ออกไซด์ของแข็ง (Solid Oxide Electrolysis Cell: SOEC) เป็นเซรามิกที่มีรูพรุน และน้ำ มักจะอยู่ในรูปของไอน้ำ (รูปที่ ๒.๕)

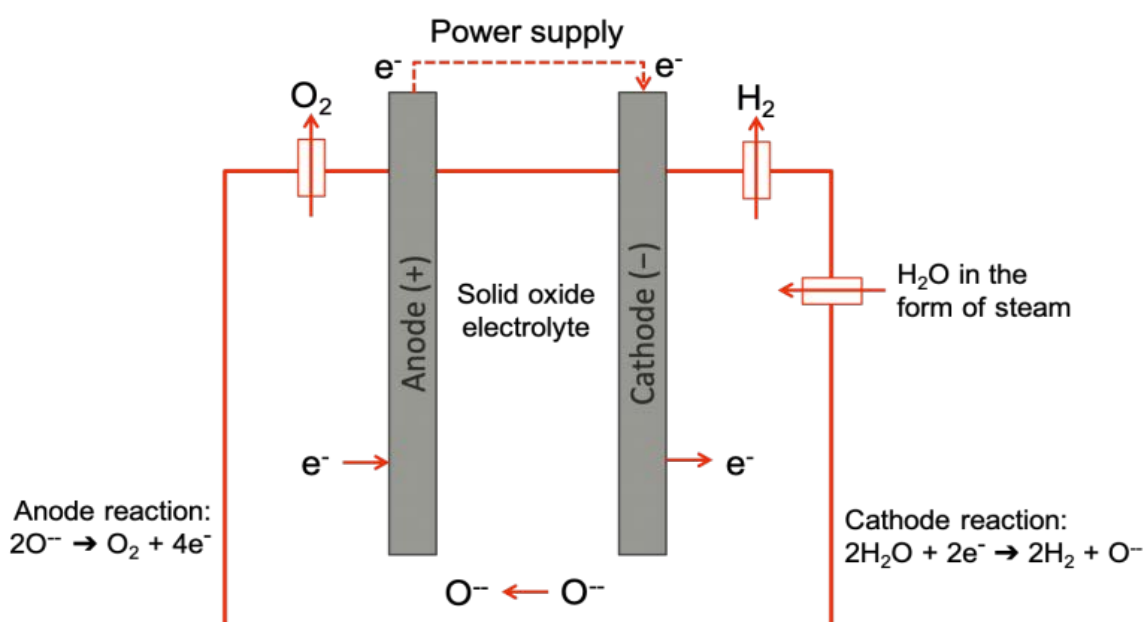


ภาพที่ ๒.๓ เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบ เยื่อแลกเปลี่ยนประจุบวก

แหล่งที่มา : <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023



ภาพที่ ๒.๔ เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า แบบใช้สารละลายอัลคาไลน์
 แหล่งที่มา : <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023



ภาพที่ ๒.๕ เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า แบบออกไซด์ของแข็ง
 แหล่งที่มา : <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023

เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบ PEM และเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบ ใช้สารละลายอัลคาไลน์ ใช้ในเชิงพาณิชย์ เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบ SOEC อยู่ระหว่างการพัฒนานำร่อง อีกกระบวนการหนึ่ง คือ เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบ เยื่อแลกเปลี่ยนประจุลบ (Anion Exchange Membrane: AEM) กำลังอยู่ในการพัฒนาในห้องปฏิบัติการ

ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน และสีเทา

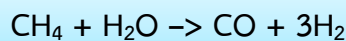
ไฮโดรเจนสีเทา ผลิตจากไฮโดรคาร์บอน โดยใช้วัตถุดิบ และกระบวนการต่าง ๆ มากมาย กระบวนการทั้งหมดสร้างก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลพลอยได้ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มักจะถูกปล่อยสู่ชั้นบรรยากาศ

ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน ถูกสร้างขึ้นโดยกระบวนการเดียวกับไฮโดรเจนสีเทา แต่ผลพลอยได้ของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะถูกดักจับ และนำไปใช้ หรือเก็บไว้ ไฮโดรเจนสีเทาบางครั้ง เรียกว่า ไฮโดรเจนสีดำ

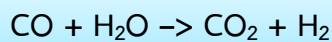
การเปลี่ยนแปลงโครงสร้าง และออกซิเดชันบางส่วน

ในการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างด้วยไอน้ำ ไอน้ำจะทำปฏิกิริยากับวัตถุดิบที่เป็นไฮโดรคาร์บอน เพื่อผลิตก๊าซไฮโดรเจน ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ กระบวนการที่ใช้กันอย่างแพร่หลายที่สุดในการสร้างไฮโดรเจนสีเทา คือ การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของ ก๊าซมีเทน ด้วยไอน้ำ (Steam Methane Reforming: SMR) ก๊าซมีเทน (CH₄) เป็นองค์ประกอบหลักของก๊าซธรรมชาติ รูปที่ ๒.๖ แสดงกระบวนการในการสร้างไฮโดรเจนสีเทา

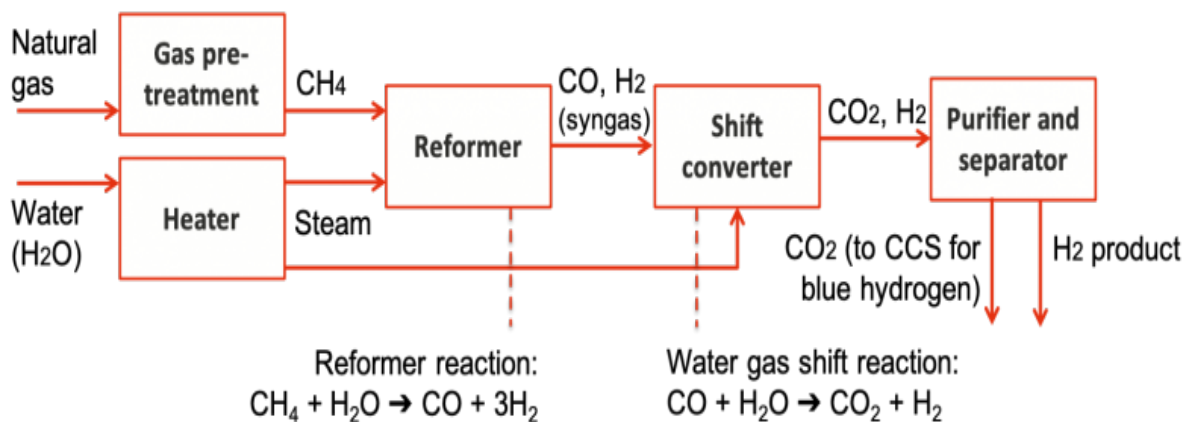
- ก๊าซมีเทน และไอน้ำ เข้าสู่เครื่องเปลี่ยนแปลงโครงสร้าง ปฏิกิริยาการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างโดยไอน้ำ เริ่มต้นจากการกระตุ้นโดยตัวเร่งปฏิกิริยา ก่อให้เกิดส่วนผสมของก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ซึ่งมักเรียกว่า ก๊าซสังเคราะห์ (Syngas)



- ก๊าซมีเทนได้รับการทำความสะอาดเพื่อขจัดสิ่งเจือปน และกำมะถัน ให้เป็นก๊าซมีเทนบริสุทธิ์
- การเปลี่ยนแปลงโครงสร้าง จะตามมาด้วยปฏิกิริยาการเปลี่ยนสถานะของไอน้ำ ซึ่งได้รับการกระตุ้นจากตัวเร่งปฏิกิริยา ทำให้เกิดก๊าซไฮโดรเจนมากขึ้นจาก ก๊าซสังเคราะห์ และไอน้ำ



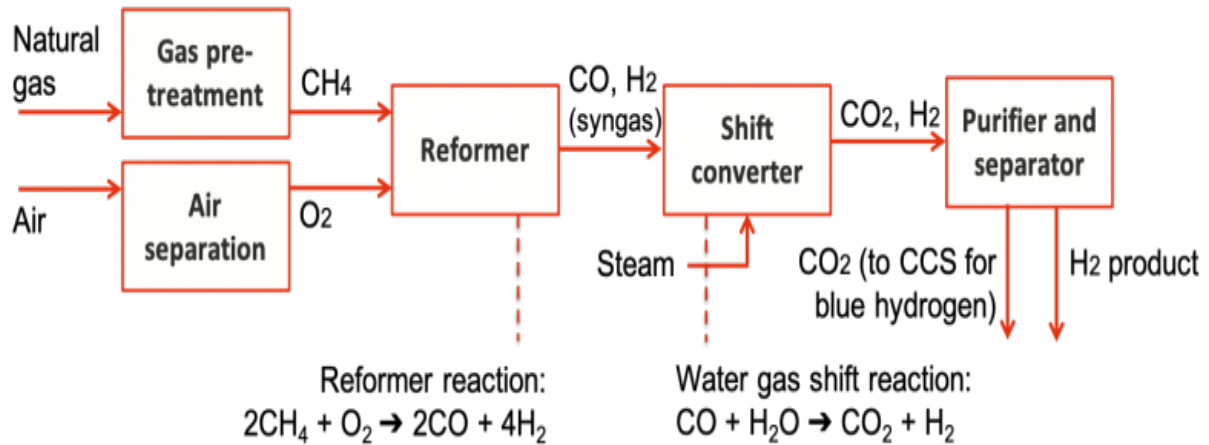
- ก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ถูกแยกออกจากกัน สำหรับไฮโดรเจนสีน้ำเงิน ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ถูกจับ และนำไปใช้ หรือเก็บไว้ ไม่ได้ถูกปล่อยสู่บรรยากาศ



ภาพที่ ๒.๖ การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างไอของก๊าซมีเทนด้วยไอน้ำ

แหล่งที่มา : <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023

ปฏิกิริยาออกซิเดชันบางส่วนใช้กระบวนการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างที่คล้ายกัน โดยใช้ก๊าซออกซิเจนจากอากาศเป็นตัวออกซิไดซ์ (รูปที่ ๒.๗) เมื่อเปรียบเทียบกับกระบวนการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างด้วยไอน้ำ การออกซิเดชันบางส่วนจะผลิตก๊าซไฮโดรเจนต่อหน่วยของก๊าซมีเทนน้อยกว่า

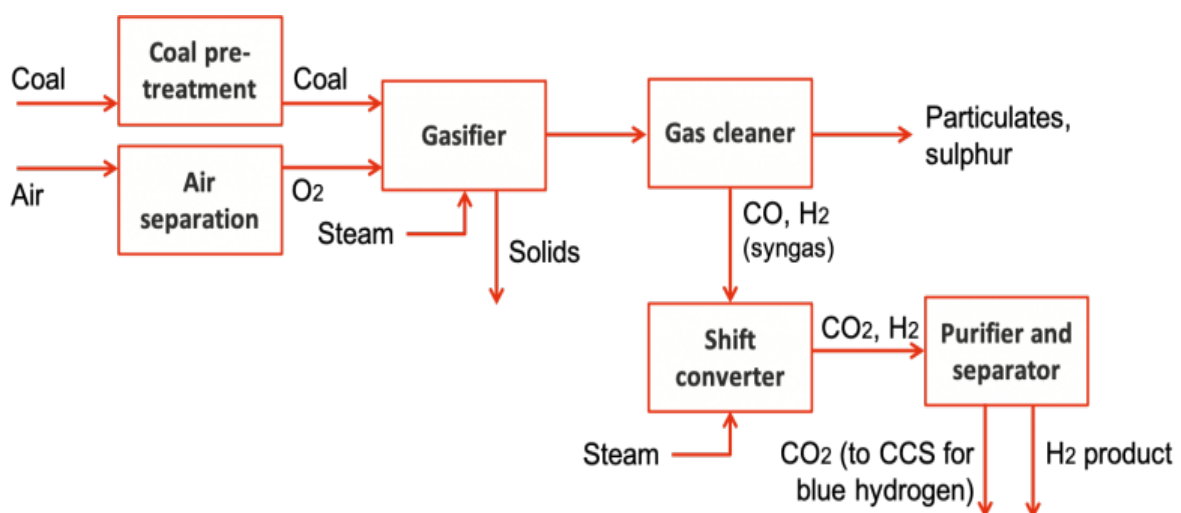


ภาพที่ ๒.๗ การออกซิเดชันบางส่วน

แหล่งที่มา : <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023

การแปรสภาพเป็นก๊าซ

เป็นกระบวนการที่อุณหภูมิสูง ซึ่งเปลี่ยนวัตถุดิบตั้งต้นอินทรีย์ ให้เป็นส่วนผสมของก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (ก๊าซสังเคราะห์) และผลพลอยได้ที่เป็นของแข็ง วัตถุดิบตั้งต้นที่เป็นสารอินทรีย์ อาจเป็นถ่านหิน น้ำมัน หรือชีวมวล ซึ่งทำปฏิกิริยากับอากาศ ก๊าซออกซิเจน หรือไอน้ำ ในเครื่องแปรสภาพก๊าซ ก๊าซสังเคราะห์ได้รับการประมวลผลเพิ่มเติมในปฏิกิริยาการเปลี่ยนสถานะของไอน้ำ ดังรูปที่ ๒.๘ แสดงกระบวนการสำหรับการแปรสภาพเป็นแก๊สจากถ่านหิน



ภาพที่ ๒.๘ การแปรสภาพเป็นก๊าซ

แหล่งที่มา : <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023

๒.๔ การดักจับ และกักเก็บคาร์บอน และการดักจับ การใช้ และการเก็บคาร์บอน

การดักจับ และกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage: CCS) และการดักจับ การใช้ และการเก็บคาร์บอน (Carbon Capture, Utilization and storage: CCUS) เป็นชุดของกระบวนการที่ป้องกันการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สู่ชั้นบรรยากาศ วิธีที่พบมากที่สุดสำหรับ CCS คือ การดักจับ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และเก็บไว้อย่างถาวรในชั้นทางธรณีวิทยาที่อยู่ลึกลงไปใต้ดิน ซึ่งมักจะทำโดยการฉีดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เข้าไปในแหล่งผลิตน้ำมัน หรือก๊าซเพื่อเพิ่มการฟื้นตัวของไฮโดรคาร์บอน สำหรับการนำน้ำมันกลับมาใช้ใหม่ (EOR) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะผสมกับน้ำมันเพื่อสร้างของเหลวที่มีความหนืดต่ำ แรงตึงผิวต่ำ ทำให้สามารถไหลเข้าสู่หลุมผลิตได้อย่างอิสระมากขึ้น โดยปกติจะเป็นกระบวนการวงปิด ซึ่งก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ไหลกลับสู่พื้นผิวในกระแสน้ำมันจะถูกแยกออก และฉีดกลับเข้าไปใหม่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อาจถูกจับ และใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรม เช่น การผลิตสารเคมี และปุ๋ย

ไฮโดรเจนสีอื่น ๆ

ตารางที่ ๒.๒ ไฮโดรเจนสีอื่น ๆ

คุณสมบัติ	สีชมพู (สีม่วง)	สีเทอร์คอยซ์	สีน้ำตาล
แหล่งพลังงาน	นิวเคลียร์	ก๊าซธรรมชาติ	ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน
วัตถุดิบ	น้ำ	ก๊าซธรรมชาติ	ถ่านหิน ชีวมวล
เทคโนโลยี	การแยกน้ำด้วยไฟฟ้า	การเผาถ่าน	ก๊าซสังเคราะห์
ผลพลอยได้	ก๊าซออกซิเจน กากนิวเคลียร์	ผงคาร์บอน	ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
ร่องรอยก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์	น้อย กากนิวเคลียร์	ปานกลาง	สูง

แหล่งที่มา : <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023

ไฮโดรเจนสีชมพู

ไฮโดรเจนสีชมพูเกิดจากการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า จากพลังงานนิวเคลียร์ ความร้อนจากเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์อาจถูกนำมาใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า และเพื่อผลิตไอน้ำสำหรับการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ออกไซด์ที่เป็นของแข็ง (รูปที่ ๒.๕) ไอน้ำยังสามารถใช้สำหรับการปฏิรูปก๊าซมีเทนด้วยไอน้ำ (รูปที่ ๒.๖) และสำหรับการเปลี่ยนสถานะไอน้ำของก๊าซสังเคราะห์ ก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตโดยใช้พลังงานนิวเคลียร์บางครั้งเรียกว่า ไฮโดรเจนสีม่วง หรือไฮโดรเจนสีแดง

พลังงานนิวเคลียร์ไม่ก่อให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในระหว่างการทำงาน แต่จะก่อให้เกิดกากนิวเคลียร์ มีอันตรายมาก

ไฮโดรเจนสีเทอร์คอยซ์

ไฮโดรเจนสีเทอร์คอยซ์ถูกสร้างขึ้นจากก๊าซมีเทน โดยใช้กระบวนการเผาถ่านแบบใช้ก๊าซออกซิเจนต่ำ ซึ่งเป็นกระบวนการที่อุณหภูมิสูง เพื่อย่อยสลายวัตถุดิบตั้งต้นอินทรีย์เป็น ก๊าซสังเคราะห์ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ระเหยง่าย และสารตกค้างที่อุดมด้วยธาตุคาร์บอนแข็ง ในบรรยากาศที่มีก๊าซออกซิเจนน้อย หรือไม่มีเลย สารประกอบที่ระเหยง่ายอาจถูกแปรรูปในเครื่องเปลี่ยนแปลงโครงสร้าง และก๊าซสังเคราะห์

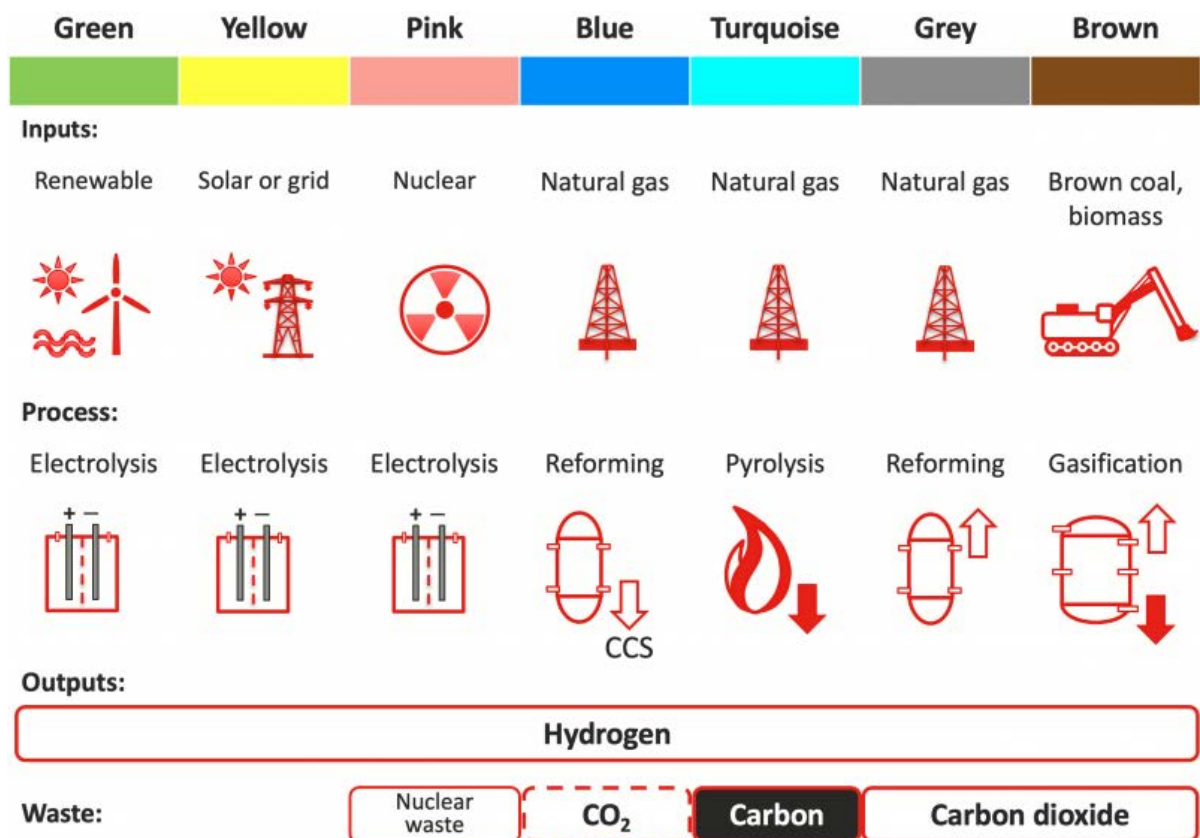
ถูกแปรรูปในปฏิกิริยาการเปลี่ยนสถานะของไอน้ำ ในขณะที่ กระบวนการเผาถ่านแบบก๊าซออกซิเจนต่ำสามารถใช้วัตถุดิบตั้งต้นได้หลายชนิด สำหรับการผลิตไฮโดรเจนสีเทอร์คอยซ์ วัตถุดิบตั้งต้นมักจะเป็นก๊าซธรรมชาติ

ไฮโดรเจนสีน้ำตาล และสีดำ

ไฮโดรเจนสีน้ำตาล ผลิตขึ้นจากถ่านหินสีน้ำตาล (ลิกไนต์) หรือมวลชีวภาพ โดยใช้การแปรสภาพเป็นก๊าซ (รูปที่ ๒.๘) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะไม่ถูกดักจับ ถ่านหินดำสามารถใช้ในการทำเป็นก๊าซได้ แต่ไม่มีก๊าซไฮโดรเจนมากเท่ากับถ่านหินลิกไนต์ ก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตด้วยวิธีนี้บางครั้งเรียกว่าไฮโดรเจนสีดำ คำว่าไฮโดรเจนสีดำ บางครั้งก็ใช้อย่างสับสนเพื่ออธิบายผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากปฏิกิริยาของไอน้ำ และก๊าซมีเทน ที่เรียกว่า ไฮโดรเจนสีเทา

สรุปประเภทสีของไฮโดรเจน

ภาพที่ ๒.๙ แสดงภาพรวมของสีไฮโดรเจน และกระบวนการในการผลิตก๊าซไฮโดรเจน



ภาพที่ ๒.๙ ภาพรวมของสีไฮโดรเจน

แหล่งที่มา : <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023

๒.๕ ปริมาณคาร์บอนในบรรยากาศสำหรับสิ่งแวดล้อม

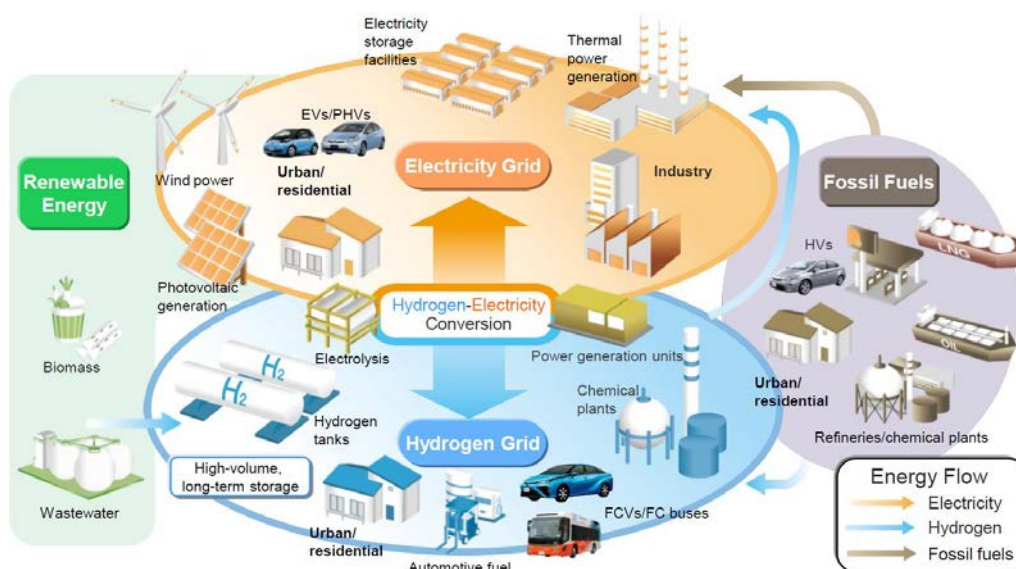
- ไฮโดรเจนสีเขียว สีเหลือง และสีชมพู เป็นสีที่ไม่ก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจก
- การใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นวัตถุดิบในการผลิต ไฮโดรเจนสีฟ้า ไฮโดรเจนสีเทอร์คอยซ์ หรือไฮโดรเจนสีเทา จะเหมาะสมก็ต่อเมื่อจำเป็นต้องใช้ก๊าซไฮโดรเจน เป็นสารตั้งต้นในปฏิกิริยาเคมี เพื่อสร้างผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าสูง

- หากใช้ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน สีฟ้าคราม หรือสีเทา ที่ใช้ ก๊าซมีเทน เป็นเชื้อเพลิง ในหลายกรณี การใช้ก๊าซมีเทนโดยตรงจะมีประสิทธิภาพมากกว่ามาก

- อย่างไรก็ตาม การผลิตก๊าซไฮโดรเจนในทางอุตสาหกรรม และผลกระทบทางเศรษฐกิจ มีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว ความพยายามในการวิจัย และพัฒนา ที่สำคัญเกี่ยวกับการผลิตพลังงานหมุนเวียนและเครื่องแยกก๊าซไฮโดรเจนประสิทธิภาพสูง แสดงให้เห็นถึงความตั้งใจในการลดต้นทุนการผลิต การดำเนินงาน และเพิ่มประสิทธิภาพ การผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม มีการคาดการณ์ว่าการพัฒนานี้ จะทำให้ต้นทุนของไฮโดรเจนสีเขียว สามารถแข่งขันกับไฮโดรเจนสีน้ำเงินจากเปลี่ยนแปลงโครงสร้างของ ก๊าซมีเทน (Methane Steam Reformer: SMR) ซึ่งเป็นรูปแบบที่ถูกที่สุดในปัจจุบัน

๒.๖ รูปแบบ และเทคโนโลยีสำหรับการผลิตก๊าซไฮโดรเจน

ก๊าซไฮโดรเจนที่นำมาใช้งานสามารถผลิตได้จากแหล่งผลิตก๊าซไฮโดรเจนด้วยกระบวนการต่าง ๆ ได้หลายวิธีการดังต่อไปนี้



ภาพที่ ๒.๑๐ เทคโนโลยีสำหรับการผลิตไฮโดรเจน

๑. การสลายตัวด้วยความร้อน (Thermolysis)

เป็นการผลิตก๊าซไฮโดรเจนโดยใช้น้ำเป็นวัตถุดิบตั้งต้น แล้วใช้ความร้อนสูงในการสลายน้ำเป็นไฮโดรเจนไอออน (H^+) ออกซิเจนไอออน (O^-) ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) ก๊าซออกซิเจน (O_2) ไฮดรอกไซด์ไอออน (OH^-) ไฮโดรเจนเปอร์ออกไซด์ (H_2O_2) และไฮโดรเปอร์ออกซิล แต่การสลายตัวเกิดได้น้อย ถึงแม้จะใช้อุณหภูมิสูงมาก นอกจากนี้ในการประยุกต์ใช้กระบวนการนี้ในอุตสาหกรรม หรือในเชิงพาณิชย์ อุปกรณ์ หรือวัสดุที่ใช้ในกระบวนการผลิต ต้องมีความคงทนต่อการทำงานในอุณหภูมิสูงได้

๒. กระบวนการเร่งปฏิกิริยาเชิงแสง (Photocatalytic Process)

เป็นกระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจน โดยใช้สารกึ่งตัวนำเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาเชิงแสง ซึ่งรับโฟตอน (photon) จากแสงอาทิตย์ไปกระตุ้นอิเล็กตรอน (electron) ทำให้น้ำแตกตัวเป็นก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซออกซิเจน จากนั้นจึงผ่านกระบวนการทำก๊าซไฮโดรเจนให้บริสุทธิ์ ตัวเร่งปฏิกิริยาเชิงแสง

ที่นิยมใช้ ได้แก่ ไทเทเนียมไดออกไซด์ (Titanium Dioxide, TiO_2) ทังสเตนออกไซด์ (Tungsten (III) Oxide, WO_3) และแพลทินัม (Platinum, Pt) เป็นต้น ประสิทธิภาพของกระบวนการขึ้นอยู่กับโครงสร้างผลึก สมบัติรวม และพื้นที่ผิวของตัวเร่งปฏิกิริยา ข้อจำกัดของกระบวนการนี้ คือ ตัวเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ ต้องมีความทนทานต่อการกัดกร่อนในน้ำ

๓. Steam Methane Reforming

เป็นการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ โดยตัวเร่งปฏิกิริยา คือ นิกเกิล อุณหภูมิที่ใช้ ๕๐๐ - ๑,๐๐๐ องศาเซลเซียส ผลผลิตที่ได้จะประกอบด้วยก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์เป็นหลัก ได้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ น้ำ และก๊าซมีเทน เป็นผลิตภัณฑ์ร่วม ซึ่งวิธีนี้ไม่ได้ช่วยให้ลดคาร์บอนในบรรยากาศ (Carbon Foot Print) ถ้าหากไม่มีการใช้เทคโนโลยีกักเก็บ และดูดซับคาร์บอนเข้าร่วมด้วย

๔. กระบวนการไอน้ำ - เหล็ก (Steam-Iron Process)

เป็นกระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่สามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูง โดยอาศัยปฏิกิริยา รีดักชัน - ออกซิเดชัน ของเหล็กออกไซด์ หรือแมกนีไทต์ ซึ่งผลที่ได้นอกจากได้ก๊าซไฮโดรเจนยังได้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วย

๕. การแยกสลายน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis)

เป็นกระบวนการให้ไฟฟ้ากระแสตรงที่ขั้วไฟฟ้าของเซลล์เคมีไฟฟ้า เพื่อให้เกิดปฏิกิริยา ออกซิเดชัน และรีดักชัน ทำให้โมเลกุลน้ำถูกแยกออกเป็น ก๊าซออกซิเจน และก๊าซไฮโดรเจน การแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ปกติจะต้องแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่า ๑.๒๓ โวลต์ ข้อดีของการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากวิธีนี้จะมีประสิทธิภาพสูง และไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ส่วนข้อเสียคือ ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าสูง

๖. การผลิตก๊าซไฮโดรเจนชีวภาพ (Biohydrogen Production)

เป็นการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่มีประสิทธิภาพสูง ด้วยกระบวนการทางชีวภาพผ่านสิ่งมีชีวิตจำพวกจุลินทรีย์ โดยส่วนมากจะใช้น้ำจากของเสียอินทรีย์ หรือชีวมวลเป็นสารตั้งต้นหลัก เอนไซม์ หรือสารประกอบจำพวกโปรตีนช่วยเร่งปฏิกิริยา การผลิตก๊าซไฮโดรเจนชีวภาพ สามารถจำแนกเป็นประเภทที่ใช้แสง และไม่ใช้แสงในการผลิต

๗. การผลิตก๊าซไฮโดรเจนด้วยการหมัก (Fermentation Hydrogen Production)

เป็นการผลิตก๊าซไฮโดรเจนโดยใช้กระบวนการทางชีวเคมี โดยทำให้สารอินทรีย์ย่อยสลาย และมีการเปลี่ยนแปลงทางเคมี โดยอาศัยเอนไซม์ที่ผลิตจากจุลินทรีย์ สามารถจำแนกได้หลายแบบ ได้แก่ การหมักแบบไม่ใช้แสง และการหมักแบบใช้แสง การหมักแบบไม่ใช้แสงพบในแบคทีเรียที่ไม่ใช้อากาศ

๘. การสังเคราะห์ด้วยแสง (Photosynthesis)

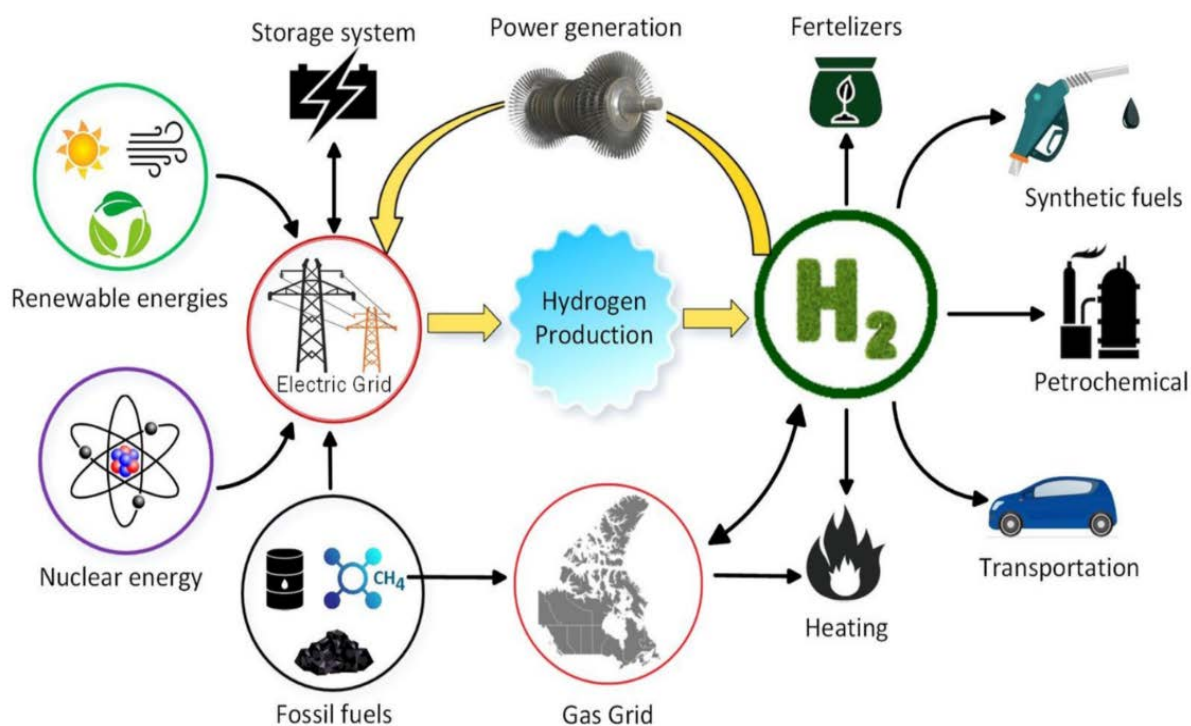
เป็นกระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่พบมากในสาหร่าย โดยใช้แสงอาทิตย์มากระตุ้นให้โมเลกุลของน้ำแตกออกเป็นไฮโดรเจนไอออน ก๊าซออกซิเจน และอิเล็กตรอน โดยข้อจำกัดหลักของการผลิตก๊าซไฮโดรเจนผ่านการสังเคราะห์ด้วยแสงในการใช้งานเชิงอุตสาหกรรม คือมีค่าใช้จ่ายในการผลิตสูง

๙. การแยกด้วยเยื่อบาง (Membrane Separation)

เป็นกระบวนการแยกก๊าซผสมด้วยเยื่อบางสังเคราะห์ เช่น การแยกก๊าซไฮโดรเจนออกจากก๊าซผสมที่มีก๊าซไนโตรเจน และก๊าซมีเทน การแยกก๊าซไฮโดรเจนจากกระบวนการกลั่นน้ำมัน

และการแยกก๊าซมีเทนออกจากก๊าซชีวภาพ เป็นต้น ปกติการแยกก๊าซด้วยเยื่อบางนิยมใช้เยื่อบางที่ผลิตจากพอลิเมอร์ที่ไม่มีรูพรุน โดยการแยกก๊าซแต่ละชนิดออกจากกันจะอาศัยคุณสมบัติการละลายและความสามารถในการแพร่ที่ต่างกันของก๊าซแต่ละชนิด

๒.๗ การประยุกต์ใช้ประโยชน์จากก๊าซไฮโดรเจน



ภาพที่ ๒.๑๑ การประยุกต์ใช้ประโยชน์จากก๊าซไฮโดรเจน

การกลั่นน้ำมันปิโตรเลียม

ก๊าซไฮโดรเจนถูกนำมาใช้ประโยชน์ในการเปลี่ยน หรือปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดิบเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเชื้อเพลิง เช่น ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ ถูกนำมาเป็นสารตั้งต้น เพื่อกำจัดสารซัลเฟอร์ในน้ำมัน ซึ่งเป็นสารที่ก่อให้เกิดมลพิษทางอากาศ เช่น ฝนกรด นอกจากนี้ไฮโดรเจนยังถูกนำมาใช้เป็นสารตั้งต้นในกระบวนการ Hydrodealkylation เพื่อเปลี่ยนโทลูอินให้เป็นเบนซิน และมีเทน เป็นต้น

เซลล์เชื้อเพลิง

ก๊าซไฮโดรเจนถูกนำมาใช้ประโยชน์ในการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยเซลล์เชื้อเพลิง ซึ่งจะเกิดปฏิกิริยารีดักชัน และออกซิเดชัน ในสารละลายที่นำกระแสไฟฟ้า (Electrolyte) ทำให้เกิดเป็นกระแสไฟฟ้า การผลิตกระแสไฟฟ้าโดยวิธีนี้ถือเป็นการผลิตกระแสไฟฟ้าที่สะอาด เนื่องจากผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการผลิตคือ น้ำ และไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

อุตสาหกรรมอาหาร

ในอุตสาหกรรมอาหารมีการเติมก๊าซไฮโดรเจน เพื่อเปลี่ยนโครงสร้างของกรดไขมันไม่อิ่มตัวในไขมันสัตว์ และน้ำมันพืช ให้กลายเป็นกรดไขมันอิ่มตัว เพื่อใช้ในการผลิตเนยขาว เนยถั่ว และเนยเทียม เป็นต้น

เภสัชภัณฑ์

ในอุตสาหกรรมเภสัชภัณฑ์ ใช้ก๊าซไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นเพื่อผลิต Sorbitol ซึ่งเป็นน้ำตาลแอลกอฮอล์ ซึ่งนำไปใช้ผลิตผลิตภัณฑ์เครื่องสำอาง วัสดุประสาน และสารเติมผิว เป็นต้น

อุตสาหกรรมโลหะ

ในทางวิศวกรรม ก๊าซไฮโดรเจนถูกใช้เป็นก๊าซสำหรับป้องกันในการเชื่อม เช่น ในการผลิตสแตนเลส ก๊าซไฮโดรเจนจะถูกผสมกับก๊าซอาร์กอน เพื่อใช้สำหรับการเชื่อมสแตนเลส นอกจากนี้ยังถูกใช้ในกระบวนการตัดโลหะต่าง ๆ

การบิน และอวกาศ

ก๊าซไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในพลังงานทางเลือกที่น่าสนใจสำหรับอุตสาหกรรมการบิน และอวกาศ เนื่องจากคุณสมบัติเฉพาะของก๊าซไฮโดรเจน คือ น้ำหนักเบา และเป็นเชื้อเพลิงสะอาด ในอุตสาหกรรมการบิน และอวกาศ เซลล์เชื้อเพลิง ๒ ชนิด ที่นิยมใช้คือ เซลล์เชื้อเพลิง Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC) และเซลล์เชื้อเพลิง Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

ข้อดีของการใช้ก๊าซไฮโดรเจน มีประโยชน์หลายประการ

- สามารถสังเคราะห์ได้จากวัตถุดิบตามธรรมชาติหลากหลายประเภท
- เมื่อเกิดการเผาไหม้จะมีเพียงน้ำ และก๊าซออกซิเจน เท่านั้นที่เป็นผลพลอยได้จากการสันดาป โดยไม่ปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
- ค่าพลังงานสูงกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น
- ไม่ก่อให้เกิดกลุ่มควัน ฝุ่นละออง
- สามารถประยุกต์ใช้กับเชื้อเพลิงฟอสซิลเดิมได้

	Weight of Liquid or Gas (Kgs)	Vol. of Gas at 760 mm. Hg	
		0 deg C (Nm3)	27 deg C (M3 or Sm3)
		1.000	0.700 0.769
		1.000	0.800 0.879
		1.000	0.561 0.616
		1.000	11.125 12.225
		1.000	0.506 0.557

ภาพที่ ๒.๑๒ คุณสมบัติของก๊าซประเภทต่าง ๆ
แหล่งที่มา : Bangkok Industrial Gas Co., Ltd, 2023

๒.๘ ข้อจำกัดของการใช้พลังงานก๊าซไฮโดรเจน

ก๊าซไฮโดรเจนมีข้อจำกัดในการใช้งาน ดังนี้

๑) การจัดเก็บ และขนส่ง

ก๊าซไฮโดรเจนเป็นธาตุที่มีขนาดเล็ก น้ำหนักเบา และยังมีคุณสมบัติในการกักต่อน จึงทำให้ยากที่จะเก็บ และขนส่ง

๒) ต้นทุนการผลิตสูง

ในการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ซึ่งปราศจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต้องใช้อุปกรณ์สำหรับผลิตก๊าซ ที่เรียกว่า Electrolyzers ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับแยกน้ำออกเป็นก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซออกซิเจน โดยใช้กระแสไฟฟ้า อุปกรณ์นี้มีราคาสูง แต่ราคาของอุปกรณ์ดังกล่าว มีแนวโน้มที่จะลดลงเรื่อย ๆ ในอนาคตอันใกล้

๓) การใช้เทคโนโลยีขั้นสูง

ในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า จากการใช้ก๊าซธรรมชาติ เป็นใช้ก๊าซไฮโดรเจน ในการผลิตกระแสไฟฟ้าแทน จำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีขั้นสูงขึ้นเพื่อให้ได้ประสิทธิภาพเท่าเดิม

๒.๙ ความปลอดภัยของก๊าซไฮโดรเจน

ความปลอดภัยของเชื้อเพลิง ก๊าซไฮโดรเจน และไฮโดรเจนเหลว ครอบคลุมถึงการผลิต การจัดการ และการใช้ก๊าซไฮโดรเจนอย่างปลอดภัย

ก๊าซไฮโดรเจนมีคะแนนสูงสุดของ NFPA 704 ที่ระดับ ๔ ในระดับความสามารถในการติดไฟ เนื่องจากสามารถติดไฟได้เมื่อผสมในปริมาณเล็กน้อยกับอากาศธรรมดา การจุดระเบิดสามารถเกิดขึ้นได้ที่อัตราส่วนปริมาตรของก๊าซไฮโดรเจนต่ออากาศต่ำถึงร้อยละ ๔ เนื่องจากก๊าซออกซิเจนในอากาศ และความเรียบง่าย และคุณสมบัติทางเคมีของปฏิกิริยา อย่างไรก็ตาม ก๊าซไฮโดรเจนไม่มีการจัดอันดับสำหรับความเป็นอันตรายโดยกำเนิดสำหรับปฏิกิริยา หรือความเป็นพิษ การจัดเก็บ และการใช้ก๊าซไฮโดรเจนมีความท้าทายที่ไม่เหมือนใครเนื่องจากความง่ายในการรั่วไหลของเชื้อเพลิงที่เป็นก๊าซ การจุดระเบิดด้วยพลังงานต่ำ ส่วนผสมของเชื้อเพลิงกับอากาศที่ติดไฟได้หลากหลาย การลอยตัว และความสามารถในการทำให้โลหะเปราะ ซึ่งต้องคำนึงถึงเพื่อความปลอดภัย การดำเนินงาน^[1]

ไฮโดรเจนเหลวมีความท้าทายเพิ่มเติมเนื่องจากความหนาแน่นที่เพิ่มขึ้น และอุณหภูมิที่ต่ำมาก ซึ่งจำเป็นต้องการรักษาให้อยู่ในรูปของเหลว นอกจากนี้ ความต้องการ และการใช้ในอุตสาหกรรม เช่น เชื้อเพลิงจรวด แหล่งกักเก็บพลังงานทางเลือก น้ำหล่อเย็นสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้า วัตถุดิบตั้งต้นในอุตสาหกรรม และกระบวนการทางเคมี รวมถึงการผลิตแอมโมเนีย และเมทานอล เป็นต้น เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องซึ่งมี นำไปสู่ความสำคัญที่เพิ่มขึ้นของการพิจารณาโปรโตคอลความปลอดภัย ในการผลิต การจัดเก็บ การถ่ายโอน และการใช้ก๊าซไฮโดรเจน^[๑]

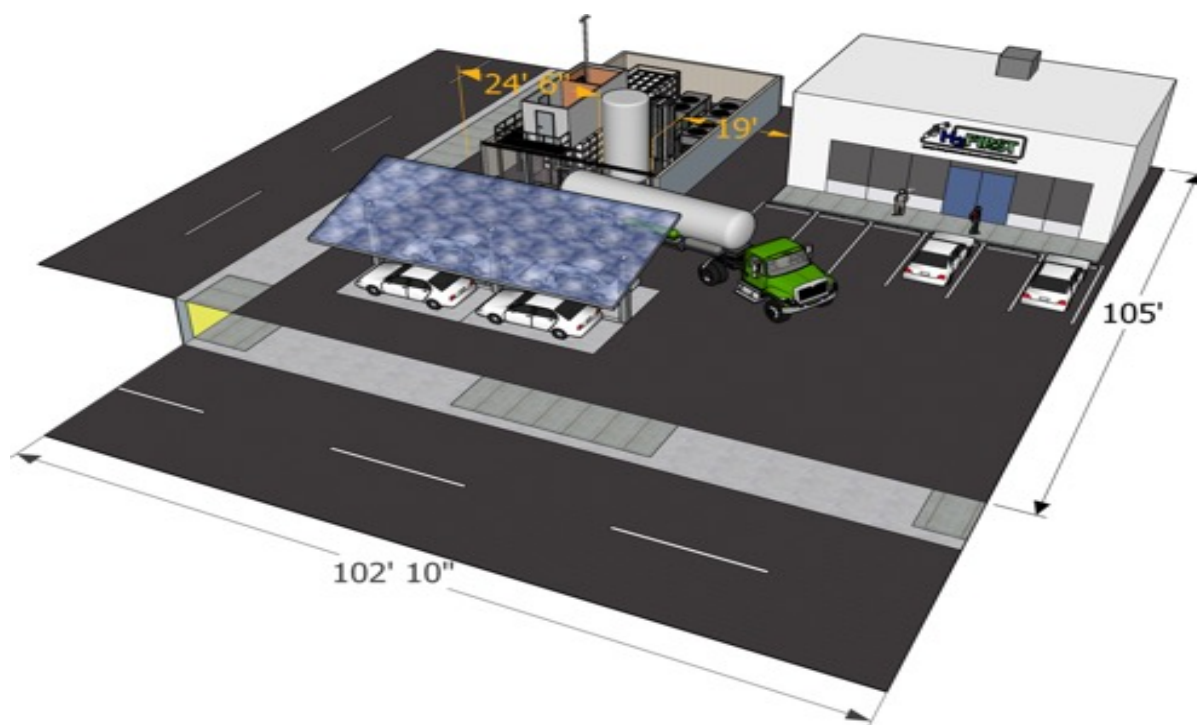
การป้องกัน

รายการที่ต้องพิจารณาเพื่อช่วยในการออกแบบระบบ และขั้นตอนเพื่อหลีกเลี่ยงอุบัติเหตุ เมื่อต้องจัดการกับก๊าซไฮโดรเจน เนื่องจากหนึ่งในอันตรายหลักของก๊าซไฮโดรเจน คือว่ามันติดไฟได้ง่ายมาก^[๔]

การทำก๊าซให้เฉื่อย และไล่ก๊าซ มีความสำคัญ ซึ่งเป็นขั้นตอนความปลอดภัยมาตรฐาน ที่ต้องดำเนินการเมื่อทำการถ่ายโอนก๊าซไฮโดรเจน ในการทำให้เฉื่อย หรือไล่ก๊าซ ออกอย่างเหมาะสม จะต้องคำนึงถึงขีดจำกัดการติดไฟด้วย และก๊าซไฮโดรเจน นั้นแตกต่างจากก๊าซชนิดอื่นอย่างมาก

ที่ความดันบรรยากาศปกติจะอยู่ที่ร้อยละ ๔ ถึง ๗๕ ของปริมาตรก๊าซไฮโดรเจนในก๊าซออกซิเจน อยู่ที่ร้อยละ ๔ ถึง ๙๔ ในขณะที่ขีดจำกัดความสามารถในการจุดระเบิดของก๊าซไฮโดรเจนในอากาศ อยู่ที่ร้อยละ ๑๘.๓ ถึง ๕๙ โดยปริมาตร^{[๑][๕][๖][๗]} ในความเป็นจริง ขีดจำกัดความสามารถในการติดไฟ เหล่านี้มักจะเข้มงวดกว่านี้ เนื่องจากความปั่นป่วนระหว่างเกิดไฟไหม้อาจทำให้เกิดการระเบิด ซึ่งอาจทำให้เกิดการระเบิดได้ สำหรับการเปรียบเทียบ ขีดจำกัดการยุบตัวของน้ำมันเบนซินในอากาศ คือ ร้อยละ ๑.๔ - ๗.๖ และของก๊าซอะเซทิลีนในอากาศร้อยละ^[๘] ๒.๕ - ๘๒

ดังนั้นเมื่ออุปกรณ์เปิดให้อากาศก่อน หรือหลังการถ่ายโอนก๊าซไฮโดรเจน จึงมีเงื่อนไขเฉพาะที่ต้องพิจารณาซึ่งอาจปลอดภัยสำหรับการถ่ายโอนก๊าซชนิดอื่น เหตุการณ์เกิดขึ้นเนื่องจากการทำให้เฉื่อย หรือการไล่อากาศไม่เพียงพอ หรือเนื่องจากการประเมินปริมาณอากาศในอุปกรณ์ต่ำเกินไป (เช่น เมื่อเติมผงแป้ง) ส่งผลให้เกิดการระเบิด^[๙] ด้วยเหตุผลนี้ ขั้นตอน และอุปกรณ์ในการเฉื่อย หรือการไล่อากาศจึงมีลักษณะเฉพาะสำหรับก๊าซไฮโดรเจน และบ่อยครั้งอุปกรณ์ หรือเครื่องหมาย บนสายก๊าซไฮโดรเจนควรแตกต่างไปจากเดิมอย่างสิ้นเชิง เพื่อให้แน่ใจว่ากระบวนการนี้ และกระบวนการอื่น ๆ ได้รับการปฏิบัติตามอย่างถูกต้อง เนื่องจากการระเบิดหลายครั้งเกิดขึ้น เพียงเพราะก๊าซไฮโดรเจน สายหนึ่งเสียบเข้ากับสายหลักโดยไม่ได้ตั้งใจ หรือเพราะสายก๊าซไฮโดรเจน สลับกับสายก๊าซอื่น^{[๑๐][๑๑][๑๒]}



ภาพที่ ๒.๑๓ รูปแบบสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนในอนาคตซึ่งมีขนาดเล็กและเข้มข้น โดยระยะทางด้านความปลอดภัยสำหรับกระบวนการไฮโดรเจนเหลวมีขนาดน้อยลง สืบเนื่องจากเทคโนโลยีที่ดีขึ้น

แหล่งที่มา : <https://energy.sandia.gov/>

การจัดการแหล่งกำเนิดการจุดระเบิด

พลังงานที่ใช้ในการจุดระเบิดขั้นต่ำของก๊าซไฮโดรเจนในอากาศ คือ 0.02 mJ ทำให้ก๊าซไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในสารที่มีค่าพลังงานที่ใช้ในการจุดระเบิดต่ำที่สุด และส่วนผสมของก๊าซไฮโดรเจนกับอากาศที่ทำให้สามารถจุดไฟได้ คือ ก๊าซไฮโดรเจน ต่อ อากาศ มีอัตราส่วน ๑ : ๑๐ ในขณะที่การส่วนผสมของน้ำมันเบนซินกับอากาศ คือ น้ำมันเบนซิน ต่อ อากาศ มีอัตราส่วน ๑ : ๑๔.๗ ^{[๑][๕]} ด้วยเหตุนี้จึงต้องมีการตรวจสอบแหล่งที่มาของการจุดระเบิดที่เป็นไปได้ อุปกรณ์ไฟฟ้า สายดิน ควรเป็นไปตามข้อกำหนดการจัดประเภทพื้นที่อันตรายที่เกี่ยวข้อง^{[๑๓][๑๔]} แหล่งที่มาใด ๆ ที่เป็นไปได้ (เช่น การออกแบบระบบระบายอากาศบางแบบ^[๑๕]) สำหรับการสะสมไฟฟ้าสถิตก็ควรลดให้เหลือน้อยที่สุดเช่นกัน เช่น ผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าสถิต^[๑๖]

ขั้นตอนการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันการระเบิด ต้องแข็งแกร่ง ครอบคลุม และมีการบังคับใช้อย่างดี ควรกำจัด และระบายอากาศในพื้นที่สูง เก็บตัวอย่างในบริเวณสถานที่ก่อนทำงาน อุปกรณ์ที่ติดตั้งบนเพดานควรเป็นไปตามข้อกำหนดของพื้นที่อันตราย (NFPA 497) ^[๙] และไม่ควรใช้ระบบระบายแบบจานแตก เนื่องจากสามารถทำให้เกิดการจุดระเบิด และไฟไหม้ ควรใช้ระบบระบายแรงดันอื่น ๆ เช่น วาล์วระบายแทน^{[๑๗][๑๘]}

ความสมบูรณ์ทางกล และเคมีปฏิกิริยา

มีคุณสมบัติทางเคมีหลัก ๔ ประการ ที่ต้องคำนึงถึงเมื่อจัดการกับก๊าซไฮโดรเจนที่สามารถสัมผัสกับวัสดุอื่นได้แม้ในความดันบรรยากาศ และอุณหภูมิปกติ

๑. เคมีของก๊าซไฮโดรเจนแตกต่างจากสารเคมีทั่วไปอย่างมาก เช่น มีปฏิกิริยาออกซิเดชันในสภาพแวดล้อมโดยรอบ และการเพิกเฉยต่อคุณสมบัติทางเคมีที่เป็นเอกลักษณ์ ก่อให้เกิดปัญหาที่โรงงานเคมีบางแห่ง^[๑๙] ก๊าซไฮโดรเจนสามารถถูกสร้างจากผลพลอยได้จากปฏิกิริยาอื่นที่อาจถูกมองข้าม เช่น เซอร์โคเนียม และไอน้ำ สร้างแหล่งไฮโดรเจน^{[๒๐][๒๑]} อันตรายนี้อาจหลีกเลี่ยงได้บ้างโดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาอัตโนมัติแบบ ปฏิกิริยาโต้ตอบ

๒. ความเข้ากันได้ทางเคมีของก๊าซไฮโดรเจนกับวัสดุก่อสร้างทั่วไปอื่น ๆ เช่น เหล็ก^{[๒๒][๒๓]} เนื่องจากการแตกตัวของก๊าซไฮโดรเจน จึงควรพิจารณาความเข้ากันได้ของวัสดุกับก๊าซไฮโดรเจนเป็นพิเศษ

๓. การพิจารณาเหล่านี้สามารถเปลี่ยนแปลงเพิ่มเติมได้ เนื่องจากปฏิกิริยาพิเศษที่อุณหภูมิสูง

๔. การแพร่กระจายของก๊าซไฮโดรเจนแตกต่างจากก๊าซทั่วไปอย่างมาก ดังนั้นจึงต้องเลือกวัสดุที่ป้องกันการรั่วซึมอย่างระมัดระวัง^{[๒๔][๒๕]}

ปัจจัยทั้งสี่เหล่านี้ได้รับการพิจารณาในระหว่างการออกแบบเริ่มต้นของระบบโดยใช้ไฮโดรเจน และโดยทั่วไปจะบรรลุผลสำเร็จได้โดยการจำกัดการสัมผัสระหว่างโลหะที่ไวต่อปฏิกิริยากับไฮโดรเจน ไม่ว่าจะเป็นการเว้นระยะ การชุบด้วยไฟฟ้า การทำความสะอาดพื้นผิว การเลือกใช้วัสดุและการรับประกันคุณภาพในระหว่างการผลิต การเชื่อม และติดตั้ง มิฉะนั้น ความเสียหายของไฮโดรเจนสามารถจัดการและตรวจจับได้โดยอุปกรณ์ตรวจสอบพิเศษ^{[๒๖][๙]}

ระบบตรวจจับการรั่วไหล และเปลวไฟ

ต้องเลือกตำแหน่งของแหล่งก๊าซไฮโดรเจน และท่อด้วยความระมัดระวัง เนื่องจากก๊าซไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่เบากว่าอากาศ จึงสะสมอยู่ด้านล่าง ซึ่งก่อให้เกิดอันตรายจากการระเบิด หลายคนคุ้นเคยกับการป้องกันไอระเหยที่หนักกว่าอากาศ แต่ไม่คุ้นเคยกับไอระเหยที่เบากว่า จึงควรสังเกตเป็นพิเศษ

เช่น การลอยตัว ความเครียดมักเกิดด้านบนของถังเก็บขนาดใหญ่^[๒๗] มันสามารถแพร่เข้าไปในท่อ และแพร่ไปยังจุดหมายปลายทางได้ ด้วยเหตุนี้ ท่อก๊าซไฮโดรเจนจึงควรติดฉลากอย่างดี และอยู่เหนือท่ออื่น ๆ เพื่อป้องกันการรั่วไหล การตรวจสอบ และป้องกัน^{[๔][๙]}

แม้จะมีการออกแบบที่เหมาะสม การรั่วไหลของก๊าซไฮโดรเจนยังสนับสนุนการเผาไหม้ ที่อัตราการไหลต่ำมาก ต่ำถึง ๔ ไมโครกรัม/วินาที^{[๑][๒๘][๖]} ด้วยเหตุนี้ การตรวจจับจึงมีความสำคัญ ตัวตรวจจับก๊าซไฮโดรเจนช่วยให้ตรวจจับการรั่วไหลของก๊าซไฮโดรเจนได้อย่างรวดเร็ว เพื่อให้แน่ใจว่า สามารถระบายก๊าซไฮโดรเจนออก และติดตามแหล่งที่มาของการรั่วไหลได้ สามารถเพิ่มเทปพิเศษ รอบ ๆ ท่อ หรือบางตำแหน่งเพื่อจุดประสงค์ในการตรวจจับก๊าซไฮโดรเจน วิธีการดั้งเดิมคือ การเติมกลิ่น ให้ก๊าซไฮโดรเจนเช่นเดียวกับก๊าซธรรมชาติ ในการใช้งานเซลล์เชื้อเพลิง สารให้กลิ่นเหล่านี้สามารถปนเปื้อน เซลล์เชื้อเพลิงได้ แต่นักวิจัยกำลังตรวจสอบวิธีการอื่น ๆ ที่อาจใช้ในการตรวจจับก๊าซไฮโดรเจน เทคโนโลยีสำหรับเติมกลิ่นแบบใหม่ ตัวตรวจจับก๊าซขั้นสูง และอื่น ๆ^[๑]

แม้ว่าเปลวไฟของก๊าซไฮโดรเจนจะมองเห็นได้ยากด้วยตาเปล่า (อาจเรียกว่า “เปลวไฟ ที่มองไม่เห็น”) แต่พวกมันจะปรากฏบนเครื่องตรวจจับเปลวไฟ UV/IR ได้อย่างง่ายดาย เมื่อเร็ว ๆ นี้ เครื่องตรวจจับ Multi IR ได้รับการพัฒนาขึ้น ซึ่งตรวจจับเปลวไฟไฮโดรเจนได้เร็วยิ่งขึ้น^{[๒๙][๓๐]} สิ่งนี้ค่อนข้างสำคัญในการต่อสู้กับไฟไฮโดรเจน เนื่องจากวิธีที่นิยมใช้ในการดับไฟ คือ การหยุดแหล่งที่มา ของการรั่วไหล เช่น การราดน้ำที่แหล่งกำเนิดการรั่วโดยตรง น้ำจะทำให้เกิดน้ำแข็ง เพื่อยุติการรั่ว^{[๓๑][๒๗]}

การระบายอากาศ และการเผาก๊าซส่วนเกิน

นอกเหนือจากความกังวลเรื่องการติดไฟแล้ว ในพื้นที่ปิดล้อม ก๊าซไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่มีผล ต่อการหายใจของมนุษย์ ทำให้หายใจไม่ได้^[๑] จึงควรตรวจสอบให้แน่ใจว่ามีการระบายอากาศที่เหมาะสม เพื่อจัดการกับเรื่องการติดไฟ และการหายใจ หากเกิดเหตุขึ้น เนื่องจากโดยทั่วไปแล้วการระบาย ก๊าซไฮโดรเจนสู่ชั้นบรรยากาศนั้นปลอดภัย อย่างไรก็ตาม เมื่อวางแผน และออกแบบ ระบบระบายอากาศ ต้องจำไว้ว่า ก๊าซไฮโดรเจนมีแนวโน้มที่จะสะสมที่เพดาน และยอดของโครงสร้างมากกว่าที่พื้น เหตุอันตรายต่าง ๆ สามารถบรรเทาลงได้ด้วยข้อเท็จจริงที่ว่า ก๊าซไฮโดรเจนเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว และมักจะกระจายตัวก่อนที่จะเกิดการจุดระเบิด^{[๓๒][๙]}

ในสถานการณ์ฉุกเฉิน หรือการบำรุงรักษาบางอย่าง ก๊าซไฮโดรเจนยังสามารถถูกเผาได้^[๓๓] ตัวอย่างเช่น คุณลักษณะด้านความปลอดภัยในรถยนต์ที่ใช้ก๊าซไฮโดรเจนบางรุ่น สามารถเผาไหม้เชื้อเพลิงได้ หากถึงเกิดไฟไหม้ ซึ่งจะเผาไหม้จนหมดโดยที่รถเสียหายเพียงเล็กน้อย ตรงกันข้ามกับรถยนต์ ที่ใช้น้ำมันเบนซิน^[๓๔]

การจัดการสินค้าคงคลัง และระยะห่างของสิ่งอำนวยความสะดวก

ตามหลักการแล้วจะไม่เกิดไฟไหม้ หรือการระเบิด แต่สถานที่ควรได้รับการออกแบบ ให้เกิดการจุดระเบิดโดยไม่ตั้งใจ จะช่วยลดความเสียหายเพิ่มเติมได้ ควรพิจารณาระยะห่างขั้นต่ำ ระหว่างถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน ร่วมกับความดันของถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน (c.f., NFPA 2 และ 55) ควรวางช่องระบายอากาศเพื่อไม่ให้ส่วนอื่น ๆ ของสถานที่ได้รับอันตราย ในบางสถานการณ์ ควรติดตั้งหลังคาที่สามารถปลิวออกจากส่วนอื่น ๆ ของโครงสร้างได้อย่างปลอดภัยจากการระเบิด^[๙]

การแช่แข็ง

ไฮโดรเจนเหลวมีคุณสมบัติทางเคมีที่แตกต่างเล็กน้อยเมื่อเทียบกับสารเคมีสำหรับการแช่แข็งอื่น ๆ เนื่องจากอากาศที่สะสมเพียงเล็กน้อยสามารถปนเปื้อนไฮโดรเจนเหลวได้ง่าย และสร้างส่วนผสมที่ไม่เสถียร

ซึ่งมีความสามารถในการระเหยคล้ายกับระเบิด ที่ เอ็น ที และวัสดุที่ระเบิดได้สูงอื่น ๆ ด้วยเหตุนี้ ไฮโดรเจนเหลว จึงต้องใช้เทคโนโลยีการจับเก็บที่ซับซ้อน เช่น ภาชนะบรรจุฉนวนความร้อนแบบพิเศษ และต้องมีการจัดการแบบพิเศษทั่วไปสำหรับสารแช่แข็งทั้งหมด สิ่งนี้คล้ายกัน แต่รุนแรงกว่าออกซิเจนเหลว แม้จะใช้ภาชนะที่หุ้มฉนวนความร้อนก็ตาม การรักษาอุณหภูมิให้ต่ำเช่นนี้ยังทำได้ยาก และก๊าซไฮโดรเจนจะค่อย ๆ รั่วไหลออกไป (โดยทั่วไปจะระเหยในอัตราร้อยละ ๑ ต่อวัน)^{[๑][๓๕]}

อันตรายหลักของไฮโดรเจนจากการแช่แข็ง คือสิ่งที่เรียกว่า BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion) เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นก๊าซในสภาพบรรยากาศ การเปลี่ยนสถานะอย่างรวดเร็วพร้อมกับพลังงานการระเบิดรวมกันเพื่อสร้างสถานการณ์ที่เป็นอันตรายมากขึ้น^[๓๖]

ปัจจัยของความเป็นมนุษย์ (Human Factor)

ควบคู่ไปกับการฝึกอบรมด้านความปลอดภัยในการทำงานแบบดั้งเดิม รายการตรวจสอบเพื่อช่วยป้องกันไม่ให้ข้ามขั้นตอนที่มักข้ามไป (เช่น การทดสอบจุดสูงในพื้นที่ทำงาน) มักจะถูกนำมาใช้ พร้อมด้วยคำแนะนำเกี่ยวกับอันตรายจากสถานการณ์ที่เกิดขึ้นในการทำงานกับไฮโดรเจน^{[๔][๓๗]}

เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น

ตารางที่ ๒.๓ รวมอุบัติเหตุครั้งสำคัญของไฮโดรเจนที่เกิดขึ้น

วันที่	สถานที่	ความเสียหาย	สาเหตุที่น่าสงสัย
1937-05-06	สถานีการบินทหารเรือ Lakehurst	ขณะที่เรือเหาะฮินเดนเบิร์ก กำลังใกล้จะลงจอด ไฟได้จุดชนวน เซลล์ไฮโดรเจนด้านท้ายเรือ ซึ่งทำให้เซลล์ข้างเคียงแตก และทำให้เรือเหาะตกลงสู่พื้นทางท้ายเรือก่อน จากนั้นไฟนรกก็เคลื่อนไปทางท้ายเรือ ระเบิด และจุดเซลล์ที่เหลือ	แม้จะมีสถานีข่าว ๔ แห่งที่บันทึกภัยพิบัติบนแผ่นฟิล์ม และคำให้การของพยานที่รอดตายจากลูกเรือและผู้คนบนพื้นดิน แต่สาเหตุของเพลิงไหม้ในเบื้องต้นก็ยังไม่มีการสรุปที่ชัดเจน
1999	Hanau, เยอรมนี	ถังเคมีขนาดใหญ่ที่ใช้เก็บไฮโดรเจนสำหรับกระบวนการผลิตเกิดระเบิด	ถังไฮโดรเจนได้รับการออกแบบให้นอนตะแคง แต่แทนที่จะวางตั้งตรง แรงที่อยู่ด้านบนของถังทำให้มันแตกและระเบิด ^[๒๗]
2011	Fukushima, ญี่ปุ่น	อาคารเครื่องปฏิกรณ์สามแห่งได้รับความเสียหายจากการระเบิดของไฮโดรเจน	แท่งเชื้อเพลิงที่หุ้ม Zircaloy ที่ถูกเปิดออกจะร้อนจัดและทำปฏิกิริยากับไอน้ำ ปลดปล่อยไฮโดรเจนออกมา ^{[๔๒][๔๓]} ภาชนะบรรจุเต็มไปด้วยไฮโดรเจนเฉื่อยซึ่งป้องกันไม่ให้ไฮโดรเจนเผาไหม้ในภาชนะบรรจุ อย่างไรก็ตาม ไฮโดรเจนรั่วไหลออกจากการกักกัน

วันที่	สถานที่	ความเสียหาย	สาเหตุที่น่าสงสัย
			เข้าไปในอาคารเครื่องปฏิกรณ์ซึ่งผสมกับอากาศ และระเบิด ^[๔๔] เพื่อป้องกันการระเบิดเพิ่มเติม รุบายอากาศถูกเปิดที่ด้านบนของอาคารเครื่องปฏิกรณ์ที่เหลื่ออยู่
2018-02-12 1.20 p.m.	โดมอนด์บาร์ ซานเมือง ลอสแอนเจลิส แคลิฟอร์เนีย	ระหว่างทางไปสถานีไฮโดรเจน FCV รถบรรทุกที่บรรทุกถังไฮโดรเจนอัดประมาณ ๒๔ ถัง เกิดไฟลุกไหม้ สิ่งนี้ทำให้เกิดการอพยพในชั้นต้นในพื้นที่รัศมีหนึ่งไมล์ของโดมอนด์บาร์ เกิดเหตุไฟไหม้รถบรรทุกเมื่อเวลาประมาณ ๑๓.๒๐ น. ที่จุดตัดของถนน South Brea Canyon และ Golden Springs Drive ตามรายงานของหน่วยดับเพลิงของเมืองลอสแอนเจลิส ^{[๔๖][๔๗][๔๘][๔๙]}	คณะกรรมการความปลอดภัยด้านการขนส่งแห่งชาติได้เปิดการสอบสวน ^[๕๐]
2018 Aug.	Veridam El Cajon, CA	รถบรรทุกส่งของที่บรรทุกไฮโดรเจนเหลวเกิดไฟไหม้ที่โรงงานผลิต Veridam ^[๕๑] El Cajon แคลิฟอร์เนีย ^[๕๒] รถบรรทุกส่งของที่บรรทุกไฮโดรเจนเหลวเกิดไฟไหม้ที่โรงงานผลิต Veridam ^[๕๑] El Cajon CA. ^[๕๒]	ไม่ทราบสาเหตุที่ทำให้เกิดการระเบิด ^[๕๓]
2019-05-23	Gangwon Technopark in Gangneung, South Korea	ถังไฮโดรเจนระเบิด เสียชีวิต ๒ ราย บาดเจ็บ ๖ ราย. ^{[๕๕][๕๖]}	ออกซิเจนซึมเข้าไปในถังเก็บไฮโดรเจน. ^[๕๗]
2019 Jun.	Air Products and Chemicals facility in Santa Clara, CA	การระเบิดของรถบรรทุกน้ำมัน สร้างความเสียหายให้กับโรงงาน เปลี่ยนถ่ายไฮโดรเจนโดยรอบ	ท่อส่งน้ำรั่ว ^[๕๘] ส่งผลให้สถานี เติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนหลายแห่ง ในพื้นที่ซานฟรานซิสโก ปิดชั่วคราว. ^[๕๙]

วันที่	สถานที่	ความเสียหาย	สาเหตุที่น่าสงสัย
2019 Jun.	Norway	สถานีเติมเชื้อเพลิง Uno-X ประสบเหตุระเบิด ^[๖๐] ส่งผลให้สถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน Uno-X ทั้งหมดต้องหยุดทำงาน และหยุดการขายรถยนต์เซลล์เชื้อเพลิงชั่วคราวในประเทศ ^[๖๑]	การสืบสวนพบว่าระบบแยกน้ำด้วยไฟฟ้า หรือเครื่องจ่ายที่ลูกค้าใช้ไม่มีส่วนเกี่ยวข้องกับเหตุการณ์นี้ ^{[๖๒][๖๓]} แต่ Nel ASA ประกาศว่าต้นเหตุเกิดจากข้อผิดพลาดในการประกอบของอุปกรณ์เฉพาะในถังไฮโดรเจนในหน่วยเก็บแรงดันสูง ^[๖๔]
2020- 04-07	OneH2 Hydrogen Fuel plant in Long View, North Carolina	การระเบิดทำให้อาคารโดยรอบได้รับความเสียหายอย่างมาก แรงระเบิดรู้สึกได้ห่างออกไปหลายไมล์ สร้างความเสียหายแก่บ้านเรือนราว ๖๐ หลัง ไม่มีรายงานผู้ได้รับบาดเจ็บจากการระเบิด	เหตุการณ์ยังอยู่ระหว่างการสืบสวน ^{[๖๕][๖๖][๖๗]} บริษัทเผยแพร่ข่าวประชาสัมพันธ์ ระบบความปลอดภัยของไฮโดรเจนทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ ป้องกันการบาดเจ็บจากการระเบิดของโรงงาน. ^[๖๘]
2020- 09-30	Changhua City, Taiwan	รถบรรทุกไฮโดรเจนชนและระเบิด คนขับเสียชีวิต	อุบัติเหตุรถบรรทุกไฮโดรเจนพลิกคว่ำ บนทางหลวง ^[๖๙]
2021- 08-09	Medupi Power Station in South Africa	การระเบิดในหน่วยที่ ๔ ของโรงงาน	ขั้นตอนของผู้ปฏิบัติงานที่ไม่เหมาะสมในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากำลังก๊าซไฮโดรเจน ^[๗๐]
2022- 04-22	Towanda. PA	ถังไฮโดรเจนที่ Global Tungsten & Powders Corp. ระเบิด โฆษกของบริษัทกล่าวว่าพนักงาน ๕ คนถูกนำตัวส่งโรงพยาบาลด้วยอาการบาดเจ็บที่ไม่เป็นอันตรายถึงชีวิต	OSHA และเจ้าหน้าที่ของบริษัทกำลังสืบสวนเหตุการณ์นี้ ^{[๗๑][๗๒]}

๒.๑๐ รหัส และมาตรฐานก๊าซไฮโดรเจน

รหัส และมาตรฐานก๊าซไฮโดรเจน คือ รหัส และมาตรฐาน (RCS) สำหรับรถยนต์เซลล์เชื้อเพลิงก๊าซไฮโดรเจน การใช้งานเซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่ และการใช้งานเซลล์เชื้อเพลิงแบบพกพานอกเหนือจากรหัส และมาตรฐานสำหรับผลิตภัณฑ์เทคโนโลยีก๊าซไฮโดรเจนแล้ว ยังมีรหัส และมาตรฐานสำหรับความปลอดภัยของก๊าซไฮโดรเจน สำหรับการจัดการก๊าซไฮโดรเจนอย่างปลอดภัย^[๘๐] และการจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน ต่อไปนี้เป็นรายการรหัส และมาตรฐานหลักบางประการที่ควบคุมก๊าซไฮโดรเจน

ตารางที่ ๒.๔ รหัส และมาตรฐานก๊าซไฮโดรเจน

มาตรฐาน	ชื่อเรื่อง
NFPA 2	รหัสเทคโนโลยีไฮโดรเจน
NFPA 30A	กฎการออกแบบสถานบริการไฮโดรเจน
NFPA 50A	มาตรฐานสำหรับระบบก๊าซไฮโดรเจนที่สถานบริการของผู้บริโภค
NFPA 50B	มาตรฐานสำหรับระบบไฮโดรเจนเหลวที่สถานบริการของผู้บริโภค
NFPA 52	รหัสระบบเชื้อเพลิงรถยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติอัด
NFPA 57	มาตรฐานระบบเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลวสำหรับรถยนต์
29CFR1910.103	การจัดการ และการจัดเก็บไฮโดรเจนที่เป็นก๊าซ และอุณหภูมิเย็นจัด
29CFR1910.119	การจัดการความปลอดภัยในกระบวนการของสารเคมีอันตรายสูง
40CFR68	การจัดการความปลอดภัยในกระบวนการของสารเคมีอันตรายสูง
49CFR	ข้อบังคับเกี่ยวกับการขนส่งและการจัดการก๊าซไฮโดรเจนและไฮโดรเจนจากการแช่แข็ง ^{[๘๑][๘๒]}
ISO 13984:1999	ไฮโดรเจนเหลว — ส่วนต่อประสานระบบเชื้อเพลิงของยานพาหนะทางบก
ISO/AWI 13984	ขั้นตอนการสารเติมเชื้อเพลิงยานพาหนะทางบกด้วยไฮโดรเจนเหลว
ISO/AWI 13985	ไฮโดรเจนเหลว — ถังเชื้อเพลิงสำหรับยานพาหนะทางบก
ISO/CD 14687	คุณภาพของเชื้อเพลิงไฮโดรเจน — ข้อมูลจำเพาะของผลิตภัณฑ์
ISO/AWI TR 15916	ข้อควรพิจารณาเบื้องต้นเพื่อความปลอดภัยของระบบไฮโดรเจน
ISO 16110	เครื่องกำเนิดไฮโดรเจนที่ใช้เทคโนโลยีการแปรรูปเชื้อเพลิง
ISO 16111	อุปกรณ์จัดเก็บก๊าซที่เคลื่อนย้ายได้ — ไฮโดรเจนถูกดูดซับในโลหะไฮไดรด์ที่ผันกลับได้
ISO/AWI 17268	อุปกรณ์เชื่อมต่อการเติมเชื้อเพลิงก๊าซไฮโดรเจนสำหรับยานพาหนะทางบก
ISO 19880	แก๊สไฮโดรเจน — สถานีเติมเชื้อเพลิง
ISO/AWI 19881	ก๊าซไฮโดรเจน — ภาชนะบรรจุน้ำมันเชื้อเพลิงของยานพาหนะทางบก
ISO 19882	ก๊าซไฮโดรเจน — อุปกรณ์ระบายแรงดันที่กระตุ้นด้วยความร้อนสำหรับภาชนะบรรจุเชื้อเพลิงรถยนต์แบบอัดไฮโดรเจน
ISO/TS 19883	ความปลอดภัยของระบบดูดซับแรงดันสวิงสำหรับการแยกไฮโดรเจน และการทำให้บริสุทธิ์
ISO/WD 19884	แก๊สไฮโดรเจน — กระบอกสูบ และท่อสำหรับจัดเก็บแบบอยู่กับที่

มาตรฐาน	ชื่อเรื่อง
ISO/CD 19885	ก๊าซไฮโดรเจน — โปรโตคอลเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ส่วนที่ ๑: กระบวนการออกแบบ และพัฒนาโปรโตคอลเชื้อเพลิง
ISO/CD 19887	ก๊าซไฮโดรเจน — ส่วนประกอบของระบบเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน
ISO/AWI 22734	เครื่องกำเนิดไฮโดรเจนโดยใช้การแยกน้ำด้วยไฟฟ้า — การใช้งานในอุตสาหกรรม เชิงพาณิชย์ และที่อยู่อาศัย
ISO/AWI 24078	ไฮโดรเจนในระบบพลังงาน — คำศัพท์
ISO 26142:2010	เครื่องมือตรวจจับไฮโดรเจน — การใช้งานแบบอยู่กับที่ ^[๘๓]

หลักเกณฑ์

มาตรฐาน ANSI/AIAA ในปัจจุบันสำหรับแนวทางความปลอดภัยของก๊าซไฮโดรเจน คือ AIAA G-095-2004, คู่มือความปลอดภัยของก๊าซไฮโดรเจน และระบบก๊าซไฮโดรเจน^[๘๔] เนื่องจาก NASA เป็นหนึ่งในผู้ใช้ก๊าซไฮโดรเจนรายใหญ่ที่สุดของโลก สิ่งนี้จึงพัฒนามาจากหลักเกณฑ์ก่อนหน้านี้ของ NASA นั่นคือ NSS 1740.16 (8719.16)^[๘๕] เอกสารเหล่านี้ครอบคลุมทั้งความเสี่ยงที่เกิดจากก๊าซไฮโดรเจนในรูปแบบต่าง ๆ และวิธีการแก้ไขให้ดีขึ้น NASA ยังอ้างอิงมาตรฐานความปลอดภัยสำหรับก๊าซไฮโดรเจน และระบบก๊าซไฮโดรเจน^[๘๖] และหนังสือต้นฉบับสำหรับการประยุกต์ใช้ก๊าซไฮโดรเจนด้วย^{[๘๗][๘๘]} อีกองค์กรหนึ่งที่รับผิดชอบหลักเกณฑ์ด้านความปลอดภัยของก๊าซไฮโดรเจนคือ สมาคมก๊าซอัด (Compressed Gas Association, CGA) ซึ่งมีการอ้างอิงจำนวนมากของตนเอง ซึ่งครอบคลุมการจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจนทั่วไป,^[๘๙] ท่อ^[๙๐] และการระบายอากาศ^{[๙๑][๙๒]}

กลยุทธ์พลังงานไฮโดรเจนของโลก

ไฮโดรเจนจะกลายเป็นแหล่งพลังงานหลักที่สำคัญอย่างมากของโลกในอนาคต เพราะเป็นพลังงานสะอาด และสามารถผลิตได้จากน้ำ สามารถหมุนเวียนใช้ได้เรื่อย ๆ มีความปลอดภัย ประสิทธิภาพ และช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้เป็นอย่างดี สำหรับภาคอุตสาหกรรมที่ต้องใช้พลังงานความร้อนสูง และมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นจำนวนมาก เช่น อุตสาหกรรมการผลิตเหล็ก ปูนซีเมนต์ และเคมีภัณฑ์ รวมถึงเป็นทางเลือกสำคัญของการขนส่ง และสามารถนำมาประยุกต์ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ เครื่องจักรกล อาคารบ้านเรือน

๒.๑๑ แผนงานและการประยุกต์ใช้พลังงานไฮโดรเจนในหลาย ๆ ประเทศ

ประเทศเยอรมนี

มีการกำหนดเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างน้อยร้อยละ ๖๕ ภายในปี ค.ศ. 2030 อย่างน้อยร้อยละ ๘๘ ภายในปี ค.ศ. 2040 และลดลงเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2045 โดยได้ลงนามทำความเข้าใจ (Memorandum of Understanding) ว่าด้วยความร่วมมือด้านก๊าซไฮโดรเจนกับประเทศรัสเซีย โดยทั้ง ๒ ฝ่ายได้วางแผนจัดทำโครงการนำร่องเกี่ยวกับการผลิตก๊าซไฮโดรเจนในรัสเซีย และหากโครงการประสบความสำเร็จตามแผน ก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตในรัสเซียจะถูกส่งผ่านท่อก๊าซ Ostsee - Pipeline Nord Stream ๒ มายังประเทศเยอรมนี โดยรัฐบาลของประเทศเยอรมนีจะจ่ายเงิน

งบประมาณ จำนวน ๒ พันล้านยูโร ที่ตั้งไว้เพื่อการนำเข้าก๊าซไฮโดรเจนจากประเทศต่าง ๆ สำหรับดำเนินโครงการความร่วมมือกับรัสเซีย

นอกจากนี้ รัฐบาลของประเทศเยอรมนี จะดำเนินนโยบายต่างประเทศเชิงรุกด้านไฮโดรเจน ดังนั้น กระทรวงการต่างประเทศของเยอรมนีจึงได้วางแผนนโยบาย “H2 Diplomacy - Geopolitics of the Global Hydrogen Economy” ทำหน้าที่เจรจาทำความร่วมมือด้านไฮโดรเจนกับประเทศผู้ส่งออกเชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับภาคเอกชนมีการจัดตั้ง Hydrogen Council ซึ่งเป็นการรวมกลุ่มกันระหว่างบริษัทผู้นำด้านธุรกิจ พลังงาน ขนส่ง และภาคอุตสาหกรรม เช่น บริษัท Airbus บริษัท Audi บริษัท BMW บริษัท Daimler บริษัท Bosch บริษัท ThyssenKrupp และบริษัทที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนเป็นจำนวนมาก

ประเทศฝรั่งเศส

ปัจจุบันมีหน่วยงาน และบริษัทต่างๆ ในฝรั่งเศสเริ่มนำไฮโดรเจนมาใช้กันแล้ว เช่น บริษัท Enapter ได้นำเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า มาผลิตก๊าซไฮโดรเจนเพื่อใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิงให้แก่ที่พักรถที่พวกเขาแอลป์ ประเทศฝรั่งเศส เนื่องจากในฤดูหนาวแผงโซลาร์เซลล์จะผลิตพลังงานไฟฟ้าได้น้อยมาก จึงต้องพึ่งพาก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิต และกักเก็บไว้ เพื่อแปลงเป็นไฟฟ้าให้แก่ผู้เข้าพัก โดยในฤดูร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนเกินจะถูกกักเก็บไว้ในถังเก็บไฮโดรเจน เพื่อใช้พลังงานในช่วงฤดูหนาว ทั้งนี้ไฮโดรเจนที่ผลิตได้จะถูกเก็บไว้ในอาคารขนาดเล็ก แยกจากห้องพัก เพื่อความปลอดภัยจากถังแรงดันบนพื้นที่ยอดเขาสูง

บริษัท Pragma Industries ในฝรั่งเศสได้เริ่มผลิตรถจักรยานไฮโดรเจนออกสู่ตลาด โดยกลุ่มเป้าหมาย คือ บริษัทขนส่งสินค้า รัฐบาลส่วนท้องถิ่น และบริษัทเช่าจักรยาน โดยจักรยานไฮโดรเจนนี้สามารถวิ่งได้ประมาณ ๑๐๐ กิโลเมตร จากการใช้ไฮโดรเจนจำนวนสองลิตร โดยใช้เวลาในการเติมไม่กี่นาที ซึ่งดีกว่าจักรยานไฟฟ้าที่ต้องประจุไฟฟ้าที่หลายชั่วโมง

บริษัท Hopium ของฝรั่งเศสได้ผลิตรถยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจน ขนาด ๕๐๐ แรงม้า วิ่งด้วยความเร็วสูงสุดได้ ๒๓๐ กิโลเมตรต่อชั่วโมง วิ่งได้ ๑,๐๐๐ กิโลเมตรต่อการเติมเชื้อเพลิง ๑ ครั้ง มีถังบรรจุไฮโดรเจน ๖ กิโลกรัม ใช้เวลาเติม ๓ นาที

บริษัท Compagnie Fluvial de Transport (CFT) สัญชาติฝรั่งเศส เริ่มใช้เรือขนส่งสินค้าเชิงพาณิชย์ ขับเคลื่อนโดยไฮโดรเจนในการขนส่งสินค้าผ่านเส้นทางแม่น้ำ Seine ในฝรั่งเศส เป็นที่แรก ซึ่งเรือขนส่งสินค้าไฮโดรเจนนี้ เป็นผลผลิตจากการร่วมพัฒนาเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) และ Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) ระหว่างฝรั่งเศส และนอร์เวย์ ภายใต้งบประมาณจากโครงการ Horizon 2020 ของสหภาพยุโรป เพื่อพัฒนาเทคโนโลยีที่ยั่งยืนสำหรับการขนส่งทางน้ำ

ประเทศเบลเยียม

บริษัท Orsted จัดทำโครงการ “SeaH2Land” ซึ่งเป็นโครงการที่จะประยุกต์ใช้กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ในระดับอุตสาหกรรม ให้กับกลุ่มท่าเรือ Flemish-North Sea โดยจัดตั้งโรงงานผลิตไฮโดรเจนหมุนเวียน 1 GW ซึ่งเทียบได้เท่ากับ ร้อยละ ๒๐ ของไฮโดรเจนที่เปลี่ยนเป็นพลังงานหมุนเวียนในภูมิภาคนี้ ซึ่งในปัจจุบันกลุ่มท่าเรือ Flemish-North Sea ดังกล่าวถือว่าเป็นหนึ่งในศูนย์การผลิตและใช้ก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตจากฟอสซิลที่ใหญ่ที่สุดในยุโรป โดยบริษัท Orsted วางแผนที่จะเชื่อมต่อโรงงานผลิตไฮโดรเจนสีเขียวในเบลเยียม กับกังหันลมนอกชายฝั่งซึ่งมีกำลังการผลิตอยู่ที่ประมาณ 2 GW ที่ตั้งอยู่ในทะเลเหนือของเนเธอร์แลนด์ ซึ่งจะช่วยให้สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าหมุนเวียนที่มีความจำเป็นสำหรับการผลิตก๊าซไฮโดรเจนหมุนเวียนในปริมาณมากได้

ท่าเรือ Antwerp พร้อมด้วยกลุ่มองค์กรร่วมพันธมิตรด้านการนำเข้าก๊าซไฮโดรเจนที่ใช้ชื่อว่า “Hydrogen Import Coalition” อีก ๖ ราย ซึ่งประกอบด้วยบริษัท ENGIE ซึ่งเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ของประเทศฝรั่งเศส บริษัท DEME บริษัท Exmar บริษัท Fluxys บริษัท WaterstofNet และท่าเรือ Zeebrugge ที่ตั้งอยู่ที่ทะเลเหนือ ทางทิศตะวันตกของเบลเยียม มีแผนที่จะพัฒนาโครงการจัดการระบบบริหารจัดการห่วงโซ่อุปทาน เพื่อรองรับการขยายตัวของการนำเข้าเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสีเขียวอย่างครบวงจร ซึ่งครอบคลุมตั้งแต่การจัดหา การกักเก็บ และการขนถ่ายผ่านท่อลำเลียง ตลอดจนการกระจายสินค้าให้กับภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ รวมถึงกลุ่มอุตสาหกรรมเคมีภัณฑ์และเหล็กที่มีความจำเป็นต้องใช้พลังงานความร้อนสูงนั้น โดยมีแผนยกระดับการดำเนินการดังกล่าวให้แล้วเสร็จภายในปี ค.ศ. 2030 นาย Alexander De Croo นายกรัฐมนตรีของประเทศเบลเยียม ระบุว่า ก๊าซไฮโดรเจนเป็นจุดเปลี่ยนสำคัญของการเปลี่ยนแปลงพลังงานสะอาดทั่วโลก และเป็นหัวใจสำคัญสู่สังคมคาร์บอนต่ำของทวีปยุโรป อย่างไรก็ตามการจัดการจัดหาเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซไฮโดรเจน เป็นเรื่องสำคัญที่ทางรัฐบาลต้องวางแผนการดำเนินงานในระยะยาวอย่างรอบคอบ โดยจากการศึกษาพบว่าประเทศยุโรปในฝั่งตะวันตกนั้น ไม่ได้มีแสงแดด หรือกระแสลม เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการของทั้งภูมิภาคยุโรปได้ จึงจำเป็นต้องมีการวางแผนลงทุนการผลิตพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศเข้ามาเสริม เพื่อให้สามารถนำเข้าเชื้อเพลิงมาใช้งานในทวีปยุโรปต่อไป ซึ่งการดำเนินการดังกล่าวจะต้องใช้เวลา ๕ - ๑๐ ปี จึงจะเห็นผลและต้องใช้เงินลงทุนกว่า ๑ พันล้านยูโร ในด้านงานวิจัยช่วง ๑๐ ปีที่ผ่านมา ทีมนักวิจัยจากมหาวิทยาลัย KU Leuven ซึ่งนำโดยศาสตราจารย์ Johan Martens จากภาควิชาเคมี ของคณะสาขาวิศวกรรมชีวภาพ ได้ทำการศึกษาเชิงทดลอง เกี่ยวกับการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้แผงโซลาร์ไฮโดรเจนที่ใช้ไอระเหยของน้ำที่อยู่ในอากาศเป็นวัตถุดิบหลัก ในปัจจุบันการทดลองการผลิตก๊าซไฮโดรเจนโดยใช้ไอระเหยของน้ำ สามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนได้ ๒๕๐/ลิตร/วัน/แผง ซึ่งถือเป็นสถิติสูงสุดเท่าที่เคยปรากฏมา และเพื่อให้ได้กำลังผลิตที่เพียงพอต่อการใช้งานในภาคครัวเรือน ทั้งผลิตกระแสไฟฟ้า และทำความร้อน จำเป็นต้องใช้แผงโซลาร์ไฮโดรเจนจำนวน ๒๐ แผง/ครัวเรือน/ปี การวิจัยดังกล่าวเกิดจากการผสมผสานระหว่างฟิสิกส์ และเคมี

ประเทศออสเตรีย

บริษัทน้ำมัน และก๊าซของออสเตรีย OMV และธนาคาร Kommunalkredit Austria AG (Kommunalkredit) ได้ประกาศการร่วมลงทุนในการก่อสร้างโรงงานผลิต ไฮโดรเจนสีเขียวแบบใช้กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ขนาดใหญ่ที่สุดของออสเตรีย โรงงานดังกล่าวจะใช้เงินลงทุนทั้งหมด ๒๕ ล้านยูโร คาดว่าจะสามารถเริ่มผลิตในช่วงครึ่งหลังของปี ค.ศ. 2023 ผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ๑,๕๐๐ เมตริกตันต่อปี ซึ่งจะถูกนำไปใช้ในกระบวนการเติมไฮโดรเจน (hydrogenation) ในเชื้อเพลิงชีวภาพ และเชื้อเพลิงฟอสซิลแทนการใช้ ไฮโดรเจนสีเทา (ไฮโดรเจนที่ผลิตโดยก๊าซธรรมชาติ) ในโรงกลั่นจากกระบวนการข้างต้นจะทำให้ บริษัท OMV สามารถลดร่องรอยของคาร์บอนในบรรยากาศ (carbon footprint) ได้ถึง ๑๕,๐๐๐ เมตริกตันต่อปี

บริษัท Innio Jenbacher ในประเทศออสเตรีย ซึ่งเป็นผู้ผลิตเครื่องยนต์ผลิตกระแสไฟฟ้าและพลังงานโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ มีสัญญาความร่วมมือกับบริษัท Hansewerk Natur GmbH ประเทศเยอรมนี ซึ่งเป็นผู้ให้บริการไฟฟ้า และพลังงานความร้อน เพื่อพัฒนาเครื่องผลิตกระแสไฟฟ้าและพลังงานความร้อนโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจน และมีแผนในอนาคตที่จะนำก๊าซไฮโดรเจนส่วนเกินที่ผลิตจากพลังงานลมมาใช้แทนก๊าซธรรมชาติ เพื่อผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า และความร้อนที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

ประเทศสเปน

ตั้งเป้าหมายลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ให้ได้มากกว่าร้อยละ ๙๐ ภายในปี ค.ศ. 2050 เมื่อเทียบกับระดับการปล่อยก๊าซ เมื่อปี ค.ศ. 1990 โดยให้ความสำคัญกับ ไฮโดรเจนสีเขียว ในฐานะแหล่งพลังงานทางเลือกที่จะทำให้เกิดความยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศ รัฐบาลสเปน ได้อนุมัติแผน “Hydrogen Roadmap: a commitment to renewable hydrogen” เพื่อส่งเสริม ก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว ให้เป็นหนึ่งในพลังงานทดแทน ที่จะช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ภายในปี ค.ศ. 2050 ตลอดจนช่วยกระตุ้นการฟื้นฟูเศรษฐกิจของประเทศ หลังวิกฤตการณ์ โควิด - ๑๙ รวมถึงส่งเสริมระบบเศรษฐกิจหมุนเวียนด้วย แผนดังกล่าวประกอบด้วย มาตรการที่ครอบคลุม เรื่องกฎระเบียบ การส่งเสริมการวิจัย และนวัตกรรม ได้กำหนดเป้าหมายไว้หลายประเด็น เช่น การเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าเพื่อผลิตก๊าซไฮโดรเจน จำนวน ๔ กิกะวัตต์ ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ ๑๐ ที่สหภาพยุโรปได้วางไว้ภายในปี ค.ศ. 2030 นอกจากนี้รัฐบาลสเปนได้ประกาศว่าจะจัดสรรงบประมาณ ๑,๕๐๐ ล้านยูโร จากกองทุนฟื้นฟูยุโรป มาใช้สำหรับพัฒนาเทคโนโลยี ไฮโดรเจนสีเขียว ในสเปน ในช่วงปี ค.ศ. 2021 - 2023 อีกด้วย

อีกทั้งสเปนยังมุ่งส่งเสริมให้สเปนเป็นประเทศชั้นนำด้านเทคโนโลยี ไฮโดรเจนสีเขียว หรือพลังงานทดแทนของยุโรป โดยอาศัยความได้เปรียบด้านภูมิอากาศ และภูมิประเทศ ที่สามารถรองรับ การจัดตั้งโรงงานผลิตพลังงานทดแทนได้เป็นจำนวนมาก สำหรับความสามารถในการผลิต ไฮโดรเจนสีเขียว ของสเปนในปัจจุบัน สเปนมีความได้เปรียบในเรื่องการแข่งขันด้านราคาเนื่องจากมีต้นทุนการผลิต ก๊าซไฮโดรเจนต่ำกว่าเยอรมนีถึงร้อยละ ๓๕ ทำให้ในอนาคตสเปนน่าจะสามารถขยายกำลังการผลิต เพื่อส่งออกไปจำหน่ายในประเทศอื่นในสหภาพยุโรป

ประเทศเดนมาร์ก

เป็นชาติแรกๆ ที่คิดค้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมโดยใช้กังหัน ซึ่งมีรัฐบาลเป็นผู้สนับสนุนการวิจัย และพัฒนาอย่างต่อเนื่อง อีกทั้งยังเป็นผู้นำด้านการพัฒนากังหันลมรายใหญ่ที่สุดของโลก เดนมาร์กได้ต่อยอดความสำเร็จนี้เพื่อพัฒนาการผลิตไฮโดรเจน โดยได้จัดตั้งกองทุนเพื่อวิจัย และพัฒนาเทคโนโลยีการเปลี่ยน พลังงานลมเป็นก๊าซไฮโดรเจนหมุนเวียน เพื่อใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลในภาคการขนส่ง และอุตสาหกรรม ซึ่งจะช่วยลดภาระค่าใช้จ่ายด้านการผลิตไฟฟ้า ลดปัญหามลภาวะ และช่วยสร้างรายได้ให้กับประเทศ ได้อีกด้วย

บริษัท Orsted ซึ่งเป็นบริษัทด้านพลังงาน ที่มุ่งเน้นพัฒนาโรงงานผลิตก๊าซไฮโดรเจนหมุนเวียน ในหลาย ๆ ประเทศทั่วโลก ไม่ว่าจะเป็นเบลเยียม เนเธอร์แลนด์ เกาหลีใต้ อีกทั้งยังเข้าไปมีส่วนร่วม ในโครงการไฮโดรเจนสีเขียว ของประเทศเยอรมนี และสหราชอาณาจักรด้วย

สหภาพยุโรป

โครงการวิจัยหลาย ๆ โครงการ ได้รับทุนวิจัยจากสหภาพยุโรป เพื่อการวิจัย และพัฒนา การใช้ไฮโดรเจน เช่น

➢ โครงการ SALCOS เป็นโครงการพัฒนาวิธีการผลิตเหล็กที่ปล่อยคาร์บอนต่ำ โดยใช้ปฏิกิริยา รีดักชันของเหล็กทำให้คาร์บอน สามารถถูกแทนที่ด้วยก๊าซไฮโดรเจน โดยในอนาคตคาดว่าหากมีการ เปลี่ยนกระบวนการผลิตทั้งหมดจะสามารถลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ได้เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ ๘๕

➢ โครงการ H2FUTURE เป็นการพัฒนาโรงงานนำร่อง การผลิตพลังงานไฮโดรเจนสีเขียวที่ใหญ่ที่สุด ซึ่งตั้งอยู่ในเมือง Linz ประเทศออสเตรีย เพื่อวิจัยเกี่ยวกับการผลิต ไฮโดรเจนสีเขียวโดยใช้เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบแลกเปลี่ยนโปรตอน ด้วยเยื่อบาง ๆ (Polymer electrolyte membrane electrolysis: PEM) โดยมีเป้าหมายเพื่อใช้ในเชิงอุตสาหกรรม และมุ่งเน้นไปที่การใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตเหล็กในระยะยาว

➢ โครงการ HYBRIT เป็นการทดลองใช้เทคโนโลยีการผลิตเหล็กแบบใหม่ โดยใช้พลังงานไฮโดรเจนที่โรงงานในเมือง Luleå ประเทศสวีเดน โดยเริ่มแรกจะผลิตก๊าซไฮโดรเจนด้วยกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า จากนั้นนำไฮโดรเจนที่ผลิตได้ไปใช้ในปฏิกิริยารีดักชันของแร่เหล็กทำให้เกิด direct reduced iron (DRI) หรือเหล็กพูน ซึ่งนำไปใช้เป็นวัตถุดิบร่วมกับเศษเหล็กอื่น ๆ ในการผลิตเหล็กได้

สหภาพยุโรปจึงมีการจัดทำแผนกลยุทธ์พลังงานไฮโดรเจน (EU Hydrogen Strategy) เพื่อที่จะพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนด้วยกระบวนการแยกน้ำโดยไฟฟ้า ทั้งในเชิงของประสิทธิภาพการใช้งานและราคา ให้สามารถแข่งขันได้ เพื่อนำมาใช้ทดแทนพลังงานฟอสซิลอื่น ๆ เช่น ถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และนิวเคลียร์ ควบคู่ไปกับการใช้ระบบกักเก็บไฮโดรเจน เพื่อหวังลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงให้เป็นศูนย์ในปี ค.ศ. 2050

เบื้องต้นสหภาพยุโรปประเมินว่าภายใน ๓๐ ปีข้างหน้า จะมีการเปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจนที่ผลิตมาจากพลังงานหมุนเวียนอย่างสมบูรณ์ เช่น พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์เป็นหลัก โดยตั้งเป้าผลิตก๊าซไฮโดรเจน ๑ ล้านตันในปี ค.ศ. 2024 และเพิ่มเป็น ๑๐ ล้านตันในปี ค.ศ. 2030

คณะกรรมการธิการยุโรป ได้กำหนดแผนยุทธศาสตร์ระบบพลังงานของสหภาพยุโรป (EU Strategy for Energy System Integration) เพื่อให้สหภาพยุโรปปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2050 ให้สอดคล้องกับแผนนโยบาย Green Deal ซึ่งมุ่งผลักดันให้เกิดการเปลี่ยนแปลงเพื่อไปสู่พลังงานสีเขียว จึงต้องมีการเชื่อมโยงระหว่างภาคส่วนต่าง ๆ และใช้ประโยชน์จากความก้าวหน้าทางเทคโนโลยี หนึ่งในประเด็นสำคัญของยุทธศาสตร์ด้านพลังงาน คือ การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงสะอาด สำหรับภาคส่วนที่เข้าถึงไฟฟ้าได้ยาก โดยคณะกรรมการมีการเสนอรูปแบบและระบบการรองรับสำหรับเชื้อเพลิงทดแทน และเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำ เช่น พลังงานไฮโดรเจน โดยวางแผนระบบ และดำเนินการจากมุมมองภาพรวม เพื่อเชื่อมโยงผู้ให้บริการพลังงาน โครงสร้างพื้นฐาน และผู้บริโภคเข้าด้วยกัน ทำให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น และลดต้นทุน ตัวอย่างเช่น การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาหลังการถลุง เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าประจุไฟฟ้าให้แก่วัสดุไฟฟ้าในยุโรป ในขณะที่ความร้อนจากโรงงานในชุมชนใกล้เคียง นำไปใช้สร้างความอบอุ่นภายในอาคาร และโรงงานต่าง ๆ ใช้ก๊าซไฮโดรเจนสะอาดที่ผลิตจากกังหันลมนอกชายฝั่ง เป็นต้น

หนึ่งในแผนงานเพื่อสนับสนุนพลังงานสะอาดของสหภาพยุโรป คือ การพัฒนาแผนยุทธศาสตร์ก๊าซไฮโดรเจนแห่งสหภาพยุโรป (EU Hydrogen Strategy) เนื่องจากสหภาพยุโรปเล็งเห็นว่าก๊าซไฮโดรเจนมีศักยภาพในการช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ลดมลพิษของภาคอุตสาหกรรม และการขนส่งได้อย่างรวดเร็ว อีกทั้งยังสามารถเป็นแหล่งพลังงานทดแทนให้กับภาคส่วนที่ไม่เหมาะสมกับการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ โดยจะให้ความสำคัญกับการพัฒนาก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตมาจากพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์เป็นหลัก

๒.๑๒ เป้าหมายภายใต้ยุทธศาสตร์พลังงานไฮโดรเจนแห่งสหภาพยุโรป

➢ ช่วงปี ค.ศ. 2020 - 2025 สหภาพยุโรปจะสนับสนุนการติดตั้งระบบการผลิตก๊าซไฮโดรเจนแบบหมุนเวียน โดยใช้กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Renewable Hydrogen Electrolysers) อย่างน้อย ๖ กิกะวัตต์ ในยุโรป และต้องการผลิตก๊าซไฮโดรเจนหมุนเวียน ๑ ล้านตัน

เป้าหมาย คือ การวางกรอบการกำกับดูแลตลาดก๊าซไฮโดรเจน ให้มีสภาพคล่องและสร้างแรงจูงใจทั้งด้าน อุปสงค์ และอุปทานในตลาด รวมถึงการเชื่อมต่อวางด้านต้นทุนระหว่างวิธีการแบบดั้งเดิม แบบคาร์บอนต่ำ และแบบหมุนเวียน พร้อมทั้งผลักดันการพัฒนาแหล่งพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ในระดับกิกะวัตต์ และสนับสนุนให้ใช้ในภาคเคมีในกระบวนการอุตสาหกรรมและภาคการขนส่งหนัก

➢ ช่วงปี ค.ศ. 2025 - 2030 สหภาพยุโรปมีเป้าหมายให้ก๊าซไฮโดรเจนกลายเป็นส่วนหนึ่งของระบบพลังงานแบบรวมด้วยสัดส่วนอย่างน้อย ๔๐ กิกะวัตต์ และต้องการผลิตไฮโดรเจนหมุนเวียนให้ได้ ๑๐ ล้านตัน

เป้าหมาย คือ การขยายขนาดตลาด และการผลิตผ่านการกระตุ้นการลงทุนเพื่อสร้างระบบเครือข่ายโครงสร้างพื้นฐานไฮโดรเจน และตั้งเป้าเปิดกว้างให้มีการแข่งขันอย่างเสรีโดยการเปิดตลาดข้ามพรมแดน รวมถึงการจัดสรรปริมาณก๊าซไฮโดรเจนอย่างมีประสิทธิภาพระหว่างภาคส่วนต่าง ๆ

➢ ช่วงปี ค.ศ. 2030 - 2050 สหภาพยุโรปคาดการณ์ว่าเทคโนโลยีก๊าซไฮโดรเจนควรมีการพัฒนา และมีการเติบโตอย่างเต็มที่ ถูกนำไปใช้งานในวงกว้างในทุกภาคส่วน โดยเฉพาะในภาคส่วนที่ยากต่อการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

เป้าหมาย คือ หนึ่งในสี่ของไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมาจากก๊าซไฮโดรเจนสะอาดภายในปี ค.ศ. 2050 รวมทั้งเชื้อเพลิงไฮโดรเจน หรือเชื้อเพลิงสังเคราะห์ไฮโดรเจน ต้องสามารถเข้าสู่ภาคส่วนต่าง ๆ ของระบบเศรษฐกิจได้มากขึ้น ตั้งแต่ภาคการบิน ภาคการเดินเรือ ไปจนถึงภาคอุตสาหกรรมที่ยากต่อการลดการปล่อยคาร์บอน และก๊าซชีวภาพที่ยั่งยืน อาจจะถูกใช้แทนที่ก๊าซธรรมชาติในโรงงานผลิตก๊าซไฮโดรเจนแบบมีการดักจับ และกักเก็บคาร์บอน

นอกจากนี้ คณะกรรมาธิการได้เปิดตัวกลุ่มพันธมิตรก๊าซไฮโดรเจนสะอาดของยุโรป (European Clean Hydrogen Alliance) เพื่อร่วมกับผู้นำอุตสาหกรรม ภาคประชาสังคม รัฐบาลระดับประเทศ ระดับภูมิภาค และธนาคารเพื่อการลงทุนยุโรป ในการร่วมสร้างแผนการลงทุนเพื่อเพิ่มปริมาณการผลิต และเพื่อรองรับความต้องการพลังงานไฮโดรเจนสะอาดในสหภาพยุโรป โดยคณะกรรมาธิการยุโรปจะนำเสนอนโยบาย และมาตรการกำกับดูแลเพื่อสร้างความมั่นใจให้กับนักลงทุน เอื้อให้เกิดการนำก๊าซไฮโดรเจนไปประยุกต์ใช้ในภาคส่วนต่าง ๆ ส่งเสริมการสร้างเครือข่ายโครงสร้างพื้นฐาน และการขนส่งที่จำเป็น ปรับเครื่องมือในการวางแผนโครงสร้างพื้นฐาน และสนับสนุนการลงทุน

ประเทศสหรัฐอเมริกา

ได้มีการจัดทำแผนที่นำทางเศรษฐกิจของก๊าซไฮโดรเจนของประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งในแต่ละช่วงมีเรื่องสำคัญเฉพาะสำหรับการนำก๊าซไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน และการขนส่ง และภาคพลังงานความร้อน

ประเทศสหราชอาณาจักร

ได้มีการกำหนดเป้าประสงค์เบื้องต้นที่เกี่ยวกับพลังงานไฮโดรเจน โดยตั้งเป้าจะผลิตไฮโดรเจนด้วยกำลังการผลิตที่ 5GW ในปี พ.ศ. ๒๕๖๓ โดยนำไปใช้ประโยชน์ในภาคผลิตไฟฟ้า ภาคพลังงานความร้อน และภาคขนส่ง

ประเทศออสเตรเลีย

ได้ประกาศแผนการพัฒนายุทธศาสตร์ไฮโดรเจนระดับประเทศ และแนวทางสนับสนุนการพัฒนาอุตสาหกรรมก๊าซไฮโดรเจน ทั้งด้านการส่งออกไฮโดรเจน ไฮโดรเจนสำหรับการขนส่งสำหรับในเครือข่ายก๊าซ สำหรับผู้ใช้ในอุตสาหกรรม รวมถึงเพื่อรองรับระบบไฟฟ้า

ประเทศจีน

ได้ประกาศแผนการพัฒนาเทคโนโลยีด้านพลังงาน สำหรับการพัฒนาเทคโนโลยีหลักที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซไฮโดรเจน และวัสดุกักเก็บ การขนส่ง และสถานีไฮโดรเจน รวมถึงการพัฒนาเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง แบตเตอรี่อากาศโลหะ และเทคโนโลยีอื่น ๆ

ประเทศนิวซีแลนด์

ได้พัฒนาแผนการเปลี่ยนผ่านไปสู่การลดคาร์บอน เพื่อส่งเสริมการใช้ และการผลิตก๊าซไฮโดรเจน เช่น อุตสาหกรรมก๊าซไฮโดรเจน และด้านเชื้อเพลิงของยานยนต์ที่ต้องส่งเสริมยานยนต์เชื้อเพลิงชีวภาพไฟฟ้า และเซลล์เชื้อเพลิงเพื่อลดการใช้น้ำมันฟอสซิล

ประเทศญี่ปุ่น

ได้มีการจัดทำแผนที่นำทางเศรษฐกิจของก๊าซไฮโดรเจนของประเทศ โดยแบ่งออกเป็น ๓ ภาคส่วนสำคัญ ได้แก่ การผลิตก๊าซไฮโดรเจน ภาคขนส่ง และภาคพลังงานไฟฟ้า

บางประเทศที่ไม่ได้มีแผน หรือนโยบายที่เกี่ยวข้องกับก๊าซไฮโดรเจนอย่างชัดเจน แต่มีการส่งเสริมสนับสนุนในส่วนของการพัฒนาเทคโนโลยี และการทดสอบใช้งานก๊าซไฮโดรเจน เช่น

ประเทศอินเดีย

ได้สนับสนุนทุนวิจัยที่เกี่ยวข้องกับก๊าซไฮโดรเจนในการพัฒนาและสาธิตให้กับสถาบันการศึกษา และสถาบันวิจัย รวมถึงภาคอุตสาหกรรม

ประเทศเกาหลีใต้

มีการวางแผนที่จะขยายกำลังผลิตก๊าซไฮโดรเจน และสร้างสถานีไฮโดรเจนสำหรับรถยนต์ไฮโดรเจน และได้มีการประกาศ 2050 Hydrogen Vision

ประเทศสิงคโปร์

มีแผนที่จะสร้างระบบกักเก็บพลังงานหมุนเวียนโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนบนเกาะ

ประเทศอินโดนีเซีย

ดำเนินการมาตรฐานพลังงานหมุนเวียน H2One™ ระบบก๊าซไฮโดรเจนนอกกริดอิสระ

ประเทศฟิลิปปินส์

มีการบรรจุก๊าซไฮโดรเจนในแผนที่นำทางด้านเชื้อเพลิง และพลังงานทางเลือก โดยมุ่งเน้นไปยังเชื้อเพลิงทางเลือกของยานยนต์

๒.๑๓ กลยุทธ์พลังงานไฮโดรเจนของราชอาณาจักรไทย

กรอบแผนพลังงานชาติของประเทศไทย มีเป้าหมายมุ่งสู่พลังงานสะอาด และลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ (carbon neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065 - 2070 (พ.ศ. ๒๖๐๘ - ๒๖๑๓) หรือ ๕๐ ปี ข้างหน้า ทั้งนี้ แนวนโยบายของแผนพลังงานชาติ (policy direction) เพื่อขับเคลื่อนสู่เศรษฐกิจ และสังคมคาร์บอนต่ำ โดยการส่งเสริมการลงทุนพลังงานสีเขียวในภาคพลังงาน

(๑) เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าใหม่ โดยมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนไม่น้อยกว่าร้อยละ ๕๐ พิจารณาร่วมกับต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานในระยะยาว

(๒) ปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานภาคขนส่งเป็นพลังงานสีเขียว ด้วยเทคโนโลยียานยนต์ไฟฟ้า (EV) ซึ่งเป็นแนวทางที่ช่วยในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG)

(๓) ปรับเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานมากกว่าร้อยละ ๓๐ โดยการนำเทคโนโลยี และนวัตกรรมการบริหารจัดการพลังงานสมัยใหม่ มาเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการพลังงาน

(๔) ปรับโครงสร้างกิจการพลังงานรองรับแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านพลังงาน (energy transition) ตามแนวทาง 4D1E คือ Decarbonization, Digitalization, Decentralization, Deregulation and Electrification

บทที่ ๓

วิธีการพิจารณาศึกษา

ค้นหาจากเอกสารงานวิจัย เชิญหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมาร่วมประชุมแลกเปลี่ยนความคิดเห็น พร้อมข้อเสนอแนะ และการลงพื้นที่ศึกษาดูงานแหล่งผลิต สถานประกอบการ และผู้ใช้

๓.๑ การเชิญหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเข้าร่วมประชุม

๑) การนำเสนอข้อมูลเกี่ยวกับสรุปผลการศึกษา และข้อเสนอแนะเชิงนโยบายถึงแนวทางการพัฒนา การผลิต และการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย โดย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ พฤกษ์ อักกะรังสี ผู้อำนวยการสถาบันวิจัย และพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

ปัจจัยผลักดันให้เกิดการใช้ไฮโดรเจน คือ เป้าหมายของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ที่จะต้องควบคุมไม่ให้เกินกว่า 1.5 °C แผนพลังงานชาติ แผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียน

- ประเทศไทยต้องเร่งหาพลังงานสะอาด เพื่อช่วยลดการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก (GHG) เพื่อตอบสนองความต้องการด้านพลังงานสะอาด ที่มีความต้องการสูงขึ้นเป็นอย่างมาก

- เป็นที่ยอมรับของทุกประเทศว่า ไฮโดรเจน เป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด

- แผนพลังงานแห่งชาติ การผลักดันการใช้ไฮโดรเจนทดแทน หรือผสมกับเชื้อเพลิงฟอสซิล จึงสอดคล้องกับทิศทางของโลก เพื่อให้บรรลุเป้าหมายด้านสภาพภูมิอากาศ พร้อมกับการสร้างความมั่นคงทางพลังงาน

แนวทางการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานที่เหมาะสมกับประเทศไทย จากการศึกษา ในปี ๒๕๖๔ พบว่า

- ใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ ผลิตไฮโดรเจน ส่งไปตามท่อก๊าซ เพื่อส่งไปยังโรงไฟฟ้า นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

- ใช้ไฮโดรเจนเพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถบรรทุก และรถโดยสาร ที่ขนส่งคนจำนวนมาก สินค้า และเดินทางระยะไกล

เป้าหมายการพัฒนาการผลิต และการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์

ประเทศไทยสามารถใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงาน เริ่มต้นตั้งแต่ปี ค.ศ. 2030 เพื่อเป็นทางเลือกที่สำคัญสู่เป้าหมาย การลดปริมาณคาร์บอน ให้เป็นศูนย์ ในปี ค.ศ. 2050 ประกอบด้วย ๔ ยุทธศาสตร์ คือ

๑. ส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน สำหรับโรงไฟฟ้า โรงงานอุตสาหกรรม และยานยนต์ ทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

๒. ส่งเสริมการวิจัย และพัฒนาอุตสาหกรรม เพื่อสนับสนุนให้เกิดการผลิตไฮโดรเจนในประเทศ ลดการนำเข้า

๓. เตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐาน รองรับการเติบโตของอุตสาหกรรม ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตการจัดเก็บ การขนส่ง การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน รวมถึงการซื้อขายไฮโดรเจนระหว่างประเทศ

๔. เตรียมความพร้อมด้านกฎหมายมาตรฐาน และข้อกำหนดต่าง ๆ รองรับการจัดหา และการใช้งานไฮโดรเจน

แนวทางการส่งเสริมการผลิต และการใช้งานไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์

๑. กลยุทธ์ และมาตรการที่สำคัญ
๒. จัดทำยุทธศาสตร์ระดับชาติ
๓. จัดทำนโยบายส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน
๔. พัฒนาระบบรับรองแหล่งที่มาของไฮโดรเจน
๕. พัฒนาระบบการบริหารจัดการกิจการไฮโดรเจน

โครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นสำหรับประเทศไทย

- โครงข่ายระบบทางท่อ สำหรับเชื้อเพลิงผสม ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้า และอุตสาหกรรม
- ระบบจัดเก็บ ขนส่ง และสถานีเติมไฮโดรเจน สำหรับภาคขนส่ง โดยเฉพาะรถบรรทุกสินค้าขนาดใหญ่ การขนส่งทางราง การขนส่งทางน้ำ การขนส่งทางอากาศ และการขนส่งทางอวกาศ (อนาคต)
- โครงสร้างพื้นฐานรองรับไฮโดรเจนสีเขียว เพื่อเตรียมความพร้อมสู่ Net-Zero GHG ในระยะยาว

สาเหตุที่ต้องทำการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

- การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ ไม่สามารถแทนที่การผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด
- ประเทศไทยมีแหล่งทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ใช้ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งผลิตในประเทศ และนำเข้าส่วนที่ขาดจากต่างประเทศ
- การผสมก๊าซไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ สำหรับการผลิตไฟฟ้า เป็นวิธีการแก้ปัญหาที่หลายประเทศเลือกใช้ สามารถลดมลพิษทางอากาศลง และลดปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติลง เนื่องจากก๊าซไฮโดรเจนสามารถผลิตได้จากน้ำ ซึ่งมีอยู่มากมายในประเทศไทย ไม่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ
- การผลักดันการใช้พลังงานหมุนเวียน สามารถดำเนินการเร็วขึ้น เนื่องจากปัญหาเรื่องเสถียรภาพ ในการผลิตพลังงานหมุนเวียน การผสมก๊าซไฮโดรเจน ซึ่งเป็นพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่งเข้ากับก๊าซธรรมชาติ ทำให้เกิดเสถียรภาพในการผลิตพลังงานหมุนเวียน สามารถบรรลุ Net-Zero GHG ใน ๒๐ ปี ข้างหน้า จึงเป็นทางเลือกหนึ่งในการแก้ปัญหา

การผสมไฮโดรเจนเข้าไปภายในท่อก๊าซ จำเป็นต้องมีการปรับปรุงระบบท่อ หรือไม่

ท่อของก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันสามารถรองรับการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติได้ในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ ๓๐ โดยในทางปฏิบัติอาจต้องมีการทดสอบ และทดลอง นำก๊าซไฮโดรเจนผสมลงไปบางส่วน เนื่องจากท่อส่งก๊าซได้ผ่านการใช้งานมานาน อาจส่งผลให้มีคุณสมบัติลดลงจากข้อมูลลักษณะเฉพาะที่กำหนดไว้

การเผาไหม้ไฮโดรเจนจะลดปริมาณก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ (NO) ซึ่งมีอันตรายมากกว่า ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) การพัฒนาเทคโนโลยีการเผาไหม้ในอนาคต ทำให้อุณหภูมิในห้องเผาไหม้เหมาะสม ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จะน้อยลงอย่างมาก และเทคโนโลยีหลังการเผาไหม้ (post-combustion) ทำหน้าที่ดักจับก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดขึ้น

ผลกระทบต่อผู้ใช้งาน จากการผสมก๊าซไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ สำหรับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ เครื่องกังหันก๊าซสามารถรองรับการใช้ก๊าซไฮโดรเจนได้ร้อยละ ๓๐ และกังหันก๊าซรุ่นใหม่สามารถรองรับการใช้ก๊าซไฮโดรเจนได้ร้อยละ ๑๐๐ โรงไฟฟ้าใหม่จะไม่มีผลกระทบ

สำหรับผู้ใช้งานภาคอุตสาหกรรม จะทำให้ประหยัดเชื้อเพลิง และลดมลพิษในอากาศ ลงอย่างมาก เนื่องจากค่าความร้อนของก๊าซไฮโดรเจนมีค่าต่ำกว่า แต่สามารถเพิ่มประสิทธิภาพ ในการเผาไหม้ในสมบรูณ์ขึ้น จึงขดเซยทำให้ไม่มีผลกระทบในเรื่องค่าความร้อน แต่หากใช้ก๊าซไฮโดรเจน ร้อยละ ๑๐๐ อาจเกิดปัญหาที่ค่าความร้อนลดลง เนื่องจากค่าความร้อนของก๊าซไฮโดรเจน ต่อปริมาตร มีค่าความร้อนน้อยกว่าก๊าซธรรมชาติ และอุณหภูมิในห้องเผาไหม้สูงขึ้นอย่างมาก

ในอนาคตหากจะมีการผสมก๊าซไฮโดรเจนลงในก๊าซธรรมชาติ ควรพิจารณาสัดส่วนการผสม ที่เหมาะสม เพื่อให้ได้ค่าความร้อนและอุณหภูมิในห้องเผาไหม้ที่เหมาะสม

รูปแบบที่เหมาะสมในการขนส่งไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทย

ประเทศไทยการขนส่งโดยท่อมัตันทุนต่ำสุด มีความแตกต่างจากยุโรป และสหรัฐอเมริกา โดยความยาวของท่อ และนอกเส้นท่อ ต้องปรับการขนส่งให้เป็นรูปแบบอื่นนอกจากการขนส่ง เฉพาะก๊าซไฮโดรเจนเท่านั้น เช่น ไฮโดรเจนเหลว แอมโมเนีย (สภาวะของเหลว) หรือกลุ่มที่เป็นวัสดุ กักเก็บไฮโดรเจน เช่น MOF ที่สามารถดูดซับไฮโดรเจน และสามารถขนส่งได้ดี ซึ่งปัจจุบันยังไม่สามารถ ระบุได้ว่าแบบใดดีที่สุด ขึ้นอยู่ระยะทางและตำแหน่งที่ใช้

ข้อดี - ข้อเสียของการใช้ก๊าซไฮโดรเจน เทียบกับแบตเตอรี่

➢ **ข้อดี** การใช้ก๊าซไฮโดรเจน แทนการใช้แบตเตอรี่ สามารถลดน้ำหนักของแบตเตอรี่ ลงได้อย่างมากเมื่อเทียบกับการใช้ถังบรรจุก๊าซไฮโดรเจน และระยะทางในการวิ่งต่อการเติมก๊าซไฮโดรเจน หรือการประจุไฟฟ้า ต่อครั้ง จะได้ไกลกว่า ระยะเวลากการเติมก๊าซไฮโดรเจน หรือการประจุไฟฟ้า ต่อครั้ง สั้นกว่าการใช้ก๊าซไฮโดรเจนทำให้เพิ่มน้ำหนักบรรทุกได้มากขึ้น ส่งผลให้น้ำหนักลดลง ต่างกับแบตเตอรี่ที่มีน้ำหนักที่มาก และคงที่ตลอดเวลา

➢ **ข้อเสีย** การขนส่งไฮโดรเจนต้องขนส่งทางรถ ซึ่งไม่สะดวก

การจัดหาไฮโดรเจน

๑. สารประกอบไฮโดรคาร์บอนต่าง ๆ (hydro-carbon compound) ได้แก่ เชื้อเพลิงฟอสซิล (ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน ถ่านหิน) และสารอินทรีย์

๒. น้ำ (H_2O) ซึ่งมีอยู่ทั้งในอากาศ และในน้ำ ไม่จำเป็นต้องจัดหาจากต่างประเทศ

เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน สามารถแบ่งเป็น ๔ เทคโนโลยีหลัก ได้แก่

๑. กระบวนการความร้อน (thermal process) แบ่งได้เป็น

๑.๑ การใช้ความร้อนโดยตรงในการสลายพันธะของน้ำ เพื่อแยกก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซออกซิเจน เป็นกระบวนการทาง เคมีความร้อน

๑.๒ การแยกไฮโดรเจนจากสารประกอบไฮโดรคาร์บอน (HC) เป็นกระบวนการ ที่ใช้อย่างแพร่หลายในปัจจุบัน

๒. กระบวนการไฟฟ้าเคมี (electrolysis) เป็นการแยกก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซออกซิเจนจากน้ำ ด้วยพลังงานไฟฟ้า

๓. กระบวนการทางชีวเคมี (biochemical) เป็นกระบวนการย่อยสลายด้วยจุลชีพ

๔. กระบวนการแยกน้ำด้วยแสง (photolysis) เป็นเทคโนโลยีในการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ แยกก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซออกซิเจน จากน้ำด้วยตัวกลางกึ่งยึ่งยวด (Semi-conductor)

ชนิดของไฮโดรเจน

➤ **ไฮโดรเจนสีเทา (Grey hydrogen)** คือ ไฮโดรเจนที่ผลิตขึ้นโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหิน ไฮโดรเจนสีเทาคิดเป็นประมาณ ๙๕% ของไฮโดรเจนที่ผลิตได้ในโลก ในปัจจุบัน กระบวนการผลิตนี้จะปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ถ้าคาร์บอนไดออกไซด์ถูกปล่อยสู่ชั้นบรรยากาศ ไฮโดรเจนที่ผลิตขึ้นจะเรียกว่า “ไฮโดรเจนสีเทา”

➤ **ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน (Blue hydrogen)** ไฮโดรเจนสีน้ำเงินคล้ายกับไฮโดรเจนสีเทายกเว้นว่าการปล่อย CO₂ ส่วนใหญ่จะถูกกักเก็บ (เก็บไว้ในพื้นดิน) โดยใช้การดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage: CCS) การจับและจัดเก็บคาร์บอนไดออกไซด์แทนที่จะปล่อยสู่ชั้นบรรยากาศ จึงทำให้ไฮโดรเจนสีน้ำเงินเป็นเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำได้

➤ **ไฮโดรเจนสีเขียว (Green hydrogen)** คือ ไฮโดรเจนที่ผลิตขึ้นโดยใช้ไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานสะอาด ไฮโดรเจนสีเขียวถือเป็นไฮโดรเจนที่มีการปล่อยมลพิษต่ำหรือเป็นศูนย์ เนื่องจากใช้แหล่งพลังงานสะอาด เช่น ลมและแสงอาทิตย์ ซึ่งไม่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกเมื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งไฮโดรเจนสีเขียวเกิดขึ้นเมื่อน้ำ (H₂O) ถูกแบ่งออกเป็นไฮโดรเจน (H₂) และออกซิเจน (O₂) การแยกน้ำเรียกอีกอย่างว่า อิเล็กโทรไลซิส ต้องใช้พลังงาน วิธีการจ่ายไฟฟ้าเพื่อแยกน้ำเป็นกระบวนการที่มีราคาแพง แต่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับการผลิต ไฮโดรเจนสีเทา

นอกจากนี้ยังมีไฮโดรเจนชนิดอื่น ๆ เช่น

➤ **ไฮโดรเจนสีฟ้า น้ำทะเล** ผลิตจากมีเทน โดยได้คาร์บอน (ของแข็ง) เป็นผลิตภัณฑ์ร่วม

➤ **ไฮโดรเจนสีชมพู** ผลิตจากกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์

➤ **ไฮโดรเจนสีเหลือง** ผลิตจากกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหลากหลาย (mixed sources)

➤ **ไฮโดรเจนสีขาว** เป็นผลพลอยได้จากกระบวนการทางอุตสาหกรรม

การจัดเก็บไฮโดรเจน (hydrogen storage) เนื่องจากไฮโดรเจนมีน้ำหนักเบา อาจส่งผลกระทบต่อการจัดเก็บที่ต้องมีค่าใช้จ่ายสูง โดยปัจจุบันมีการจัดเก็บแบ่งเป็น ๒ รูปแบบ หลักคือ

๑) การจัดเก็บเชิงกายภาพ (physical - based) เทคโนโลยีสำหรับเก็บไฮโดรเจนด้วยวิธีทางกายภาพ เช่น การอัดเพิ่มความดันแก๊ส และการทำให้เป็นของเหลว เป็นต้น โดยมีรูปแบบการจัดเก็บ ได้แก่

- ไฮโดรเจนอัด (compressed hydrogen: cH₂)

- ไฮโดรเจนเหลว (liquid hydrogen: LH₂)

- ไฮโดรเจนอัดเย็นยิ่งยวด (cryo-compressed hydrogen: ccH₂) หรือสลัชไฮโดรเจน (slush hydrogen: sH₂)

๒) การจัดเก็บเชิงวัสดุ หรือ การจัดเก็บเชิงเคมี (material-based or chemical-based) เทคโนโลยีสำหรับเก็บไฮโดรเจนด้วยวิธีนี้ เมื่อเกิดปฏิกิริยาเคมีให้ก๊าซไฮโดรเจนออกมา ได้แก่ การเก็บในรูปแบบโลหะไฮไดรด์ (metal hydrides) และสารประกอบอื่น นอกจากนี้ยังมีการนำก๊าซไฮโดรเจนเก็บในรูปแบบของสารเคมี (hydrogen carrier) โดยสารเคมีที่ได้รับความสนใจอย่างมาก คือ แอมโมเนีย (ammonia, NH₃) เมทานอล (methanol, CH₃OH) และเมทิลไซโคลเฮกเซน (methylcyclohexane, CH₃C₆H₁₁) โดยในปัจจุบันมีการผลิตแอมโมเนีย และเมทานอล อยู่แล้วแต่เพื่อใช้ประโยชน์ในภาคอุตสาหกรรมเท่านั้น ยังไม่ได้มีการผลิตเพื่อนำมาใช้ประโยชน์ด้านพลังงาน

การขนส่งไฮโดรเจน สามารถทำการขนส่งผ่านทางระบบถนน และระบบราง ในกรณีที่มีการอัดแรงดันให้แก่ก๊าซไฮโดรเจน หรือวิธีการขนส่งผ่านทางระบบท่อ เพราะผสมก๊าซไฮโดรเจนไปกับก๊าซธรรมชาติ ซึ่งในหลายประเทศมุ่งศึกษาถึงอัตราส่วนสูงสุดที่สามารถผสมได้ในก๊าซธรรมชาติ เพื่อขนส่งผ่านระบบท่อ หลายประเทศในยุโรปมุ่งพัฒนาในการนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้งาน โดยเฉพาะช่วงฤดูหนาวที่ต้องการพลังงานเพื่อสร้างความร้อน ประกอบกับปัญหาความมั่นคงทางพลังงานจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซีย ยูเครนที่ส่งผลต่อพลังงานในภูมิภาค ดังนั้น กลุ่มประเทศในทวีปยุโรปจึงมุ่งเน้นพัฒนาการนำเอาไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์

การขนส่งก๊าซไฮโดรเจนทางเรือ โดยใช้รูปแบบวิธีการในลักษณะเดียวกับการขนส่ง LNG เช่น ในประเทศญี่ปุ่นที่มีหลักการในการผลิตที่สามารถส่งไฮโดรเจนจำหน่ายทางทะเล

ด้านการผลิตไฮโดรเจน โดยกระบวนการหลักที่นำมาใช้งาน คือ กระบวนการ Steam Methane Reforming (SMR) ซึ่งเป็นการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีการใช้งานมาเป็นเวลานาน ในภาคอุตสาหกรรม และราคาต่ำ รวมถึงกระบวนการ และ Electrolysis เป็นกระบวนการการให้ไฟฟ้ากระแสตรงที่ขั้วไฟฟ้าของเซลล์เคมีไฟฟ้า เพื่อให้โมเลกุลน้ำถูกแยกออกเป็นก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซออกซิเจน โดยการแยกสลายน้ำ โดยมีความสนใจในการใช้งานมากในยุโรป ส่งผลให้ราคาลดลงอย่างมีนัยสำคัญ และมีการพัฒนาเพื่อนำมาใช้งานในขนาดที่เล็กลง เช่น อาคาร ที่พักอาศัย แต่จะมีความคุ้มค่าในทางเศรษฐศาสตร์ หรือไม่ ยังคงต้องศึกษาอีกระยะหนึ่ง

กระบวนการผลิตนอกจาก SMR และ Electrolysis ยังมีกระบวนการผลิตอื่น ๆ เช่น Methane Pyrolysis ซึ่งเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติเป็น Turquoise Hydrogen และ Carbon Black ด้วยการเผาแบบไร้อากาศที่อุณหภูมิสูง ทำให้ใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า กรรมวิธีแยกน้ำด้วยไฟฟ้า แต่ใช้ก๊าซธรรมชาติมากกว่า SMR ระดับ TLR 3 - 6

Solid Oxide Electrolyser Cells (SOEC) ซึ่งทำงานที่อุณหภูมิสูงกว่า AEL และ PEM แต่มีประสิทธิภาพสูง สามารถเปลี่ยนไฟฟ้าและไอน้ำให้เป็นก๊าซไฮโดรเจน นอกจากนี้ยังสามารถทำตัวเป็น Fuel Cells เปลี่ยน H_2 เป็นไฟฟ้าได้ด้วยระดับ TLR 6 - 7

การผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติไม่ได้ช่วยลดคาร์บอน จะต้องมีการดักจับคาร์บอน เพื่อให้เป็น ไฮโดรเจนสีฟ้า (blue hydrogen) เป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าสูง ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบันยังไม่มี ความชัดเจน และนโยบายเกี่ยวกับการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture)

ความเป็นไปได้ในการกักเก็บไฮโดรเจนไว้ใต้ดิน พื้นที่ประเทศไทยมีแหล่งผลิตปิโตรเลียมน้อย จึงส่งผลให้สามารถกักเก็บก๊าซไฮโดรเจนไว้ใต้ดินได้น้อย หากพิจารณาหลุมก๊าซในอ่าวไทยอาจสามารถใช้กักเก็บ CO_2 ได้ แต่จะมีค่าใช้จ่ายสูงกว่าการกักเก็บบนพื้นดิน

ปัจจุบันมีโครงการศึกษาของกลุ่ม ปตท. โดยจะศึกษาเกี่ยวกับการกักเก็บ CCS ใต้ดิน ในบริเวณจังหวัดระยองและชลบุรี เพื่อนำไปสู่โครงการนำร่อง โดยเริ่มทำการศึกษาเมื่อต้นเดือนมิถุนายน ๒๕๖๕ ที่ผ่านมา

เหตุใดจึงไม่ใช้ก๊าซธรรมชาติร่วมกับ CCUS หรือ CCS เพื่อลดการเสียพลังงานในการผลิตไฮโดรเจน การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติร่วมกับ CCUS หรือ CCS สามารถนำมาใช้ได้ แต่จากการศึกษาจากต่างประเทศ พบว่านิยมผลิตในต้นทาง เนื่องจากสามารถนำ CO_2 กลับมาใช้งานต่อได้สะดวกกว่า

เรื่องของการกักเก็บ CO₂ สามารถทำได้ทั้งก่อน และหลังการผลิตไฮโดรเจนการกักเก็บ CO₂ ก่อนการผลิต จะได้ CO₂ ที่มีความเข้มข้นสูง และปริมาณรวมถึงมีต้นทุนต่ำ การกักเก็บ CO₂ หลังการผลิต มีข้อเสียคือ จะได้ CO₂ ที่มีความเข้มข้นต่ำ และการกักเก็บจะมีปัญหาเรื่องของสถานที่ใช้ในการกักเก็บ

ประเทศไทยจะสามารถจัดหาไฮโดรเจนได้จากที่ใดขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีที่มีภายในประเทศ ในปัจจุบันแบ่งออกเป็น ๒ แหล่งหลัก ๆ ได้แก่

๑) ก๊าซธรรมชาติ ผ่านกระบวนการ steam reforming ได้เป็น ไฮโดรเจนสีเทา หรือไฮโดรเจนสีฟ้า ขึ้นอยู่กับ CCUS แต่ปัจจุบันยังไม่มีความพร้อมทำ ไฮโดรเจนสีฟ้า

๒) พลังงานหมุนเวียน ผ่านกระบวนการ electrolysis ได้เป็น ไฮโดรเจนสีเขียว

นโยบาย มาตรการ หรือแผนงานที่เกี่ยวข้อง และความก้าวหน้าในการนำไฮโดรเจน ไปใช้ในภาคพลังงาน และขนส่ง ของประเทศไทย

จากการกำหนดหมุดหมายที่ ๑๐ ตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจ และสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ ๑๓ ประกอบกับแผนพลังงานชาติ เป้าหมายสนับสนุนให้ประเทศไทยสามารถมุ่งสู่พลังงานสะอาด และลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065 - 2070

การผลิตไฮโดรเจนของประเทศไทยในปัจจุบันนั้นพบว่า อุตสาหกรรมการผลิตไฮโดรเจน ของประเทศไทยปัจจุบันมีผู้ผลิตไฮโดรเจนที่เป็นลักษณะเชิงพาณิชย์จำนวนไม่มากนัก ส่วนมากปริมาณ การใช้ไฮโดรเจนยังจำกัดอยู่ใน กลุ่มอุตสาหกรรมบางประเภทเท่านั้นโดยผู้ผลิต และจำหน่ายในประเทศ มี ๔ บริษัท

แนวทางการใช้ไฮโดรเจนในประเทศไทย

๑. สำหรับภาคไฟฟ้าและภาคอุตสาหกรรม มีการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซธรรมชาติ เพื่อทดแทนเชื้อเพลิงเดิม โดยมีสัดส่วนการผสมก๊าซไฮโดรเจน ในระบบท่อก๊าซ ช่วงก่อน ค.ศ. 2050 ไม่เกินร้อยละ ๒๐ ของ ปริมาตรต่อปริมาตร (V/V) และเพิ่มสัดส่วนการผสม ตามขั้นบันได (หรือไม่ต้องมีการใช้ CCUS ร่วมกับ CCGT)

๒. สำหรับภาคขนส่ง มีการส่งเสริมให้มีการใช้ยานยนต์เชื้อเพลิงก๊าซไฮโดรเจน

การใช้งานก๊าซไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในยานยนต์ แบบ Fuel Cell Electric Vehicle: FCEV ในปัจจุบัน FCEV ยังมีจำนวนน้อยเมื่อเทียบกับรถประเภทอื่น อาจมีความต้องการในกลุ่ม รถขนส่งขนาดใหญ่ เช่น รถบรรทุก รถไฟ รถไฟฟ้า เรือ เรือเดินสมุทร และเครื่องบินขนส่ง

การประเมินความคุ้มค่าต้นทุนการเป็นเจ้าของรถ FCEV สูงกว่ารถยนต์ที่ไม่มีเครื่องยนต์ (Battery Electric Vehicle: BEV) ร้อยละ ๒๖ - ๓๙ และสูงกว่ารถสันดาปภายใน (Internal Combustion Engine: ICE) หรือรถยนต์ที่ใช้เครื่องยนต์ไฮบริด (HYBRID ELECTRIC VEHICLES: HEV) ร้อยละ ๓๔ - ๔๘

ราคารถ FCEV มีสัดส่วนสูงที่สุด ประมาณร้อยละ ๘๓ ของต้นทุนการเป็นเจ้าของรถทั้งหมด ซึ่งมีราคาสูงกว่าราคารถ BEV ร้อยละ ๒๔ และสูงกว่าราคารถ ICE หรือ HEV ร้อยละ ๕๙

ต้นทุนเชื้อเพลิงรถ FCEV สูงกว่ารถ BEV ประมาณ ๓ เท่า จากการใช้ก๊าซไฮโดรเจน ที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล แต่ต่ำกว่ารถ ICE หรือ HEV ประมาณร้อยละ ๕๙ และถ้าใช้เชื้อเพลิง ไฮโดรเจนสีเขียว ที่ผลิตโดยใช้พลังงานทดแทน (green) จะมีต้นทุนสูงถึงกว่ารถ BEV ๘ เท่า และรถ ICE หรือ HEV ร้อยละ ๗๙ ตามลำดับ

ความสำคัญของไฮโดรเจนในกลุ่มรถขนส่งขนาดใหญ่ (Heavy Duty Transportation Truck) ปัจจุบันต้นทุนของรถบรรทุก FCEV มีราคาสูงกว่ารถบรรทุก BEV เพียงเล็กน้อย (ไม่รวมโครงสร้างพื้นฐาน)

โครงสร้างพื้นฐานที่มีอัตราการใช้งานต่ำ (Low utilization of infrastructure) นั้นเป็นต้นทุนที่สูงมากสำหรับการใช้รถบรรทุก FCEV และ BEV โดยรวม

การลดต้นทุนในส่วนนี้สามารถทำได้โดยการบริหารจัดการรูปแบบของการใช้งาน โครงสร้างพื้นฐานของการเติมเชื้อเพลิงเพื่อการขนส่งแบบโครงข่าย “hub and spoke” จะทำให้อัตราการใช้สถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสูงมากขึ้น สามารถลดต้นทุนในส่วนโครงสร้างพื้นฐานลงได้อย่างมาก

ประเด็นกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการผลิต และการใช้ไฮโดรเจน

๑. ด้านการผลิต พระราชบัญญัติโรงงาน พระราชบัญญัติมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม
๒. ด้านการใช้พระราชบัญญัติความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน
๓. ด้านความปลอดภัย พระราชบัญญัติโรงงาน พระราชบัญญัติความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พระราชบัญญัติการขนส่งทางบก
๔. ด้านการจัดเก็บ พระราชบัญญัติมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม พระราชบัญญัติวัตถุอันตราย
๕. ด้านการขนส่ง พระราชบัญญัติการขนส่งทางบก พระราชบัญญัติวัตถุอันตราย
๖. ด้านการจำหน่าย พระราชบัญญัติความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน

แผนที่นำทาง (ROADMAP) ของการพัฒนาการผลิต และการใช้ไฮโดรเจน

จากการประเมินรูปแบบการใช้ และการผลิต ศักยภาพ และความคุ้มค่าของการใช้งานไฮโดรเจนในลักษณะต่างๆ โดยพิจารณาพร้อมกับทางเลือกอื่นๆ สำหรับการใช้เป็นพลังงาน สามารถสรุปวิสัยทัศน์ เป้าหมายระยะสั้น และระยะกลาง ได้ดังนี้

วิสัยทัศน์ เป้าหมาย ในระยะสั้น และระยะกลาง

ประเทศไทยมีความพร้อม สามารถเริ่มมีการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงาน ตั้งแต่ปี ค.ศ. 2030 และเติบโตอย่างยั่งยืนจนเป็นหนึ่งในทางเลือกที่สำคัญสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. 2050

ภายใต้วิสัยทัศน์ดังกล่าว สามารถสรุปแนวทางการพัฒนาเพื่อผลักดันให้บรรลุเป้าหมายเป็นยุทธศาสตร์ ๔ ด้าน ประกอบด้วย

๑) ยุทธศาสตร์ที่ ๑ พัฒนาลาด และสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้

การพัฒนาลาดผู้ใช้เป็นจุดเริ่มต้นของการผลักดันเทคโนโลยีใหม่สู่การพัฒนาเชิงพาณิชย์ ในช่วงแรกของการพัฒนาจำเป็นต้องมีการสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ในลักษณะต่าง ๆ เนื่องจากโดยทั่วไปเทคโนโลยีใหม่จะยังไม่สามารถแข่งขันกับเทคโนโลยีเดิมได้ เมื่อสามารถผลักดันให้มีการเติบโตได้ระยะหนึ่งภาครัฐก็ควรลดระดับการสนับสนุน ตลาดที่มีขนาดใหญ่ขึ้นอาจทำให้เกิดภาระด้านการเงินที่ไม่จำเป็น และในระยะยาวจำเป็นต้องมีการนำกลไกด้านเศรษฐศาสตร์มาใช้เพื่อให้ตลาดสามารถพัฒนาได้อย่างต่อเนื่องด้วยกลไกของตัวเอง

เป้าประสงค์ เพื่อส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนสำหรับกลุ่มเป้าหมาย (โรงไฟฟ้า โรงงาน อุตสาหกรรม ยานยนต์ประเภทต่าง ๆ) ทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

๒) ยุทธศาสตร์ที่ ๒ ส่งเสริมการวิจัย และพัฒนาอุตสาหกรรม

ปัจจุบันเทคโนโลยีไฮโดรเจนยังอยู่ระหว่างการพัฒนา และยังมีการใช้ในเชิงพาณิชย์ไม่มากนัก ในระยะยาวยังไม่มีแน่นอน จากการรวบรวมข้อมูลอ้างอิงจากแหล่งต่าง ๆ จะเห็นได้ว่า เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ ด้วยเทคโนโลยีรีฟอร์มมิ่งมีต้นทุนการผลิตต่ำที่สุด และประสิทธิภาพในกลุ่มสูงที่สุด ประกอบกับโครงสร้างการจัดหาแหล่งพลังงานของไทยที่ปัจจุบันพึ่งพาการใช้ก๊าซธรรมชาติในระดับสูง ดังนั้นการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยเทคโนโลยีรีฟอร์มมิ่ง (gray hydrogen) คาดว่าน่าจะมีความสามารถในการแข่งขันสำหรับการผลิตไฮโดรเจนในระยะสั้นถึงระยะกลาง เช่นเดียวกันกับการผลิตไฮโดรเจนควบคู่กับเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (blue hydrogen) ภายใต้เงื่อนไขที่ต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีและโครงสร้างพื้นฐานรองรับการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (carbon capture utilization and storage)

ในระยะยาวการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนด้วยเทคโนโลยี การแยกน้ำด้วยไฟฟ้า รวมถึงการผลิต ไฮโดรเจนจากชีวมวล ด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน (green hydrogen) อาจมีความเป็นไปได้ ในระยะยาวจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่คาดว่าจะมีต้นทุนการผลิตที่ลดลง บนเงื่อนไขที่อาจจำเป็นต้องมีกลไกสะอาดเพื่อสนับสนุน green hydrogen เช่น ตลาดซื้อขายคาร์บอน หรือภาษีคาร์บอน เป็นต้น

๓) ยุทธศาสตร์ที่ ๓ พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

โครงสร้างพื้นฐานสำคัญสำหรับการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนประกอบไปด้วย ระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมร่วมกับไฮโดรเจน และสถานีเติมไฮโดรเจน (hydrogen fueling station)

โครงสร้างพื้นฐานอื่น ๆ ประกอบไปด้วย ระบบขนส่งไฮโดรเจนในรูปแบบต่าง ๆ การบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน รวมถึงสถานีที่รองรับการนำเข้าและส่งออกไฮโดรเจนระหว่างประเทศ เป็นต้น

๔) ยุทธศาสตร์ที่ ๔ ปรับปรุงกฎระเบียบ และมาตรฐาน

ปัจจุบันประเทศไทยมีกฎหมาย และระเบียบที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนเฉพาะในส่วนของภาคอุตสาหกรรมประกอบไปด้วย การกำกับดูแลการผลิต ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง และรวมถึงการจำหน่ายไฮโดรเจนครอบคลุม ไฮโดรเจนในสถานะก๊าซ ก๊าซอัดความดัน ก๊าซในสภาพของเหลว อุณหภูมิต่ำ รวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจนได้แก่ แอมโมเนีย เมทานอล และเมทิลไซโคลเฮกเซน โดยมุ่งเน้นในด้านการกำกับดูแลในเรื่องของความปลอดภัยเป็นหลัก แต่ยังไม่มีความหมาย และระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการใช้ในภาคพลังงานโดยตรง เนื่องจากปัจจุบันยังไม่มีการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในประเทศไทย จึงต้องเตรียมความพร้อมด้านกฎหมาย มาตรฐาน และข้อกำหนดต่าง ๆ รองรับการจัดหา และการใช้งานไฮโดรเจนตลอดห่วงโซ่คุณค่า

๒. บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ร่วมกับการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ได้จัดทำโครงการมาบตาพุดสมาร์ทพาร์ค เพื่อดำเนินการรวบรวมข้อมูลความต้องการใช้งานไฮโดรเจน และโอกาสที่จะนำไฮโดรเจนมาใช้งาน เพื่อเป็นนิคมอุตสาหกรรมแห่งแรกของประเทศที่เป็น Carbon Neutral Industrial Estate

สำหรับประเด็นกฎหมายเพื่อใช้บังคับในกิจการไฮโดรเจน ยังไม่มีการบัญญัติเป็นการเฉพาะ แต่มีการส่งเสริมจากกฎหมายอื่น ๆ เช่น

๑. ด้านความปลอดภัย ได้แก่ พ.ร.บ. โรงงาน พ.ร.บ. ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ร.บ. มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม สีสหามีมาตรฐานรองรับ แต่ในสีฟ้า สีเขียว มีเพียงกฎหมายครอบคลุมทางอ้อม

๒. ด้านการผลิต ได้แก่ พ.ร.บ. โรงงาน พ.ร.บ. มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม

๓. ด้านการจัดเก็บ ได้แก่ พ.ร.บ. มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม พ.ร.บ. วัตถุอันตราย

๔. ด้านการขนส่งทางรถและทางท่อ ได้แก่ พ.ร.บ. การขนส่งทางบก พ.ร.บ. วัตถุอันตราย โดยมีกฎหมายควบคุมทางอ้อมเนื่องจากเป็นก๊าซที่มีแรงดัน แต่อย่างไรก็ตาม ยังคงต้องมีการบัญญัติกฎหมายรองรับเป็นกรณีเฉพาะ

๕. ด้านการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ ได้แก่ พ.ร.บ. ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน โดยเฉพาะในการนำไปใช้ผลิตไฟฟ้า และการนำมาใช้งานในภาคการขนส่ง ต้องเร่งดำเนินการร่างกฎหมาย

ประเด็นกฎหมาย เพื่อใช้บังคับในกิจการไฮโดรเจนในต่างประเทศมีการพัฒนามากกฎหมายเป็นอย่างมาก ดังนั้น จึงมีแนวทางการพัฒนามากกฎหมายของประเทศไทยที่สำคัญ ประกอบด้วย

๑. ด้านความปลอดภัย เกี่ยวกับสถานที่ใช้ไฮโดรเจน สถานีเติมไฮโดรเจน

๒. ด้านการผลิต เกี่ยวกับมาตรฐานไฮโดรเจน

๓. ด้านการจัดเก็บ เกี่ยวกับสถานที่เก็บไฮโดรเจน คลังไฮโดรเจน

๔. ด้านการขนส่งทางรถและทางท่อ ถึงขนส่งไฮโดรเจน ระบบการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ

๕. ด้านการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ รถไฮโดรเจน อุปกรณ์ สถานีบริการ

จากเป้าหมายของประเทศไทยที่จะมุ่งสู่การเป็นกลางทางคาร์บอน (carbon neutral) และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (net o emission) และความมั่นคงทางพลังงาน

ประเด็นปัญหาและอุปสรรค

๑. ความสามารถในการแข่งขันของประเทศไทย จำเป็นต้องได้รับการสนับสนุน ดังนี้

๑.๑ การสนับสนุนด้านนโยบาย ประกอบด้วยกลยุทธ์ ดังนี้

แผนงาน และกลยุทธ์ที่ชัดเจน กฎระเบียบ และกฎหมาย สร้างเครือข่ายความร่วมมือที่ชัดเจน

๑.๒ การสนับสนุนด้านการเงิน ประกอบด้วยกลยุทธ์ ดังนี้

ผลักดันการจัดเก็บภาษีคาร์บอน คาร์บอนเครดิต มาตรการการลงทุนปลอดภาษี สำหรับธุรกิจคาร์บอนต่ำ สนับสนุนเงินลงทุนเพื่อแข่งขันกับต่างชาติ สนับสนุนเงินลงทุนเพื่อการวิจัยและพัฒนา

๒. ความพร้อมโครงสร้างพื้นฐาน การรองรับกฎระเบียบ และกฎหมาย ความร่วมมือจากทุกภาคส่วน การต่อยอดด้านเทคโนโลยี เพราะธุรกิจไฮโดรเจนสามารถสร้างความสามารถในการแข่งขันได้

ประเด็นความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และสิ่งแวดล้อม

การผสมก๊าซไฮโดรเจนในเบื้องต้นอาจมีราคาสูงกว่าการใช้เพียงก๊าซธรรมชาติเพียงชนิดเดียว แต่อย่างไรก็ตาม ในอนาคตการพิจารณาถึงประโยชน์ที่ได้รับต่อผู้ใช้ในชั้นปลาย เช่น กรณีผู้ประกอบการส่งออกสินค้าหากประเมินจากมาตรการภาษีคาร์บอน หรือมาตรการปรับราคาคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดนของสหภาพยุโรป (CBAM) เปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายในการใช้งานก๊าซไฮโดรเจน ก็จะแสดงให้เห็นถึงความคุ้มค่าในทางเศรษฐกิจได้ สำหรับเรื่องมาตรฐานความปลอดภัยของท่อก๊าซ ต้องทำการศึกษาเพิ่มเติมว่ามีความเหมาะสมในการใช้งานกับการนำก๊าซไฮโดรเจนมาผสม หรือไม่ ทั้งนี้ สำหรับสัดส่วนการเติมไฮโดรเจนหากผสมร้อยละ ๒ จะลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ ร้อยละ ๗๐ - ๘๐ สามารถประหยัดเชื้อเพลิงลงได้ร้อยละ ๑๕ ถึง ๓๐

กฎหมายที่เกี่ยวข้องรองรับการดำเนินงานโครงการนำร่อง

กรณีเช่นโครงการทดลองเปิดสถานีบริการไฮโดรเจนของ ปตท. ปัจจุบันยังไม่มีกฎหมายบังคับใช้เป็นกรณีเฉพาะ แต่อยู่ภายใต้มาตรฐานของภาคอุตสาหกรรม และนำมาตรฐานยุโรปในการติดตั้งก๊าซไฮโดรเจนมาใช้งาน เนื่องจากช่วงเวลาปัจจุบันยังอยู่ในขั้นตอนการศึกษา และวิจัยเป็นโครงการนำร่องเท่านั้น ประกอบกับต่างประเทศก็ยังคงอยู่ในระหว่างการพัฒนาสถานีบริการ จึงยังอิงกับมาตรฐานจากต่างประเทศในระยะเริ่มต้น ซึ่งมีหน่วยวิศวกรรมของ ปตท. เข้าไปศึกษาอย่างใกล้ชิด และในอนาคตจะมีการเก็บข้อมูลจัดทำรายงานสรุป และเมื่อมีความพร้อมก็จะนำเสนอเข้าสู่กระบวนการร่างกฎหมายที่เกี่ยวข้องต่อไป ทั้งนี้ พบข้อมูลว่า การใช้รถ Fuel Cell Electric Vehicle จากต่างประเทศพบว่า มีความปลอดภัย และมีการทดสอบเป็นระยะ แต่ในประเทศไทยยังคงเหมาะกับการนำมาใช้งานในรถบรรทุกขนาดใหญ่ หรือรถโดยสารที่มีระยะทางเดินทางค่อนข้างไกล สำหรับรถยนต์ส่วนบุคคลการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าจะมีความเหมาะสมมากกว่า

๓. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ความเป็นมาโครงการไฮโดรเจนลำตะคอง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เริ่มพิจารณาพัฒนาพื้นที่ลำตะคองเป็นโรงไฟฟ้ากังหันลม ต่อจากกังหันลมสองต้นแรกในปี ๒๕๕๖ ในปี ๒๕๕๘ พิจารณาเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานต่อกับโรงไฟฟ้ากังหันลม เพื่อศึกษาแนวทางลดความผันแปรของพลังงานทดแทนปี ๒๕๕๙ เลือกรพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานแบบไฮโดรเจน หลังพิจารณาข้อดี ข้อเสีย และราคาของระบบกักเก็บพลังงานแบบต่าง ๆ และได้รับความเห็นชอบเป็นงานวิจัยจาก คบ. กฟผ. ปี ๒๕๕๙ ออก LOI ให้ บริษัท Hydrogenics (หรือภายหลังเปลี่ยนการดำเนินการเป็นภายใต้ชื่อ บริษัท Cummins) เป็นผู้พัฒนาระบบ

ข้อดีและข้อเสียของการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน

ข้อดี

๑. การเผาเป็นเชื้อเพลิง การผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนไม่เกิดคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) มีแต่น้ำเป็นผลผลิต

๒. เชื้อเพลิงไฮโดรเจนมีวัฏจักรพลังงานที่หมุนเวียนได้

๓. เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานทดแทนในรูปแบบเชื้อเพลิงก๊าซ โดยในช่วงที่ความต้องการใช้พลังงานต่ำ off peak สามารถจัดเก็บพลังงานไว้ แล้วนำมาใช้ในช่วงที่มีความต้องการใช้งานมาก

ข้อเสีย

๑. ก๊าซไฮโดรเจนในธรรมชาติไม่ได้มีปริมาณที่มากพอสำหรับนำมาใช้งาน การจะนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงการใช้เป็นเชื้อเพลิง จึงต้องสกัดมาจากสารอื่น เช่น น้ำ ก๊าซ และถ่านหิน

๒. ราคาไฮโดรเจนแพงกว่าเชื้อเพลิงต้นทุนที่ใช้ในการสกัดไฮโดรเจน

๓. พลังงานต่อปริมาตรต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติ ๓ เท่า ส่งผลให้การส่งในท่อก๊าซ การเก็บจึงต้องใช้แรงดันก๊าซสูง ท่อขนส่ง จึงต้องรองรับแรงดันมากกว่าการใช้ขนส่งธรรมชาติ

โดยการคาดการณ์ราคาก๊าซจากกลุ่มเบอร์ก ในปี 2030 ราคาไฮโดรเจนจะลดลง 7.4 - 11 usd/mmbtu ซึ่งใกล้เคียงกับราคาก๊าซธรรมชาติ แต่อย่างไรก็ตามไฮโดรเจนสีฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติ หรือจากถ่านหินจะมีราคาแพงกว่า โดยไฮโดรเจนที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติจะถูกนำมาใช้งานเป็นหลักในภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ มากกว่า

ข้อมูลโครงการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานด้วยก๊าซไฮโดรเจน ขนาด 3 MWh

- ที่ตั้ง โรงไฟฟ้ากังหันลมผลิตไฟฟ้าลำตะคอง ระยะที่ ๒
- เริ่มดำเนินงาน ปี ๒๕๕๙
- งบวิจัย ๒๓๔.๕ ล้านบาท (ไม่รวมภาษีนำเข้า)
- ระยะเวลาดำเนินโครงการ ๒๐ เดือน
- คู่สัญญาบริษัท Cummins (เดิม Hydrogenics)

ในโครงการโรงไฟฟ้าลำตะคอง ผลิตไฮโดรเจนจากการใช้น้ำสะอาดมาแยกไฮโดรเจน โดยใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลม โดยเป็นกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า แยกก๊าซออกซิเจนกับก๊าซไฮโดรเจน และระบายก๊าซออกซิเจนออกสู่บรรยากาศ และผ่านกระบวนการที่ทำให้ก๊าซไฮโดรเจนมีความบริสุทธิ์ และมีเครื่องอัดก๊าซเพิ่มความหนาแน่นให้แก่ก๊าซไฮโดรเจน เนื่องจากไฮโดรเจนมีน้ำหนักเบา ไฮโดรเจน ๑ ลูกบาศก์เมตร มีน้ำหนัก ๙๐ กรัม ดังนั้น ในการจัดเก็บจึงต้องปรับให้มีแรงดันสูงขึ้น โดยใช้เครื่องอัดก๊าซเพื่อเพิ่มแรงดัน จากก้นทำการเก็บไฮโดรเจนในถัง แรงดัน ๒๒๐ - ๒๔๐ บาร์ โดยถังเก็บไฮโดรเจนมีความจุ ๒๒๐ กิโลกรัม การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เซลล์เชื้อเพลิงไม่มีการเผาไหม้ เป็นกระบวนการปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมี ที่ไม่เกิดการเผาไหม้ โดยใช้ไฮโดรเจนที่แรงดัน ๗ บาร์ ผ่านเซลล์เชื้อเพลิงได้ผลพลอยได้ คือ น้ำ ซึ่งนำกลับไปหมุนเวียนไปผลิตก๊าซไฮโดรเจนได้อีก เนื่องจากการผลิตในระบบปิด

โดยเริ่มเดินเครื่องผลิตเมื่อเดือนมิถุนายน ๒๕๖๑ จากนั้นในช่วงเดือนสิงหาคม ๒๕๖๑ ระบบมีกำลังผลิตได้ ๑๖๒ ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง และเริ่มเดินเครื่องเซลล์เชื้อเพลิง เมื่อเดือนมิถุนายน ๒๕๖๑ โดยการเดินเครื่องสูงสุด ๓๐๐ กิโลวัตต์ชั่วโมง เมื่อเดือนธันวาคม ๒๕๖๑ จากการทดลองเดินเครื่องส่งผลให้พบข้อมูลการผลิตก๊าซไฮโดรเจน และการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซไฮโดรเจน ดังนี้

พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม ใช้พลังงานแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ๔๒ หน่วย ที่ประสิทธิภาพสูงสุด ๑๒๖ บาทต่อหน่วย ราคา green hydrogen รวมค่าลงทุน และราคาไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลม ๓.๑ บาทต่อหน่วย จะส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจน ๒๓๙ บาทต่อ ๑ กิโลกรัม และไฮโดรเจน ๖๗ กรัม ผลิตไฟฟ้าได้ ๑ หน่วย ทำให้การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซไฮโดรเจน ๑ กิโลวัตต์ชั่วโมง มีต้นทุนการผลิต ๑๕ บาท

แนวทางการพัฒนาไฮโดรเจนในอนาคต

ก๊าซไฮโดรเจน ในระดับสีต่างๆ ที่อธิบายถึงผลกระทบจากการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มากหรือน้อย ปัจจุบันการผลิตไฮโดรเจนที่มีการนำมาใช้งานมากที่สุดคือ Grey hydrogen เป็นการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยกระบวนการ Stream Reforming แต่ยังคงมีการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ออกมา กระบวนการของ coal Gasification ก็มีการใช้งานมากในออสเตรเลียที่เป็นการผลิตไฮโดรเจนจากถ่านหิน อย่างไรก็ตาม มีแนวทางการผลิตไฮโดรเจนที่ราคาจะลดต่ำลง คือ Blue hydrogen โดยเพิ่มเทคโนโลยีของ carbon capture เพื่อดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากกระบวนการ Coal gasification และ กระบวนการ Stream Reforming เพื่อไม่ให้ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

กระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่จะพัฒนาในเชิงพาณิชย์อีกรูปแบบ คือ กระบวนการผลิตที่เรียกว่า Pyrolysis ซึ่งเป็นการใช้ความร้อนในการแยกก๊าซไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นก๊าซไฮโดรเจนสีเทอร์คอยซ์ สำหรับการผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่ กฟผ. ดำเนินการ คือ การผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวจากการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน ในช่วงที่มีกระแสไฟฟ้ามากเกินไปที่ระบบรองรับได้ เช่น ข้อจำกัดของสายส่ง ซึ่งอาจจะนำไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตได้มาทำการแยกก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซออกซิเจน และกักเก็บก๊าซไฮโดรเจนไว้ในถังเก็บเพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำรอง เมื่อสายส่งมีข้อจำกัดลดลงก็สามารถนำก๊าซไฮโดรเจนมาผลิตเป็นไฟฟ้ากลับเข้าระบบสายส่ง หรืออาจทำการขนส่งก๊าซไฮโดรเจนผ่านท่อหรือทางรถบรรทุกไปใช้งานในพื้นที่ ที่มีความจำเป็นต้องใช้งาน นอกจากนี้ยังมีการในงานอีกกรณี คือ การนำมาผสมในก๊าซธรรมชาติ ที่เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนหรือความร้อนร่วมโดยจะส่งผลให้ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

๓.๒ การเดินทางศึกษาดูงาน

สถานีเติมก๊าซไฮโดรเจนของ PTT, PTT OR, Toyota และ BIG

โครงการนี้เป็นการร่วมมือกันของ PTT, PTT OR, Toyota และ BIG เพื่อทดลองการใช้งานรถไฟฟ้าที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง โดยเปลี่ยนไฮโดรเจนให้เป็นไฟฟ้ากระแสตรงด้วย Fuel Cell และนำไฟฟ้าที่ได้ขับเคลื่อนรถไฟฟ้า โดยนำไฮโดรเจนที่เป็นของเหลือจากกระบวนการปิโตรเคมีของโรงแยกก๊าซ ปตท. สามารถเติมรถยนต์ขนาดเล็กได้ ๑๗,๘๕๐ คันต่อวัน หรือรถบรรทุกได้ ๒,๕๐๐ คันต่อวัน ถึงขนาด ๕.๖ กิโลกรัม ใช้เวลาเติม ๕ นาที ซึ่งน้อยกว่าการเติมก๊าซ NGV ที่ใช้เวลา ๑๕ นาที และรถไฟฟ้าที่ใช้แบตเตอรี่ ๑๕ - ๓๐ นาที มีประสิทธิภาพของระบบประมาณร้อยละ ๖๐ สูงกว่ารถที่ใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน ประมาณร้อยละ ๓๕ โดยเริ่มลงมือทางอากาศไอเสียที่ออกมาจะเป็นน้ำบริสุทธิ์



ภาพที่ ๓.๑ สถานีเติมก๊าซไฮโดรเจนของ PTT, PTT OR, Toyota และ BIG

Toyota Mirai Hybrid ขนาดประมาณ Lexus สามารถนั่งได้อย่างสบาย และขับได้ระยะทางไกล มอเตอร์ไฟฟ้ากระแสสลับ ๓ เฟส ๖๐๐ โวลต์ ๑๘๐ กิโลวัตต์ (๑๓๔ แรงม้า) ระบายความร้อนด้วยน้ำ โดยมีหม้อน้ำด้านหน้า ติดตั้งแอร์ไฟฟ้า และเบรค ABS พร้อมระบบควบคุม

ใช้ก๊าซไฮโดรเจนบริสุทธิ์ ๙๙.๙๙๙% (5 K) ราคาขายต่อกิโลกรัมที่สถานีเติมก๊าซไฮโดรเจน เป็นราคาก๊าซไฮโดรเจน ที่ผลิตจากกระบวนการปิโตรเคมีของโรงแยกก๊าซ ปตท. วันละ ๑๐๐ ตัน ที่ราคาประมาณ ๑๗๕ บาทต่อกิโลกรัม เมื่อรวมค่าสถานีเติม ค่าขนส่ง ค่าบริหารจัดการ ขายกิโลกรัมละ ๔๕๐ บาท ทำให้ค่าใช้จ่าตกอยู่ที่ ๓ บาทต่อกิโลเมตร ใกล้เคียงกับการใช้น้ำมันฟอสซิล แต่เริ่มลภาวะทางอากาศ ไอเสียที่ออกมาจะได้เป็นน้ำ (H₂O) ก๊าซไฮโดรเจนนี้ถือว่าเป็นสีน้ำตาล (Brown Hydrogen) ที่ผลิตจากกระบวนการปิโตรเคมีของโรงแยกก๊าซ

ถังบรรจุไฮโดรเจนทำจาก คาร์บอนไฟเบอร์ สามารถบรรจุก๊าซไฮโดรเจนได้ ๕.๖ กิโลกรัม สามารถวิ่งได้ ๗๕๐ - ๘๐๐ กิโลเมตร (ก๊าซไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม สามารถวิ่งได้ระยะทาง ๑๓๕ - ๑๔๕ กิโลเมตร เนื่องจากถังสามารถเก็บแรงดันปลอดภัยที่ ๗๐๐ บาร์ ๓๐ องศาเซลเซียส แต่รถบรรทุกทุกก๊าซไฮโดรเจนสามารถบรรจุได้ที่ ๒๐๐ บาร์ เมื่อถึงสถานีเต็มจึงถ่ายลงสู่ถัง และเพิ่มแรงดันเป็น ๔๐๐ บาร์ เมื่อจะบรรจุเข้าสู่รถยนต์ต้องเพิ่มแรงดันเป็น ๘๐๐ บาร์ ที่อุณหภูมิ ๗๐ องศาเซลเซียส ถึงบรรจุไม่สามารถรับแรงดันขนาด ๘๐๐ บาร์ ๗๐ องศาเซลเซียสได้ จึงต้องมีการลดอุณหภูมิก๊าซไฮโดรเจนในถังเก็บลงจาก ๔๐๐ บาร์ ๓๐ องศาเซลเซียส ลงที่ -๔๐ องศาเซลเซียส เมื่อทำการเพิ่มแรงดันลงสู่ถังในรถยนต์จะได้แรงดันที่ ๗๐๐ บาร์ ๓๐ องศาเซลเซียส (เป็นไปตามกฎหมายเทอร์โมไดนามิกส์)



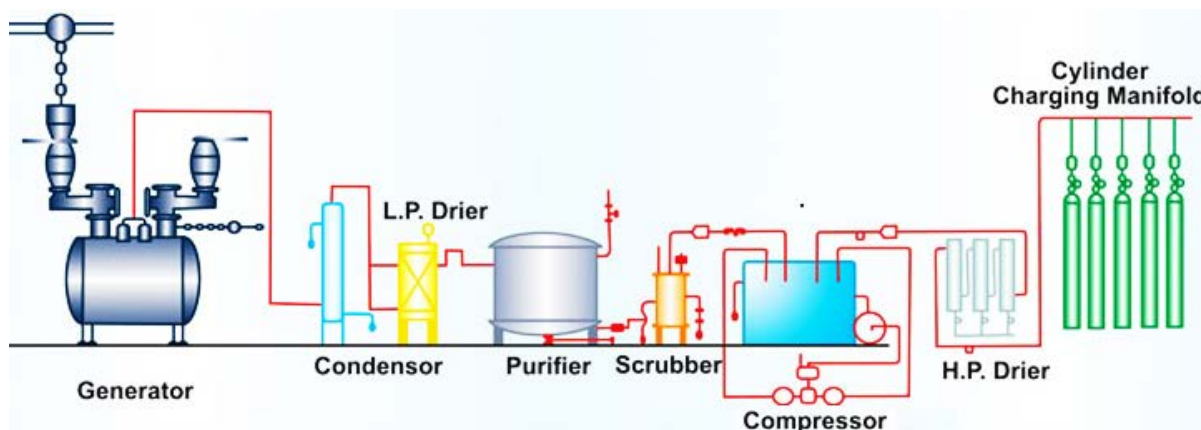
ภาพที่ ๓.๒ รถไฟฟ้าที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง

การใช้งานโดยการนำก๊าซไฮโดรเจนที่บรรจุในถังเก็บที่แรงดัน ๗๐๐ บาร์ ๓๐ องศาเซลเซียส ผ่านเข้าสู่ Fuel Cell และต่อขนานกับแบตเตอรี่ขนาน ๑.๒ กิโลวัตต์ชั่วโมง เพื่อเป็นตัวทำให้เสถียร (Buffer) ที่แรงดันไฟฟ้ากระแสตรง ๓๐๐ โวลต์ หลังจากนั้นจึงผ่านตัวควบคุม เพื่อเพิ่มแรงดัน ความถี่ และทำให้เป็น ๓ เฟส ที่ ๖๐๐ โวลต์ เมื่อเบรกจะมีการนำไฟฟ้าจากระบบเบรกเพื่อประจุไฟฟ้าในแบตเตอรี่ด้วย

โครงการไฮโดรเจนสีเขียวเพื่ออุตสาหกรรม

บริษัท Quantum Green Corporation, USA. บริษัท Green Energy Marketing (Thailand) Co., Ltd. บริษัท Watercloud International (Singapore) Pte. Ltd. ร่วมมือกันที่จะผลิต

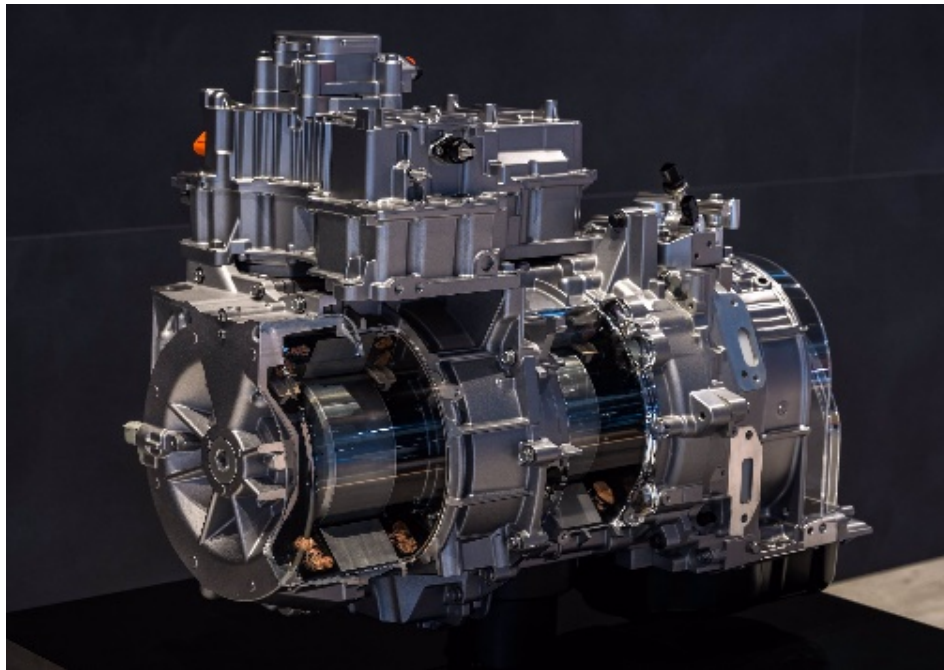
- เครื่องกำเนิด ไฮโดรเจนสีเขียว
- เครื่องกำเนิด ไฮโดรเจนสีเขียว สำหรับสถานี ประจุไฟฟ้า ให้รถไฟฟ้า
- เครื่องกำเนิด ไฮโดรเจนสีเขียว สำหรับสถานี เติมก๊าซไฮโดรเจน สำหรับ รถยนต์ รถบัส รถขนส่ง เรือ เครื่องบิน
- เครื่องกำเนิด ไฮโดรเจนสีเขียว ขนาดใหญ่สำหรับ โรงไฟฟ้าขนาด 1-100 MW-hr



ภาพที่ ๓.๓ ขั้นตอนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว

แหล่งที่มา : Watercloud International (Singapore) Pte. Ltd.

เป้าหมายเพื่อผลิตเครื่องกำเนิดก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวที่มีต้นทุนต่ำ เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม สามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวปริมาณมาก โดยใช้เวลาผลิตรวดเร็ว ไม่มีอันตรายในการจัดเก็บ เพื่อใช้กับ เครื่องยนต์ RX-8 ของ Mazda และ Renesis สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อประจุไฟฟ้า ให้กับรถไฟฟ้า และเติมก๊าซไฮโดรเจนให้กับรถที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน โดยไม่มีการขนย้ายก๊าซไฮโดรเจน บนท้องถนน และปิกเสาพาดสายเพื่อขยายเขต และกำลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้า เพื่อลดอันตรายจากอุบัติเหตุ และต้นทุนการผลิต



ภาพที่ ๓.๔ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว สำหรับประจุไฟฟ้าให้รถไฟฟ้า
แหล่งที่มา : Mazda



ภาพที่ ๓.๕ สถานีประจุไฟฟ้า และเติมก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว
แหล่งที่มา : Watercloud International (Singapore) Pte. Ltd.

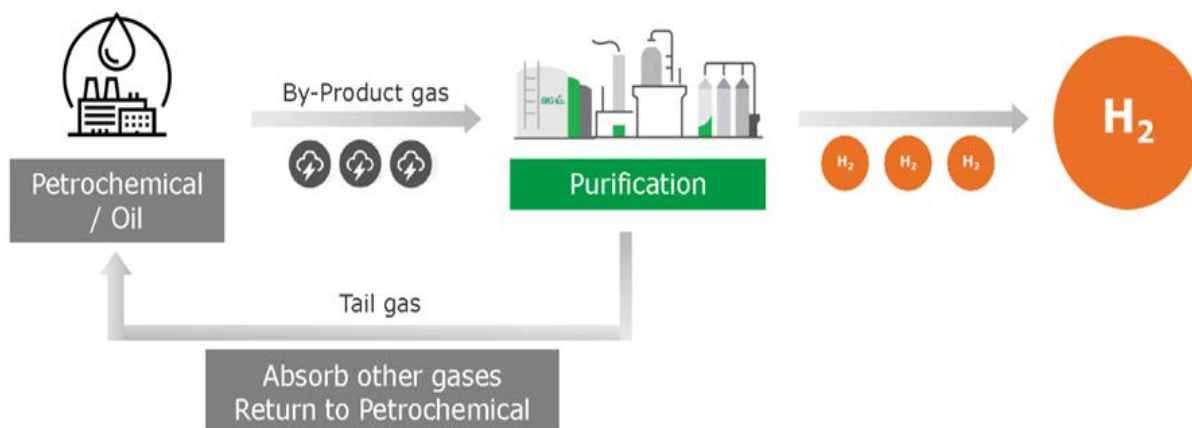
และเพื่อใช้ในโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก ถึงขนาดกลาง 1 - 100 MW-hr สำหรับ Brayton Turbine เพื่อลดการใช้ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน โดยใช้เชื้อเพลิงจากน้ำที่ได้จากการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว



ภาพที่ ๓.๖ โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสีเขียว เครื่องยนต์ LM1500 ของ GE

โรงแยกก๊าซไฮโดรเจนของบริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (BIG)

การเยี่ยมชมโรงงานแยกก๊าซไฮโดรเจนสีน้ำตาล ของบริษัท บางกอกอินดัสเทรียล แก๊ส จำกัด (BIG) ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง เมื่อวันที่ ๗ มีนาคม พ.ศ. ๒๕๖๖ เป็นโรงงานที่ใช้ผลพลอยได้ในการแยกก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Natural Gas: LNG) ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) มาทำความสะอาดให้เป็นก๊าซไฮโดรเจนสีน้ำตาล โดยใช้ความเย็นที่เกิดจากการเปลี่ยนสถานะของก๊าซธรรมชาติเหลวให้เป็นก๊าซธรรมชาติ ทำให้สามารถประหยัดพลังงานในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีน้ำตาลลงได้ร้อยละ ๔๐ ดังแสดงในรูปที่ ๓.๗



ภาพที่ ๓.๗ ขั้นตอนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากผลพลอยได้ในการแยกก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquid Natural Gas, LNG) ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

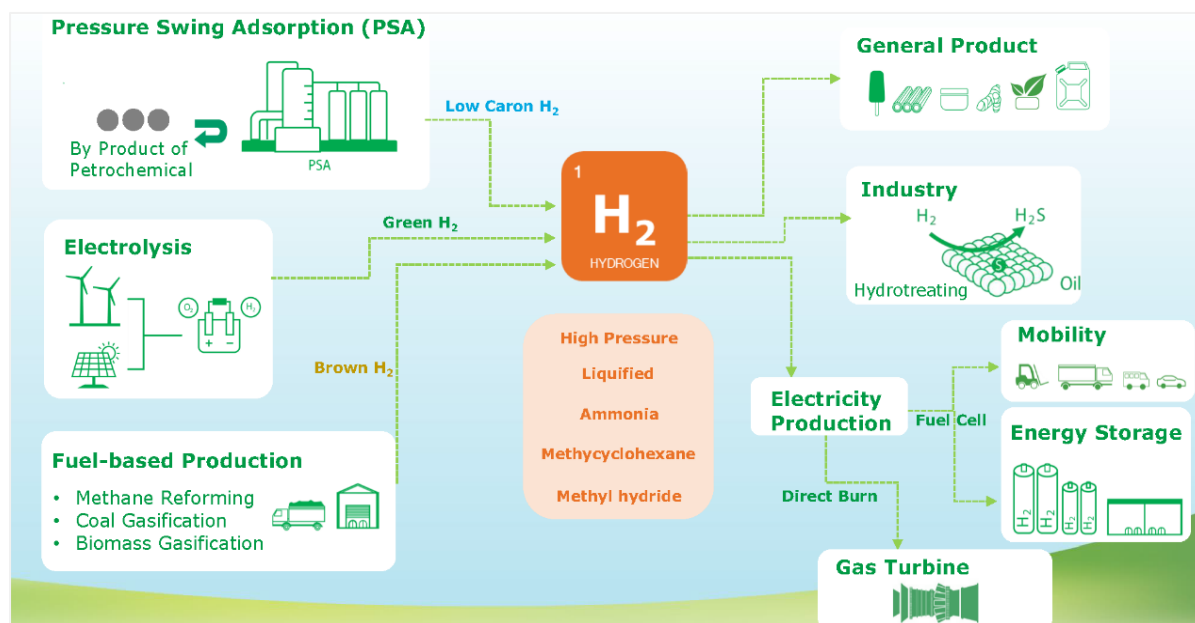
แหล่งที่มา : Bangkok Industrial Gas Co., Ltd, 2023

ก๊าซไฮโดรเจนที่เหลือจากกระบวนการปิโตรเคมีของโรงแยกก๊าซ ปตท. มีอยู่ ๑๘๕ ตันต่อวัน สามารถเติมรถยนต์ขนาดเล็กได้ ๒๒,๐๐๐ คันต่อวัน หรือรถบรรทุกได้ ๒,๕๐๐ คันต่อวัน รวมเป็นปริมาณ ๘๗ ตันต่อวัน ยังมีเหลืออีก ๘๘ ตันต่อวัน ดังแสดงในรูปที่ ๓.๘

โดยเฉลี่ยถังบรรจุก๊าซไฮโดรเจน ประเภท ๓ ขนาด ๕.๖ กิโลกรัม ใช้เวลาเติมก๊าซ ๕ นาที ซึ่งน้อยกว่าการเติมก๊าซ NGV ที่ใช้เวลา ๑๕ นาที และรถไฟฟ้าที่ใช้แบตเตอรี่ ๑๕ - ๓๐ นาที มีประสิทธิภาพของระบบประมาณร้อยละ ๖๐ สูงกว่ารถที่ใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน ประมาณร้อยละ ๓๕ โดยไร้มลภาวะทางอากาศ ไอเสียที่ออกมาจะเป็นน้ำบริสุทธิ์



ภาพที่ ๓.๘ ปริมาณการใช้ และสามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนต่อวัน
แหล่งที่มา : Bangkok Industrial Gas Co., Ltd, 2023



ภาพที่ ๓.๙ กระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจน
แหล่งที่มา : Bangkok Industrial Gas Co., Ltd, 2023

กรรมวิธีการผลิตก๊าซไฮโดรเจน สามารถทำได้หลายรูปแบบ เช่น

- การแยกน้ำด้วยไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน ได้ก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว
- การใช้ก๊าซมีเทน
- การใช้ถ่านหิน
- การใช้ชีวมวล

สำหรับกรรมวิธีของบริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด ใช้ผลพลอยได้จากการแยกก๊าซธรรมชาติเหลวของบริษัท ปตท. (มหาชน) จำกัด เป็นวัตถุดิบในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีน้ำตาลที่ปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำ โดยกรรมวิธี Pressure Swing Absorption (PSA) ดังแสดงในรูปที่ ๓.๗

การจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน สามารถทำได้หลายวิธี เช่น

- การเพิ่มแรงดันบรรจุในถัง
- การทำให้เป็นของเหลวบรรจุในถัง
- การเปลี่ยนให้เป็นแอมโมเนียเหลว
- การเปลี่ยนให้เป็น Methyl Cyclo Hexane รูปของเหลว
- การเปลี่ยนให้เป็น Methyl Hydrate รูปของเหลว

ไฮโดรเจนสามารถนำไปใช้ในอุตสาหกรรมต่าง ๆ คือ

- อุตสาหกรรมปิโตรเคมี อุตสาหกรรมเหล็ก อุตสาหกรรมรถยนต์ อุตสาหกรรมอาหาร อุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ และอื่น ๆ
- การผลิตน้ำมันดีเซล ยูโร ๕ ยูโร ๖ เพื่อแยกกำมะถันออกมา
- การผลิตไฟฟ้า
- การขนส่งทางบก ทางเรือ ทางอากาศ ทางอวกาศ และทางราง
- เป็นแหล่งสะสมพลังงานแทนแบตเตอรี่

๓.๓ การจัดสัมมนา

การจัดสัมมนาเรื่อง ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?
โดยคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา วันอังคารที่ ๑๓ มิถุนายน ๒๕๖๖ ณ ห้องจูปีเตอร์ ชั้น ๓ โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น เขตหลักสี่ กรุงเทพมหานคร

ผลสัมฤทธิ์เชิงปริมาณ

- เชิญวิทยากร จากภาครัฐ และเอกชน
- ผู้เข้าร่วมสัมมนา จำนวน ๓๑๐ คน
- การเยี่ยมชมบูธนิทรรศการ จำนวน ๑๒๐ คน ลงชื่อเยี่ยมชมตามรอบบรรยาย ๗๒ คน
- หน่วยงานที่มาร่วมสัมมนา เรียงตามจำนวนสัดส่วนผู้เข้าร่วม หน่วยงานภาครัฐ รองลงมา

คือ ภาคเอกชน สถาบันการศึกษา ตามลำดับ

สรุปประเด็นสำคัญจากการสัมมนา ดังนี้

- ๑) ช่วงเวลาที่ประเทศไทยจะสามารถนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้ได้

การใช้พลังงานไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์จะเริ่มใช้ประมาณหลังปี ค.ศ. 2030 แต่จะเริ่มใช้ได้เร็วกว่าปี ค.ศ. 2030 ได้ ซึ่งก็ขึ้นอยู่กับมาตรการสนับสนุนจากภาครัฐต้องมีนโยบายและมาตรการในการสนับสนุน โดยปัจจัยสำคัญที่จะทำให้ประเทศไทยสามารถนำ Hydrogen มาใช้เป็นพลังงานได้คือ

ภาครัฐต้องมีความพร้อมด้านกฎหมายเพื่อรองรับหรือกำหนดให้ Hydrogen เป็นพลังงาน เนื่องจากหากไม่มีกฎหมายกำหนดให้ Hydrogen เป็นพลังงาน การริเริ่มในการขับเคลื่อนให้นำ Hydrogen มาใช้เป็นพลังงานในภาคส่วนต่าง ๆ ก็จะไม่สามารถเกิดขึ้นได้ ประกอบกับหากภาครัฐกำหนดแผนงานในการลดคาร์บอนจากภาคส่วนต่าง ๆ เพื่อบรรลุเป้าหมายของความเป็นกลางทางคาร์บอน ทั้งจากพลังงานขนส่ง อุตสาหกรรม โดยกำหนดสัดส่วนของการลดการปล่อยคาร์บอน และกำหนดแนวทางการนำไฮโดรเจนเข้าไปใช้เพื่อลดคาร์บอนในสัดส่วนเท่าใด ในแต่ละภาคส่วนจะต้องใช้ไฮโดรเจนเพื่อลดคาร์บอนไดออกไซด์เท่าใด

๒) ความร่วมมือกับต่างประเทศอย่างไรเกี่ยวกับการพัฒนาพลังงานไฮโดรเจน และจุดเด่นของประเทศไทยในการพลังงานไฮโดรเจนมาใช้

การกำหนดกรอบความร่วมมือระหว่างประเทศที่ดำเนินการระหว่างรัฐต่อรัฐ ซึ่งเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) และการลดก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) จะเป็นเป้าหมายหลักในกรอบความตกลง โดยมีการพัฒนาไฮโดรเจนเป็นแนวทางและข้อเสนอลำดับแรก ๆ สำหรับหน่วยงานรัฐวิสาหกิจและภาคเอกชนและก็ได้มีความร่วมมือกับหน่วยงานและองค์กรอื่นในระดับสากล เช่น บันทึกข้อตกลงความร่วมมือเพื่อพัฒนาและลงทุนในโครงการไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) และผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้อง (Derivatives) เพื่อตอบสนองการใช้พลังงานสะอาดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ รวมถึงโอกาสการส่งออกไปยังภูมิภาคใกล้เคียง ระหว่าง บริษัท แควา พาวเวอร์ จำกัด (ACWA Power) บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การลงนามเข้าศึกษาไฮโดรเจนสีเขียวให้กับกระทรวงพลังงาน และลงนามข้อตกลงความร่วมมือโครงการริเริ่มการขยายห่วงโซ่อุปทานและการใช้ประโยชน์จากไฮโดรเจนและแอมโมเนีย เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในประเทศไทย กับบริษัท เจร่า พาวเวอร์ (ประเทศไทย) จำกัด (JERA) เพื่อศึกษาในเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับแอมโมเนีย กระบวนการกลั่นแบบแครกกิง (Cracking) แอมโมเนียให้เป็นไฮโดรเจน

ความร่วมมือกับประเทศญี่ปุ่น โดยบริษัท มิตซูบิชิ (ประเทศไทย) จำกัด, บริษัท ชิโยดะ คอร์ปอเรชั่น และบริษัท มิตซูชิ โอ.เอส.เค โกลด์ จำกัด เพื่อศึกษาไฮโดรเจนสีเขียว ตั้งแต่กระบวนการเริ่มต้นไปจนถึงขั้นตอนสุดท้าย (Value Chain) ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจน

ความร่วมมือกับประเทศออสเตรเลีย ซึ่งประเทศออสเตรเลียมีแหล่งทรัพยากรพลังงานไฮโดรเจนค่อนข้างมาก และมีท่าเรือที่ใช้สำหรับการขนส่งไฮโดรเจนจากประเทศออสเตรเลียไปที่ประเทศญี่ปุ่น จึงถือว่าความร่วมมือกับประเทศออสเตรเลียเป็นจุดเริ่มต้นที่ดีในการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนของประเทศไทย

ความร่วมมือกับประเทศสหรัฐอเมริกา และประเทศเยอรมนี เพื่อถอดบทเรียนจากการพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนของประเทศต่าง ๆ มาปรับใช้ในประเทศไทย

การลงนาม MOU เพื่อร่วมมือกันในการบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอน นอกจากนี้ บริษัท โตโยต้า ได้ร่วมมือกับ บริษัท เครือเจริญโภคภัณฑ์ จำกัด (ซีพี) เพื่อผลักดันเป้าหมายสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนในประเทศไทยด้วย โดยในส่วนของจัดการด้านพลังงานและการใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น ชีวมวล (Biomass) เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรหรือมูลสัตว์มาผลิตเป็นพลังงานไฮโดรเจนส่งไปทำการแครกกิงที่ญี่ปุ่น ซึ่งได้มีการผลิตและนำมาทดลองใช้แล้ว เป็นต้น

๓) ประเด็นผลกระทบต่อราคาไฟฟ้าหากมีการนำไฮโดรเจนมาผลิตไฟฟ้า

ตามหลักการคำนวณราคาไฟฟ้าราคาไฟฟ้าสะท้อนตามต้นทุนราคาพลังงาน องค์การพลังงานระหว่างประเทศ (IEA) ได้พยากรณ์ราคาพลังงานไฮโดรเจนจากการผลิตแต่ละแหล่ง ในปี ค.ศ. 2030 พบว่าพลังงานไฮโดรเจนที่ผลิตโดยกระบวนการ Electrolysis ราคาจะลดลงประมาณ ๓ เหรียญต่อ ๑ กิโลกรัม เมื่อเทียบกับการผลิตโดยใช้ก๊าซธรรมชาติผสมกับเทคโนโลยีดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage) คือ ราคาประมาณ ๒ เหรียญ จากการพยากรณ์ดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าพลังงานไฮโดรเจนสีเขียวจะลดลงมาเรื่อย ๆ และปัจจัยในเรื่องของการขยายขนาดการผลิตที่มากขึ้น (Economies of Scale) จะส่งผลให้ราคาพลังงานไฮโดรเจนลดลงได้เร็วขึ้นด้วย

๔) การนำไฮโดรเจนมาใช้งานในรูปแบบอื่น ๆ นอกจากการนำมาผสมในก๊าซธรรมชาติ สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า หรือการนำมาเป็นเชื้อเพลิงให้กับเซลล์เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าให้กับรถยนต์

การนำไฮโดรเจนมาใช้งานนอกจากการด้านการขนส่ง มีการใช้งานในรถยนต์ส่วนบุคคล รถบัส รถเทรลเลอร์ รถโฟล์คลิฟต์ ได้มีการเชื่อมต่อเส้นทางการเดินทาง ผ่านระบบ Mobility แล้ว นอกจากนี้มีการนำมาใช้งานในเรือ (เรือยอร์ชของประเทศฝรั่งเศส) ได้เข้ามาจอดเทียบที่ท่าเรือพัทยา (ประมาณเดือนเมษายน ๒๕๖๕) โดยใช้ Solar Cell และกักเก็บลมในการผลิตพลังงานไฮโดรเจน

รถไฟ (ประเทศเนเธอร์แลนด์) ขับเคลื่อนโดยการใช้เซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) เป็นรถจักรไฟฟ้า (Electric Locomotive) สามารถบรรจุไฮโดรเจนได้ประมาณ ๙๙ กิโลกรัม และขับได้ระยะทาง ๖๐๐ กิโลเมตร จะเห็นได้ว่าเทคโนโลยีด้านพลังงานมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง และคาดว่าในอนาคตจะสามารถนำเทคโนโลยีต่าง ๆ มาใช้พัฒนาพลังงานไฮโดรเจนได้

นอกจากนี้ มีการนำเสนอแนวคิดเพื่อพัฒนาโครงการรถไฟความเร็วสูง เพื่อเชื่อมต่อเส้นทางระหว่างสนามบิน ภายใต้โครงการระบบรถไฟฟ้ามหานครสายเชื่อมท่าอากาศยาน (Airport Rail Link) จากสนามบินอู่ตะเภาไปยังสนามบินสุวรรณภูมิและสนามบินดอนเมือง ซึ่งมีข้อได้เปรียบจากสถานที่ผลิตไฮโดรเจนอยู่ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดสามารถเชื่อมต่อเข้าระบบมายังสนามบินอู่ตะเภาได้ หากสามารถนำมาใช้กับรถไฟฟ้ามหานครสายเชื่อมท่าอากาศยานก็จะส่งผลให้การใช้โครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน (Infrastructure) โดยเฉพาะสายส่งไฟฟ้าลดลง

เครื่องบิน สายการบินของลุฟท์ฮันซ่า (Lufthansa) ประเทศเยอรมัน อยู่ระหว่างการศึกษาเพื่อนำมาใช้งานในส่วนของการภาคพื้นผิวโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน (Infrastructure) มีความเหมาะสมหรือไม่ เพียงใด แต่ในส่วนของการอากาศยานก็ยังคงอยู่ระหว่างการศึกษาพัฒนา

การนำไปใช้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งไม่ต้องคำนึงถึงการลดคาร์บอนเท่าใด เพราะขึ้นอยู่กับทางเลือกชนิดของไฮโดรเจนมาใช้งาน หากใช้ไฮโดรเจนสีเขียวก็จะลดคาร์บอนได้ในปริมาณสูงสุด หรือหากเลือกใช้สีฟ้าปริมาณคาร์บอนที่ลดลงได้ก็จะลดลงได้น้อยตามลำดับ ด้านเครื่องจักรอุปกรณ์ไม่ต้องเปลี่ยน จะทำการเปลี่ยนเฉพาะชนิดเชื้อเพลิงที่จะเข้าไป โดยใช้เงินลงทุนน้อยสุด และในกรณีของความคล่องตัวและสะดวกต่อการนำมาใช้งาน หากจะวางโครงข่ายการขนส่ง ผ่านทางรถบรรทุก อาจจะทำการขนส่งได้ในปริมาณที่จำกัด จึงได้พิจารณาการนำมาใช้งานในรถไฟ เพราะการดำเนินงานของสถานีเติมไฮโดรเจนก็ติดตั้งที่สถานีปลายทาง จึงส่งผลให้การลงทุนโครงสร้างพื้นฐานต่ำมาก

โดยในปัจจุบัน ไฮโดรเจนเพียงร้อยละ ๒ ของปริมาณ สามารถลดมลภาวะให้เป็นศูนย์หรือเกือบทั้งหมดได้ เพราะฉะนั้น แนวทางการลดมลภาวะในรถยนต์ รถไฟ หรือรถเครื่องยนต์ดีเซล ซึ่งในปัจจุบันประสบปัญหาฝุ่นละอองขนาดเล็ก (PM 2.5) อยู่ นั่น หากปัจจุบัน ปตท. มีไฮโดรเจนคงเหลือจากการใช้งาน ๑๐๐ ตันต่อวัน ซึ่งหากแย่งการใช้งานออกเป็นส่วนตัวต่าง ๆ เช่น ใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ หรือจัดสรรเพื่อใช้ในการลดปัญหามลภาวะที่เกิดขึ้น ซึ่งผลการดำเนินงานพบว่าสามารถลดไนโตรสออกไซด์ ฝุ่นละอองขนาดเล็ก (PM 2.5) โดยไม่ต้องใช้เงินลงทุนสูง ในขณะเดียวกัน การนำไปใช้งานในโรงไฟฟ้า โดยใช้ไฮโดรเจน ร้อยละ ๒ สามารถลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงลงได้ ร้อยละ ๓๐ ซึ่งมีผลการวิจัยทางวิชาการ ดังนั้น จึงขึ้นอยู่กับนโยบายของภาครัฐหรือกฎหมายที่จะเป็นตัวกำหนดหรือแบ่งประเภทการใช้งานของไฮโดรเจน ตามแนวทางและปัจจัยที่จะนำไปใช้ประโยชน์ เช่น การนำไปใช้เพื่อลดมลพิษ การนำไปใช้เพื่อลดต้นทุนเชื้อเพลิง เพราะปัจจุบันการแข่งขันของตลาดสินค้าต่าง ๆ ขึ้นอยู่กับต้นทุนการผลิตด้านพลังงานทั้งค่าไฟและค่าขนส่ง ซึ่งหากมีการกำหนดประเภทของไฮโดรเจนอย่างชัดเจน ก็จะสามารถลดต้นทุนการผลิตและลดมลภาวะที่เกิดขึ้นได้อย่างแท้จริง

๕) ความพร้อมของหน่วยงานในการรองรับการใช้งานไฮโดรเจน

ความพร้อมของภาครัฐ : ภาครัฐมีความพร้อมในการดำเนินการ ส่งเสริม และสนับสนุน โดยมีการกำหนดนโยบายที่ชัดเจนในการส่งเสริมการใช้พลังงานไฮโดรเจนในประเทศ เพียงแต่ในรายละเอียดวิธีการต้องมาพิจารณาเพิ่มเติมอีกครั้ง สำหรับการดำเนินงานของหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ เช่น กฟผ. มีโครงการที่ดำเนินการ คือ Wind Hydrogen Hybrid ที่เขื่อนลำนางรอง โดยเป็นการผลิตพลังงานไฮโดรเจนด้วยพลังงานลมเพื่อจ่ายไฟให้กับศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. ลำนางรอง ซึ่ง กฟผ. ถือว่ามีความพร้อมในระดับหนึ่ง

๖) แผนระยะสั้นปี 2023 - 2030 การนำไฮโดรเจนมาผลิตไฟฟ้าเบื้องต้นคาดว่าจะนำสีเขียวหรือสีฟ้า แต่ยังคงมีความซับซ้อนในเรื่องการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ โดยนำร่องให้โรงไฟฟ้าใช้ก๊าซไฮโดรเจนมาผสมกับก๊าซธรรมชาติ ต้องมีสัดส่วนการผสมที่ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อโครงสร้างรองรับของท่อก๊าซเนื่องจากคุณสมบัติของไฮโดรเจนจะส่งผลให้เกิดการกัดกร่อนต่อท่อก๊าซได้

๗) แผนไฮโดรเจนของประเทศ ทางภาครัฐได้มีการประเมินความต้องการใช้ในประเทศ (Domestic demand) เทียบกับความต้องการผลิตในประเทศ (Domestic supply) โดยการประเมินโดยพิจารณาถึงความต้องการใช้และความต้องการผลิตให้มีความสมดุลกัน แต่ในช่วงแรกภาครัฐจะส่งเสริมความต้องการในประเทศให้เพียงพอ ก่อน supply ให้เต็มที่ก่อนตามศักยภาพที่สามารถทำการผลิตได้ ซึ่งความต้องการใช้งานในประเทศในช่วงเริ่มต้นคงไม่ได้เป็นไปแบบก้าวกระโดด เพราะฉะนั้น ปริมาณความต้องการใช้งานก็จะไปตามความสามารถในการผลิตในประเทศ ซึ่งคาดว่าจะในช่วงปี 2025 - 2027 น่าจะมีการนำมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้ ซึ่งการส่งเสริมให้มีการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในประเทศให้เพียงพอ ถ้าความต้องการใช้มากกว่าความต้องการผลิตจึงพัฒนาไปสู่การนำเข้า ซึ่งนอกจากการขนส่งแบบแอมโมเนีย ก็ยังมีการขนส่งในรูปแบบของเหลวซึ่งยังคงมีปัญหาในเรื่องการสูญเสียพลังงาน ดังนั้น ในช่วงต้นของการดำเนินงานส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนก็มุ่งเน้นในเรื่องของการผลิตเพื่อใช้งานในประเทศเป็นหลัก

๘) การส่งเสริมการลงทุน สนับสนุนงานวิจัยในเทคโนโลยีไฮโดรเจน

ภาครัฐมีการกำหนดกรอบในการส่งเสริมการใช้พลังงานไฮโดรเจน แบ่งออกเป็น ๔ ยุทธศาสตร์ คือ ๑) การส่งเสริมความต้องการใช้พลังงานไฮโดรเจน ๒) การสร้างอุตสาหกรรม ๓) การพัฒนา

โครงสร้างพื้นฐาน และ ๔) การปรับปรุงกฎ ระเบียบที่เกี่ยวข้อง ซึ่งในรายละเอียดต้องมาพิจารณา ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอีกครั้ง ต้องสอบถามผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย เช่น การสร้างแรงจูงใจในการใช้ การส่งเสริมการลงทุน การบัญญัติกฎหมายที่ไม่เป็นอุปสรรคในการประกอบธุรกิจ เป็นต้น ซึ่งจะต้องเก็บรวบรวมข้อมูลเพื่อให้การกำหนดมาตรการมีความชัดเจน อย่างไรก็ตามมาตรการ ที่มีการกำหนดก็ต้องมีความยืดหยุ่นปรับเปลี่ยนได้ตามสถานการณ์ ทั้งจากปัจจัยความเปลี่ยนแปลง จากเทคโนโลยี มาตรการการใช้งานที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจะมีการกำหนดรายละเอียดตามมาในระยะอันใกล้ ทั้งนี้ กองทุนส่งเสริมและอนุรักษ์พลังงานน่าจะนำมาใช้สนับสนุนในการศึกษาวิจัยที่เกี่ยวข้อง เช่น การสกัดแอมโมเนีย หรืออื่น ๆ จะส่งผลให้มีโอกาสที่การทำวิจัยจะมีความก้าวหน้ามากขึ้น

๙) นโยบายให้ความช่วยเหลือหากเกิดผลกระทบต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง ๓ การไฟฟ้า จากการทดลองใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชน

การดำเนินงานที่มีการเปลี่ยนแปลงย่อมเกิดผลกระทบต่อกระบวนการหรือวิธีการ รูปแบบเดิมที่ดำเนินการมาก่อนหน้า แต่อย่างไรก็ตาม ในการบริหารนโยบายต้องพิจารณาภาพรวม ของประเทศเป็นหลัก ถ้าโครงการใหม่ ๆ ที่ขึ้นมันสมประโยชน์กับภาพรวมทั้งประเทศในทุกมิติ เป็นผลไปในทางบวกมากกว่าผลในทางลบกับประเทศ ฝ่ายนโยบายก็จะกำหนดนโยบายเพื่อสนับสนุนได้ ซึ่งในต่างประเทศการเกิดขึ้นของโครงการใหม่ ๆ ไม่ว่าจะเป็นโครงการเกี่ยวกับไฮโดรเจนหรือพลังงานอื่น ๆ เป็นการดำเนินการเชิงนโยบาย ซึ่งต้องการการสนับสนุนทั้งสิ้น

๑๐) หากโรงงานอุตสาหกรรมต้องการใช้ไฮโดรเจนจะต้องมีการ Switching fuel มีผลการศึกษา หรือมีโรงงานที่นำร่องดำเนินการแล้วหรือไม่ ขณะนี้โรงงานอุตสาหกรรมที่มีการผลิตเพื่อส่งออกไปยัง สหภาพยุโรปและอเมริกา เช่น อุตสาหกรรมเหล็ก อุตสาหกรรมอลูมิเนียม และอุตสาหกรรมซีเมนต์ เป็นต้น ได้เริ่มหรือบ้างแล้ว ในทางเทคนิค โรงงานอุตสาหกรรมมีเตาหลอมซึ่งมีสถานะเพียงพอต่อการทนความร้อน สามารถดำเนินการได้ ดังนั้น นับตั้งแต่ปัจจุบันจนถึง ค.ศ. 2030 ซึ่งเป็นยุคการเปลี่ยนผ่านพลังงานดั้งเดิม ไปสู่พลังงานสะอาด (Energy transition) การผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ ไม่ได้ก่อให้เกิดปัญหา ทางเทคนิคเชิงวิศวกรรม แต่ประเด็นสำคัญคือต้นทุนทางเศรษฐกิจที่จะนำเอาไฮโดรเจนเข้ามา หากภาครัฐมีนโยบายที่จะส่งเสริมแรงจูงใจต่อผู้ใช้

๑๑) ความปลอดภัยสำหรับการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์

หากพิจารณาจากการใช้งานรถยนต์ CNG กับพลังงานไฮโดรเจนจะใช้ระบบกักเก็บ พลังงานเหมือนกัน แต่วิธีการนำพลังงานมาใช้จะแตกต่างกันคือ รถยนต์ CNG จะเป็นการเผาไหม้ใน เครื่องยนต์ ส่วนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน เมื่อปีที่แล้วบริษัท TOYOTA ได้นำรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน ที่เกิดจากการสันดาปภายในไปแข่งขันที่สนามช้าง อินเตอร์เนชั่นแนล เซอร์กิต จังหวัดบุรีรัมย์ ซึ่งเป็นการสะท้อนว่าสามารถนำรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนมาใช้ในการแข่งขัน Motor Sport และช่วยลดมลภาวะทางสิ่งแวดล้อมควบคู่ไปด้วย

ด้านความปลอดภัย ไฮโดรเจนเป็นธาตุที่เบาที่สุด หากมีการรั่วไหลจะลอยขึ้นไปในอากาศ ประกอบกับการออกแบบห้องโดยสารของรถยนต์จะมีระบบห่อหุ้ม (ZEAL) และถังไฮโดรเจนจะติดตั้งไว้ ภายนอกรถยนต์ ถ้าไฮโดรเจนเกิดการรั่วไหลก็จะระเหยและจะลอยสูงขึ้น นอกจากนี้ ยังมีระบบวาล์วถังแก๊ส และหัวถังบรรจุก๊าซควบคุม (Control) ความปลอดภัยไว้อีกช่องทางหนึ่งด้วย

ส่วนการประจุดีไฟ แม้ว่าไฮโดรเจนจะสามารถดีไฟได้ง่ายกว่า แต่ถ้าหากไม่ครบองค์ประกอบของ ๓ ประการ คือ ไฮโดรเจน อากาศ และเปลวไฟ ก็จะไม่สามารถดีไฟได้ ในขณะที่น้ำมันเชื้อเพลิงทุกประเภท เช่น น้ำมันเบนซิน เมื่อเจออากาศหรือเปลวไฟ ก็สามารถประจุดีไฟได้เช่นกัน

๑๒) กรณีสถานีชาร์จยานยนต์ไฟฟ้าเมื่อ ๕ ปีที่แล้ว ภาครัฐได้มีการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานสำหรับการชาร์จยานยนต์ไฟฟ้า ถ้าเป็นกรณีของสถานีเดิมไฮโดรเจน

ภาครัฐการพิจารณาโครงสร้างพื้นฐานได้กำหนดไว้ในแผนประเมินความพร้อม เช่น กรณีการส่งเสริมไฮโดรเจนจะต้องมีการใช้โครงสร้างพื้นฐานในการรองรับอย่างไร แต่ปัจจุบันปริมาณการใช้งานที่ชัดเจนยังไม่ได้ระบุแน่ชัดส่งผลให้ยังไม่สามารถประเมินโครงสร้างพื้นฐานได้ว่าจะมีการพัฒนามากน้อยเพียงใด ซึ่งภาครัฐจะเป็นผู้ดำเนินการหลักในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานให้เพียงพอต่อการใช้งาน ต้นแบบของการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับก็คงจะเป็นไปในลักษณะเดียวกันกับการส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฟฟ้า (EV) ซึ่งจะต้องมีความพร้อมในด้านการผลิตที่เพียงพอและมีระบบในการติดตาม การบริหารจัดการข้อมูล

๑๓) ข้อเสียหรือจุดด้อยของการใช้งานรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน

จากการทดลองใช้รถยนต์พลังงานไฮโดรเจน ระยะทางประมาณ ๒๐,๐๐๐ - ๓๐,๐๐๐ กิโลเมตร ยังไม่พบปัญหาจากการใช้งานแต่อย่างใด แต่จะมีปัญหาเกี่ยวกับการเติมไฮโดรเจน คือ การเติมไฮโดรเจนยังต้องอาศัยผู้มีความรู้ความเชี่ยวชาญเฉพาะด้าน ซึ่งต้องติดตั้งระบบให้เหมาะสมกับการใช้งานเทคโนโลยีต่าง ๆ ของรถทั้งคันด้วย เพื่อให้สามารถขับรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนได้อย่างอย่างสมบูรณ์มากที่สุด

๑๔) หากสุดท้ายมีการเลือกใช้พลังงานไฮโดรเจนขึ้นมา ประเทศไทยมีโครงสร้างพื้นฐานบางส่วนที่จะสามารถใช้ควบคู่ไปกับก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนได้ ดังนั้นการเข้ามาของพลังงานไฮโดรเจนถือเป็นการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ซึ่งถ้าพิจารณาถึงโครงการ Wind Hydrogen Hybrid ที่ กฟผ. ทำคือ มีความต้องการที่จะให้พลังงานไฮโดรเจนเป็นส่วนประกอบสำคัญในการให้พลังงานทดแทนสามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้แบบ Firm การเข้ามาของไฮโดรเจนจะเป็นส่วนช่วยให้พลังงานทดแทนสามารถดำเนินการผลิตไฟฟ้าได้มีความเสถียรเพิ่มมากขึ้น

ไฮโดรเจนจะเป็นส่วนเสริมกับการใช้งานในระบบอื่น ๆ ไม่ว่าจะเป็น ระบบกักเก็บพลังงาน หากในอนาคตประเทศไทยมีการใช้งานพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น เช่น การดำเนินงานในออสเตรเลียที่มีการวิจัยรูปแบบการกักเก็บพลังงานแบบผสมผสานระหว่างการเก็บไฟฟ้าในแบตเตอรี่รู้กับการกักเก็บพลังงานในรูปแบบไฮโดรเจนแล้วนำมาผลิตไฟฟ้าได้อีกทาง

บทที่ ๔

ผลการศึกษา ข้อพิจารณา และการอภิปรายผลข้อมูล

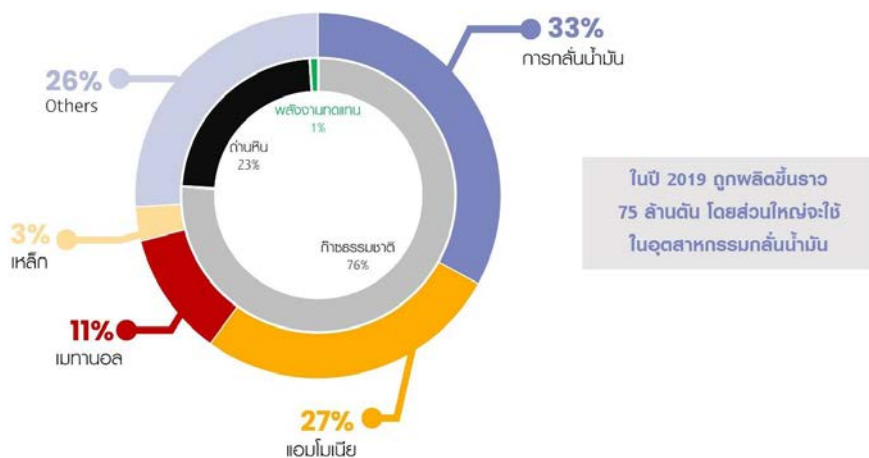
๔.๑ ผลการศึกษา

การประกาศเป้าหมายลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิจนเป็นศูนย์ (net zero) ของหลายประเทศ และบริษัทชั้นนำทั่วโลก เป็นแรงผลักดันสำคัญที่ช่วยขับเคลื่อนให้ไฮโดรเจนที่ผลิตโดยกระบวนการที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ เป็นเทคโนโลยีสะอาดที่กำลังก้าวขึ้นมาเป็นบทบาทสำคัญในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากขึ้น เนื่องจากไฮโดรเจนสามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้หลากหลาย โดยปัจจุบันทุกภาคส่วนต้องเร่งลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพื่อให้บรรลุเป้าหมาย net zero ที่ตั้งไว้ นอกจากนี้เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการผลิต และใช้ไฮโดรเจน เป็นหนึ่งในอุตสาหกรรมที่มีความสำคัญเชิงยุทธศาสตร์ ที่หลายประเทศกำลังแข่งขันเพื่อชิงตำแหน่งผู้นำทางเทคโนโลยี จึงเห็นได้ว่ารัฐบาลในหลาย ๆ ประเทศ เร่งสนับสนุนงบประมาณพัฒนาเทคโนโลยี รวมทั้งนโยบายสนับสนุนด้านการสร้างตลาด เพื่อสนับสนุนความต้องการการใช้ไฮโดรเจน การแข่งขันด้านเทคโนโลยีของประเทศเหล่านี้จะช่วยให้ต้นทุนเทคโนโลยีด้านไฮโดรเจนมีแนวโน้มลดลงอย่างรวดเร็ว ยกตัวอย่างเช่น สหภาพยุโรปที่ตั้งเป้าหมายราคาของเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolyzer) ให้ลดลงจากราว ๙๐๐ ยูโรต่อกิโลวัตต์ ในปี 2020 เป็น ๔๕๐ ยูโรต่อกิโลวัตต์ภายในปี 2030 ซึ่งจะเป็นส่วนช่วยสำคัญให้ราคาไฮโดรเจนสีเขียวลดลงด้วย โดยราคาไฮโดรเจนสีเขียวในยุโรป ปัจจุบัน จะอยู่ที่ราว ๕ ยูโรต่อกิโลกรัม แผนยุทธศาสตร์มีเป้าหมายที่จะลดราคาลง เป็น ๑.๑ - ๒.๔ ยูโรต่อกิโลกรัม ภายในปี 2030 หรือลดลงเกินกว่าครึ่งหนึ่งของราคาปัจจุบัน แผนไฮโดรเจนของแต่ละประเทศมีความแตกต่างกันตามบริบทของอุปสงค์ - อุปทาน โครงสร้างพื้นฐาน และความมั่นคงทางพลังงาน ปัจจุบันมีโครงการที่เกี่ยวข้องกับการผลิตและใช้ไฮโดรเจนมากกว่า ๒๐๐ โครงการที่ประกาศแล้วทั่วโลก โดยยุโรปเป็นผู้นำในด้านจำนวนโครงการไฮโดรเจนที่ประกาศเปิดตัว และครอบคลุมทั้งห่วงโซ่คุณค่าของไฮโดรเจนรวมทั้งกลางน้ำและปลายน้ำ เพื่อที่จะสนับสนุนเศรษฐกิจไฮโดรเจนแบบบูรณาการโดยเน้นการใช้ในสหภาพยุโรปและประเทศใกล้เคียง ส่วนประเทศผู้ส่งออกน้ำมันหลักอย่างซาอุดีอาระเบีย ตั้งเป้าหมายจะเป็นผู้ผลิตไฮโดรเจนเป็นอันดับ ๑ ของโลก ซึ่งจะผลิตไฮโดรเจนให้ได้ ๔ ล้านตันต่อปี ภายในปี 2030 ในขณะที่โครงการของญี่ปุ่นและเกาหลี เน้นด้านอุปสงค์และการใช้งานมากกว่า และจะพึ่งพาอุปทานของไฮโดรเจนจากตลาดโลก เนื่องจากทั้งสองประเทศไม่มีทรัพยากรเพียงพอที่จะสามารถผลิตไฮโดรเจนเพื่อสนองความต้องการใช้ในประเทศได้ โดยญี่ปุ่นมีแผนนำเข้าไฮโดรเจนจากออสเตรเลีย โดยออสเตรเลียตั้งเป้าหมายที่จะเป็นผู้ส่งออกไฮโดรเจนรายใหญ่ของโลกเช่นเดียวกับชิลี เนื่องจากสองประเทศนี้มีทรัพยากรทางธรรมชาติและโครงสร้างพื้นฐานที่เอื้อให้เป็นผู้นำด้านการส่งออกไฮโดรเจนได้ การพัฒนาทั้งในด้านเทคโนโลยี และในด้านตลาดซื้อขายนี้ จะทำให้ไฮโดรเจนมีแนวโน้มที่จะเป็นสินค้าที่มีการซื้อขายทั่วโลกคล้ายกับเชื้อเพลิงฟอสซิลในปัจจุบัน



ภาพที่ ๔.๑ เส้นทางการขนส่ง Hydrogen ที่คาดว่าจะเกิดขึ้น
ที่มา : การวิเคราะห์โดย EIC จากข้อมูลของ McKenzie Energy Insight และ Hydrogen council

จากแผนโครงการเทคโนโลยีไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้นและการสนับสนุนของรัฐบาลต่าง ๆ ส่งผลให้ IEA คาดการณ์ว่าการใช้ไฮโดรเจนจะเพิ่มขึ้นเจ็ดเท่า หรือ ๕๒๐ ล้านตันภายในปี 2070 ปัจจุบันการใช้ไฮโดรเจนมีบทบาทหลักในการเป็นวัตถุดิบในกระบวนการกลั่นน้ำมัน กระบวนการผลิตแอมโมเนียซึ่งเป็นวัตถุดิบของการผลิตปุ๋ยและปิโตรเคมีบางชนิด และกระบวนการผลิตเหล็ก ซึ่งเป็นอุตสาหกรรมที่ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ยาก โดยไฮโดรเจนที่ใช้ในกระบวนการผลิตเหล่านี้ส่วนใหญ่เป็นไฮโดรเจนที่ผลิตมาจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ผ่านกระบวนการที่เรียกว่า steam reforming ซึ่งนำเอามีเทน (CH_4) จากก๊าซธรรมชาติและไอน้ำมาทำปฏิกิริยากันที่อุณหภูมิสูงเพื่อให้ได้โมเลกุลของไฮโดรเจน (H_2) และมี by-product คือ คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) และคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ไฮโดรเจนที่ผลิตจากวิธีนี้เรียกว่า ไฮโดรเจนสีเทา (Grey Hydrogen) ซึ่งวิธีนี้เป็นวิธีที่ต้นทุนต่ำที่สุด มีประสิทธิภาพมากที่สุด และนิยมใช้กันมากที่สุด อย่างไรก็ตาม การผลิต ไฮโดรเจนสีเทา ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ทั้งจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล และจากกระบวนการผลิต ปัจจุบันจึงมีความพยายามที่จะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการผลิตไฮโดรเจน โดยไม่ใช่เชื้อเพลิงฟอสซิล หรือกักเก็บคาร์บอนที่เกิดจากกระบวนการผลิตไม่ให้เข้าสู่ชั้นบรรยากาศ



ภาพที่ ๔.๒ ปัจจุบันไฮโดรเจนส่วนมากจะผลิตโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล มีเพียงส่วนน้อยเท่านั้นที่ผลิตโดยใช้พลังงานทดแทน ซึ่งส่วนมากจะถูกนำไปใช้อุตสาหกรรมกลั่นและเป็นวัตถุดิบสำหรับปิโตรเคมี
ที่มา : การวิเคราะห์โดย EIC จากข้อมูลของ IEA และ IRENA

การผลิตไฮโดรเจนสามารถทำได้จากหลายกระบวนการ และวัตถุดิบ ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตและปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแตกต่างกันด้วย การผลิตไฮโดรเจนสามารถจำแนกออกได้เป็นประเภทต่าง ๆ ตามเชื้อเพลิงที่ใช้ และการปล่อยคาร์บอนจากกระบวนการผลิต โดยจะจำแนกความแตกต่างด้วยชื่อที่เป็นสี ได้แก่

➢ ไฮโดรเจนสีน้ำตาล (Brown hydrogen) ผลิตโดยใช้ถ่านหินผ่านกระบวนการ coal gasification โดยไฮโดรเจนสีน้ำตาลส่วนใหญ่จะผลิตในประเทศจีนเนื่องจากมีทรัพยากรถ่านหินปริมาณมาก ซึ่งการผลิตไฮโดรเจนด้วยวิธีนี้ปล่อยก๊าซคาร์บอนราว ๑๖ กิโลกรัมต่อ ๑ กิโลกรัมของไฮโดรเจนที่ผลิตได้

➢ ไฮโดรเจนสีเทา เป็นไฮโดรเจนที่ได้จากกระบวนการ steam reforming โดยใช้ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมัน โดยกระบวนการผลิตนี้ปล่อยก๊าซคาร์บอนราว ๙ กิโลกรัมต่อ ๑ กิโลกรัมของไฮโดรเจนที่ผลิตได้ ปัจจุบันก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตทั่วโลกส่วนใหญ่เป็นไฮโดรเจนสีเทา (Grey hydrogen) ที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติ ซึ่งหากไม่มีกลไกกำหนดราคาปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ไฮโดรเจนสีเทานั้นจะมีราคาถูกอยู่ที่ ๑ - ๒ ยูโรต่อกิโลกรัม (หรือประมาณ ๓๘ - ๗๗ บาทต่อกิโลกรัม)

➢ ไฮโดรเจนสีเทอร์ควอยซ์ (Turquoise hydrogen) ที่ผลิตโดยกระบวนการ methane pyrolysis โดยแยกมีเทนออกเป็นคาร์บอน และไฮโดรเจน โดยคาร์บอนที่ผลิตออกมาสามารถนำไปใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมได้ อย่างไรก็ตาม methane pyrolysis ยังอยู่ในช่วงการพัฒนา และยังไม่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์

➢ ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน เป็นไฮโดรเจนที่ได้จากกระบวนการเดียวกับไฮโดรเจนสีเทา แต่เพิ่มเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน หรือ Carbon Capture Utilization and Storage: CCUS ซึ่งจะช่วยลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ โดยการผลิตไฮโดรเจนสีน้ำเงินจะปล่อยก๊าซคาร์บอนราว ๓ - ๖ กิโลกรัมต่อ ๑ กิโลกรัมของไฮโดรเจนที่ผลิตได้ การเติบโตของยอดการใช้งาน ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน ยังคงเป็นไปอย่างช้า ๆ เนื่องจากรอการพัฒนาของโรงงาน CCUS ให้มีขนาดใหญ่มากขึ้นเพื่อที่จะทำให้ต้นทุนการดักจับ และกักเก็บคาร์บอนลดลง

อย่างไรก็ดี ไฮโดรเจนสีน้ำเงินยังมีข้อจำกัด เพราะไฮโดรเจนสีน้ำเงินยากที่จะทำให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของกระบวนการผลิตเป็นศูนย์ได้ เนื่องจากการดักจับคาร์บอนสามารถทำได้ร้อยละ ๙๐ และการผลิตก๊าซธรรมชาติจะมีการรั่วไหลของก๊าซเรือนกระจกที่เรียกว่า fugitive emissions

ไฮโดรเจนสีน้ำเงินมีต้นทุนการผลิตที่แพงกว่าไฮโดรเจนสีเทา จากต้นทุนในการติดตั้ง CCUS อย่างไรก็ตาม ในอนาคตต้นทุนมีแนวโน้มที่จะลดลงเมื่อเทียบกับไฮโดรเจนสีเทา หากมีการจำกัดการปล่อยคาร์บอน และกลไกตลาดซื้อขายคาร์บอน (emission trading scheme) หรือภาษีคาร์บอน นอกจากนี้ ต้นทุน CCUS ที่ลดลงก็จะช่วยให้ ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน สามารถแข่งขันกับ ไฮโดรเจนสีเทาได้ในอนาคต

➢ ไฮโดรเจนสีเขียว เป็นกระบวนการผลิตไฮโดรเจนโดยกรรมวิธีแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) ซึ่งคือการแยกน้ำ (H_2O) ด้วยกระแสไฟฟ้าซึ่งจะได้ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) และก๊าซออกซิเจน (O_2) โดยไฟฟ้าที่ใช้ในการแยกน้ำด้วยไฟฟ้ามาจากพลังงานสะอาด เช่น พลังลมและแสงอาทิตย์ จึงจะนับเป็นไฮโดรเจนสีเขียว ไม่มีการปล่อยคาร์บอนในกระบวนการผลิตไฮโดรเจน อย่างไรก็ตาม หากพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ผลิตไฮโดรเจนเป็นพลังงานที่ได้จากนิวเคลียร์จะเรียกว่า ไฮโดรเจนสีชมพู (Pink Hydrogen) หรือไฮโดรเจนสีทอง (Gold Hydrogen) จะเห็นได้ว่า เมื่อพิจารณาจากกระบวนการผลิตแล้ว

ไฮโดรเจนสีเขียว และไฮโดรเจนสีน้ำเงิน เป็นวิธีที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำกว่า ไฮโดรเจนสีน้ำตาล และสีเทา แต่ในขณะเดียวกัน ทั้งไฮโดรเจนสีเขียวและสีเทา มีต้นทุนที่เพิ่มขึ้นในกระบวนการผลิต และยังต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อลดต้นทุน และขยายกำลังการผลิต

แม้วันนี้ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวจะยังคงอยู่ในระดับสูง แต่เมื่อเวลาผ่านไป ต้นทุนการผลิตจะปรับตัวลดลงตามต้นทุนการผลิตพลังงานหมุนเวียนที่มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง การประหยัดต่อขนาด (Economies of scale) และความก้าวหน้าของเทคโนโลยี โดยรายงานของ PwC คาดว่า ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนจะลดลงถึงราว ๕๐% ภายในปี ๒๕๗๓ จากนั้นจะยิ่งลดลงเรื่อย ในระดับที่ต่ำกว่าไปจนกระทั่งถึงปี ๒๕๙๓ โดยยกตัวอย่างต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวในกลุ่มประเทศ ตะวันออกกลาง แอฟริกาใต้ รัสเซีย สาธารณรัฐประชาชนจีน สหรัฐอเมริกา และออสเตรเลีย น่าจะอยู่ที่ ประมาณแค่ ๑ - ๑.๕ ยูโรต่อกิโลกรัม (หรือราว ๓๘ - ๕๗ บาทต่อกิโลกรัม) เท่านั้น แต่ในช่วงเวลาเดียวกัน ต้นทุนการผลิตของประเทศในภูมิภาคที่มีทรัพยากรหมุนเวียนจำกัด เช่น บางพื้นที่ในยุโรป ญี่ปุ่น และเกาหลี น่าจะอยู่ที่ประมาณ ๒ ยูโรต่อกิโลกรัม (หรือราว ๗๖ บาทต่อกิโลกรัม) ซึ่งทำให้ประเทศเหล่านี้ อาจต้องมีการนำเข้าก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวจากที่อื่นในปัจจุบันมีธุรกิจการผลิตอิเล็กโทรไลเซอร์ และการสร้างโรงงานผลิตไฮโดรเจนด้วยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าอยู่ทั่วโลก เนื่องมาจากประเด็นความท้าทาย ในการใช้พลังงานงานไฮโดรเจนนั้นคือ การขนส่งไฮโดรเจน ซึ่งถือได้ว่าเป็นประเด็นที่มีผลต่อราคา ของไฮโดรเจนโดยรวม ทำให้มีการศึกษาและทำความเข้าใจในโลจิสติกส์และเศรษฐศาสตร์ที่แตกต่าง ระหว่างการผลิตไฮโดรเจนแบบรวมศูนย์ขนาดใหญ่กับการผลิตแบบกระจายตัวใกล้กับผู้ใช้ โดยจะมีกระบวนการขนส่งที่แตกต่างกัน

หากพิจารณาที่ประสิทธิภาพการผลิต ๑๐๐ เปอร์เซ็นต์ การผลิตไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม ต้องใช้พลังงานไฟฟ้า ๓๙ หน่วย (kWh) หากพิจารณาราคาหน่วยไฟฟ้าที่ ๒.๕๐ บาท จะพบว่าราคาค่าไฟฟ้า ในการผลิตไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัมประมาณ ๑๐๐ บาท ดังนั้น หากพิจารณาเปรียบเทียบกับน้ำมัน ๓.๘ ลิตร ซึ่งให้พลังงานความร้อนเท่ากับไฮโดรเจนประมาณ ๑ กิโลกรัม ในปัจจุบันจะพบว่าน้ำมันเชื้อเพลิง มีราคาเท่ากับ ๑๑๐ บาท (กำหนดให้ราคา ๑ ลิตรเท่ากับ ๓๐ บาท) ดังนั้น ไฮโดรเจนมีแนวโน้ม ที่เป็นไปได้อย่างมากที่จะเป็นทางเลือกของพลังงานในอนาคตอันใกล้ อย่างไรก็ตาม ปัจจัยที่จะมีผลต่อราคา ของไฮโดรเจนจากแยกน้ำด้วยไฟฟ้า คือ เทคโนโลยีของการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จะต้องใช่ หากยังมีการ ผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างในปัจจุบันเป็นส่วนใหญ่ นั้น การแยกน้ำด้วยไฟฟ้าคงจะไม่ใช่วิธีทางเลือก ที่เป็นไปได้ การวิจัยและพัฒนาการผลิตไฟฟ้าด้วยแหล่งพลังงานทดแทนจึงเข้ามามีบทบาทมากยิ่งขึ้น ตัวอย่างเช่น กรณีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศสหรัฐอเมริกา มีการประมาณไว้ว่า สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 2,800 GW (ในปัจจุบัน ประเทศสหรัฐอเมริกามีความกำลังการผลิต กระแสไฟฟ้ารวมประมาณ 1,100 GW) ซึ่งเพียงพอที่จะใช้ในการผลิตไฮโดรเจนได้มากกว่า ๑๕๐,๐๐๐ ล้านกิโลกรัมต่อปี ซึ่งมากกว่าปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงที่มีการอุปโภคต่อปี ณ เวลานี้

ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนสีเขียว พบว่า พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม ใช้พลังงานแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ๔๒ หน่วย ที่ประสิทธิภาพสูงสุด ๑๒๖ บาทต่อหน่วย ราคา green hydrogen รวมค่าลงทุน และราคาไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลม ๓.๑ บาทต่อหน่วย จะส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจน ๒๓๙ บาทต่อ ๑ กิโลกรัม และไฮโดรเจน ๖๗ กรัม ผลิตไฟฟ้าได้ ๑ หน่วย ทำให้การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซไฮโดรเจน ๑ กิโลวัตต์ชั่วโมง มีต้นทุนการผลิต ๑๕ บาท

ต้นทุนไฮโดรเจนในการนำมาใช้งานในภาคขนส่ง ซึ่งเป็นไฮโดรเจนที่ได้มาจากผลพลอยได้จากปิโตรเคมี กระบวนการทำให้ Hydrogen มีความบริสุทธิ์ ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนก็โลกรัมละ ๔๕๐ บาท ซึ่งหากเป็นรถยนต์จะสามารถวิ่งได้ประมาณ ๑๕๐ กิโลเมตร เฉลี่ยคิดเป็น ๓ บาทต่อกิโลเมตร เมื่อเทียบกับน้ำมันดีเซลที่มีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ ๔ บาทต่อกิโลเมตร การใช้ไฮโดรเจนจึงใกล้เคียงกับการใช้น้ำมันฟอสซิล แต่เริ่มลภาวะทางอากาศ ไอเสียที่ออกมาจะได้เป็นน้ำ (H_2O)

ต้นทุนหลักของการผลิตกรีนไฮโดรเจนขึ้นอยู่กับ ๔ ปัจจัย ได้แก่

๑. ราคาพลังงานสะอาด แนวโน้มราคาพลังงานสะอาด ที่ผลิตจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ ลดลงอย่างต่อเนื่อง ซึ่งจะช่วยให้ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวลดลง โดยเฉพาะในพื้นที่ที่มีศักยภาพลม และแสงแดดที่สูง

๒. ราคาเทคโนโลยีเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ลดลงอย่างต่อเนื่องเช่นกัน โดยอัตราการลดลงของราคา (learning rate) ของเทคโนโลยีอยู่ที่ร้อยละ ๒๐ คือ ราคาของเทคโนโลยีลงร้อยละ ๒๐ เมื่อมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้น ๒ เท่า (doubling in capacity)

๓. กำลังการผลิต (capacity factor) ของโรงงานแยกน้ำด้วยไฟฟ้า - ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวจากพลังงานสะอาดต้องการไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดเพียงพอตลอดวัน เพื่อให้กำลังการผลิต (capacity factor) ของเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าอยู่ในระดับสูงอีกด้วย ทั้งนี้ เพื่อให้ราคาไฮโดรเจนต่อหน่วยลดลงตลอดอายุการใช้งานของเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า

๔. การลงทุน (cost of capital) ต้นทุนการลงทุนของโครงการโรงแยกน้ำด้วยไฟฟ้า เป็นปัจจัยสำคัญในการแข่งขันด้านราคาของไฮโดรเจนสีเขียว ทั้งกับไฮโดรเจนที่ผลิตโดยเทคโนโลยีอื่น และไฮโดรเจนสีเขียวด้วยตนเอง ในกรณีที่ตลาดซื้อ - ขายไฮโดรเจนสีเขียว โดย Bloomberg NEF ประเมินการว่าแนวโน้มราคาพลังงานสะอาดและราคาเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า บวกกับ ๒ ปัจจัยด้านความสามารถในการผลิต (capacity factor) และต้นทุนการลงทุน (cost of capital) จะช่วยให้ราคาไฮโดรเจนสีเขียวลดลงจากราว ๒.๕ - ๕.๕ ยูโรต่อกิโลกรัม เป็นราว ๐.๖๗ - ๐.๘๔ ยูโรต่อกิโลกรัม ภายในปี 2050

แม้ว่าการใช้ไฮโดรเจนมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตแต่เทคโนโลยีไฮโดรเจนยังมีความท้าทายด้านต้นทุน ด้านข้อจำกัดทางเทคโนโลยี และด้านการลงทุนโครงสร้างพื้นฐาน ความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนของ ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน และไฮโดรเจนสีเขียว ขึ้นอยู่กับต้นทุนของราคาก๊าซธรรมชาติ และต้นทุนไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามลำดับ ในปัจจุบันต้นทุนของไฮโดรเจนที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติ จะอยู่ในช่วงระหว่าง ๐.๗ ถึง ๑.๖ กิโลกรัมไฮโดรเจน ($kg H_2$) และเมื่อเพิ่มการดักจับ CO_2 ต้นทุนจะเพิ่มเป็นประมาณ ๑.๒ - ๒.๐ ดอลลาร์สหรัฐ ในขณะที่การผลิตไฮโดรเจนจากค่าไฟฟ้าหมุนเวียน โดยทั่วไปจะอยู่ที่ประมาณ ๓.๒ - ๗.๗ ดอลลาร์สหรัฐ จึงเป็นความท้าทายด้านต้นทุนอย่างมาก เนื่องจากไฮโดรเจนสีเขียวมีต้นทุนการผลิตที่สูงกว่าไฮโดรเจนสีเทาสองเท่า อย่างไรก็ตาม ต้นทุนโครงการ ไฮโดรเจนสีเขียว มีแนวโน้มที่จะลดลงอย่างรวดเร็วจากต้นทุนเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า และจากราคาพลังงานสะอาดที่ลดลงเช่นกัน

ลักษณะเฉพาะของธาตุไฮโดรเจน ส่งผลให้การกักเก็บ และการขนส่งเป็นความท้าทายสำคัญ เนื่องจากไฮโดรเจน เป็นก๊าซที่มีค่าพลังงานต่อปริมาตรต่ำ การกักเก็บจึงจำเป็นต้องใช้ความดันสูง และอุณหภูมิต่ำเพื่อให้เป็นไฮโดรเจนเหลว (liquid hydrogen) หรือต้องกักเก็บใน organic chemical เช่น แอมโมเนีย หรือในรูปโลหะไฮไดรด์ (metal hydrides) นอกจากนี้ ไฮโดรเจนยังเป็นธาตุที่เล็กที่สุด

ทำให้รั่วไหลได้ง่าย ทั้งยังทำให้โลหะเปราะบางลง (brittle) และมีความไวไฟสูง (highly flammable) อีกด้วยการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อก๊าซธรรมชาติสามารถทำได้ในสัดส่วนที่ต่ำ หากต้องการขนส่งไฮโดรเจนเพียงอย่างเดียวต้องมีท่อส่งเฉพาะ ซึ่งต้องมีการลงทุนใหม่หรือลงทุนเพื่อปรับปรุงระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ความท้าทายเหล่านี้จะทำให้การผลิต และใช้ไฮโดรเจนในลักษณะกระจายตัว (distributed) แข่งขันได้ยากกับเทคโนโลยีสะอาดอื่น โดยเฉพาะไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด ดังนั้น ในระยะต่อไปการพัฒนาเทคโนโลยีด้านไฮโดรเจน จึงมีแนวโน้มที่จะกระจุกตัวอยู่ใกล้แหล่งผู้ใช้อย่างใหญ่ เช่น อุตสาหกรรมโรงกลั่นปิโตรเคมี และเหล็ก ผู้ผลิตรายใหญ่สามารถลดต้นทุนการผลิตได้จากความได้เปรียบทางทรัพยากร และการประหยัดต่อขนาด (economies of scale)

จากข้อจำกัดด้านการขนส่งทำให้แอมโมเนียสีเขียวก้าวขึ้นมาเป็นทางเลือกต่อการขนส่งไฮโดรเจนหนึ่งในวิธีก้าวข้ามข้อจำกัดด้านการขนส่ง และกักเก็บไฮโดรเจน คือ การนำก๊าซไฮโดรเจน (H_2) มาทำปฏิกิริยากับก๊าซไนโตรเจน (N_2) เพื่อให้เป็นแอมโมเนีย (NH_3) โดยไนโตรเจนจะถูกผลิตจากการแยกไนโตรเจนออกจากอากาศซึ่งเป็นกระบวนการที่ใช้ในอุตสาหกรรมอย่างแพร่หลาย โดยการกักเก็บและขนส่งแอมโมเนีย ซึ่งเป็นของเหลว สามารถทำได้ง่ายกว่าก๊าซไฮโดรเจน และยังมีโครงสร้างพื้นฐานรองรับการขนส่งอยู่แล้วเนื่องจากแอมโมเนียเป็นสินค้าที่มีการซื้อขายทั่วโลก (global commodity) และเป็นสารตั้งต้น และวัตถุดิบของการผลิตปุ๋ย และปิโตรเคมี อีกทั้งยังสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงได้อีกด้วย

ปัจจุบันการผลิตแอมโมเนียในระดับอุตสาหกรรม ส่วนใหญ่เป็นการใช้ไฮโดรเจนสีเทาในการผลิต ทั้งนี้ หากอุตสาหกรรมแอมโมเนียสามารถเปลี่ยนไปใช้ไฮโดรเจนสีเขียวในการผลิตได้ ก็จะช่วยให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกในส่วนนี้ลดลง อย่างไรก็ตาม การใช้แอมโมเนียเป็นทางเลือกในการขนส่งไฮโดรเจน (ammonia as a hydrogen carrier) จะต้องมีขั้นตอนในการแยกไฮโดรเจนและไนโตรเจน ซึ่งจะใช้พลังงานในการแยกก๊าซทั้งสองออกจากกันส่งผลให้ประสิทธิภาพรวมของการใช้พลังงานจากไฮโดรเจนลดลง (เนื่องจากสูญเสียพลังงานในกระบวนการผลิต กระบวนการแปรเป็นแอมโมเนียและในกระบวนการแยกไฮโดรเจนออกจากไนโตรเจน) แต่หากใช้แอมโมเนียเป็นเชื้อเพลิงโดยตรงก็จะลดขั้นตอนลง และประสิทธิภาพรวมอาจดีขึ้น การมีพลังงานสะอาดที่ราคาถูกจึงเป็นปัจจัยสำคัญของการใช้แอมโมเนียสีเขียวและไฮโดรเจนสีเขียว

การผลิตไฮโดรเจนสีเขียวจะทำให้ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างมาก ดังนั้น โครงสร้างพื้นฐานด้านระบบไฟฟ้าและกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดจึงเป็นเงื่อนไขที่จำเป็นของอุตสาหกรรมไฮโดรเจน แผนยุทธศาสตร์ไฮโดรเจนของยุโรปตั้งเป้าหมายกำลังการผลิตของ เครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าที่ 500 GW ภายในปี 2050 (เทียบกับกำลังความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ 546 GW) โดย Goldman Sachs ประเมินการว่าหากสหภาพยุโรปสามารถทำตามเป้าหมายนี้ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นถึง ๒ เท่า เพื่อใช้ในการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวเท่านั้น ซึ่งจะทำให้การผลิตไฮโดรเจนสีเขียวกลายเป็นกิจกรรมที่มีการใช้ไฟฟ้าเป็นสัดส่วนใหญ่ที่สุดในยุโรป ดังนั้น การมุ่งสู่เศรษฐกิจไฮโดรเจนจึงตามมาด้วยการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานทั้งในด้านการผลิตไฟฟ้า และด้านการขนส่ง และกักเก็บไฮโดรเจน รวมไปถึงสถานีบริการเติมไฮโดรเจน ในกรณีที่มีการใช้รถยนต์เซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน (HFEV) อีกด้วย

ความท้าทายของการใช้ไฮโดรเจนให้ได้แพร่หลายในประเทศไทย เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมีข้อจำกัดหลายประการ อาทิเช่น ด้านทรัพยากร โครงสร้างพื้นฐาน และการมีส่วนร่วมในห่วงโซ่อุปทานสำหรับเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการผลิต ขนส่ง กักเก็บ และใช้ไฮโดรเจน เนื่องจากพื้นฐานราคา

ของพลังงานสะอาดในประเทศไทยยังคงสูง การจัดทำแผนยุทธศาสตร์ไฮโดรเจนของประเทศควรทำในระยะสั้น บทบาทของไฮโดรเจนในการเปลี่ยนผ่านระบบพลังงาน (energy transition) ต้องมีการบูรณาการระบบโครงสร้างพื้นฐานการใช้พลังงาน และบริบทของอุตสาหกรรมในประเทศ

๔.๒ ข้อพิจารณา

๑) กลยุทธ์สำคัญที่ใช้ในการพิจารณาการใช้ไฮโดรเจนของประเทศไทย

ระยะแรก คือ ควรพัฒนาการใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่ง

ระยะต่อไป ต้องแข่งขันกับเทคโนโลยีพลังงานสะอาดประเภทอื่นๆ

การลดก๊าซเรือนกระจก สามารถทำได้โดยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน (energy efficiency) เพิ่มการใช้พลังงานสะอาด (renewable energy) ปรับเปลี่ยนการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ทั้งนี้ แนวนโยบายของแผนพลังงานชาติ เพื่อการบรรลุเป้าหมายการใช้คาร์บอนให้เป็นศูนย์ (carbon neutrality) จำเป็นต้องเร่งการพัฒนาเทคโนโลยี และนวัตกรรมด้านพลังงานใหม่ ๆ เพื่อให้เทคโนโลยีพลังงานดังกล่าวสามารถเข้าสู่ตลาดได้ในช่วงระยะเวลาที่ต้องการ เทคโนโลยีไฮโดรเจนถือเป็นหนึ่งในเทคโนโลยีที่จะมีบทบาทสำคัญในภาคพลังงานและการขนส่ง เพื่อขับเคลื่อนการดำเนินงานตามแนวนโยบายของแผนพลังงานชาติให้บรรลุเป้าหมายการใช้คาร์บอนให้เป็นศูนย์ (carbon neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065 - 2070 (พ.ศ. ๒๖๐๘ - ๒๖๑๓)

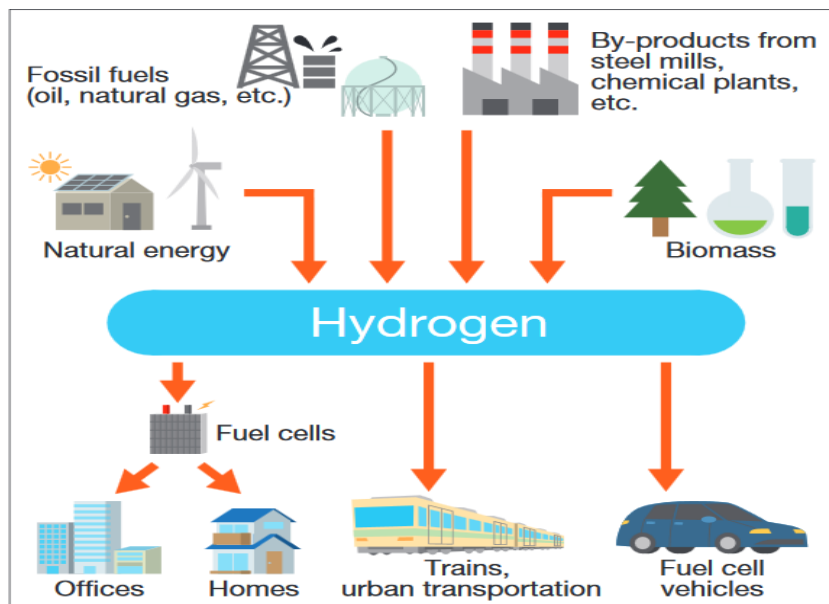
๒) การพิจารณาลงทุนในการผลิต และใช้ไฮโดรเจน

ปัจจุบันการผลิตพลังงานสะอาดในไทยยังอยู่ในสัดส่วนที่ต่ำ การวางแผนการผลิตและใช้ไฮโดรเจนควรทำให้สอดคล้องกับความพร้อมของภาคอุตสาหกรรมในประเทศควบคู่ไปกับการประเมินเม็ดเงินลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นของแต่ละกรณีการใช้งานเทียบกับการใช้เทคโนโลยีสะอาดอื่น โดยการใช้ไฮโดรเจนในลักษณะกระจายตัวอาจไม่คุ้มค่า เพื่อพิจารณาการลงทุนในด้านโครงสร้างพื้นฐาน สุดท้ายการกำหนดกลยุทธ์ด้านไฮโดรเจนของประเทศควรคำนึงถึงบทบาทของไฮโดรเจนในการสนับสนุนอุตสาหกรรม หรือเทคโนโลยีสะอาดใหม่ด้วย เช่น การใช้ไฮโดรเจนในการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพแบบ drop-in เนื่องจากกระบวนการ hydrotreating เป็นหนึ่งในกระบวนการสำคัญของการเพิ่มคุณภาพของเชื้อเพลิงชีวภาพ

ไฮโดรเจนเป็นกุญแจสำคัญในการมุ่งสู่ net zero อนาคตของการใช้ไฮโดรเจนในประเทศไทยและทั่วโลก ถึงแม้ว่าปัจจุบันการเร่งลงทุนในอุตสาหกรรมไฮโดรเจนยังไม่เหมาะสมกับบริบทและความพร้อมของประเทศ การศึกษาและติดตามการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนเป็นสิ่งจำเป็นที่จะต้องทำเพื่อสนับสนุนการจัดทำแผน Energy Transition ของประเทศได้อย่างบูรณาการ และเพื่อถ่ายทอดบทเรียนของการพัฒนาคลื่นเทคโนโลยีในต่างประเทศไม่ว่าจะเป็นด้านนโยบาย ด้านเทคโนโลยี และด้านการกำกับดูแลการแข่งขันเพื่อนำมาประยุกต์ใช้ในประเทศเพื่อให้การเปลี่ยนผ่านพลังงานของไทยเป็นการสร้างโอกาสทางธุรกิจและเพิ่มความสามารถในการแข่งขันของประเทศในระยะยาว

ดังนั้นประเทศไทยควรเร่งพิจารณาการวางกลยุทธ์ในการส่งเสริมการผลิต ไฮโดรเจนสีเขียว พร้อมกำหนดเป้าหมายที่ชัดเจน ประเทศไทยมีเป้าหมายที่จะใช้พลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือกร้อยละ ๓๐ ของการใช้พลังงานภายในปี พ.ศ. ๒๕๗๙ โดยจัดทำปรับปรุงแผนพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan - AEDP 2018) ซึ่งเน้นการส่งเสริมพลังงานชีวภาพ ได้แก่ พลังงานจากขยะชีวมวล และก๊าซชีวภาพเป็นอันดับแรก นอกจากแหล่งพลังงาน

ทางเลือkdังกล่าว ประเทศไทยทั้งภาครัฐ หน่วยงานวิจัย และภาคเอกชน ควรพิจารณำแผน ส่งเสริมการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวของหลาย ๆ ประเทศมาประยุกต์ในการสร้างธุรกิจใหม่ ๆ ส่งเสริมการวิจัย และการคิดค้นนวัตกรรมด้านพลังงานสะอาดให้มากขึ้น ซึ่งจะช่วยลดปัญหามลภาวะต่าง ๆ อาทิ ปัญหาฝุ่น PM 2.5 ที่มีปริมาณมากขึ้น และส่งผลเสียต่อสุขภาพ และการดำเนินกิจกรรมต่าง ๆ ของประชาชนในปัจจุบัน ซึ่งรัฐบาลควรเริ่มจาก



ภาพที่ ๔.๓ ไฮโดรเจนสามารถผลิตได้โดยใช้แหล่งพลังงานที่หลากหลาย รวมถึงเชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ การดัดแปลงเมทานอล ก๊าซมีเทนจากชีวมวล การแยกน้ำด้วยไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ จึงสามารถจัดหาพลังงานได้อย่างสม่ำเสมอ
แหล่งที่มา : Professor Takao Kashiwagi declares that use of hydrogen

ควรมีการวางแผน และกำหนดเป้าหมายที่ชัดเจนว่าจะมุ่งเน้นการผลิตไฮโดรเจน เป็นสัดส่วนร้อยละเท่าใด และจะมุ่งเน้นใช้ในอุตสาหกรรมไหนเป็นหลัก ซึ่งจะเป็นตัวกำหนดทิศทาง ในแต่ละภาคส่วนที่เกี่ยวข้องให้ดำเนินการเพื่อบรรลุเป้าหมายเดียวกัน

๓) สร้างระบบ กฎ กติกาที่เอื้อต่อการลงทุน และพัฒนาพลังงานไฮโดรเจน เนื่องจากเทคโนโลยี ในการผลิตและพัฒนาไฮโดรเจนสีเขียว โดยเฉพาะเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้ามีราคาสูง นอกจากนี้ยังต้องมีการลงทุนในเทคโนโลยีอื่น ๆ เพื่อประกันความปลอดภัยในกระบวนการผลิต

หน่วยงานที่รับผิดชอบต้องสร้างกรอบการทำงานที่ชัดเจนและเกิดประโยชน์ เพื่อให้ เกิดการใช้ไฮโดรเจนในระดับกว้าง ซึ่งอาจจะเริ่มจากการส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีการผลิต ก๊าซไฮโดรเจน และต่อยอดนำไปทดลองใช้ในอุตสาหกรรมขนาดเล็ก ก่อนนำไปใช้ในอุตสาหกรรมขนาดใหญ่

พิจารณาการผสมผสานนำพลังงานหมุนเวียนชนิดต่าง ๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ หรือพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมมาใช้ผลิตก๊าซไฮโดรเจน เพื่อเพิ่มเสถียรภาพทางพลังงาน โดยภาครัฐ อาจจำเป็นต้องช่วยส่งเสริมด้านโครงสร้างพื้นฐาน ให้สิทธิประโยชน์ทางการลงทุน และทางภาษี การประสานเพื่อสร้างความร่วมมือในการถ่ายทอดเทคโนโลยี

ทั้งนี้ประเทศไทยอาจมีประสบการณ์ และความชำนาญน้อยกว่าบริษัทต่าง ๆ ที่มีการดำเนินธุรกิจด้านไฮโดรเจนในหลายประเทศทั่วโลก ภาครัฐหรือภาคเอกชนในไทยอาจจะพิจารณาการหาพันธมิตรจากต่างประเทศ เพื่อร่วมลงทุนในการพัฒนาโรงงานนำร่องในการผลิตก๊าซไฮโดรเจน เพื่อไปใช้ในอุตสาหกรรมที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สูงในประเทศไทยก่อน

๔) การทดลองในโครงการนำร่อง

การทดลองใช้ก๊าซไฮโดรเจน เพื่อใช้ในรถขนส่งขนาดใหญ่ โดยสร้างสถานีเติมก๊าซไฮโดรเจนให้ครอบคลุมพื้นที่ที่กำหนด เช่น บริเวณเพื่อลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และฝุ่นละอองขนาดเล็ก PM 2.5 ผลการศึกษาโดยสรุปการเปลี่ยนเชื้อเพลิงฟอสซิล สู่เชื้อเพลิงไฮโดรเจนเพื่อการพาณิชย์ สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร ในส่วนของภาคการขนส่งเป็นแหล่งปล่อย CO₂ ที่ใหญ่เป็นอันดับ ๒ รองจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อน ซึ่งคิดเป็นประมาณ ๒๕ เปอร์เซ็นต์ของการปล่อยก๊าซทั่วโลก อย่างไรก็ตาม การลดคาร์บอนเป็นองค์ประกอบที่ท้าทายที่สุดอย่างหนึ่ง เนื่องจากลักษณะการกระจายตัวของมันและข้อดีของเชื้อเพลิงฟอสซิลในแง่ของความหนาแน่นของพลังงานสูง ความสะดวกในการขนส่ง และการจัดเก็บ ยิ่งไปกว่านั้นระดับความยากในการลดการปล่อยคาร์บอนจะแตกต่างกันไปในแต่ละภาคส่วน การกำหนดกลยุทธ์การลดการปล่อยมลพิษต้องมุ่งเน้นไปที่การปรับปรุงประสิทธิภาพของยานพาหนะและระบบทั้งระบบ การสลับโหมด และการใช้พลังงานไฟฟ้า หลังได้รับการพิสูจน์แล้วว่าค่อนข้างง่ายสำหรับยานพาหนะขนาดเล็กที่เดินทางในระยะทางสั้นกว่าและบรรทุกสัมภาระที่เบากว่า อย่างไรก็ตาม แนวทางการลดคาร์บอนทุกภาคส่วนจะต้องมีการเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำและการปรับใช้โครงสร้างพื้นฐานที่เปิดใช้งานเพื่อรองรับนวัตกรรมในระดับต่างๆ ไฮโดรเจนเป็นทางเลือกสำคัญสู่การเปลี่ยนผ่านที่ยั่งยืน ไม่ว่าจะเป็นการจ่ายพลังงานให้กับรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง (FCEV) เช่น รถยนต์ รถบรรทุก และรถไฟ หรือเป็นวัตถุดิบตั้งต้นของเชื้อเพลิงสังเคราะห์สำหรับเรือและเครื่องบิน เซลล์เชื้อเพลิงจะเปลี่ยนเชื้อเพลิงที่มีไฮโดรเจนเป็นพลังงานไฟฟ้าผ่านปฏิกิริยาเคมี FCEV ใช้เซลล์เชื้อเพลิงแทนแบตเตอรี่เพื่อขับเคลื่อนมอเตอร์ไฟฟ้า และทำงานเกือบเงียบและไม่มีการปล่อยไอเสียจากท่อไอเสียรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจน มีข้อได้เปรียบที่สำคัญ ได้แก่ ระยะเวลาการเติมที่ใช้เวลาน้อยลง ระยะทางที่ไกลขึ้น และปริมาณการใช้วัสดุที่น้อยลงเมื่อเทียบกับทางเลือกที่ใช้พลังงานจากแบตเตอรี่ลิเธียม อย่างไรก็ตามพลังงานไฮโดรเจนยังคงมีต้นทุนที่สูงและยังขาดโครงสร้างพื้นฐาน อีกทั้งกฎระเบียบเพื่อรองรับการลงทุนพัฒนาพลังงานไฮโดรเจน กลุ่มการเดินทางที่รถยนต์ไฟฟ้าแบบแบตเตอรี่ BEV, FCEV และยานพาหนะที่ใช้เชื้อเพลิงสังเคราะห์ชีวภาพหรือไฮโดรเจนมีความเกี่ยวข้องมากที่สุด

บทที่ ๕

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

สรุปผลการศึกษาพลังงานไฮโดรเจน ถือเป็นพลังงานทางเลือกชนิดหนึ่งที่ทำให้ประสิทธิภาพพลังงานสูงและมีมลภาวะต่ำเนื่องจากไม่มีการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ในกระบวนการสันดาป มีแหล่งกำเนิดที่หลากหลาย เช่น ไฮโดรเจนที่เป็นผลพลอยได้ในกระบวนการปิโตรเคมีจากก๊าซธรรมชาติ ในอ่าวไทย ที่มีต้นทุนต่ำ การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าเพื่อแยกไฮโดรเจนจากน้ำ ซึ่งเป็นพลังงานไฮโดรเจนที่สะอาดแต่ยังคงมีราคาสูง เห็นได้ว่าการใช้ไฮโดรเจนจะช่วยลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล หากมีการศึกษา พัฒนาและนำเทคโนโลยีเข้ามาใช้ทำให้ราคาต่ำลง ไฮโดรเจนจะเป็นพลังงานทางเลือกที่มีบทบาทสำคัญในทุกภาคส่วน ทั้งในภาคการขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม ภาคการเกษตร และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมหาศาล

ปัจจุบันมีการใช้ไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากในประเทศไทย มาใช้ในกระบวนการอุตสาหกรรม การกลั่นน้ำมันและปิโตรเคมีเป็นหลัก รวมถึงทดลองใช้ในภาคขนส่ง และภาคการผลิตไฟฟ้า ซึ่งยังไม่เป็นการแพร่หลายและยังไม่มีการใช้งานอย่างเต็มศักยภาพ ภาครัฐจึงควรกำหนดนโยบาย และเป้าหมายที่ชัดเจน เพื่อให้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงประเภทหนึ่ง ซึ่งจะมีกฎหมาย ระเบียบ องค์กร ที่มีหน้าที่กำกับดูแลและส่งเสริม รวมทั้งการผลิต ขนส่ง กักเก็บ เพื่อให้มีการนำไปใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นในอนาคต ซึ่งจะทำให้ลดข้อจำกัดในการปฏิบัติตามเจตนารมณ์ เพื่อเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนและการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ได้อย่างสมบูรณ์

การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงดั้งเดิม จากยานพาหนะหรือแหล่งอุตสาหกรรมต่าง ๆ ก่อให้เกิดกลุ่มควันและฝุ่นละออง การนำไฮโดรเจนไปประยุกต์ใช้งานได้โดยไม่ก่อให้เกิดมลพิษทางอากาศเหล่านี้ หรือโดยใช้เทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell) ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีการพัฒนาในระดับหนึ่ง และคาดว่าจะนำมาใช้อย่างกว้างขวางในอนาคต

จากแนวนโยบายของแผนพลังงานชาติ เพื่อการบรรลุเป้าหมาย carbon neutrality นั้น จำเป็นต้องเร่งการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรมด้านพลังงานใหม่ ๆ เพื่อให้เทคโนโลยีพลังงานดังกล่าวสามารถเข้าสู่ตลาดได้ในช่วงระยะเวลาที่ต้องการ ซึ่งเทคโนโลยีไฮโดรเจนถือเป็นหนึ่งในเทคโนโลยีที่จะมีบทบาทสำคัญทั้งในภาคส่วนพลังงานและขนส่ง เพื่อขับเคลื่อนการดำเนินงานตามแนวนโยบายของแผนพลังงานชาติ ให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน carbon neutrality ภายในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net zero) ในปีค.ศ. ๒๐๖๕ จึงมีข้อเสนอแนะดังนี้

๑. รัฐควรกำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นรูปแบบหนึ่งของพลังงานที่จะมีการนำมาใช้โดยเร่งด่วน ทั้งนี้เพื่อให้มีการศึกษา ค้นคว้า วิจัย เตรียมความพร้อมด้านบุคลากร เพื่อเป็นการประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนมีความเข้าใจในการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในรูปแบบต่างๆ ซึ่งมีมาตรฐานและความปลอดภัยตามรูปแบบสากล

๒. ภาครัฐจะต้องเป็นผู้นำด้วยการจัดทำแผนและจัดสรรงบประมาณเพื่อสนับสนุนส่งเสริมการใช้ประโยชน์พลังงานไฮโดรเจน โดยอาจแบ่งการดำเนินการออกเป็น ๒ ระยะ ดังนี้

ระยะแรก ในช่วง ๓ - ๕ ปี

- จำเป็นต้องมีการศึกษารายละเอียดในเชิงเศรษฐกิจและเทคโนโลยีควบคู่กับการพิจารณาต้นทุนการผลิต การขนส่ง ห่วงโซ่มูลค่า เพื่อใช้ข้อมูลและผลการศึกษาในการกำหนด Road Map และแนวทางพัฒนา

- เพื่อเป็นการสนับสนุนเพื่อเสริมสร้างประสบการณ์และองค์ความรู้ให้กับหน่วยงานรัฐ และเอกชน สร้างความตื่นตัว ความพร้อม ความคิดริเริ่ม โดยอาจจัดให้มีการเสนอโครงการสาธิต การใช้พลังงานไฮโดรเจนเฉพาะกิจในรูปแบบของ smart mobilities, smart city เป็นต้น

ระยะที่สอง ในช่วงถัดจากระยะแรกไป ๓ - ๕ ปีข้างหน้า เพื่อเป็นการส่งเสริมให้เกิดการลงทุน พัฒนาการใช้ประโยชน์ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน รวมทั้งการลงทุนในการพัฒนาผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องในเชิงพาณิชย์ เช่น รัฐอาจกำหนดเป้าหมายที่ชัดเจนในการผลิตไฮโดรเจนสะอาด เพื่อทดแทนพลังงานฟอสซิลให้ได้ตามแผนการลดคาร์บอนของประเทศ

หมายเหตุ : เนื่องจากการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่ง เป็นการทั่วไป มีความจำเป็นต้องลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานจำนวนมาก ซึ่งศักยภาพของไฮโดรเจนที่ผลิตได้ ยังไม่สามารถรองรับอุปสงค์ในกรณีเช่นนั้น จึงควรดำเนินการในรูปแบบโครงการนำร่องที่จำกัดเส้นทาง เช่น รถบรรทุกขนส่ง หรือรถไฟ เป็นต้น

๓. ในขั้นต้นควรมีมาตรการสนับสนุนการลงทุนทั้งในรูปแบบการเงินและสิทธิประโยชน์ทางภาษี โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับผู้ที่มีประสงค์ปรับเปลี่ยนอุปกรณ์มาใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนครั้งแรก เช่น สินเชื่อ และการค้าประกันที่กำหนดเป้าหมาย และจำกัดเวลา

๔. ส่งเสริมให้เกิดการแข่งขัน การลงทุนโครงการโครงสร้างพื้นฐาน การผลิต จัดหาและการค้า ในเชิงพาณิชย์ สนับสนุนการใช้เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนที่ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen)

๕. สนับสนุนการใช้เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนที่ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะไปสู่การผลิตไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) พิจารณาการจัดตั้งหน่วยงานเฉพาะกิจเพื่อริเริ่มการศึกษา ออกแบบ และก่อสร้างโครงการไฮโดรเจนสีเขียวขนาดใหญ่ โดยรัฐอาจสนับสนุนงบประมาณขั้นต้น และเปิดให้ภาคเอกชนผู้มีความสนใจร่วมลงทุน ทั้งนี้เพื่อเป็นตัวเร่งความก้าวหน้าในการพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจน และพัฒนาเป็นบริษัทมหาชนที่เปิดโอกาสให้ภาคเอกชนและประชาชนได้ มีโอกาสในการร่วมลงทุนพัฒนาพลังไฮโดรเจนในอนาคต

๖. พิจารณาข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้อง แกไขกฎหมายที่ไม่จำเป็นและบัญญัติกฎหมายใหม่ เพื่อสนับสนุนกิจกรรมที่จำเป็นและเกี่ยวข้อง โดยในอนาคตอาจตรากฎหมายในระดับพระราชบัญญัติ เพื่อรองรับการดำเนินงาน เนื่องจากปัจจุบันการประกอบกิจการไฮโดรเจนทั้งในภาคการผลิต ด้านความปลอดภัยอยู่ภายใต้การกำกับดูแลภายใต้กฎหมายอื่น ซึ่งมุ่งเน้นการกำกับดูแลความปลอดภัยเป็นหลัก ยังไม่ครอบคลุมทุกด้าน

บรรณานุกรม

1. Jump up to:^{a b c d e f g h} “hydrogen safety” (PDF). Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.
2. “HYDROGEN | CAMEO Chemicals | NOAA”. *cameochemicals.noaa.gov*. Retrieved Nov 29, 2020.
3. “DEUTERIUM | CAMEO Chemicals | NOAA”. *cameochemicals.noaa.gov*. Retrieved Nov 29, 2020.
4. Jump up to:^{a b} Utgikar, Vivek P.; Thiesen, Todd (2005). “Safety of compressed hydrogen fuel tanks: Leakage from stationary vehicles”. *Technology in Society*. **27**(3): 315-320. doi:10.1016/j.techsoc.2005.04.005.
5. Jump up to:^{a b} Lewis, Bernard; Guenther, von Elbe (1961). *Combustion, Flames and Explosions of Gases* (2nd ed.). New York: Academic Press, Inc. p. 535. ISBN 978-0124467507.
6. Jump up to:^{a b} Kalyanaraman, M (September 4, 2019). “‘Only a question of time’ until large hydrogen systems are stable”. Riviera Maritime Media.
7. Barbalace, Kenneth. “Periodic Table of Elements - Hydrogen - H”.
8. MSHA – Safety Hazard Information – Special Hazards of Acetylene Archived January 22, 2016. at the Wayback Machine. Msha.gov. Retrieved on July 13, 2012.
9. Jump up to:^{a b c d e f g} Sarah Eck & Michael D. Snyder (December 2021). “Hydrogen Safety Fundamentals”. *Chemical Engineering Progress*: 36-41.
10. “USE OF “QUICK-DISCONNECT” FITTINGS RESULTS IN LABORATORY INSTRUMENT EXPLOSION”. H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017.
11. “HYDROGEN TUBE TRAILER EXPLOSION”. H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017.
12. “HYDROGEN LAB FIRE”. H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017.
13. “FIRE AT HYDROGEN FUELING STATION”. H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017. The initial source of fire was likely a release of hydrogen from a failed weld on a pressure switch.
14. “SMALL FIRE IN FUEL CELL TEST STAND”. H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017. An electrical short circuit occurred, causing a small electrical fire.
15. “INCORRECT RELIEF VALVE SET POINT LEADS TO EXPLOSION”. H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. (September 2017). Contributing cause was

- poor design of the venting system, which was installed in a horizontal position, causing inadequate venting and buildup of static electricity.*
16. *"FUEL CELL EVAPORATOR PAD FIRE". H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017. One theory presented the possibility of a spark (caused by static electricity) being the source of the ignition that caused the fire. Due to the proximity of the fuel cell unit to a shrink-wrap packaging machine at the time of the incident, this seemed to be a plausible hypothesis.*
 17. *"HYDROGEN EXPLOSION DUE TO INADEQUATE MAINTENANCE". H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017. As a corrective action, eliminate burst discs from hydrogen storage assembly. Redesign venting system for the pressure relief valves to prevent or inhibit moisture build up and allow moisture drainage.*
 18. *"HYDROGEN EXPLOSION AT COAL-FIRED POWER PLANT". H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017. Explore elimination of rupture disk PRDs and substitution of spring-style relief valves.*
 19. Jump up to:^a ^b Abderholden, Frank S. *"Waukegan plant explosion that killed four workers was preventable, federal officials say". chicagotribune.com. Retrieved January 6, 2020, Engineering Systems, Inc. conducted an independent investigation into the root cause of the explosion, which determined the cause to be human error that resulted in the mistaken addition of an erroneous ingredient.*
 20. *Japanese engineers work to contain nuclear reactor damage, Los Angeles Times, March 14, 2011.*
 21. *Chernobyl Accident Appendix 1: Sequence of Events Archived. January 14, 2016, at the Wayback Machine, World Nuclear Association, November 2009*
 22. *"AUTOMATED HYDROGEN BALL VALVE FAILS TO OPEN DUE TO VALVE STEM FAILURE". H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017. valve stem material incompatibility with hydrogen (causing a material weakening) is suspected*
 23. *"GASEOUS HYDROGEN LEAK AND EXPLOSION". H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017. A GH₂ leak occurred in an underground ASTM A106 Grade B, Schedule XX carbon steel pipe with a 3.5-inch diameter and a 0.6-inch wall thickness. The pipe was coated with coal tar primer and coal tar enamel, wrapped with asbestos felt impregnated with coal tar, coated with a second coat of coal tar enamel, and wrapped in Kraft paper, in accordance with American Water Works Association Standard G203. The source of the leak was an oval hole about 0.15 in x 0.20 in at the inner*

surface of the pipe and about 2-in in diameter at the outer surface of the pipe. Upon excavation of the pipe, it was noted that the coating was not present at the leak point. This resulted in galvanic corrosion over a 15-year period and the eventual rupture when high-pressure gas was applied to the thin pipe membrane. The pipe was 8 ft 9 in below the concrete pad.

24. "FM Global Hydrogen Datasheets (online): Hydrogen, Data Sheet ID# 7-91". Factory Mutual. April 2021.
25. "LEAK ON COMPRESSOR AT FUELING STATION". H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017. *This allowed greater movement of the shaft, which led to a shaft seal leaking hydrogen.*
26. The Australian Institute for Non Destructive Testing (AINDT), Detection and Quantification of Hydrogen Damage
27. Jump up to:^a ^b ^c Schmidtchen, Ulrich (October 2, 2002). "EIHP2 META Proceedings DWV" (PDF). EIHP. Brussels: German Hydrogen Association.
28. M.S. Butler, C.W. Moran, Peter B. Sunderland, R.L. Axelbaum, *Limits for Hydrogen Leaks that Can Support Stable Flames*. International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009) 5174-5182.
29. "IR3 Flame Detector - FlameSpec-IR3-H2". Fire & Gas Technologies, Inc.
30. spectrex. "40/40M Multi IR Flame Detector".
31. "Emergency Response Handbook" (PDF). Pipelines and Hazardous Materials Safety Administration - Department of Transportation. 2008. p. 115. Archived from the original (PDF) on 3 June 2009. *Do not direct water at source of leak or safety devices; icing may occur.*
32. "Emergency and Continuous Exposure Guidance Levels for Selected Submarine Contaminants". National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. Washington, DC: The National Academies Press. 2. 2008.
33. "Explosive Lessons in Hydrogen Safety | APPEL Knowledge Services". appel.nasa.gov.
34. "Hydrogen Car Safety Test- Fuel Leak H2 vs. Petrol". Vimeo. Retrieved May 7, 2020.
35. Peter Kushnir. (August 8, 2008). *Hydrogen As an Alternative Fuel* Archived at the Wayback Machine. PB 700-00-3. Vol. 32, Issue 3, May-June 2000. almc.army.mil.
36. "LIQUID HYDROGEN TANK BOILING LIQUID EXPANDING VAPOR EXPLOSION (BLEVE) DUE TO WATER-PLUGGED VENT STACK". H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017. *Place signs on all liquid hydrogen tanks indicating that no water is to be put on the vent stack.*

37. "LIQUID HYDROGEN DELIVERY TRUCK OFFLOADING VALVE FAILURE".
H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017.
38. Williams, Mark (January 8, 2007). "Ohio Power Plant Blast Kills 1, Hurts 9".
Associated Press. Retrieved May 9, 2008.
39. "Muskingum River Plant Hydrogen Explosion January 8, 2007" (PDF). *American Electric Power*. November 11, 2006. Archived from the original (PDF) on April 9, 2008. Retrieved May 9, 2008.
40. "Hydrogen Incident Reporting and Lessons Learned". *h2incidents.org*.
41. "HYDROGEN EXPLOSION AT COAL-FIRED POWER PLANT". H2Tools. Pacific Northwest National Laboratory. September 2017.
42. *Nuclear Fuel Behaviour in Loss-of-coolant Accident (LOCA) Conditions* (PDF).
Nuclear Energy Agency, OECD. 2009. (p. 140). ISBN 978-92-64-99091-3.
43. Hydrogen explosions Fukushima nuclear plant: what
happened? Archived December 2, 2013 at the Wayback Machine.
Hyer.eu. Retrieved on July 13, 2012.
44. "The Fukushima Daiichi Accident. Report by the Director General" (PDF).
International Atomic Energy Agency. 2015. (p. 54). Retrieved March 2, 2018.
45. Charlier, Phillip (April 7, 2019). "Chemical plant explosion rocks southern Taiwan,
heard more than 30 kilometers away". Taiwan English News.
Retrieved November 26, 2020.
46. "Truck Carrying Hydrogen Tanks Catches Fire, Forces Evacs".
NBC Southern California. Retrieved June 18, 2019.
47. "Diamond Bar Evacs Lifted After Hydrogen Fire". NBC Southern California.
Retrieved June 18, 2019.
48. 323/310 Hood News (February 12, 2018), *DIAMOND BAR TRUCK EXPLOSION*,
archived from the original on December 21, 2021. Retrieved June 18, 2019.
49. CBS Los Angeles (February 11, 2018), *Tractor Trailer Fire Evacuations In Diamond
Bar*, archived from the original on December 21, 2021. Retrieved June 18, 2019.
50. "Hydrogen truck explodes on way to FCV refueling site [Video]". LeftLaneNews.
Retrieved June 18, 2019.
51. "Veridiam, Inc". *Strategic Manufacturing Partner > Veridiam*.
Retrieved November 29, 2020.
52. "Truck carrying liquid hydrogen catches fire". KGTV. August 29, 2018.
Retrieved June 26, 2019
53. "Tanker Filled With Liquid Hydrogen Catches Fire at El Cajon Business Park".
54. "Hydrogen blast led to deaths at US silicones plant". Chemical & Engineering News.
Retrieved January 6, 2020.

55. Herald, The Korea. (April 23, 2019). *"Hydrogen tank explosion kills 2 in Gangneung"*. www.koreaherald.com. Retrieved June 14, 2019.
56. *"Tank explosion poses setback for Seoul's push for hydrogen economy - Pulse by Maeil Business News Korea"*. pulsenews.co.kr (in Korean). Retrieved June 14, 2019.
57. S.I. Kim & Y. Kim (2019). *"Review: Hydrogen Tank Explosion in Gangneung, South Korea"*. Center for Hydrogen Safety Conference.
58. *"Hydrogen explosion shakes Santa Clara neighborhood"*. ABC7 San Francisco. June 2, 2019. Retrieved June 12, 2019.
59. Woodrow, Melanie. *"Bay Area experiences hydrogen shortage after explosion"*, ABC news, June 3, 2019.
60. Huang, Echo. *"A hydrogen fueling station explosion in Norway has left fuel-cell cars nowhere to charge"*. Quartz. Retrieved June 12, 2019.
61. Dobson, Geoff (June 12, 2019). *"Exploding hydrogen station leads to FCV halt"*. EV Talk.
62. Sampson, Joanna (June 13, 2019). *"Preliminary findings from H2 station investigation"*. [gasworld](http://gasworld.com). Retrieved June 14, 2019.
63. *"Moon's 'hydrogen diplomacy' tarnished by charging station explosion"*. [koreatimes](http://koreatimes.com). June 13, 2019. Retrieved June 14, 2019.
64. *"Nel ASA: Status update #5 regarding incident at Kjørbo"*. News Powered by Cision. Retrieved July 1, 2019.
65. *"VIDEO: 1 injured after explosion at Waukesha gas company"*. ABC7 Chicago. December 13, 2019. Retrieved December 15, 2019.
66. *"Gas explosion injures 1 worker in Waukesha"*. Star Tribune. Retrieved December 15, 2019.
67. Riccioli, Jim. *"A massive boom!: Explosion at Waukesha gas company reverberated through the city and left one injured"*. Milwaukee Journal Sentinel. Retrieved December 15, 2019.
68. *"Explosion at hydrogen fuel plant in US damages around 60 buildings"*. www.hazardexonthenet.net. Retrieved May 7, 2020.
69. Burgess. April 8, 2020. T11:51:00+01:00, Molly. *"60 homes damaged after hydrogen plant explosion"*. [gasworld](http://gasworld.com). Retrieved May 7, 2020.
70. Burgess. May 14, 2020. T08:20:00+01:00, Molly. *"OneH2: Hydrogen plant explosion update"*. [gasworld](http://gasworld.com). Retrieved May 7, 2020.
71. Koebler, Jason (April 7, 2020). *"One of the Country's Only Hydrogen Fuel Cell Plants Suffers Huge Explosion"*. Vice. Retrieved May 7, 2020.

72. “HYDROGEN SAFETY SYSTEMS OPERATED EFFECTIVELY, PREVENTED INJURY AT PLANT EXPLOSION” (PDF). oneh2.com. April 10, 2020.
Retrieved November 29, 2020.
73. “Praxair Texas City Hydrogen Plant Explosion”. Zehl & Associates. May 12, 2020.
Retrieved May 20, 2020.
74. Lacombe, James (June 11, 2020). “Small industrial explosion rattles Texas City”. Galveston County-The Daily News. Retrieved June 20, 2020.
75. Charlier, Phillip (September 30, 2020). “Hydrogen tanker crashes and explodes on freeway in Changhua City”. Taiwan English News.
Retrieved November 26, 2020.
76. Parkinson, Giles (August 11, 2021). “World's newest and most expensive coal plant explodes after hydrogen leak”. RenewEconomy. Retrieved October 11, 2021.
77. Wimbley, Randy (February 25, 2022). “2 injured in hydrogen tank explosion at Henry Ford Hospital parking deck”. Fox2Detroit.com.
Retrieved February 25, 2022.
78. “Explosion at Bradford County plant”. wnep.com. April 21, 2022.
Retrieved December 17, 2022.
79. “Explosion at plant sends multiple people to hospital”. WETM - MyTwinTiers.com. April 21, 2022. Retrieved December 17, 2022.
80. “Truck carrying hydrogen fuel on US-23 in Delaware County explodes after crash”. www.10tv.com. February 6, 2023.
81. “Initial Guidance for Using Hydrogen in Confined Spaces” (PDF). HySafe.
Retrieved July 13, 2012.
82. Jump up to:^a ^b ^c Cadwallader, L. C.; Herring, J. S. (1999). *Safety Issues with Hydrogen as a Vehicle Fuel* (Technical report). doi:10.2172/761801.
83. “List of NFPA Codes & Standards”. NFPA.
84. “Standards and/or projects under the direct responsibility of ISO/TC 197 Secretariat of the International Organization for Standardization”.
85. “AIAA G-095-2004, Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems” (PDF). AIAA. Retrieved July 28, 2008.
86. Gregory, Frederick D. (February 12, 1997). “Safety Standard for Hydrogen and Hydrogen Systems” (PDF). NASA. Archived from the original (PDF) on February 27, 2006. Retrieved April 9, 2008.
87. *Safety Standard for Hydrogen and Hydrogen Systems: Guidelines for Hydrogen System Design, Materials Selection, Operations, Storage, and Transportation*. Washington, DC: Office of Safety and Mission Assurance, National Aeronautics and Space Administration. October 29, 1997. NASA TM-112540, NSS 1740.16.

88. *Sourcebook for Hydrogen Applications*. Quebec, CA: Hydrogen Research Institute and the National Renewable Energy Laboratory. (1998).
89. *Hydrogen* (4th ed.). Arlington, VA: Compressed Gas Association, Inc. (1991).
90. *Standard for Hydrogen Piping Systems* (1st ed.). Arlington, VA: Compressed Gas Association, Inc. (1992).
91. *Hydrogen Vent Systems* (1st ed.). Arlington, VA: Compressed Gas Association, Inc. (1996).
92. AT Kearney (2014) *Hydrogen-based energy conversion*. AT Kearney Energy Transition Institute. (Available [here](#), accessed June 25, 2021.)
93. Debarre, R, P Gahlot, C Grillet and M Plaisant (2021) *Carbon capture utilization and storage: Towards net-zero*. Kearney Energy Transition Institute. (Available [here](#), accessed June 25, 2021.)
94. Decourt, B, R Debarre, S Alias and P Gahlot (2018) *Electricity storage gaining momentum* AT Kearney Energy Transition Institute. (Available [here](#), accessed June 25, 2021.)
95. IEA (2019) *The future of hydrogen: Seizing today's opportunities*. Technology report prepared by the IEA for the G20, Japan. International Energy Agency, Paris. (Available [here](#), accessed June 25, 2021.)
96. IEA (2020) *Hydrogen. Tracking report*. International Energy Agency, Paris (Available [here](#), accessed June 25, 2021.)
97. IRENA (2020) *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. (Available [here](#), accessed June 25, 2021.)
98. IRENA (2020) *Green hydrogen: A guide to policy making*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. (Available [here](#), accessed June 25, 2021.)
99. IRENA (2021) *Renewable power generation costs in 2020*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. (Available [here](#), accessed June 25, 2021.)
100. IRENA (2021) *Green hydrogen supply: A guide to policy making*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. (Available [here](#), accessed June 25, 2021.)
101. L'Huby, T, P Gahlot and R Debarre (2020) *Hydrogen applications and business models: Going blue and green?* Kearney Energy Transition Institute. (Available [here](#), accessed June 25, 2021.)

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

การศึกษาดูงาน

ณ สถานีเติมก๊าซไฮโดรเจนของ PTT, PTT OR, Toyota และ BIG
จังหวัดชลบุรี วันที่ ๖ ธันวาคม ๒๕๖๕

การศึกษาดูงาน
ณ สถานีเติมก๊าซไฮโดรเจนของ PTT, PTT OR, Toyota และ BIG
จังหวัดชลบุรี วันที่ ๖ ธันวาคม ๒๕๖๕











ภาคผนวก ข

การศึกษาดูงาน

ณ โรงงานแยกก๊าซของบริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (BIG)

จังหวัดระยอง วันที่ ๗ มีนาคม ๒๕๖๖

การศึกษาดูงาน
ณ โรงงานแยกก๊าซของบริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (BIG)
จังหวัดระยอง วันที่ ๗ มีนาคม ๒๕๖๖







ภาคผนวก ค

รายงานการสัมมนา

เรื่อง “ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?”

วันอังคารที่ ๑๓ มิถุนายน ๒๕๖๖

ณ ห้องจูπιเตอร์ ชั้น ๓ โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น

ถนนวิภาวดีรังสิต เขตหลักสี่ กรุงเทพมหานคร



รายงานการสัมมนา

เรื่อง

“ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต
ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?”

โดย

คณะกรรมการธิการการพลังงาน วุฒิสภา

วันอังคารที่ ๑๓ มิถุนายน ๒๕๖๖

ณ ห้องจูปีเตอร์ ชั้น ๓ โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น

ถนนวิภาวดีรังสิต เขตหลักสี่ กรุงเทพมหานคร

สารบัญ

	หน้า
สารบัญภาพ	ก
การบรรยายพิเศษ	๑
๑) เรื่อง “แผนการลดสภาวะโลกร้อน ความเป็นกลางทางคาร์บอน และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์และมาตรการ ด้านกฎหมายที่เกี่ยวข้อง (Carbon Tax)”	๑
๒) เรื่อง “บทนำความรู้พื้นฐานไฮโดรเจน และแนวทางการใช้งานเพื่อรองรับ การลดภาวะโลกร้อน”	๑๒
๓) เรื่อง “บทบาทของภาครัฐในการกำหนดนโยบายและแผนงาน ที่เกี่ยวข้องกับการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นพลังงานทางเลือก”	๑๔
๔) เรื่อง “เทคโนโลยีในการผลิตและการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในปัจจุบัน”	๒๑
๕) เรื่อง “การพัฒนาไฮโดรเจนเพื่อการใช้งานในภาคขนส่งเพื่อการพาณิชย์”	๒๕
การอภิปราย	๒๙
เรื่อง “แนวคิดการประยุกต์ใช้ไฮโดรเจนกับบริบทพลังงานไทย”	๒๙
ประเด็นซักถามและแลกเปลี่ยนความคิดเห็น	๓๐
ความเห็นจากผู้เข้าร่วมสัมมนา	๔๒
ภาคผนวก	๔๓
ภาคผนวก ก โครงการสัมมนา	๔๕
ภาคผนวก ข กำหนดการสัมมนา	๕๑
ภาคผนวก ค ภาพการจัดสัมมนา	๕๗

สารบัญภาพ

แผนภาพที่	หน้า
ภาพที่ ๑ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย	๑
ภาพที่ ๒ แผนที่ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ	๒
ภาพที่ ๓ อนุสัญญาที่เกี่ยวข้อง	๓
ภาพที่ ๔ การดำเนินงานจาก COP26 สู่ COP27	๔
ภาพที่ ๕ กลไกเชิงสถาบันด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของไทย	๔
ภาพที่ ๖ เป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของไทย	๕
ภาพที่ ๗ ความเป็นกลางทางคาร์บอนกับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์	๕
ภาพที่ ๘ การมุ่งสู่ Net Zero GHG Emission	๖
ภาพที่ ๙ การปรับเปลี่ยน NDC	๗
ภาพที่ ๑๐ Road map เทคโนโลยีมาตรการลดก๊าซเรือนกระจก	๗
ภาพที่ ๑๑ ขั้นตอนการร่างพระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ	๘
ภาพที่ ๑๒ การซื้อขายคาร์บอนเครดิต	๑๐
ภาพที่ ๑๓ การพัฒนาไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำ	๑๑
ภาพที่ ๑๔ สีของไฮโดรเจนเป็นการนำมาเปรียบเทียบกรรมวิธีการผลิต	๑๓
ภาพที่ ๑๕ สีของไฮโดรเจนและกระบวนการผลิต	๑๓
ภาพที่ ๑๖ ปัจจัยผลักดันการใช้ไฮโดรเจน	๑๕
ภาพที่ ๑๗ การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า	๑๗
ภาพที่ ๑๘ การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานความร้อนสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม	๑๗
ภาพที่ ๑๙ การใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่ง	๑๘
ภาพที่ ๒๐ แผนที่นำทางแผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจน	๒๐
ภาพที่ ๒๑ แนวทางหรือนโยบายที่จะทำให้เกิดโครงการนำร่องต่อไป	๒๑
ภาพที่ ๒๒ เปรียบการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ระหว่างรถยนต์ประเภท FCEV กับรถยนต์ประเภทสันดาป	๒๗
ภาพที่ ๒๓ สรุปผลการศึกษา	๒๘

รายงานการสัมมนา
เรื่อง “ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?”

วันอังคารที่ ๑๓ มิถุนายน ๒๕๖๖

ณ ห้องจูปีเตอร์ ชั้น ๓ โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น

ถนนวิภาวดีรังสิต เขตหลักสี่ กรุงเทพมหานคร



การบรรยายพิเศษ

๑) เรื่อง “แผนการลดสภาวะโลกร้อน ความเป็นกลางทางคาร์บอน และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์และมาตรการด้านกฎหมายที่เกี่ยวข้อง (Carbon Tax)”

โดย นางรสริน อมรพิทักษ์พันธ์

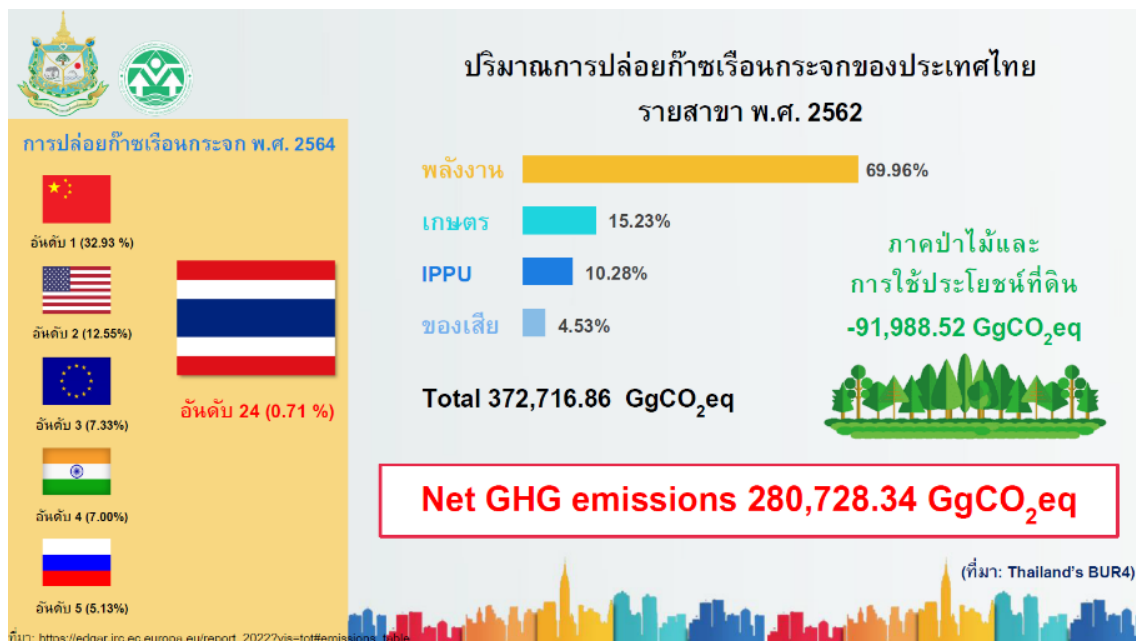
ผู้อำนวยการกลุ่มงานพัฒนามาตรการและกลไก

กองประสานการจัดการการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

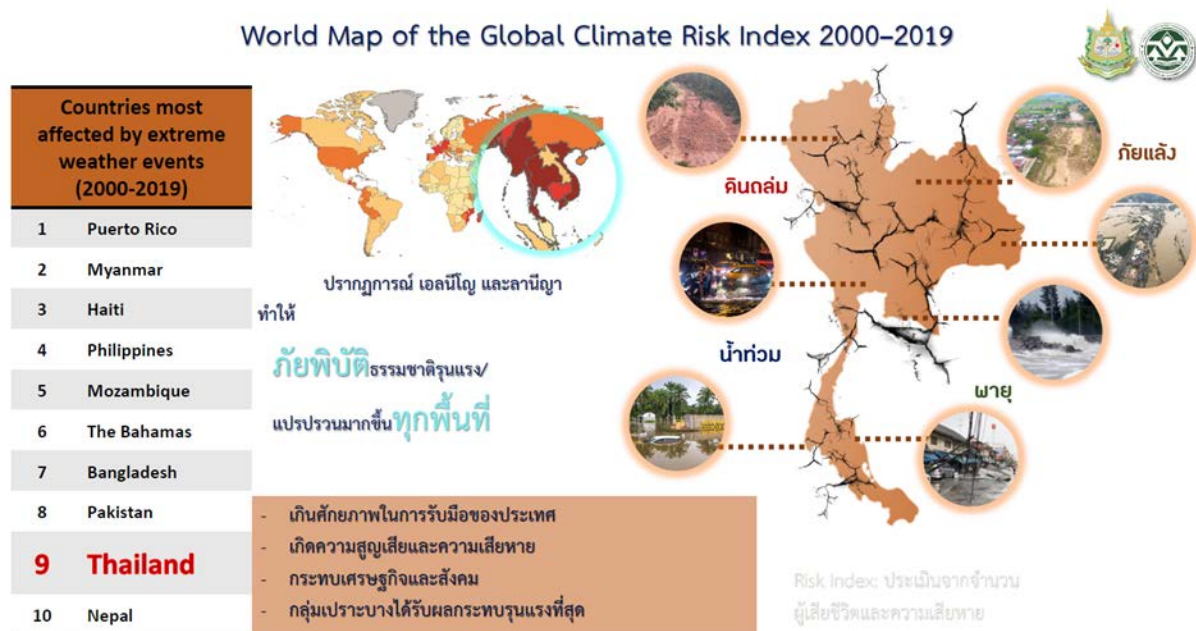
กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

แผนการลดสภาวะโลกร้อนกับความเป็นกลางทางคาร์บอน ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศในภาพรวมทั่วโลก ประเทศไทยปล่อยก๊าซเรือนกระจกอยู่เป็นอันดับที่ ๒๔ ของโลก โดยปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณ ๐.๗๑% เมื่อเทียบกับทั่วโลก ในประเทศไทยมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงสุดในส่วนของพลังงานประมาณ ๗๐% รองลงมา ได้แก่ ภาคเกษตร ภาคอุตสาหกรรม และของเสีย ตามลำดับ โดยภาคป่าไม้ เป็นภาคส่วนที่มีการดูดกลับก๊าซเรือนกระจก ประมาณ ๙๑ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ทำให้ในภาพรวมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย อยู่ที่ประมาณ ๒๘๐ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ในปี ๒๕๖๒



ภาพที่ ๑ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย

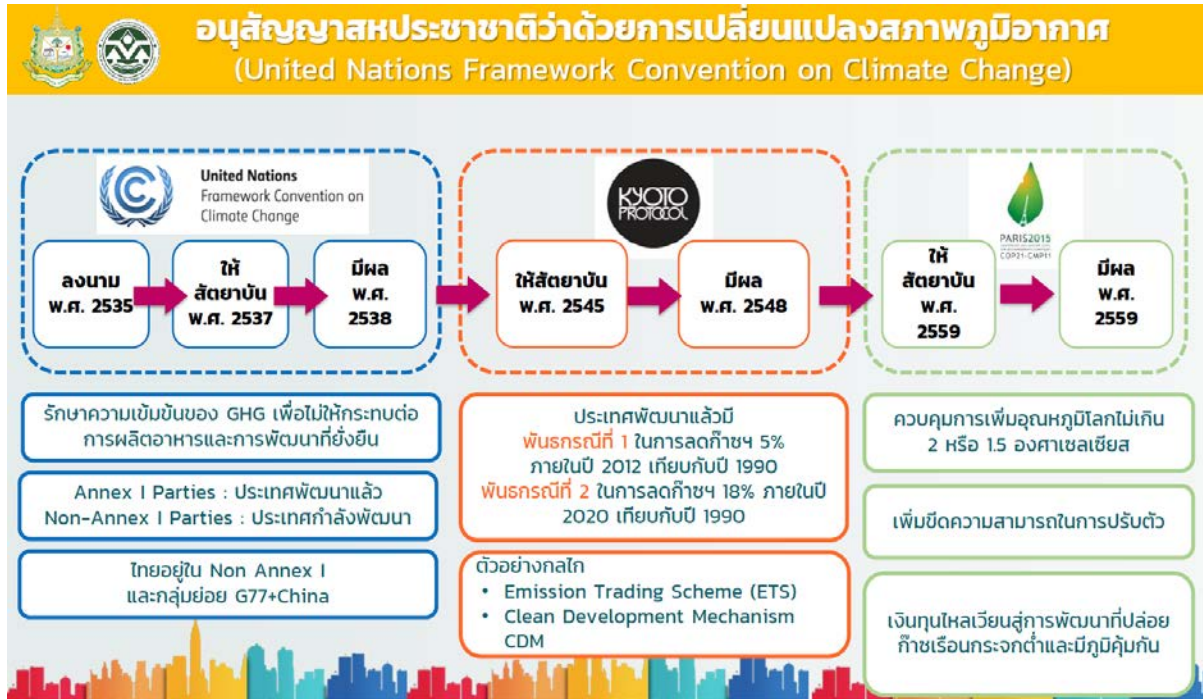
ความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นเมื่อโลกร้อนขึ้น ประเทศไทยเมื่อเทียบกับทั่วโลกจากผลการศึกษาวิจัย ประเทศไทยจะได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศอยู่ที่อันดับ ๙ ของโลก โดยมีผลกระทบในเรื่องของดินถล่ม น้ำท่วม หรือว่าในเรื่องของภัยพิบัติต่าง ๆ ซึ่งประเทศไทยอยู่ในภูมิภาคที่ได้รับผลกระทบค่อนข้างจะสูง



ภาพที่ ๒ แผนที่ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

การตอบสนองต่อสภาพการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ จะมี ๒ แบบ คือ การลดก๊าซเรือนกระจก เช่น ภาคเอกชนต่าง ๆ มีการนำเครื่องจักรที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมที่ลดก๊าซเรือนกระจกเข้ามา มีการปรับเปลี่ยน เป็นต้น และการปรับตัวต่อผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ให้มีการลดความสูญเสียและความเสียหายที่เกิดขึ้นให้น้อยลง

ในเรื่องของอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศเกิดขึ้นตั้งแต่ช่วงปี ๒๕๓๕ ซึ่ง ณ ตอนนั้นจะเป็นการรักษาระดับความเข้มข้นของปริมาณก๊าซเรือนกระจก เพื่อไม่ให้มีผลกระทบต่อการผลิตอาหารและการพัฒนาที่ยั่งยืน หลังจากนั้นช่วงปี ๒๕๔๕ ได้มีการให้ความสำคัญกับประเทศที่พัฒนาแล้ว โดยประเทศที่พัฒนาแล้วให้สัตยาบันกับอนุสัญญากับประชาคมว่าจะต้องมีการลดก๊าซเรือนกระจกให้ได้จำนวนเท่าไร ต่อมาในปี ๒๕๕๙ จะต้องมีการควบคุมการเพิ่มของอุณหภูมิโลกไม่ให้เกิน ๒ องศาเซลเซียสหรือต้องไม่เกิน ๑.๕ องศาเซลเซียส และในเรื่องของการเพิ่มขีดความสามารถในการปรับตัว รวมทั้งในเรื่องของการสนับสนุนเงินที่จะต้องหมุนเวียนเข้าสู่ประชาคมจึงนำไปสู่ในเรื่องของกองทุนต่าง ๆ



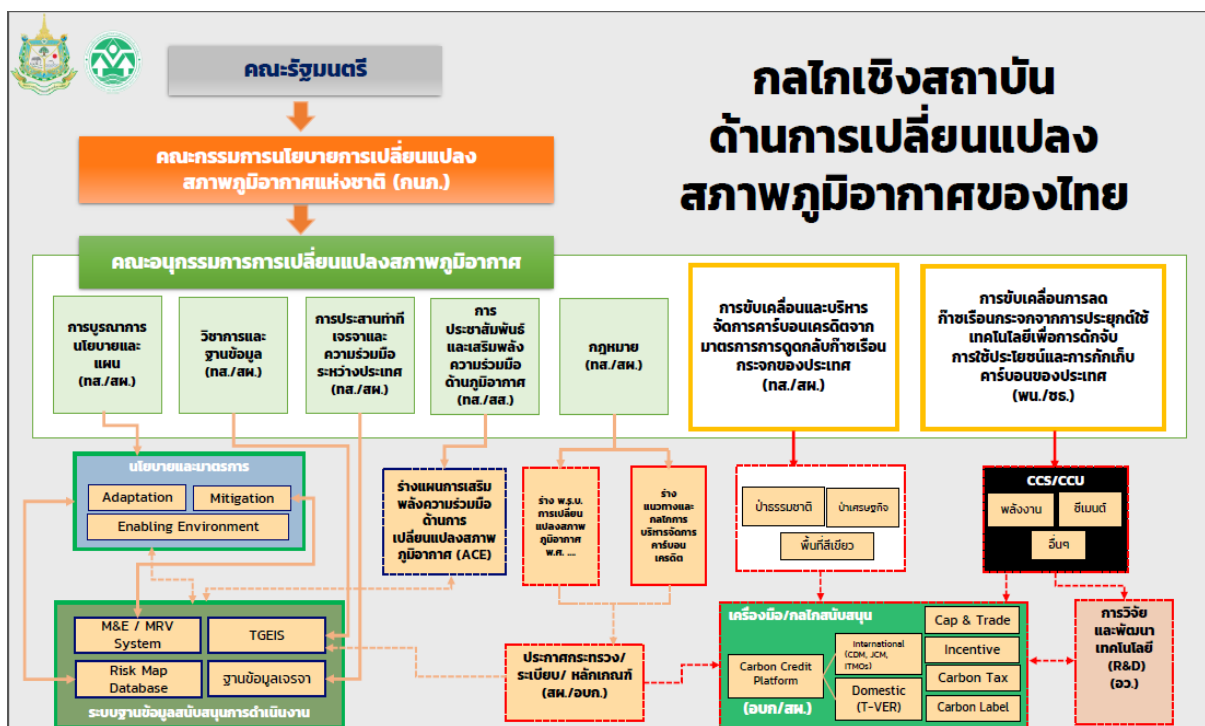
ภาพที่ ๓ อนุสัญญาที่เกี่ยวข้อง

การประชุมภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (UN Climate Change Conference of the Parties) ครั้งที่ ๒๖ (COP26) และครั้งที่ ๒๗ (COP27)

การประชุม COP26 ประเทศไทยได้ประกาศการจะตั้งมุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน หรือ Carbon neutrality ในปี 2050 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ หรือ Net zero Greenhouse Gas Emission ในปี 2065 และเรื่องของการมีส่วนร่วมของประเทศให้ได้ถึง ๔๐% สำหรับ COP27 ได้มีการนำนโยบายกลับมาปรับปรุงในเรื่องของยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (LT-LEDS) ของประเทศว่าต้องมีการปรับตัวในทุกภาคส่วนทุก Sector จะต้องมีการปรับตัวอย่างไร และจะต้องมีการพิจารณาว่าภาคป่าไม้ของในประเทศไทยจะสามารถดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดขึ้นได้มากน้อยเท่าไร เพื่อให้มีการปรับตัวยุทธศาสตร์ระยะยาวเพื่อจะได้มุ่งไปสู่เป้าหมายในปี 2050 และ ในปี 2065 ได้อย่างแท้จริง หลังจากนั้นได้มีการนำมาปรับตัวการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด หรือ Nationally Determined Contribution: NDC เป็นฉบับปรับปรุงครั้งที่ ๒ ในการปรับเอกสารทั้งหมดได้ส่งกลับไปให้กับทางภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC) ในช่วงปลายปี ๒๕๖๕ แล้ว ซึ่งเป็นสิ่งที่ได้รับดำเนินการกันในช่วง COP26 กับ COP27 โดย COP28 ปลายปี ๒๕๖๖ สิ่งที่กำลังเตรียมการที่จะทำให้เกิดคือหลังจากที่มียุทธศาสตร์ระยะยาวๆ แต่ละภาคส่วนจะต้องมีการลดก๊าซเรือนกระจกให้ได้จำนวนเท่าไรแล้ว ทุกภาคส่วนได้มีการนำไปทำ Action Plan ของแต่ละ Sector แล้วก็จะถูกส่งกลับมาให้กับสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) หลังจากนั้นคาดการณ์ว่าอาจจะต้องมีการส่ง Action Plan ให้ได้ประมาณปลายปี ๒๕๖๖ ซึ่งเป็นสิ่งที่ท้าทายที่ สผ. กำลังดำเนินการกันอยู่

การดำเนินงานของประเทศไทย

กลไกเชิงสถาบันด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของไทย โดยคณะรัฐมนตรีได้มีการแต่งตั้งคณะกรรมการนโยบายการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศแห่งชาติ ซึ่งมีนายกรัฐมนตรีเป็นประธาน และภายใต้คณะกรรมการนโยบายฯ ได้มีการแต่งตั้งคณะกรรมการออกม่อีกหลายคณะ เช่น คณะอนุกรรมการการบูรณาการนโยบายและแผน คณะอนุกรรมการวิชาการและฐานข้อมูล คณะอนุกรรมการการประสานงานเรื่องของการเจรจาทำที่ต่าง ๆ คณะอนุกรรมการกฎหมาย เป็นต้น



ภาพที่ ๕ กลไกเชิงสถาบันด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของไทย

เป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย

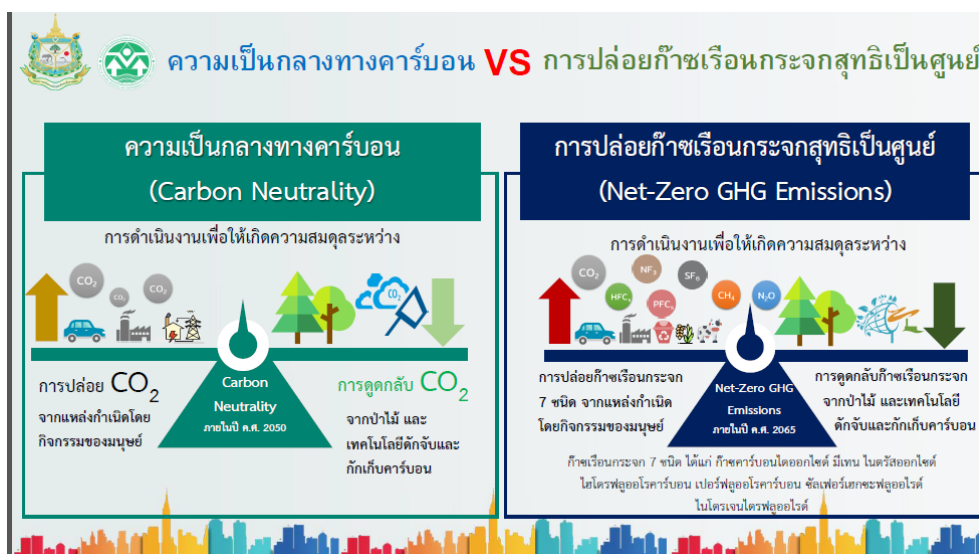
ในอดีตการดำเนินการลดก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสมของประเทศมีการกำหนดไว้ว่า จะต้องลดก๊าซเรือนกระจกให้ได้ ๗ - ๒๐% เฉพาะภาคพลังงานและภาคขนส่ง เนื่องจากเป็นภาคที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมาก ซึ่งงาน ณ ตอนนั้นสามารถทำบรรลุเป้าหมายแล้วในปี 2020 ปัจจุบันมีเป้าหมายในเรื่องของการมีส่วนร่วมของประเทศกำหนดหรือ NDC ที่ต้องดำเนินการให้ได้ในปี 2030 และต้องมีการส่งรายงาน NDC ทุก ๆ ๕ ปี



ภาพที่ ๖ เป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของไทย

ความเป็นกลางทางคาร์บอนกับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์

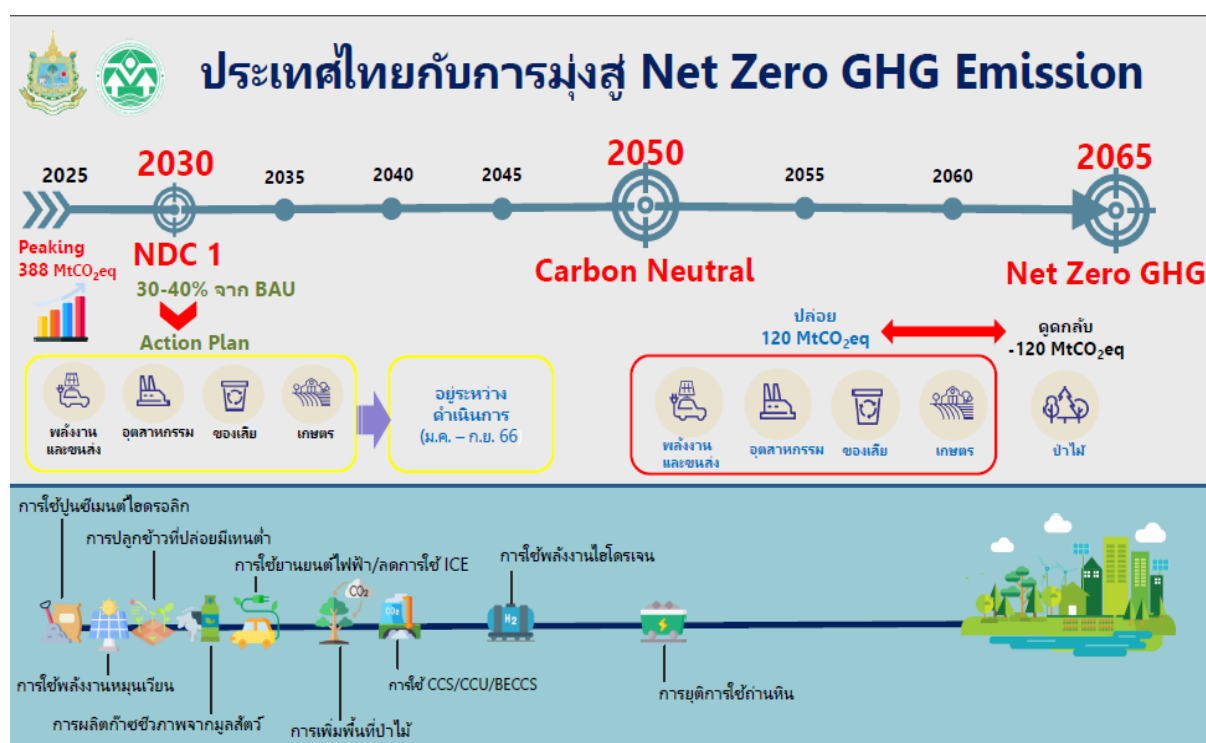
ประเทศไทยได้ประกาศเรื่องความเป็นกลางทางคาร์บอน ในปี 2050 โดยมีภาคป่าไม้มาช่วยในการดูดกลับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แต่ในปี 2065 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ไม่ใช่เฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อย่างเดียว แต่เป็นก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด ๗ ชนิด จะต้องลดให้ได้ และจะมีภาคป่าไม้มาช่วยดูดซับก๊าซเรือนกระจกตรงนี้



ภาพที่ ๗ ความเป็นกลางทางคาร์บอนกับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์

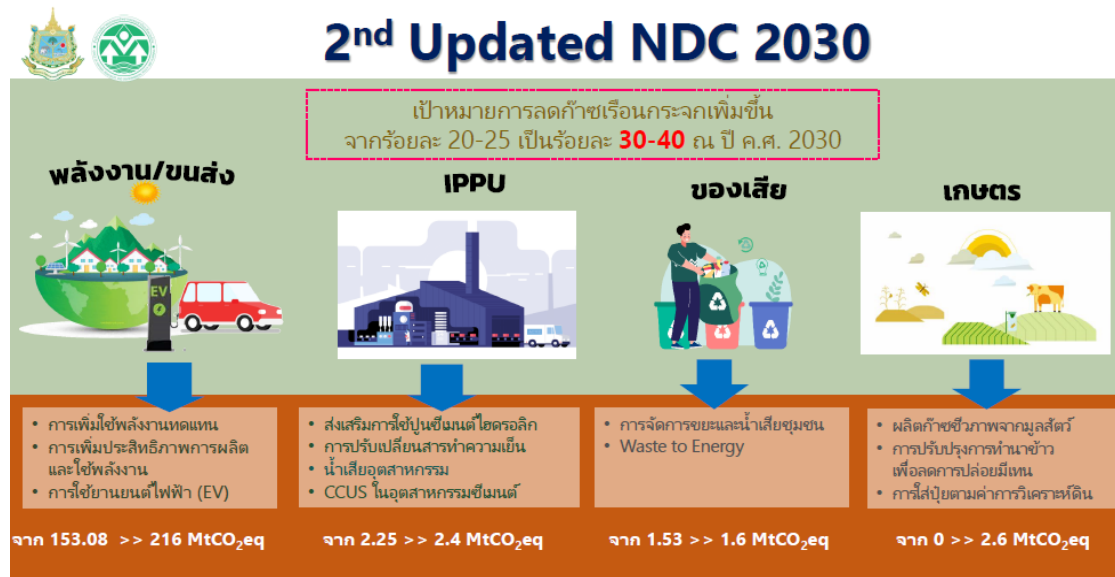
ประเทศไทยกับการมุ่งสู่ Net zero Greenhouse Gas Emission

Time Line ที่จะดำเนินการไปถึงเป้าหมายในปี 2050 และปี 2065 ได้จะต้องมี Action Plan แต่ละสาขาซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการ โดยขอให้แต่ละภาคส่วนส่งข้อมูลกลับมาให้ สผ. ซึ่งที่ผ่านมา มีการทำงานร่วมกันกับทุกภาคส่วน แต่ได้ให้แต่ละภาคส่วนกลับไปจัดทำมาตรการ แล้วจะส่งเข้ามาให้ สผ. เพื่อรวบรวมตรงส่งกลับไปให้ UNFCCC ต่อไป ซึ่งแต่ละภาคส่วนจะต้องไปเร่งจัดทำมาตรการต่าง ๆ ออกมา เช่น ในเรื่องของภาคพลังงานจะต้องมีการปรับใช้ในเรื่องของปูนซีเมนต์ที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม จะต้องมีการปรับใช้ช่วงใด หรือในเรื่องของการใช้การดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS หรือ CCUS) ควรจะเข้ามาในประเทศไทยช่วงใด เป็นต้น



ภาพที่ ๘ การมุ่งสู่ Net Zero GHG Emission

เป้าหมายการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (๒nd Update NDC) ที่เป้าหมายของการลดก๊าซเรือนกระจกที่เป็นสิ่งที่ท้าทายมากยิ่งขึ้นจากเดิมที่กำหนดเอาไว้ร้อยละ ๒๐ - ๒๕ แต่หลังจากที่ไปประกาศเป้าหมายใหม่ จะต้องมีการมีการปรับเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ ๓๐ ถึงร้อยละ ๔๐ ในปี 2030 ในแต่ละ Sector ก็จะต้องมีการลดก๊าซเรือนกระจกให้ได้มากขึ้น เช่น ในเรื่องของพลังงานขนส่งมาตรการที่เกิดขึ้น เช่น การเพิ่มการใช้พลังงานทดแทนให้มากขึ้น ในเรื่องของรถยนต์ไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งที่ผ่านมาตามแผนฉบับเดิมรถยนต์ไฟฟ้า หรือรถ EV อาจจะเข้ามาในช่วงท้ายแผน แต่ช่วงนี้ก็จะเห็นว่ารถ EV ก็เข้ามาอย่างรวดเร็ว จะเห็นได้ว่า Time Line งานต่าง ๆ จะเข้ามาเร็วขึ้นกว่าเดิมในหลาย ๆ ภาคส่วน ก็จะมีมาตรการที่ต้องนำกลับมาใช้ที่เร็วขึ้นกว่าเดิมเพื่อให้เราบรรลุเป้าหมายตามที่เราประกาศไว้ เช่น ภาคพลังงาน/ขนส่ง ต้องปรับลดให้ได้มากขึ้นถึง ๒๑๖ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ภาคเกษตรตามแผนฉบับเดิมไม่ต้องการให้ผลกระทบต่อภาคเกษตรจึงไม่ได้ตั้งเป้าหมายไว้ในแผนปัจจุบัน เป้าหมายใหม่ภาคเกษตรจะต้องลดให้ได้ถึง ๒.๖ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า เป็นต้น

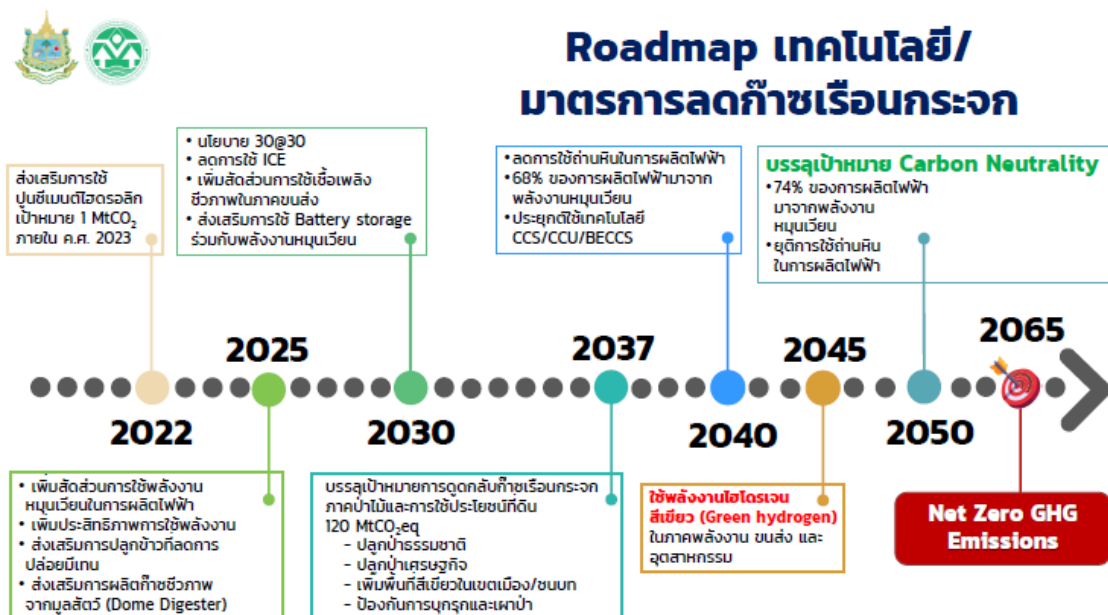


อยู่ระหว่างปรับปรุง NDC Action Plan คาดว่าจะแล้วเสร็จภายในเดือน ก.ย. 2566

ภาพที่ ๙ การปรับเปลี่ยน NDC

แผนที่นำทางเทคโนโลยี/มาตรการการลดก๊าซเรือนกระจก

จนกว่าจะถึงปี 2065 ได้มีการวางมาตรการต่างๆ ที่จะเกิดขึ้น ในด้านของการใช้พลังงาน ไฮโดรเจนสีเขียวหรือไฮโดรเจนจะเข้ามาในช่วงปี 2045 คือตามแผนที่ที่ตังเอาไว้ตามมาตรการฉบับเดิมที่จัดทำไว้ แต่ปัจจุบันการดำเนินการทุกอย่างเข้ามารวดเร็วยิ่งขึ้นอาจจะไม่ต้องรอถึงปี 2045 ดังนั้นในช่วงนี้เรื่องของไฮโดรเจนอาจจะต้องเข้ามาในแผนเพื่อให้บรรลุสู่เป้าหมายได้รวดเร็วยิ่งขึ้น สำหรับเรื่องของเทคโนโลยีไฮโดรเจนสามารถใช้ได้กับทุก ๆ ภาคส่วน ทั้งในภาคอุตสาหกรรม ในเรื่องของภาคขนส่ง รวมถึงเรื่องการผลิตไฟฟ้า แต่มาตรการหรือเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่นำเข้ามา อาจจะต้องพิจารณาในเรื่องของภาคเศรษฐกิจและภาคสังคมด้วยเพื่อไม่ให้เกิดปัญหาผลกระทบ



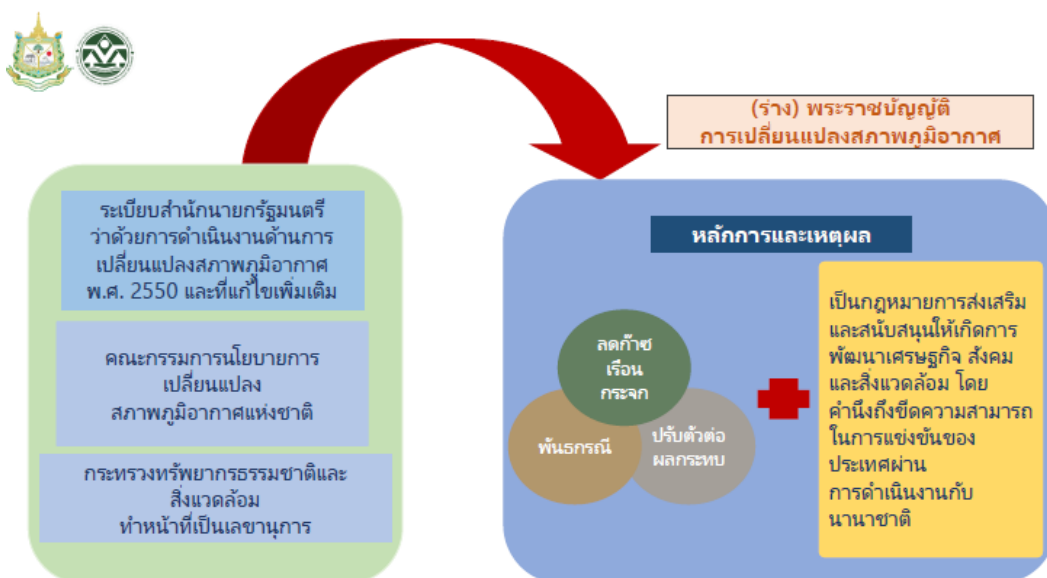
ภาพที่ ๑๐ Road map เทคโนโลยีมาตรการลดก๊าซเรือนกระจก



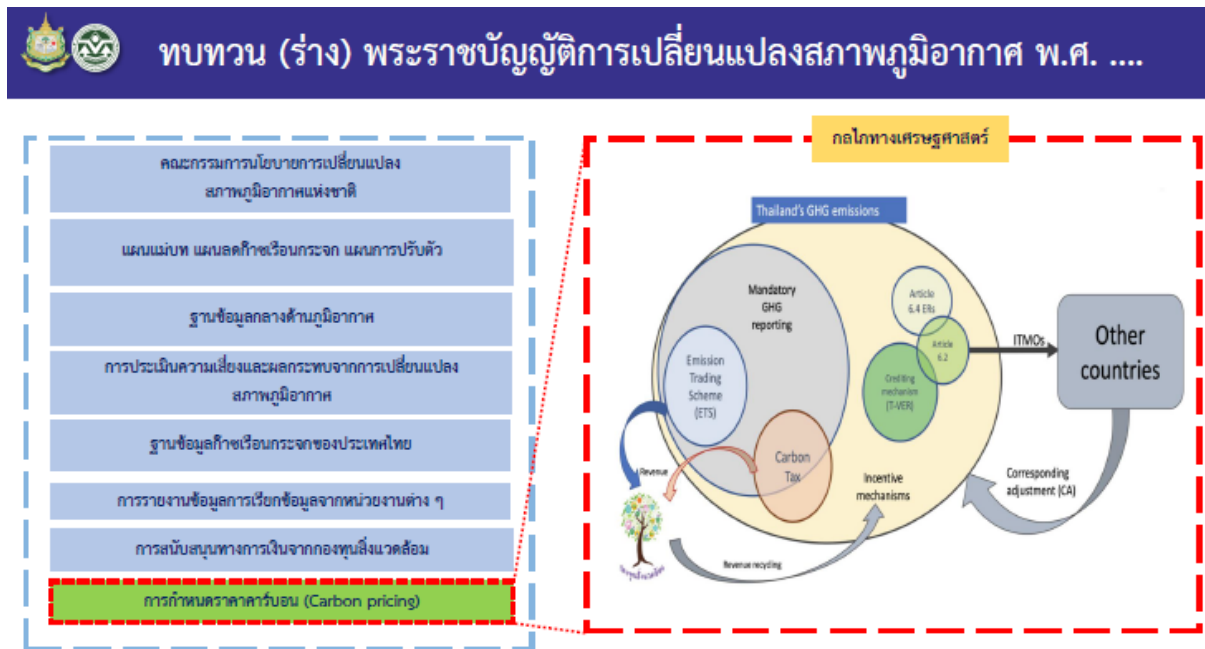
ภาพที่ ๑๐ Road map เทคโนโลยีมาตรการลดก๊าซเรือนกระจก (ต่อ)

ร่างพระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

นอกจากมาตรการต่าง ๆ ที่ได้มีการปรับปรุงในการทำให้มี Action Plan ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นแล้ว ในภาคกฎหมายได้มีการดำเนินการในเรื่องนี้อยู่ด้วย โดย พ.ร.บ. การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ได้เตรียมเสนอคณะรัฐมนตรีแล้วตั้งแต่ช่วงประมาณปี ๒๕๖๕ ซึ่งในช่วงนั้นยังไม่ได้มีในเรื่องของกลไกคาร์บอนเครดิต แต่เมื่อมีการประชุมภาคีสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ได้มีการกล่าวถึงกลไกคาร์บอนเครดิต สผ. จึงได้มีการนำ พ.ร.บ. ฉบับดังกล่าวกลับมาปรับปรุงโดยนำกลไกเรื่องของการซื้อขายคาร์บอนเครดิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ กลไกการกำหนดราคาคาร์บอน การรายงานผลการลดก๊าซเรือนกระจก บรรจุอยู่ใน พ.ร.บ. ฉบับนี้ด้วย ซึ่งอยู่ระหว่างการปรับปรุง คาดการณ์ว่าในช่วงปลายปี ๒๕๖๖ ร่าง พ.ร.บ. ดังกล่าว อาจจะแล้วเสร็จและจะได้เปิดการรับฟังความเห็นกับทุกภาคส่วน



ภาพที่ ๑๑ ขั้นตอนการร่างพระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ



ภาพที่ ๑๑ ขั้นตอนการร่างพระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (ต่อ)

สำหรับการกำหนดราคาคาร์บอน จะมีทั้งแบบภาคบังคับและภาคสมัครใจ ถ้าแบบภาคบังคับ ก็อาจจะต้องมีการกำหนดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนฯ ของแต่ละประเภทอุตสาหกรรมไว้ว่า ควรจะต้องมีปริมาณส่วนที่ห้ามปล่อยก๊าซคาร์บอนฯ เกินกำหนดจำนวนเท่าไร และส่วนที่ปล่อยก๊าซคาร์บอนฯ เกินกำหนด อาจจะต้องมีการเสียค่าปล่อยคาร์บอนฯ อาจจะเป็นในรูปแบบของภาษี หรือในรูปแบบอื่นใด หรือปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด ก็สามารถนำปริมาณก๊าซเรือนกระจกในส่วนที่ปล่อยต่ำกว่าเกณฑ์ไปขายให้กับองค์กรอื่น ๆ ได้ เป็นต้น ซึ่งสิ่งที่สำคัญก็คือ การเก็บข้อมูล ปัจจุบันนี้ในเรื่องของการเก็บฐานข้อมูลของจากทางภาคส่วนต่าง ๆ สผ. ก็อาจจะยังเก็บข้อมูลไม่ได้ครอบคลุม ดังนั้น ใน พ.ร.บ. ฉบับใหม่ก็จะให้ความสำคัญกับในเรื่องของการเก็บข้อมูลจากทุกภาคส่วน ซึ่งข้อมูลเกี่ยวกับเรื่องของการลดก๊าซเรือนกระจกจะมีข้อมูลที่ภาคเอกชนต้องมีการจัดเก็บส่งให้กับทางหน่วยงานอนุญาตอยู่แล้ว รวมถึงการจัดทำรายงานซึ่งอาจจะต้องมีการเก็บข้อมูลส่งให้กับสำนักงานคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ หรือ ก.ล.ต. อยู่แล้วด้วย สผ. จึงอยู่ระหว่างประสานงานทุก ๆ ส่วน ว่าควรจะทำอย่างไรถึงจะไม่ให้เป็นภาระกับทางผู้ประกอบการด้วยการเก็บข้อมูลต่าง ๆ อาจจะต้องเป็นชุดเดียวกันหรือไม่ได้ต่างกันมากเพื่อให้เป็นข้อมูลที่เป็นพื้นฐานเดียวกันสำหรับภาคเอกชนที่ต้องการจัดเก็บข้อมูลในการซื้อขายคาร์บอนเครดิตสามารถทำได้ในภาคความสมัครใจ โดยองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ TGO ได้ดำเนินการในเรื่องดังกล่าวอยู่แล้วด้วย

ในอนาคตมาตรการกลไกการปรับราคาคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดนสหภาพยุโรป หรือ Carbon Border Adjustment Mechanism: CBAM และประเทศอเมริกาได้เสนอร่างกฎหมาย เพื่อเก็บภาษีคาร์บอนกับสินค้าที่กระบวนการผลิตมีการปล่อยคาร์บอนปริมาณสูง (Clean Competition Act: CCA) ก็จะมีส่วนสำคัญในการดำเนินธุรกิจต่าง ๆ ที่มีการส่งออกไปภาคยุโรปและอเมริกา สำหรับประเทศไทยยังอยู่ในระหว่างการจัดทำ พ.ร.บ. แต่ในต่างประเทศได้กำหนดในเรื่องของ CBAM หรือ CCA ออกมาแล้ว ดังนั้นจะต้องมีการปรับตัวเกี่ยวกับเรื่องการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้มากขึ้น

การซื้อขายคาร์บอนเครดิตในประเทศไทยมีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ ๘๑ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ซึ่งอาจจะเป็นราคาที่ค่อนข้างสูงมากเมื่อเปรียบเทียบกับต่างประเทศที่จัดเก็บค่าปล่อยก๊าซเรือนกระจกค่อนข้างสูง แต่ของประเทศไทยวงเงินอาจจะยังน้อยอยู่ ดังนั้น จะอย่างไรถึงจะทำให้มีการกระตุ้นในเรื่องของคาร์บอนเครดิต ให้ภาคส่วนต่าง ๆ มีความต้องการมากขึ้นก็อาจจะทำให้ Supply ให้ราคามีราคาสูงขึ้นไปด้วย เมื่อคาร์บอนเครดิตราคาสูงขึ้นจะกระตุ้นทำให้ทุกภาคส่วนสนใจที่จะมาลดก๊าซเรือนกระจกให้มากยิ่งขึ้นด้วย โดย สม. กำลังดำเนินการเจรจากับสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) จะอย่างไรให้มีการส่งเสริมในเรื่องของการลงทุนเพื่อการจัดการสิ่งแวดล้อม เพื่อให้ภาคเอกชนได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษี เช่น ในเรื่องของการปรับเปลี่ยนเครื่องจักร เป็นต้น ซึ่ง BOI ได้มีบางมาตรการต่าง ๆ ออกมาด้วยแล้ว นอกจากนั้นในเรื่องของแนวทางกลไกการบริหารจัดการคาร์บอนเครดิตที่เสนอโดย ส.พ. และได้นำเสนอคณะกรรมการนโยบายการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศแห่งชาติ (กนภ.) แล้ว และได้เสนอคณะรัฐมนตรีรับทราบด้วยแล้ว ซึ่งเป็นการซื้อขายคาร์บอนเครดิตทั้งในประเทศซึ่งปัจจุบันยังเป็นภาคสมัครใจ และการซื้อขายคาร์บอนเครดิตกับต่างประเทศ ซึ่งปัจจุบันประเทศไทยได้เริ่มมีการซื้อขายคาร์บอนเครดิตกับต่างประเทศ ภายใต้แนวทางและกลไกการบริหารจัดการคาร์บอนเครดิตฉบับนี้ด้วยแล้ว นอกจากนั้น ส.พ. มีการทำตัวแพลตฟอร์มการซื้อขายคาร์บอนเครดิตแพลตฟอร์มร่วมกับ TGO และสภาอุตสาหกรรม โดยสามารถที่จะซื้อขายตัวคาร์บอนเครดิตผ่านทางแพลตฟอร์มเรียกว่า FTIX เพื่อเป็นการกระตุ้นทำให้เรื่องของคาร์บอนเครดิตเป็นที่ยอมรับและเป็นที่สนใจกับทางภาคเอกชนได้มากยิ่งขึ้น



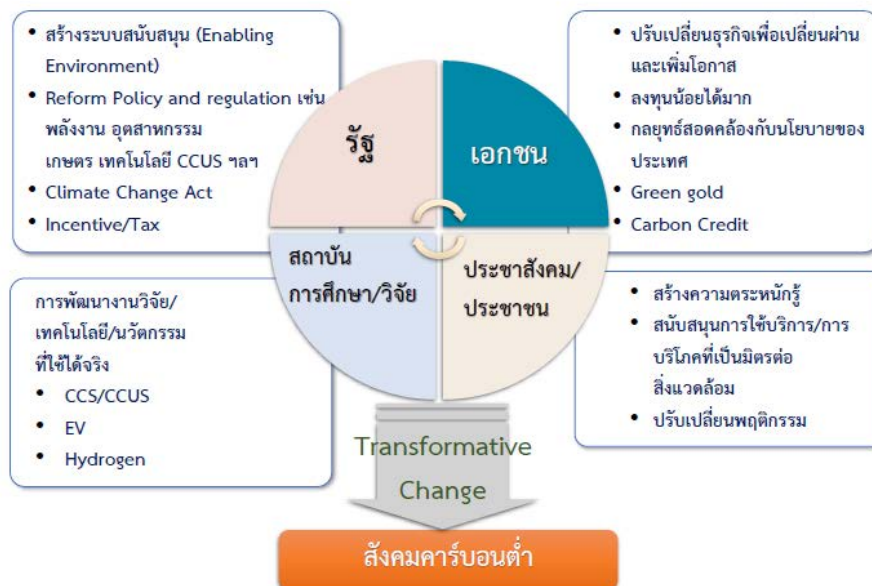
ภาพที่ ๑๒ การซื้อขายคาร์บอนเครดิต

การปรับเปลี่ยนในเรื่องของการลดก๊าซเรือนกระจกไม่ได้เกิดจากภาคส่วนใดภาคส่วนหนึ่งเท่านั้น ต้องมาจากทุก ๆ ภาคส่วน ภาครัฐอยู่ระหว่างดำเนินการหลายเรื่อง เช่น เรื่องของ พ.ร.บ. การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่ง สผ. ได้ดำเนินการร่วมกับทางธนาคารแห่งประเทศไทยในเรื่องของการทำกรีนเทคโนโลยีเพื่อที่จะกำหนดว่าโครงการประเภทใดที่เป็นโครงการสีเขียว เพื่อจะทำให้โครงการประเภทนั้น สามารถได้รับการสนับสนุนจากแหล่งเงินทุนต่าง ๆ ได้เหมาะสมยิ่งขึ้น รวมทั้งการขอรับการสนับสนุนเงินจากต่างประเทศจะได้เข้าถึงได้ง่ายยิ่งขึ้นด้วย

ภาคเอกชนทุกภาคส่วนก็ต้องมีการปรับเปลี่ยนธุรกิจต่าง ๆ เพื่อการเปลี่ยนผ่านเทคโนโลยี และเพิ่มโอกาส ปรับเปลี่ยนนโยบายกลยุทธ์ต่าง ๆ ให้สอดคล้องกับกลยุทธ์ของประเทศ

สถาบันการศึกษา หรือสถาบันการวิจัยต่าง ๆ ได้มีการศึกษาวิจัยในเรื่องการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและการใช้พลังงานหรือเชื้อเพลิงที่ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่ง สผ. ได้ร่วมมือกับสถาบันการศึกษาต่าง ๆ อยู่ด้วยแล้ว รวมถึงทางภาคประชาชนและภาคสังคมต่าง ๆ สผ. ได้เข้าไปประสานเจรจาในเรื่องของการลดโลกร้อน เรื่องของการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมต่าง ๆ ให้กับภาคเอกชนและภาคสังคมต่าง ๆ ด้วยแล้ว

ผนักกำลัง 4 ฝ่าย เพิ่มโอกาสในการพัฒนาประเทศ



ภาพที่ ๑๓ การพัฒนาไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำ

๒) เรื่อง “บทนำความรู้พื้นฐานไฮโดรเจน และแนวทางการใช้งานเพื่อรองรับการลดภาวะโลกร้อน”

โดย นายสุรวุฒิ สนิทวงศ์ ณ อยุธยา

ผู้อำนวยการประจำคณะกรรมการกิจการพลังงาน วุฒิสภา

การเรียกสีของไฮโดรเจนเป็นการนำมาเปรียบเทียบกรรมวิธีการผลิต คือ การแยกน้ำให้กลับมาเป็นออกซิเจนกับไฮโดรเจนด้วยกรรมวิธีต่าง ๆ ได้แก่

➢ ไฮโดรเจนสีน้ำตาล (Brown hydrogen) ผลิตจากการนำไบโอแมส เช่น ไม้ หรือถ่านหินผ่านกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน (gasification) ซึ่งจะได้การปลดปล่อยไฮโดรเจนออกมาส่วนหนึ่ง และอีกส่วนหนึ่งจะได้เป็นคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) โดยมีต้นทุนในการผลิตประมาณ ๐.๕ ถึง ๑ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน

➢ ไฮโดรเจนสีเทา (Grey hydrogen) ผลิตจากก๊าซธรรมชาติผ่านกระบวนการเปลี่ยนรูป reforming ซึ่งจะได้คุณภาพไฮโดรเจนคือการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) น้อยกว่าสีน้ำตาล โดยมีต้นทุนในการผลิตประมาณ ๐.๕ ถึง ๑ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน

➢ ไฮโดรเจนสีฟ้าเข้ม (turquoise hydrogen) ผลิตจากก๊าซธรรมชาติด้วยกระบวนการไพโรไลซิส (pyrolysis) ซึ่งเป็นกระบวนการคล้ายกับการเผาถ่านในที่อับอากาศ จะได้คาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นผงของถ่าน ทำให้การจัดเก็บง่ายขึ้น โดยมีต้นทุนในการผลิตประมาณ ๒ เหรียญสหรัฐ - ๒ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน

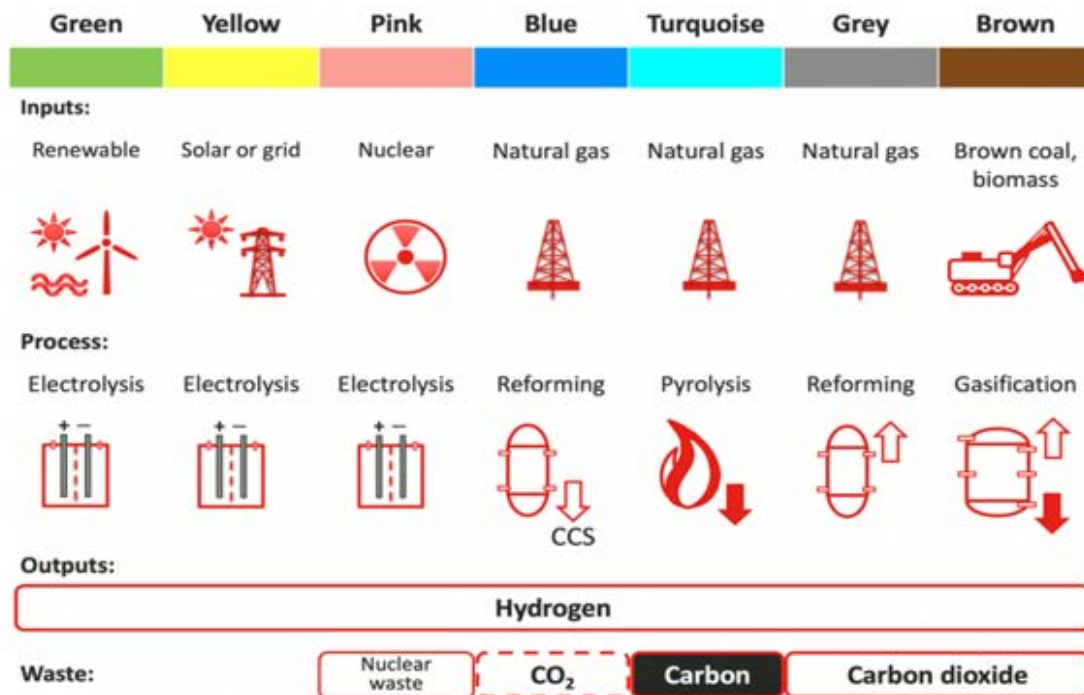
➢ ไฮโดรเจนสีฟ้าหรือสีน้ำเงิน (Blue hydrogen) ผลิตจากก๊าซธรรมชาติผ่านกระบวนการเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (steam reforming) เป็นไฮโดรเจนที่มีความสะอาดมากขึ้น เนื่องจากมีเทคโนโลยี (Carbon Capture and Storage: CCS) คือ เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยมีต้นทุนในการผลิตประมาณ ๔ ถึง ๕ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน

➢ ไฮโดรเจนสีชมพู (Pink hydrogen) ผลิตจากกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้า (electrolysis) ที่ได้จากพลังงานนิวเคลียร์ ทำให้ได้ก๊าซที่บริสุทธิ์แต่เนื่องจากเป็นนิวเคลียร์จึงมีมลพิษคือกากของนิวเคลียร์ที่จะต้องมีการกำจัดกากนิวเคลียร์ ซึ่งค่ากำจัดกากนิวเคลียร์มีราคาสูงจึงไม่ค่อยจะแพร่หลาย

➢ ไฮโดรเจนสีเหลือง (Yellow hydrogen) ผลิตจากกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้า (electrolysis) ที่ได้จากพลังงานไฟฟ้ารูปแบบต่าง ๆ อาจจะได้จากพลังงานทดแทนหรือแสงอาทิตย์ หรือไฟฟ้าจากการไฟฟ้า ซึ่งอาจจะได้ไฟฟ้ามาจากการเผาถ่านหิน การเผาก๊าซธรรมชาติ หรือไฟฟ้าที่มาจากเขื่อน หรือมาจากลมได้ ต้นทุนในการผลิตจาก electrolysis มี ๒ ประเภท ได้แก่ ประเภทอัลคาไลน์ประมาณ ๔ ถึง ๕ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน และประเภทเมมเบรนประมาณ ๕ ถึง ๖ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน

➢ ไฮโดรเจนสีเขียว (Green hydrogen) ผลิตจากกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้า (electrolysis) ที่ได้จากพลังงานทดแทนทุกรูปแบบ อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม ต้นทุนในการผลิตประมาณ ๔ ถึง ๕ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน หรือประมาณ ๕ ถึง ๖ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ขึ้นอยู่กับประเภทของ electrolysis

หากในอนาคตการแยกน้ำด้วยไฟฟ้ามีราคาถูกลง หรือการผลิตไฮโดรเจนในต้นทุนราคาประมาณ ๐.๕ ถึง ๑ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนเทียบเท่ากับไฮโดรเจนสีน้ำตาล โครงการในการที่จะใช้ไฮโดรเจนเพื่อเป็นเชื้อเพลิงทดแทนสำหรับเชื้อเพลิงฟอสซิลจะประสบผลความสำเร็จ



Source <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023

ภาพที่ ๑๔ สีของไฮโดรเจนเป็นการนำมาเปรียบเทียบกรรมวิธีการผลิต

สรุปสีของไฮโดรเจน คือ ต้นทุนการผลิตหรือการใช้เทคโนโลยีต่าง ๆ หรือการปลดปล่อยมลภาวะในการผลิตออกมา ซึ่งไฮโดรเจน Green (Yellow) จะเป็นไฮโดรเจนที่สะอาดบริสุทธิ์ แต่ส่วนที่มีสีเข้มมากขึ้น Black หรือ Brown จะมีการปลดปล่อยมลภาวะ

Table 1 Green, Blue and Grey Hydrogen

Characteristics	Green (Yellow)	Blue	Grey
Energy Source	Renewables	Hydrocarbon: Natural Gas, Coal	Hydrocarbon: Natural Gas, Coal
Feed stock	Water	Hydrocarbon: Natural Gas, Coal Oil, Biomass	Hydrocarbon: Natural Gas
Technology	Water Electrolysis	Reforming + CCS Gasification + CCS	Reforming Gasification
By product	Oxygen	Carbon dioxide Gas + Capture	Carbon dioxide Gas
National environmental footprint	Minimal	Low	Medium or High

Source <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023

ภาพที่ ๑๕ สีของไฮโดรเจนและกระบวนการผลิต

Table 2 Pink, Turquoise and Brown Hydrogen

Characteristics	Pink (Purple)	Turquoise	Brown
Energy Source	Nuclear	Natural Gas	Hydrocarbon: Natural Gas, Coal
Feed stock	Water	Natural Gas	Brown Coal, Biomass
Technology	Electrolysis	Pyrolysis	Gasification
By product	Oxygen Gas Nuclear waste	Solid Carbon	Carbon monoxide Gas
National environmental footprint	Minimal GHG, Nuclear waste	Medium	High

Source <https://broadleaf.com.au/resource-material/the-colour-of-hydrogen/>, 2023

ภาพที่ ๑๕ สีของไฮโดรเจนและกระบวนการผลิต (ต่อ)

๓) เรื่อง “บทบาทภาครัฐในการกำหนดนโยบายและแผนงานที่เกี่ยวข้องกับการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นพลังงานทางเลือก”

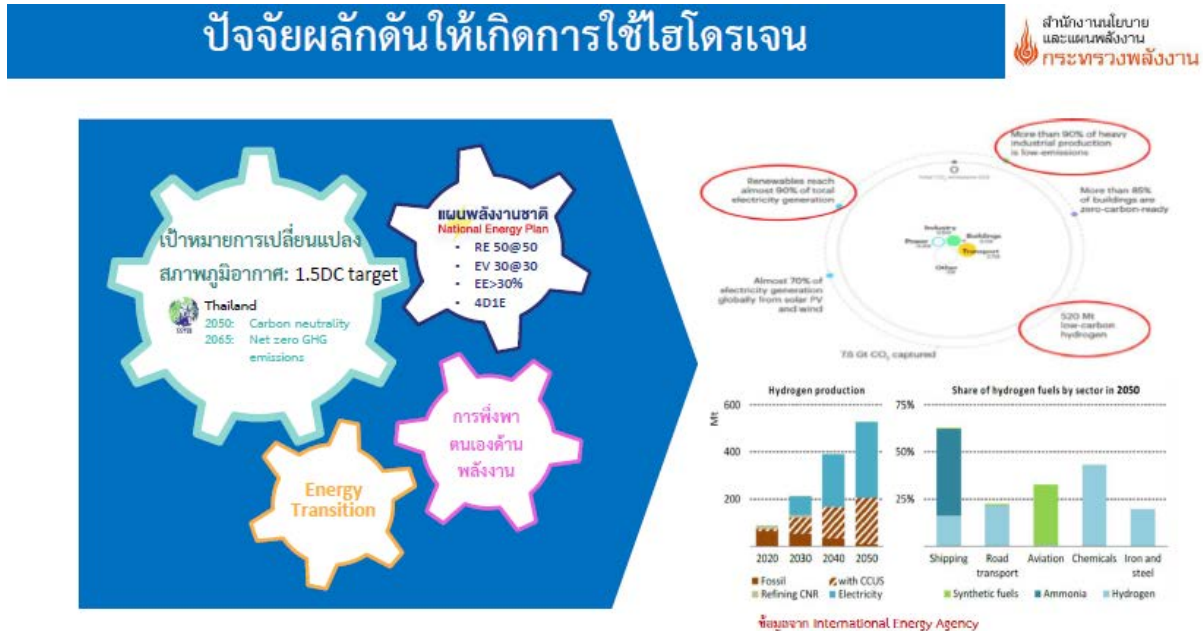
โดย นายสารรัฐ ประกอบชาติ

รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ปัจจัยผลักดันให้เกิดการใช้ไฮโดรเจน

แรงผลักดันหรือว่าแรงขับเคลื่อนที่สำคัญมาจากในเรื่องของกระแสของปัญหาเรื่องการรักษาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศหรือเรื่องของผลกระทบที่จะเกิดขึ้นที่เป็นกระแสของโลกที่ทุกประเทศให้ความสำคัญ เพราะฉะนั้นการมีเชื้อเพลิงสะอาดหรือพลังงานที่สะอาดมาใช้สำหรับของทุกประเทศจึงเป็นจัดลำดับความสำคัญ อีกทั้งไฮโดรเจนน่าจะเป็นคำตอบอันหนึ่งสำหรับการที่จะเป็นแหล่งพลังงานที่จะตอบโจทย์ในเรื่องนี้ ซึ่งเป็นปัจจัยขับเคลื่อนที่มาจากภายนอก ส่วนปัจจัยที่เป็นการขับเคลื่อนภายในมาจากปัจจัยภายนอกดังกล่าว และประเทศไทยก็ตอบรับเรื่องของแนวทางนั้นค่อนข้างชัดเจน จึงมีการไปกำหนดนโยบายของประเทศไทยในการเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (carbon neutrality) ภายในปี 2050 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net zero emissions) ภายในปี 2065 เพื่อให้เกิดความสำเร็จกระทรวงพลังงานให้มีการจัดทำแผนพลังงานชาติฉบับใหม่ซึ่งปัจจุบันยังอยู่ในกระบวนการของการจัดทำแผนพลังงานชาติ โดยปรับเป้าหมายจากเดิมเป็นจัดทำเป็นแผนฉบับเดียวของทั้งประเทศ ซึ่งมีเป้าหมายทำให้ประเทศไทยเข้าสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนและการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ซึ่งปัจจัยสำคัญของแผนคือการเลือกพลังงานหรือเลือกวิธีการบริหารจัดการจะต้องเป็นไปตามหลักการดังกล่าว ปัจจัยภายในเกี่ยวกับเรื่องไฮโดรเจนก็จะถูกส่งเสริมหรือผลักดันขึ้นมาภายใต้แผนพลังงานชาติ รวมถึงการสร้างความมั่นคงทางพลังงานที่ต้องหาแหล่งเชื้อเพลิงที่สามารถจัดหาได้เองในประเทศ จึงเป็นแนวทางหลักที่จะต้องพิจารณา รวมถึงเรื่องการที่ประเทศกำลังจะก้าวผ่านเรื่องของ Energy transition จากการใช้พลังงานที่ไม่สะอาด

ไปสู่การใช้พลังงานที่สะอาดโดยส่วนใหญ่หรือโดยทั้งหมด ในโลกมีการประเมินว่าถ้าโลกจะเข้าสู่การเป็น carbon neutrality ภายในปี ๒๐๕๐ จะต้องมีการใช้ไฮโดรเจนหรือมี demand ของไฮโดรเจนที่ต้องใช้ประมาณ ๕๓๐ ล้านตันในทุกๆรูปแบบของการใช้ ซึ่งมีการประเมินว่าส่วนใหญ่จะไปใช้ในภาคอุตสาหกรรม เช่น ด้านอุตสาหกรรมเคมี ซีเมนต์ เหล็ก และประมาณ ๓๐% จะใช้ในภาคขนส่ง



ภาพที่ ๑๖ ปัจจัยผลักดันการใช้ไฮโดรเจน

แผนการพัฒนาใช้ไฮโดรเจนในต่างประเทศ

ในหลาย ๆ ประเทศมีการตั้งเป้าหมายและมีการจัดทำแผนการใช้ไฮโดรเจน เช่น

➢ ประเทศอังกฤษ เป้าหมายที่ตั้งไว้ในปี 2030 มีความต้องการที่จะให้มีการผลิตไฟฟ้าที่มาจากไฮโดรเจนให้ได้เป้าหมายประมาณ ๕ กิกะวัตต์ และอาจจะมีเป้าหมายในการสร้างเป็นเมืองต้นแบบไฮโดรเจนที่ใช้พลังงานไฮโดรเจนเป็นหลัก

➢ ประเทศสหรัฐอเมริกา มีการตั้งเป้าหมายในเรื่องของการส่งเสริมไฮโดรเจน เช่น ในกรณีของภาคขนส่งมีการตั้งเป้าหมายจะต้องมีรถที่เป็น Fuel Cell EV (FCEV) ที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงประมาณ ๑.๒ ล้านคัน และมีการขยายเรื่อง Infrastructure ในเรื่องของท่อก๊าซก็รองรับการใช้ไฮโดรเจนร่วมกับเชื้อเพลิงก๊าซ เพิ่มขึ้นประมาณ ๒,๕๐๐ กิโลเมตร โดยกำหนดสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนอยู่ที่ประมาณ ๓๐% รวมทั้งมีเป้าหมายในการกำหนดต้นทุนของกรีนไฮโดรเจนเงินที่เหมาะสมควรจะอยู่ที่ราคา ๑ - ๒ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน

➢ ประเทศญี่ปุ่น เป้าหมายในปี 2030 จะทำให้การผลิตไฟฟ้าในประเทศเป็นไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ และเป้าหมายเรื่องของการขนส่ง เช่น การตั้งเป้ารถ FCEV ประมาณ ๘๐๐,๐๐๐ คัน เป็นรถบัส ประมาณ ๑,๒๐๐ คัน และเรื่องของการส่งเสริมเรื่องของการใช้ไฮโดรเจนในลักษณะอื่น ๆ เน้นไปที่กรีนไฮโดรเจน

การเตรียมความพร้อมเรื่องไฮโดรเจนของภาครัฐ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ได้เริ่มต้นการศึกษาในปี 2021 โครงการแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจน เพื่อศึกษาการใช้ไฮโดรเจนอย่างมีประสิทธิภาพ ควรจะใช้ในภาคส่วนใดและในรูปแบบอย่างไร ซึ่งให้สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ร่วมกับมหาวิทยาลัยเชียงใหม่ศึกษาวิจัย โดยมีผลการศึกษาออกมาว่าภาคส่วนที่มีศักยภาพในการใช้ไฮโดรเจนมีอยู่ ๓ ภาคส่วน ได้แก่ ๑. ภาคไฟฟ้ามาใช้ในเรื่องของกระบวนการเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ๒. ภาคอุตสาหกรรมนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคความร้อนของโรงงานอุตสาหกรรม อาจจะใช้ในเรื่องกระบวนการของการให้ความร้อน ๓. ภาคขนส่ง ในยานพาหนะ

ปี 2022 ได้มีการศึกษาเรื่องของศักยภาพเพื่อจะนำมาพัฒนาต่อยอด เรื่องของการศึกษาเรื่องนโยบายหรือแนวทางที่จะส่งเสริมไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทยจากศักยภาพที่ได้ศึกษามาแล้ว จะมีแนวทางส่งเสริมอย่างไร ซึ่งผลการศึกษานำมาจัดทำแผนที่นำทางแผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจน ที่จะนำไปใช้เป็นแนวทางในการส่งเสริมไฮโดรเจนสำหรับประเทศว่าจะมีกระบวนการหรือมีแนวทางอย่างไรที่จะเหมาะสม

ปี 2023 ในปัจจุบันได้นำแผนที่นำทางที่ได้จัดทำแล้ว นำมาเริ่มผลักดันที่เป็นโครงการเชิงกลยุทธ์ที่จะทำให้เกิดการนำมาใช้จริงได้อย่างไร โดยอาจจะต้องเริ่มจากการที่จะมาทำเป็นโครงการนำร่องเพื่อที่จะทดสอบก่อนว่าถ้านำมาใช้จริงจะใช้ได้ตามที่ได้มีการศึกษาไว้หรือไม่ จะมีผลกระทบในด้านต่าง ๆ อย่างไร โดยมีการทำงานร่วมกับหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง มีการตั้งคณะทำงานไฮโดรเจนของ สนพ. มีหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้ง กกพ. กฟผ. ปตท. ENTEC และสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย มาร่วมกันเป็นคณะทำงาน เพื่อพิจารณาการส่งเสริมผลักดันไฮโดรเจน การกำหนดเป้าหมาย วิธีการแนวทางมาตรการส่งเสริมต่าง ๆ ที่มีความเหมาะสม

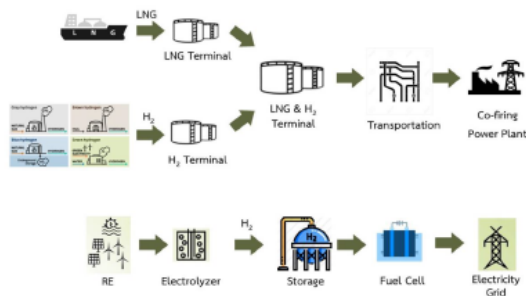
ศักยภาพการใช้ไฮโดรเจนของประเทศไทย

- การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า เป็นเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าในการผลิตไฟฟ้า ช่วงที่ศึกษาได้พิจารณาเป็น ๒ ลักษณะ คือ การใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าระบบไฟฟ้า หรือว่าใช้ไฮโดรเจนในลักษณะที่เป็น Energy Storage สำหรับการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจากการศึกษาบ่งชี้ไปในลักษณะการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจะมีความเหมาะสมกว่าสำหรับประเทศไทยในเรื่องของความคุ้มค่า โดยการใช้ประโยชน์ในแนวทางที่คิดว่าสามารถจะเป็นไปได้สำหรับเรื่องของการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติในระบบท่อ โดยอาจจะมีการกำหนดสัดส่วนของการผสมที่เหมาะสมจะอยู่ที่ประมาณ ๒๐% ที่จะได้ใช้แล้วคุ้มค่าและไม่ก่อให้เกิดผลกระทบที่มากเกินไป

การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า

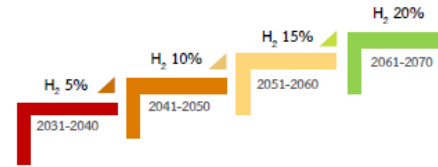
สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

Cost Analysis in the Supply Chain



Assumptions

เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ เพื่อทดแทน
เชื้อเพลิงเดิมโดยมีสัดส่วนการผสมไฮโดรเจน ในระบบท่อก๊าซไม่เกิน
20% โดยปริมาตร และเพิ่มสัดส่วนการผสมตามขั้นบันได



Under the preparation of this plans, electricity price tend to be higher.

ภาพที่ ๑๗ การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า

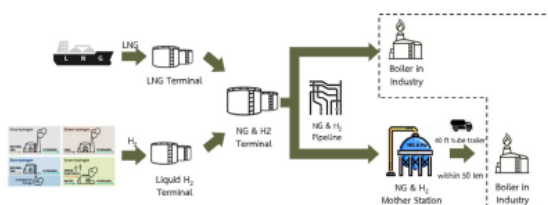
- การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานความร้อนสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

ไฮโดรเจนสามารถนำมาใช้ในภาคอุตสาหกรรมในโรงงานต่าง ๆ ได้โดยใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุปกรณ์ที่ให้ความร้อน เช่น boiler หรือนำมาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงที่โรงงานอุตสาหกรรมที่มีการใช้ก๊าซ LPG หรือน้ำมันเตา การนำมาใช้ในภาคอุตสาหกรรมนำมาทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลหรือนำมาใช้ร่วมกับไฮโดรเจน สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นพื้นฐานและตั้งอยู่ในระบบแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นโรงงานที่มีศักยภาพที่จะดำเนินการได้โดยลักษณะคือเป็นการผสมไฮโดรเจนลงไปในก๊าซในระบบท่อแล้วก็เอาไปใช้ในกระบวนการผลิตในส่วนที่เป็นการเชื้อเพลิงให้ความร้อน โดยสัดส่วนการใช้ไฮโดรเจนยังอยู่ที่ระดับประมาณ ๒๐% ซึ่งมีความเหมาะสมจากข้อมูลที่มีผลการศึกษาในเชิงเทคนิค หากจะใช้สัดส่วนมากกว่า ๒๐% ก็สามารถใช้ได้แต่มีผลกระทบเรื่องต้นทุนหรืออาจจะส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ที่มีการใช้งาน จะต้องมีการติดตามหรือศึกษาเพิ่มเติมว่าสามารถใช้ได้ในสัดส่วนมากที่สุดในระดับใดจึงจะเหมาะสม

การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานความร้อนสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

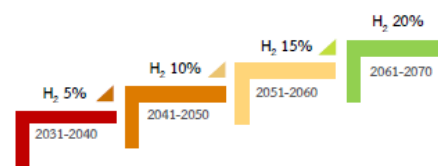
สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

Cost Analysis in the Supply Chain



Assumptions

นำไฮโดรเจนไปผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในรูปความร้อนในระบบ
เผาไหม้หม้อไอน้ำ (boiler) ของโรงงานอุตสาหกรรม



1. นำก๊าซผสมไปทดแทนในโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและตั้งอยู่ในแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
2. นำก๊าซผสมไปทดแทนเชื้อเพลิงเดิมในโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และน้ำมันเตา โดยโรงงานเหล่านี้จะต้องตั้งอยู่ภายในรัศมีไม่เกิน 50 กิโลเมตร จากสถานีบริการ NGV แบบสถานีแม่ (Mother Station)

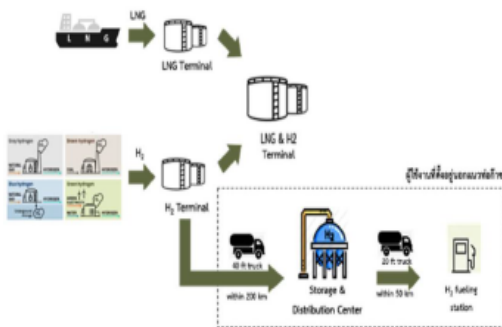
ภาพที่ ๑๘ การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานความร้อนสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

- การใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่ง การส่งเสริมเรื่อง EV ที่เป็นพลังงานไฟฟ้ากับเรื่องไฮโดรเจนจะมีนโยบายหรือว่าจะมีแนวทางในการส่งเสริมอย่างไร ซึ่งสามารถนำมาใช้ได้ทั้งสองแบบ เพราะเป็นกลุ่มเป้าหมายเดียวกัน ในมุมมองเชิงนโยบายก็ต้องการจะสร้างความชัดเจนว่าลักษณะของยานพาหนะหรือว่าขนส่งแบบใดควรจะใช้เป็นรถ EV และแบบใดควรจะเป็นรถไฮโดรเจน จากการประเมินการศึกษาเรื่องศักยภาพในภาคขนส่งพบว่าการใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่งอาจจะเน้นไปที่รถบรรทุกที่เป็น Heavy Duty จะมีศักยภาพและเหมาะสมในการนำมาใช้ทั้งในเรื่องของต้นทุน เรื่องของผลกระทบต่าง ๆ หรือเรื่องของโครงสร้างพื้นฐานสามารถจะพัฒนาจากเดิมที่มีอยู่แล้วก็มีความเหมาะสมในเชิงพาณิชย์ โดยใช้โครงสร้างพื้นฐานจากที่มีทั้งในเรื่องของ NGV หรือในเรื่องของท่อก๊าซที่เป็นโครงสร้างพื้นฐานที่สามารถจะพัฒนาต่อยอดในเรื่องของค่าขนส่งได้ แต่อาจจะมียุทธศาสตร์อื่น ๆ ที่สามารถใช้ไฮโดรเจนได้แต่อาจจะต้องมีการศึกษาในรายละเอียดเพิ่มเติม

การใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่ง



► Cost Analysis in the Supply Chain



► Heavy Duty Truck

- ปัจจุบันต้นทุนของรถบรรทุก FCEV มีราคาสูงกว่ารถบรรทุก BEV เพียงเล็กน้อย (ไม่รวมโครงสร้างพื้นฐาน)
- โครงสร้างพื้นฐานที่มีอัตราการใช้งานต่ำ (low utilization of infrastructure) เป็นต้นทุนที่สูงมากสำหรับการใช้รถบรรทุก FCEV และ BEV โดยรวม
- การลดต้นทุนในส่วนนี้สามารถทำได้โดยการบริหารจัดการรูปแบบของการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานของการเติมเชื้อเพลิงเพื่อการขนส่งแบบ "hub-and-spoke" จะทำให้อัตราการใช้สถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมีสูงมากขึ้นและสามารถลดต้นทุนในส่วนโครงสร้างพื้นฐานลงได้อย่างมีนัยสำคัญ

ภาพที่ ๑๙ การใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่ง

(ร่าง) แผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์สำหรับประเทศไทยที่ได้จากการศึกษาในโครงการ ยังอยู่ในกระบวนการที่สามารถจะปรับปรุงเพิ่มเติมแก้ไขได้ โดยร่างดังกล่าวมีวิสัยทัศน์ “ประเทศไทยมีความพร้อม สามารถเริ่มมีการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงานตั้งแต่ปี ค.ศ. 2030 และเติบโตอย่างยั่งยืนจนเป็นหนึ่งในทางเลือกที่สำคัญสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. 2050 โดยมีแนวทางการส่งเสริมที่จะทำให้เป็นไปตามเป้าหมายมีอยู่ ๔ ยุทธศาสตร์ ได้แก่

ยุทธศาสตร์ที่ ๑ การพัฒนาตลาดและการสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ไฮโดรเจนจะมีมาตรการหลัก ๆ เรื่องการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับกลุ่มผู้ใช้ เรื่องการพัฒนาตลาดราคาที่จะต้องมีการตั้งกลไกราคาที่เหมาะสมที่จะทำให้เกิดการใช้ รวมถึงอาจจะต้องผลักดันให้มีโครงการนำร่องต่าง ๆ

ยุทธศาสตร์ที่ ๒ การส่งเสริมการวิจัยและอุตสาหกรรมไฮโดรเจนในประเทศ เป้าหมายเพื่อให้เกิดการพัฒนาไฮโดรเจนที่มีต้นทุนในระดับที่เหมาะสม ต้องมุ่งเน้นในเรื่องการสนับสนุนเรื่องการวิจัยเทคโนโลยีเป็นหลัก พร้อมกับพัฒนาเรื่องของตลาดหรือว่ากลไกการซื้อขายคาร์บอน

ยุทธศาสตร์ที่ ๓ การสร้างโครงสร้างพื้นฐาน ที่ต้องรองรับระบบการใช้งาน โดยศักยภาพของการใช้ไฮโดรเจนจะเป็นลักษณะที่นำไปใช้ร่วมกับก๊าซธรรมชาติในระบบที่มีการใช้ท่อส่งก๊าซ เพราะฉะนั้นต้องส่งเสริมเรื่องการสร้างระบบที่เป็นเครือข่ายที่ต้องขยายเพิ่มเติม เรื่องการพัฒนา ระบบจัดเก็บ ขนส่งและสถานีเติมไฮโดรเจน ที่จะต้องมีการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานขึ้นมารองรับ เพื่อให้เกิดการใช้ได้อย่างเต็มรูปแบบและในระยะยาวที่ประเทศไทยควรจะส่งเสริมถึงขั้นที่เป็น กรีนไฮโดรเจน จะต้องมีการสร้างเฉพาะสำหรับรองรับการผลิตที่เป็นกรีนไฮโดรเจนให้เกิดขึ้นได้

ยุทธศาสตร์ที่ ๔ ปรับปรุงกฎระเบียบมาตรฐาน เพื่อรองรับการกำกับดูแล เพราะไฮโดรเจน ยังมีประเด็นเรื่องความปลอดภัยเรื่องของผลกระทบกับอุปกรณ์ต่าง ๆ ชิ้นส่วนที่มีการใช้ต้องมีมาตรฐาน ที่ครบถ้วน

(ร่าง) แผนที่นำทางแผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจน โดยแบ่งการส่งเสริมเป็น ๓ ระยะ ได้แก่

ระยะสั้นในกรอบภายในปี 2030 เป้าหมายเชิงยุทธศาสตร์คือทำให้เกิดโครงการนำร่องการใช้จริง การขับเคลื่อนให้เกิดการสาธิตการใช้จริงให้ได้ เพื่อทำให้เห็นภาพการใช้งานแล้วมีผลกระทบอย่างไร และจะต้องไปปรับปรุงแก้ไขผลกระทบ เพื่อให้สามารถขยายผลได้อย่างไร ระยะสั้นเน้นเรื่องของการนำร่อง

ระยะกลางตั้งแต่ปี 2030 ถึง 2040 เป็นการพัฒนาให้เกิดการใช้ในเชิงพาณิชย์ต้องเกิดการใช้อิโดรเจนในเชิงพาณิชย์ทั้งในภาคไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง ระยะยาวตั้งแต่ 2041 ไปจนถึง 2050 เป้าหมายของแผนการใช้ไฮโดรเจนระยะยาวไฮโดรเจนจะต้องเป็นทางเลือกสำคัญ ของประเทศของการใช้เชื้อเพลิง

ดังนั้น การส่งเสริมในระยะสั้นและระยะกลาง ในเรื่องของเทคโนโลยีการผลิตหรือว่าการได้มา ซึ่งไฮโดรเจนจะเป็น Blue hydrogen เป็นหลัก ซึ่งอาจจะมีการใช้ Green hydrogen บ้าง ที่เป็นส่วน ที่เป็นการสนับสนุน แต่เป้าหมายหลักจะเป็นการพัฒนาในลักษณะให้เกิดการผลิตหรือว่าการจัดหา ที่เป็น Blue hydrogen ขึ้นมาในประเทศเป็นหลัก เพื่อที่จะรองรับการเตรียมความพร้อมในระยะสั้น และการขยายไปสู่การใช้เชิงพาณิชย์ในระยะกลาง ส่วนระยะยาวเทคโนโลยีการผลิต จะเป็นเรื่องของ Blue hydrogen และ Green hydrogen แต่เป้าหมายจะเน้นไปทาง Green hydrogen ให้มีสัดส่วน ที่มากขึ้นเพราะเป็นการตอบโจทย์ของความเป็นกลางทางคาร์บอน แต่ยังมีประเด็นเรื่องต้นทุนอยู่ ว่าจะต้องมีการพัฒนาไฮโดรเจนในระดับต้นทุนที่เหมาะสม ซึ่งในเป้าหมายจากการศึกษา ถ้าเป็น Green hydrogen จะอยู่ประมาณราคา ๓ - ๔ เหรียญสหรัฐหรือต่ำกว่านั้น ขึ้นอยู่กับรูปแบบ ของเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิต ซึ่งเป็นการพิจารณาในปัจจุบันที่คิดว่าจะเป็นต้นทุนที่เหมาะสม ที่จะสามารถทำให้เกิดการใช้งานในเชิงพาณิชย์ และมองในองค์รวมทั้งเรื่องของการผลิต การขนส่ง การจัดเก็บ ต้องเป็นต้นทุนที่สามารถบริหารจัดการได้อย่างเหมาะสมด้วย ในส่วนของการขับเคลื่อน ของแต่ละระยะจะใช้ ๔ ยุทธศาสตร์ที่ได้กล่าวมาแล้วมาใช้เป็นแนวทางในการขับเคลื่อน

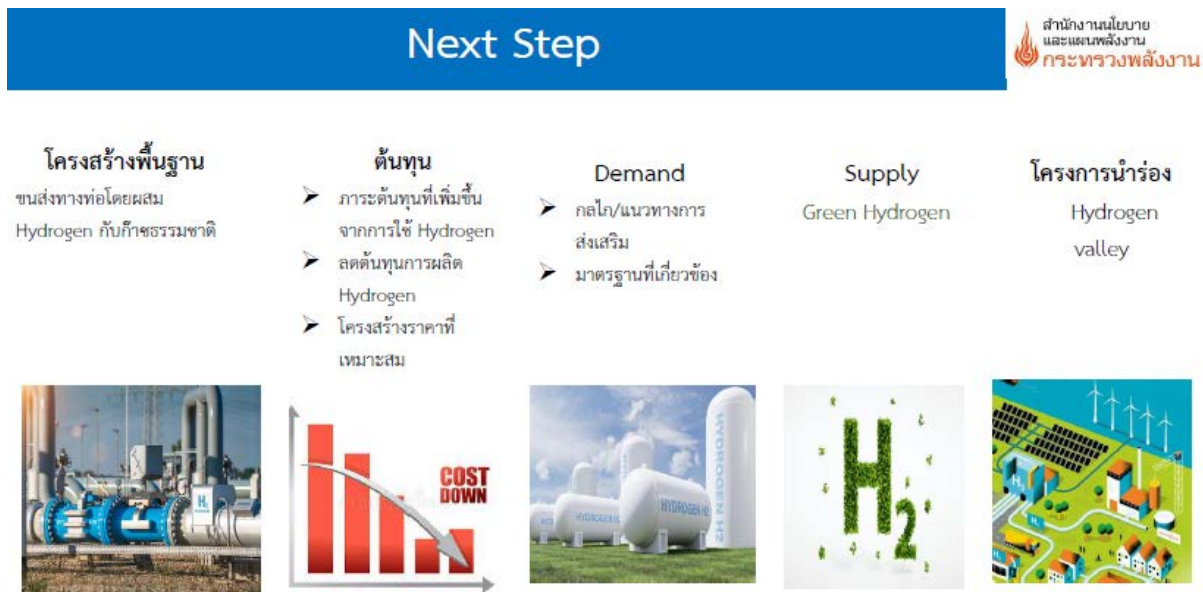


ภาพที่ ๒๐ แผนที่นำทางแผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจน

โดยในระยะสั้น ระยะกลาง จะเน้นเรื่องของการพัฒนา demand และการวิจัยเพื่อลดต้นทุน เป็นหลักมีมาตรการต่าง ๆ เพื่อกระตุ้นการใช้ เรื่องการส่งเสริมการลงทุนหรือว่ามาตรการในเชิงของภาษี มาใช้ในการสร้างแรงจูงใจทั้งผู้ใช้และผู้ผลิต ส่วนระยะยาวจะเป็นการขยายผลต่อในเรื่องนโยบาย ที่จะเริ่มลดในเรื่องของมาตรการสนับสนุนลง เพื่อให้กลไกตลาดหรือว่ากลไกทางธุรกิจสามารถเดินได้ด้วยตัวเองเป็น การใช้หรือเป็นการดำเนินการในเชิงพาณิชย์อย่างเต็มรูปแบบ ส่วนเรื่องโครงสร้างพื้นฐาน จะมีการสร้างรองรับในแต่ละระดับ ทั้งเรื่องของภาคไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่ง ต้องมีการสร้างโครงสร้างพื้นฐานเริ่มต้นตั้งแต่ระยะสั้นที่จะต้องทดสอบเรื่องของการใช้ การส่งไฮโดรเจน ให้เข้าระบบในท่อ หรือเรื่องของการขนส่งไฮโดรเจนอาจจะอยู่ในรูปของไฮโดรเจนเหลวไปยังจุดใช้งานต่าง ๆ มีสถานีจ่ายไฮโดรเจน มีสถานที่จัดเก็บ ในเรื่องของการการปรับปรุงกฎระเบียบการสร้างมาตรฐาน ต้องดำเนินการในทุกมิติ กระบวนการจัดหา การผลิต การขนส่ง การจัดเก็บ และเรื่องของการติดตามผลกระทบที่เกิดขึ้น จะต้องมีการมาตรฐานรองรับให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากลที่ต้องมีการกำหนดขึ้นมา

การขับเคลื่อนในระยะต่อไป หรือ Next Step ของ สนพ. ที่ได้ดำเนินการตามแนวทาง หรือแผนที่นำทางที่มีอยู่แล้ว สนพ. จะต้องเดินในมิติต่าง ๆ ในระยะสั้นเรื่องของการสร้างพื้นฐาน สนพ. ได้ร่วมกับ กพฟ. และ ปตท. ที่จะเริ่มไปทำโครงการที่จะนำร่องการทดสอบการเอาไฮโดรเจนไปผสม ในท่อก๊าซเพื่อใช้ในโรงไฟฟ้า ซึ่งอยู่ระหว่างหาโรงงานหรือโรงไฟฟ้าที่จะเป็นตัวอย่างเอาไปใช้ในการทดสอบ เพื่อที่จะประเมินว่าจะใช้ไฮโดรเจนผสมได้ในสัดส่วนเท่าไร จะมีผลกระทบหรือต้องมีมาตรฐานกำกับในส่วนใด เรื่องของต้นทุนต้องไปส่งเสริมเรื่องของหน่วยงานในด้านการวิจัยต่าง ๆ ต้องไปประสานงาน เพื่อให้เกิดการวิจัยให้มีการลดต้นทุนการผลิตในระดับที่เหมาะสม เรื่องของ demand ต้องหาแนวทาง กลไกที่จะส่งเสริมการใช้ให้มากขึ้นในระดับที่มีความเหมาะสมที่จะขับเคลื่อนในเชิงพาณิชย์ได้ ส่วนด้านการซัพพลาย (Supply) เทคโนโลยีในการผลิต Blue hydrogen การผลิตที่ใช้ร่วมกับเทคโนโลยี

การดักจับและการกักเก็บคาร์บอน (CCS) ซึ่งในระยะยาวอาจจะเป็นการผลิต Green hydrogen ในประเทศได้ ต้องมีการเตรียมความพร้อมอย่างไร จะต้องมีการศึกษาในเชิงลึกเพิ่มเติมและ สนพ. คาดหวังจะทำให้เกิดโครงการนำร่องเป็นตัวอย่างใช้จริงในพื้นที่ที่อาจจะเป็นพื้นที่ที่มีการใช้ไฮโดรเจนเป็นพลังงานหลัก หากสามารถสร้างเป็นเป็นไฮโดรเจนวัลเลย์ขึ้นมาจะมีต้นแบบของการใช้ไฮโดรเจนให้เห็นทั้งในเรื่องของกระบวนการจัดหา มา กระบวนการนำมาใช้ กระบวนการในการกำกับดูแล และกระบวนการในการที่จะทดสอบผลต่าง ๆ ถ้ามีพื้นที่ที่เป็นพื้นที่นำร่องเป็นตัวอย่างได้แล้วแสดงผลจริงก็จะผลักดันให้เกิดขึ้นมา อาจจะได้มีการนำเสนอแนวทางหรือนโยบายที่จะทำให้เกิดโครงการนำร่องต่อไป



ภาพที่ ๒๑ แนวทางหรือนโยบายที่จะทำให้เกิดโครงการนำร่องต่อไป

๔) เรื่อง “เทคโนโลยีในการผลิตและการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในปัจจุบัน”

โดย ดร.ชฎานันท์ จันทวสุ

รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานความยั่งยืนองค์กร
บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)

ไฮโดรเจนถือกำเนิดมาหลายร้อยปีซึ่งมีการผลิตได้หลายรูปแบบ การแยกน้ำเพื่อผลิตไฮโดรเจนเป็นวิธีการที่มีมานานแล้วเช่นกัน ซึ่งต้องใช้พลังงานจำนวนมากในการแยกน้ำดังกล่าว โดยคุณสมบัติอีกอย่างหนึ่งของไฮโดรเจนคล้ายกับแบตเตอรี่ คือ สามารถกักเก็บพลังงานได้ค่อนข้างมาก เพียงแต่ว่าการที่ผลิตไฮโดรเจนเพื่อกักเก็บพลังงานจะใช้พลังงานในแง่การเติมพลังงานมากกว่ารับพลังงาน จึงทำให้ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนมีราคาค่อนข้างสูง โดยสามารถแบ่งประเภทของไฮโดรเจนได้ ดังนี้

๑. ไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานไฟฟ้า

ในปัจจุบันต้นทุนการผลิตหลักมาจากค่าไฟฟ้าเป็นหลัก โดยแบ่งประเภทของไฮโดรเจนได้ ดังนี้

- Green Hydrogen ใช้พลังงานสะอาดในการผลิต
- Pink Hydrogen ใช้พลังงานนิวเคลียร์ในการผลิต
- Yellow Hydrogen ใช้พลังงานไฟฟ้าปกติในการผลิต

๒. ไฮโดรเจนที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

Blue Hydrogen, Turquoise Hydrogen, Grey Hydrogen และ Black Hydrogen โดยมีข้อดีข้อเสียที่แตกต่างกัน เช่น Grey Hydrogen หรือ Blue Hydrogen การผลิตจะได้ By-product มีประโยชน์ในแง่ของการเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรม ปัจจุบันยังไม่แพร่หลายด้วยเหตุผลเพราะเมื่อนำไฮโดรเจนมาใช้จะยังมี Co หรือ CO_2 ที่ต้องบริหารจัดการ

Electrolysis เป็นกระบวนการแยกน้ำเพื่อให้ได้ไฮโดรเจน ซึ่งไฮโดรเจนสามารถกักเก็บพลังงานในตัวเองได้ประมาณ 40 Kw/hr แต่ด้วยเทคโนโลยีในปัจจุบันที่มีการนำไฟฟ้าเข้าไปผลิตไฮโดรเจนโดยเฉลี่ยจะอยู่ที่ประมาณ 50 Kw/hr ต่อไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม โดยสรุปในกระบวนการค่อนข้างท้าทายและไม่คุ้มค่าการลงทุน

การผลิตไฮโดรเจนโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ เป็นวิธีการที่ได้รับค่านิยมในปัจจุบัน โดยใช้ก๊าซมีเทนเป็นวัตถุดิบหลักแล้วแยกเป็นไฮโดรเจนออกมาเป็น Syngas โดยไฮโดรเจนชนิด Grey Hydrogen และ Blue Hydrogen จะใช้เทคโนโลยีเดียวกันในการผลิต ได้แก่

Stream-methane reforming (SMR) ได้ Syngas

เป็นกระบวนการเติมน้ำที่มีพลังงานสูงเข้าไปในระบบ โดยน้ำจะทำปฏิกิริยากับก๊าซมีเทนแล้วจะได้ Syngas

Partial Oxidation (POX)

เป็นกระบวนการเติมออกซิเจนเข้าไปในระบบ โดยออกซิเจนจะทำปฏิกิริยากับก๊าซมีเทนแล้วจะได้ Syngas

Autothermal reforming (ATR)

เป็นกระบวนการผสมระหว่างการเติมน้ำและออกซิเจนเข้าไปในระบบ โดยน้ำกับออกซิเจนจะทำปฏิกิริยากับก๊าซมีเทนแล้วจะได้ Syngas

Methane Pyrolysis (ไฮโดรเจนชนิด Turquoise Hydrogen)

เป็นกระบวนการผลิตที่อยู่ระหว่างการพัฒนาซึ่งกำลังได้รับความสนใจจากผู้ผลิตไฮโดรเจน ข้อดีของกระบวนการนี้คือ จะไม่มี Co หรือ CO_2 ออกมา โดยจะได้เป็น Solid Carbon ออกมา และใช้พลังงานในการผลิตน้อยกว่ากระบวนการ Electrolysis พอสมควร และถึงแม้ได้ By-Product ที่เป็น Carbon ก็ยังสามารถนำไปใช้งานได้ง่ายกว่า หลักการคือนำก๊าซมีเทนมาเพิ่มอุณหภูมิแล้วจะเกิดปฏิกิริยาออกมาเป็นไฮโดรเจน ส่วนข้อเสียคือ จำเป็นต้องใช้อุณหภูมิสูงมาก (ประมาณ ๑,๐๐๐ - ๒,๐๐๐ องศาเซลเซียส) จึงมีความพยายามในการลดอุณหภูมิในกระบวนการผลิตลงซึ่งอยู่ระหว่างการพัฒนา

เนื่องจากไฮโดรเจนมีสถานะเป็นก๊าซ จึงทำให้การขนส่งและการกักเก็บทำได้ค่อนข้างลำบาก ในต่างประเทศจะทำการขนส่งโดยรถบรรทุกขนาดใหญ่ ซึ่งต้องใช้แรงดันประมาณ ๒๐๐ - ๕๐๐ bar โดยต้องมีระบบด้านความปลอดภัยเข้ามาเกี่ยวข้อง จึงทำให้มีต้นทุนด้านการขนส่งค่อนข้างสูง เนื่องจากต้องใช้อุปกรณ์พิเศษ และภายหลังจากการขนส่ง การนำไปใช้งานก็จะมีอีกขั้นตอนจึงทำให้การใช้งานไฮโดรเจนทำได้ค่อนข้างยากในปัจจุบัน จึงมีแนวคิดในประเทศที่มีขนาดพื้นที่ไม่ใหญ่มาก หรือกลุ่มอุตสาหกรรมไฮโดรเจนในเรื่องการเดินท่อส่งไฮโดรเจน

ในปัจจุบันมีการนำไฮโดรเจนไปใช้งาน เช่น อุตสาหกรรมการกลั่นปิโตรเคมีหรือเคมีอื่น ๆ ซึ่งใช้ไฮโดรเจนเป็นวัตถุดิบหลักในการผลิตผลิตภัณฑ์ต่าง ๆ ส่วนในอนาคตเนื่องจากปัจจุบันไฮโดรเจน

มีราคาค่อนข้างสูง อุตสาหกรรมปลายทางหรือการนำไปใช้งานจึงต้องมีการใช้งานในรูปแบบที่แตกต่างกัน ตัวอย่างในต่างประเทศ ข้อแรกที่ต้องพิจารณาคือ การขนส่ง ไม่ว่าจะเป็นในส่วนของการรถลาก หรือยานพาหนะขนาดใหญ่ และการนำไปใช้ในอุตสาหกรรมก็เป็นข้อพิจารณาในลำดับถัดมา โดยพิจารณาในแง่ของราคาต้นทุนที่สามารถรับได้ เพราะฉะนั้น ในแง่ของการขนส่ง อุตสาหกรรมที่เป็นไฟฟ้าที่มาร่วมมือกับก๊าซธรรมชาติเพื่อนำไปใช้ในโรงไฟฟ้า หรืออุตสาหกรรมที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นวัตถุดิบหลักและใช้เป็นพลังงาน ซึ่งเป็นรูปแบบที่จะใช้ในอนาคต

ภาพรวมในตลาดโลก ไฮโดรเจนถูกจับตามองว่าเป็นพลังงานสะอาดแห่งอนาคต ส่วนต่างของค่าที่ใช้ลดคาร์บอน ซึ่งไฮโดรเจนยังมีความจำเป็นที่จะทำให้บรรลุสู่เป้าหมาย Net Zero โดยมีการประเมินไปถึง ปี ๒๐๕๐ ซึ่งคาดว่าราคาน่าจะลดลง โดยขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายอย่าง เช่น เทคโนโลยี ราคาของพลังงานสะอาด เป็นต้น รวมทั้งนโยบายการสนับสนุนของแต่ละประเทศ ที่แตกต่างกัน ยกตัวอย่างเช่น สหรัฐอเมริกา มีการสนับสนุนงบประมาณในการบริหารจัดการ และเพิ่มผลตอบแทนการลงทุน ยุโรป มีการอุดหนุนงบประมาณ เป็นต้น ดังเหตุผลที่กล่าวมาจะสามารถช่วยเป็นแรงผลักดันเพื่อให้เกิดอุตสาหกรรมใหม่ที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน ซึ่งต้องติดตามว่าด้วยการลงทุนจะเป็นไปในทิศทางใด ซึ่งในปัจจุบันหากผู้ประกอบการใดเริ่มดำเนินการก่อนในราคาต้นทุนราคาถูก ย่อมถือเป็นความได้เปรียบคู่แข่งในตลาด เพราะจะเป็นผู้กำหนดระบบการบริหารจัดการในภาพรวมที่จะเกิดขึ้นในอนาคต

ไฮโดรเจนมีความน่าสนใจในแง่ของการที่ไม่ได้เป็นห่วงโซ่อุปทานด้วยตนเอง แต่ต้องอาศัยเทคโนโลยีอื่นมาช่วยในกระบวนการ เช่น พลังงานสะอาด เพื่อเป็นการลดต้นทุนการผลิต เป็นต้น

ปัจจุบัน CCS ได้ถูกพัฒนาขึ้นเป็นอย่างมาก อเมริกาและยุโรปมีการลงทุนหลายโครงการ เอเชียเริ่มมีการดำเนินการแต่หลัก ๆ แล้วจะอยู่ในโซนออสเตรเลียโอเชียเนีย โดยยังไม่ทราบต้นทุนที่เป็นค่าเฉลี่ยจริงเพราะเพิ่งเริ่มดำเนินโครงการ แต่หากประเมินต่อตันคาร์บอนจะอยู่ที่ประมาณ ๑๐๐ เหรียญดอลลาร์สหรัฐเศษ แต่ถือเป็นสิ่งสำคัญเพราะหากประเทศใดดำเนินการได้ถูกต้อง ก็จะมีต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนได้ถูกกว่าประเทศอื่น ซึ่งก็จะเป็นอีกหนึ่งปัจจัยในการกำหนดว่าประเทศใดจะมีขีดความสามารถในการแข่งขันในอุตสาหกรรมไฮโดรเจน

การดำเนินการต่าง ๆ ต้องอยู่ภายใต้เป้าหมาย ๑.๕ องศา จึงทำให้ไฮโดรเจนมีปริมาณเพิ่มมากขึ้นเรื่อย ๆ โดยในปี 2020 มีปริมาณอยู่ที่ ๙๐ ล้านตัน และในปี 2050 อยู่ที่ประมาณ ๖๐๐ ล้านตันเศษ มีมูลค่าประมาณ ๑,๕๐๐ ล้านดอลลาร์สหรัฐ ถือเป็นอุตสาหกรรมใหม่ที่เกิดขึ้น โดยในปี 2040 - 2050 Green Hydrogen จะมีปริมาณเพิ่มมากขึ้น เพราะคาดว่าต้นทุนจะถูกลงประมาณปี 2030 - 2050 จะทำให้มีสัดส่วนมากขึ้นและสามารถแข่งขันกับ Blue Hydrogen ได้ แต่ในปัจจุบัน ถึงประมาณปี 2030 Grey Hydrogen และ Blue Hydrogen บางส่วน ยังถือเป็นไฮโดรเจนชนิดหลัก

ประเทศและภูมิภาคที่ผลิตไฮโดรเจนชนิด Green Hydrogen ได้แก่ ประเทศในภูมิภาคอเมริกา แอฟริกา และแอฟริกาใต้ โดยประเทศในกลุ่มนี้จะมีต้นทุนถูกกำหนดด้วยราคาของพลังงานสะอาด โดยประมาณปี ๒๐๓๐ จะมีต้นทุนลดลงประมาณ ๒ เหรียญดอลลาร์สหรัฐ ต่อไฮโดรเจนหนึ่งกิโลกรัม ส่วนไฮโดรเจนชนิด Blue Hydrogen ได้แก่ ประเทศในภูมิภาคอเมริกา อเมริกาใต้ และประเทศในภูมิภาคตะวันออกกลาง โดยประเทศในกลุ่มนี้จะมีต้นทุน CCS ในอัตราประมาณ ๒ เหรียญดอลลาร์สหรัฐ

ราคาประมาณการของ Blue Hydrogen และ Green Hydrogen ในปัจจุบัน ประเทศที่มีต้นทุนต่ำสุด จะอยู่ในภูมิภาคอเมริกาและตะวันออกกลาง ในอัตราราคาประมาณ ๒ - ๓ เหรียญดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งหากรวม Intensive IRA จะมีราคาที่ต่ำลงอีก แต่ในยุโรปและเอเชียยังมีต้นทุนสูง เนื่องจากราคาพลังงานสูงและเนื่องจากมีวัตถุดิบที่ใช้สำหรับการผลิตไม่มากนัก แต่มีแนวทางในการปรับเปลี่ยนไปใช้พลังงานสะอาดมากขึ้น จึงคาดการณ์ได้ว่าเมื่อราคาของพลังงานสะอาดลดลง ต้นทุนการผลิตของไฮโดรเจนก็จะถูกลงเช่นกัน แต่เมื่อพิจารณาถึงความสามารถในการแข่งขันยุโรปและเอเชียยังคงเป็นรองอเมริกาและตะวันออกกลางอยู่พอสมควร จึงต้องพิจารณาแนวนโยบายการสนับสนุนว่าจะเป็นไปได้ในทิศทางใด ส่วน Grey Hydrogen คาดการณ์ว่าในอนาคตจะมีราคาสูงขึ้นเรื่อย ๆ เนื่องจากต้นทุนการผลิตและภาษีคาร์บอน ซึ่งคาดการณ์ว่าผู้ใช้หลักจะเป็นประเทศในยุโรป ส่วนประเทศที่ขับเคลื่อนเศรษฐกิจไฮโดรเจนอยู่แล้วคือ เกาหลีใต้และญี่ปุ่น ซึ่งจะเป็นผู้ใช้หลักในเอเชีย แต่จะเป็นประเทศผู้นำเข้าเป็นหลัก

ประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีอัตราการผลิตไฮโดรเจนและราคาที่ใกล้เคียงกัน ทั้ง Blue Hydrogen และ Green Hydrogen แต่ประเทศอินโดนีเซียมีช่วงราคาที่ค่อนข้างต่ำกว่าประเทศอื่น ๆ เนื่องจากราคาของพลังงานสะอาดและ CCUS ต้นทุนการกักเก็บคาร์บอนมีราคาถูก ดังนั้น ประเทศไทยต้องอาศัยเทคโนโลยีที่เป็นโครงสร้างพื้นฐานของประเทศในอนาคตเป็นส่วนช่วยด้าน Carbon Neutrality ในการมุ่งไปสู่ Net Zero ต่อไป

ในแง่ของนโยบายและระเบียบกฎหมายที่เกี่ยวข้องถือเป็นส่วนสำคัญของการสนับสนุน ไม่ว่าจะเป็นเรื่องของพลังงานสะอาด หรือ CCS รวมทั้งโครงสร้างพื้นฐานในด้านการลงทุนและพื้นที่ที่เหมาะสมและคุ้มค่า การรองรับของตลาด รวมทั้งเทคโนโลยีต่าง ๆ

ในหลายประเทศมีการสนับสนุนและมีแผนขั้นตอนดำเนินการอย่างชัดเจนในการผลิตไฮโดรเจน รวมทั้งการผลักดันให้เกิดอุตสาหกรรมใหม่ในประเทศ ซึ่งมีทั้งข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกันไป

การนำไฮโดรเจนไปใช้งานมีการพิจารณาในประเด็นหลัก ได้แก่ ด้านการขนส่ง ด้านอุตสาหกรรม เช่น อุตสาหกรรมการกลั่นเคมีภัณฑ์ต่าง ๆ อุตสาหกรรมเหล็ก ในปี 2040 อุตสาหกรรมขนส่ง ด้านสายการบินและเรือเดินสมุทร ในปี 2050 ซึ่งต้องมีการจัดการราคาให้สามารถแข่งขันได้ และพัฒนาอุตสาหกรรมให้รองรับต่อการใช้งานในส่วนนี้

อุตสาหกรรมที่สามารถนำไฮโดรเจนไปใช้งานได้เร็วและมีราคาที่สามารถแข่งขันได้ เพราะปัจจุบันมีเทคโนโลยีที่สามารถนำมาใช้แทนไฮโดรเจนได้ ดังนั้น จึงต้องพิจารณาถึงราคาและความคุ้มค่าต่อการนำไฮโดรเจนมาใช้งาน

เศรษฐกิจไฮโดรเจนถือเป็นเรื่องใหญ่ เพราะต้องใช้กระบวนการหลายอย่าง เช่น การพัฒนา ด้านโครงสร้างพื้นฐาน ด้านการขนส่ง การส่งออกและนำเข้า เป็นต้น เพราะในปัจจุบันไฮโดรเจนขนส่งลำบาก จึงต้องการมีการเปลี่ยนเป็นก๊าซแอมโมเนียก่อนแล้วแปลงกลับไปเป็นไฮโดรเจนอีกครั้ง ซึ่งล้วนแล้วแต่เป็นต้นทุนการผลิต ดังนั้น ต้นทุนด้านการขนส่งจึงต้องมีกระบวนการคิดว่าจะทำอย่างไรให้มีต้นทุนต่ำที่สุดทั้งในแง่การผลิตและการเป็นผู้ใช้ ซึ่งต้องอาศัยนโยบายของภาครัฐในการสนับสนุนในส่วนนี้

๕) เรื่อง “การพัฒนาไฮโดรเจนเพื่อการใช้งานในภาคขนส่งเพื่อการพาณิชย์”

โดย นายเนรญ์ สุวรรณโชติช่วง

ที่ปรึกษาฝ่ายกิจการสัมพันธ์

บริษัท โตโยต้า มอเตอร์ ประเทศไทย จำกัด

ให้ข้อมูลว่า หากพิจารณาภาพรวม หรือ Supply Chain ของ Hydrogen แล้ว ควรต้องพิจารณาศึกษาให้ครบทั้งกระบวนการตั้งแต่ภาคการผลิต (Production) การกักเก็บ (Storage) การขนส่ง และระบบจำหน่าย (Transport, Distribution) และภาคของผู้ใช้ (Uses) เพื่อทราบถึงปัญหาอุปสรรคในแต่ละภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง ซึ่งปัจจุบันหากพิจารณาเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuels) พบว่า Hydrogen ไม่สามารถแข่งขันได้ทั้งในด้านของต้นทุนและเทคโนโลยี ดังนั้น จึงเป็นความท้าทายที่ทุกภาคส่วนต้องร่วมมือกันศึกษาความเป็นไปได้เพื่อนำไปสู่การนำ Hydrogen มาใช้เป็นพลังงานในอนาคต โดยควรศึกษาใน ๓ ประเด็นสำคัญเพื่อให้ครอบคลุมทั้ง Supply Chain ของ Hydrogen ดังนี้

(๑) ภาคการผลิต (Production) ควรศึกษาเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับใช้ผลิต Hydrogen เช่น การผสมผสานระหว่างเทคโนโลยีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นวัตถุดิบหลักทำปฏิกิริยา reforming กับไอน้ำที่มีอุณหภูมิสูงเพื่อให้ได้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และก๊าซไฮโดรเจน หรือที่เรียกว่า Steam methane reforming: SMR ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน กับเทคโนโลยี Carbon Capture and Storage: CCS ซึ่งเป็นเทคโนโลยีดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากโรงไฟฟ้าประเภทถ่านหิน กระบวนการกลั่นน้ำมัน โรงไฟฟ้า หรืออุตสาหกรรมขนาดใหญ่ เพื่อลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ การใช้เทคโนโลยี Electrolysis ร่วมกับพลังงานทดแทน (Renewable) การใช้เทคโนโลยี Biomass gasification เป็นต้น

(๒) ภาคการกักเก็บ การขนส่ง และระบบจำหน่าย (Storage, Transport, Distribution) สำหรับการขนส่ง Hydrogen สามารถขนส่งได้หลายรูปแบบไม่ว่าจะเป็นในรูปแบบของก๊าซ (Gaseous) ของเหลว (liquid) หรือเปลี่ยนรูปจาก Hydrogen เป็นแอมโมเนีย (NH_3) โดยสามารถส่งทางท่อร่วมกับก๊าซธรรมชาติ (blending) ซึ่งมีอยู่แล้วในปัจจุบัน

(๓) ภาคการใช้ (Uses) มีทั้งภาคการขนส่ง ได้แก่ รถยนต์ (ขนาดเล็ก) รถบรรทุก เรือ เครื่องบิน ภาคอุตสาหกรรม และระบบความร้อนกับที่อยู่อาศัย (Residential heating)

ทั้ง ๓ ภาคส่วนข้างต้นถือเป็นความท้าทายที่ทุกภาคส่วนต้องร่วมมือกันขับเคลื่อนให้สามารถนำ Hydrogen มาใช้ประโยชน์ได้จริงในประเทศไทย

ปัจจุบันภาคการขนส่ง (โดยเฉพาะในต่างประเทศ) มีศักยภาพที่จะสามารถนำ Hydrogen มาใช้เป็นเชื้อเพลิงได้จริง ทั้งในรถยนต์โดยสารขนาดเล็ก รถบัส รถไฟฟ้รคลิฟท์ และรถบรรทุกขนาดใหญ่ จึงเป็นจุดเริ่มต้นของความร่วมมือกันระหว่างบริษัท โตโยต้า มอเตอร์ ประเทศไทย จำกัด บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด และบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในลักษณะเป็น partner กัน เพื่อทำการศึกษาเกี่ยวกับการใช้ประโยชน์จาก Hydrogen สำหรับยานยนต์ในประเทศไทย

เรื่อง “การพัฒนาไฮโดรเจนเพื่อการใช้งานในภาคขนส่งเพื่อการพาณิชย์”

โดย นายพงษ์ศักดิ์ เหลืองจินดารัตน์

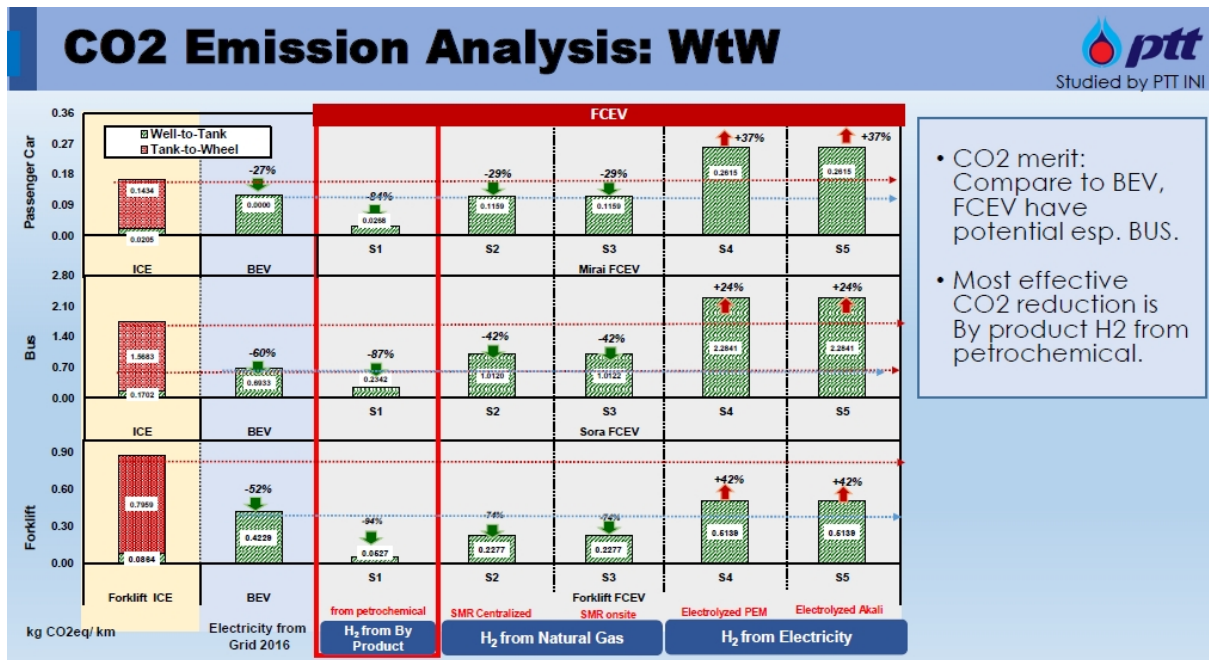
ผู้จัดการส่วนอาวุโสพัฒนาธุรกิจ BCG

บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด

ให้ข้อมูลเกี่ยวกับแนวทางและผลการศึกษาของทั้ง ๓ บริษัท สรุปสาระสำคัญได้ ดังนี้

- จุดประสงค์ของการศึกษาค้างนี้ เพื่อแสวงหาข้อดีของ Hydrogen สร้างมูลค่าเพิ่มให้กับ Hydrogen ที่เป็นผลพลอยได้จากกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี (by product to energy) ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการขนส่งสู่ Net Zero และเพื่อส่งเสริมและกระตุ้นให้เกิดการใช้ยานยนต์ที่ใช้ Hydrogen เป็นเชื้อเพลิง (Fuel cell) ในระดับพาณิชย์ (commercial) ในประเทศไทย โดยเริ่มดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ในช่วง ปี ๒๕๖๑ - ๒๕๖๒ โดยการศึกษาสำรวจแหล่งวัตถุดิบ (Hydrogen) ในประเทศ และข้อดี/จุดเด่นของ Hydrogen ในช่วงปี ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔ ศึกษาเพื่อเตรียมการ (Preparation) สำหรับนำไปสู่การกำหนดการใช้ Hydrogen เป็นพลังงานบรรจุไว้ในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) การกำหนด Roadmap ที่ชัดเจนแน่นอน ตลอดจนการพัฒนามาตรฐานความปลอดภัยเพื่อกำกับดูแลการใช้ Hydrogen ในช่วงปี ๒๕๖๕ - ๒๕๖๗ เป็นช่วงการทดลองซึ่ง partner ทั้ง ๓ บริษัทได้เปิดให้บริการสถานีนำร่องทดลองใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน (Hydrogen Station) สำหรับรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell Electric Vehicle: FCEV) แห่งแรกของประเทศไทย ณ อำเภอบางละมุง จังหวัดชลบุรี ซึ่งทั้ง ๓ บริษัทพันธมิตร จะจัดทำเป็นเอกสารผลการศึกษาเสนอต่อสาธารณะเพื่อขับเคลื่อนให้เกิดการใช้รถยนต์เซลล์เชื้อเพลิง (FCEV) อย่างเป็นรูปธรรมและแพร่หลายในอนาคตต่อไป

- ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนในประเทศไทย มีแหล่งที่มา ๓ แหล่งหลัก ได้แก่ (๑) ไฮโดรเจนที่เกิดจาก by product ของกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี (๒) ไฮโดรเจนที่เกิดจากก๊าซธรรมชาติผ่านเทคโนโลยี SMR Process ซึ่งจะแบ่งเป็น SMR Centralized และ SMR On-site และ (๓) ไฮโดรเจนที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าแยกน้ำ หรือกระบวนการ Electrolyzed ซึ่งแยกเป็น Electrolyzed PEM และ Electrolyzed Akali โดยได้ศึกษาวิเคราะห์ก๊าซไฮโดรเจนทั้ง ๓ แหล่งที่มาเปรียบเทียบกับเครื่องยนต์สันดาป (ICE) พบว่ารถยนต์ไฟฟ้า (FCEV) ที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่มาจาก by product มีสัดส่วนลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มากที่สุด คือ ลดได้ถึงร้อยละ ๘๔ และไฮโดรเจนที่มาจากก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลงร้อยละ ๒๙ ส่วนที่มาจากกระบวนการใช้ไฟฟ้าแยกน้ำมีสัดส่วนเพิ่มการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ขึ้นมากกว่าเครื่องยนต์ ICE ถึงร้อยละ ๓๗



ภาพที่ ๒๒ เปรียบการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ระหว่างรถยนต์ประเภท FCEV

กับรถยนต์ประเภทสันดาป

ที่มา : เอกสารประกอบการบรรยายในหัวข้อ “การพัฒนาไฮโดรเจนเพื่อการใช้งานในภาคขนส่งเพื่อการพาณิชย์”

ของบริษัท โตโยต้า มอเตอร์ ประเทศไทย จำกัด และบริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด

ในการสัมมนาเรื่อง “ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคตตอบโจทย์สถานะโลกร้อน?”

โดยคณะกรรมการกิจการพลังงาน วุฒิสภา วันอังคารที่ ๑๓ มิถุนายน ๒๕๖๖

- โอกาสและความเป็นไปได้ของปริมาณก๊าซไฮโดรเจนในประเทศไทย (ข้อมูลการศึกษาค้น ปี ๒๕๖๑) ประเทศไทยมีปริมาณก๊าซไฮโดรเจนจาก by product เหลือกว่า ๙๖,๘๔๑ กิโลกรัม/วัน ซึ่งสามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ได้ประมาณ ๒๒,๐๐๐ คัน/วัน ซึ่งเพียงพอต่อการเริ่มต้นและเห็นว่าในอนาคตยังต้องพึ่งพากระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพื่อให้ได้มาซึ่งก๊าซไฮโดรเจนเป็นหลัก

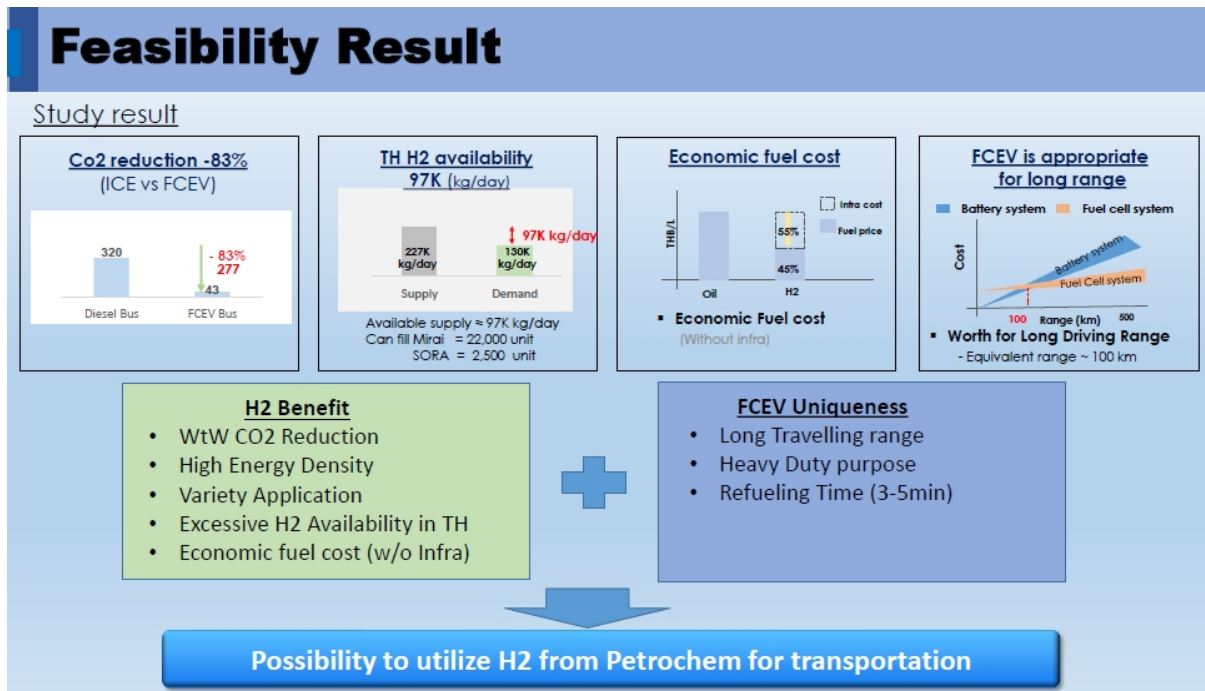
- สรุปผลการศึกษา ๔ ด้านสำคัญ ได้แก่

(๑) ด้านการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ รถยนต์ไฟฟ้าที่ใช้ไฮโดรเจน (ที่มาจาก by product) เป็นเชื้อเพลิง หรือ FCEV สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึงร้อยละ ๘๓ เมื่อเทียบกับรถยนต์สันดาป หรือ ICE

(๒) ด้านปริมาณก๊าซไฮโดรเจน หรือ Supply ประเทศไทยมีปริมาณก๊าซไฮโดรเจนที่พร้อมใช้งานประมาณกว่า ๙๗,๐๐๐ กิโลกรัม/วัน สามารถใช้เติมรถยนต์ได้ถึงประมาณ ๒๒,๐๐๐ คัน/วัน ซึ่งถือว่าเป็นปริมาณที่เพียงพอต่อการเริ่มต้น

(๓) ด้านต้นทุน พบว่าเฉพาะเนื้อของก๊าซไฮโดรเจนจะมีราคาถูกกว่าน้ำมันดีเซล แต่หากคิดรวมต้นทุนทั้งหมด (Infrastructure Cost) เห็นว่าราคายังค่อนข้างสูงอยู่

(๔) รถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง หรือ FCEV เหมาะสมและมีความคุ้มค่ามากกว่าเมื่อใช้วิ่งในระยะทางที่ยาวขึ้น เมื่อเทียบกับ Battery system กล่าวคือ FCEV จะสามารถประหยัดได้เทียบเท่ากับ Battery system ในกิโลเมตรที่ ๑๐๐ หลังจากนั้นจะสามารถประหยัดต้นทุนได้มากกว่า (ดังรูปภาพที่ ๒๓)



ภาพที่ ๒๓ สรุปผลการศึกษา

- โครงการสาธิตของทั้ง ๓ บริษัทมีความครอบคลุมทั้งกระบวนการ กล่าวคือ บริษัท BIG มีหน้าที่ผลิตและขนส่งก๊าซไฮโดรเจน (Supply and distribution) ซึ่งบริษัท BIG ก็ได้ดำเนินการมาอยู่แล้วไม่ว่าจะเป็นการขนส่งทางท่อบรรจุก๊าซชนิดตรึงแน่นบนรถ (Tube Trailer) รูปแบบถังบรรจุก๊าซ (Cylinders) หรือขนส่งทางท่อ (Pipeline) ซึ่งปัจจุบันมีแนวท่อสำหรับขนส่งก๊าซไฮโดรเจนอยู่ประมาณ ๔๕ กิโลเมตรที่มาบตาพุด จังหวัดระยอง ในขณะที่เดียวกันบริษัท BIG ยังมีการนำเทคโนโลยีสถานีเติม Hydrogen จากประเทศสหรัฐอเมริกาเข้ามาในประเทศไทย เนื่องจากต้องมีความดันเพียงพอตามที่รถยนต์ FCEV ต้องการ (ประมาณ ๗๐๐ - ๗๕๐ Bar) และต้องสามารถปรับลดอุณหภูมิของก๊าซไฮโดรเจนได้ด้วย เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐานที่จะนำมาใช้กับรถยนต์ได้ นอกจากนี้บริษัทได้มีการลงทุนเพื่อศึกษาและผลิตก๊าซไฮโดรเจนกับต่างประเทศหลายประเทศเพื่อให้ได้มาซึ่งก๊าซไฮโดรเจนที่บริสุทธิ์ซึ่งสามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนได้กว่า ๔,๐๐๐ ตัน/วัน (สามารถเติมรถยนต์ได้ประมาณ ๘๐๐,๐๐๐ คัน/วัน) ดังนั้น ภาคเอกชนมีความพร้อมด้านเทคโนโลยีที่สามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนบริสุทธิ์ (Purity) ร้อยละ ๙๙.๙๙ ตามมาตรฐานที่รถยนต์มีความต้องการได้ ในส่วนของด้านความปลอดภัยบริษัทให้ความสำคัญอย่างยิ่ง โดยต้องเป็นไปตามมาตรฐานความปลอดภัย ISO/TSI ๑๙๘๘๐ และ ISO ๑๗๒๖๘ และตั้งแต่ที่บริษัทประกอบธุรกิจมาจนถึงปัจจุบันยังไม่มีปัญหาด้านความปลอดภัยด้านการขนส่งแต่อย่างใด

สำหรับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) มีความพร้อมด้านสถานที่สำหรับตั้งสถานีเติมไฮโดรเจน และมีหน้าที่ในเรื่องการปฏิบัติการและการบริการ (Operator and Utility) สถานีเติมทั้งหมด

ในส่วนของบริษัท โตโยต้า มอเตอร์ ประเทศไทย จำกัด จะมีหน้าที่นำเข้ารถยนต์ FCEV จากต่างประเทศ เข้ามาในประเทศไทย ตลอดจนการให้บริการซ่อมบำรุง (Maintenance Service)

- หลังจากได้ทำการศึกษาแล้ว กลุ่มบริษัทพันธมิตรทั้ง ๓ บริษัท ก็ได้นำมาสู่การทดลองใช้จริงที่สนามบินอู่ตะเภา โดยมีข้อมูลสถิติการใช้ (เดือนกุมภาพันธ์ - เมษายน ๒๕๖๖) คือ นักท่องเที่ยว/นักธุรกิจ

ที่บินมาที่สนามบินอุตะเถาที่ใช้บริการเช่ารถยนต์ FCEV ของบริษัท ส่วนใหญ่เป็นชาวต่างชาติ คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ ๖๐ และคนไทยร้อยละ ๔๐ มีการเดินทางจากสนามบินอุตะเถาไปยังเมืองพัทยา สนามบินสุวรรณภูมิ และจังหวัดระยอง จำนวน ๓ - ๕ เที่ยวบิน/วัน และเมื่อเทียบกับรถยนต์ประเภท ICE แล้วพบว่ารถยนต์ FCEV สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึงกว่า ๖,๕๐๐ กิโลกรัม (kgCO₂) นอกจากนี้ยังมีการนำมาใช้เพื่อเตรียมความพร้อมที่หลากหลายแนวทาง (Multiple Pathway) ในโครงการ Smart City ที่เมืองพัทยา และจะขยายไปยังโครงการ Smart Park ที่มาบตาพุด จังหวัดระยอง โดยต่อยอดไปยังรถบัส รถไฟฟ้าคลิฟต์ เป็นต้น

ดังนั้น เพื่อให้ประเทศไทยสามารถขับเคลื่อนให้เกิดการนำ Hydrogen มาใช้เป็นพลังงาน ในอนาคตได้จริง จึงจำเป็นต้องได้รับความร่วมมือจากทุกภาคส่วนทั้งนโยบายภาครัฐ นักลงทุน ลูกค้า อุตสาหกรรมยานยนต์ และผู้จัดจำหน่ายพลังงาน (Energy Supplier)

การอภิปราย

ในหัวข้อ เรื่อง “แนวคิดการประยุกต์ใช้ไฮโดรเจนกับบริบทพลังงานไทย”

โดย วิทยากรผู้อภิปราย ประกอบด้วย

- ผู้แทนจากคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา
 - นายเจน นำชัยศิริ
โฆษกคณะกรรมการการพลังงาน และ
รองประธานคณะอนุกรรมการด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ
 - นายสุรวุฒิ สนิทวงศ์ ณ อยุธยา
ผู้อำนวยการประจำคณะกรรมการ
- ผู้แทนจากหน่วยงานภาครัฐ
 - นายสารรัฐ ประกอบชาติ
รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
 - นายนรินทร์ เผ่าณิข
ผู้ช่วยผู้ว่าการบริหารเชื้อเพลิง
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
- ผู้แทนจากภาคเอกชน
 - นายธนา ศรีขำนิ
ผู้จัดการ ฝ่ายวิจัยเทคโนโลยีพลังงานใหม่
สถาบันนวัตกรรม บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
 - ดร.เนรัญ สุวรรณโชติช่วง
ที่ปรึกษาฝ่ายกิจการสัมพันธ์
บริษัท โตโยต้า มอเตอร์ ประเทศไทย จำกัด
 - นายปิยบุตร จารุเพ็ญ
กรรมการผู้จัดการ
บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด

ประเด็นซักถามและแลกเปลี่ยนความคิดเห็น

คำถาม : ๑) ประเทศไทยจะสามารถนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้ได้เมื่อใด และนำมาใช้ในสัดส่วนเท่าใด

นายสารรัฐ ประกอบชาติ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ให้ข้อมูลว่า การใช้พลังงานไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์จะเริ่มใช้ประมาณหลังปี ค.ศ. 2030 แต่จะเริ่มใช้ได้เร็วกว่าปี ค.ศ. 2030 ได้ ซึ่งก็ขึ้นอยู่กับมาตรการสนับสนุนจาก ภาครัฐต้องมีนโยบายและมาตรการในการสนับสนุน ประกอบกับในอนาคตต้นทุนของเทคโนโลยีจะมีการปรับลดลงเมื่อมีการใช้พลังงานไฮโดรเจนอย่างแพร่หลายซึ่งอาจเกิดจากปริมาณความต้องการใช้งานที่เพิ่มขึ้นของตลาดโลก หรือการแข่งขันระหว่างเทคโนโลยีใหม่กับเทคโนโลยีที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ซึ่งปัจจัยต่าง ๆ เหล่านี้จะทำให้เกิดการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้งานได้เร็วขึ้น แต่อย่างไรก็ตาม ต้องมีการศึกษาผลกระทบให้ครบทุกด้าน ก่อนนำมาใช้ ทั้งนี้ตั้งแต่ ๒๐๔๐ เป็นต้นไปก็จะเริ่มใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้ แต่จะเลือกใช้ไฮโดรเจนชนิดใด สีฟ้าหรือสีเขียว ก็ขึ้นอยู่กับปัจจัยของต้นทุนการผลิตเป็นสำคัญ สำหรับปริมาณการนำมาใช้งาน โดยหลักจะเป็นการนำมาใช้โดยการผสมในก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตไฟฟ้า โดยภาครัฐได้พิจารณาสัดส่วนการผสมในระดับร้อยละ ๒๐ - ๒๕ แม้ว่าจะสามารถนำมาผสมใช้งานได้มากกว่า แต่ก็ต้องพิจารณาศึกษาผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้น

นายเจน นำชัยศิริ โฆษกคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา ปัจจัยสำคัญที่จะทำให้ประเทศไทยสามารถนำ Hydrogen มาใช้เป็นพลังงานได้ คือ ภาครัฐต้องมีความพร้อมด้านกฎหมายเพื่อรองรับหรือกำหนดให้ Hydrogen เป็นพลังงาน เนื่องจากหากไม่มีกฎหมายกำหนดให้ Hydrogen เป็นพลังงาน การริเริ่มในการขับเคลื่อนให้นำ Hydrogen มาใช้เป็นพลังงานในภาคส่วนต่าง ๆ ก็จะไม่สามารถเกิดขึ้นได้ ซึ่งเป็นหนึ่งในข้อเสนอแนะเชิงนโยบายของการศึกษาที่คณะกรรมการด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ทำการศึกษา ฉะนั้น เห็นว่าภาคส่วนต่าง ๆ ไม่ว่าจะเป็นหน่วยงานภาครัฐ ภาคเอกชน มีศักยภาพเพียงพอและมีความพร้อมอยู่แล้ว หากมีกฎหมายกำหนดให้ Hydrogen เป็นพลังงาน เช่น เครื่องยนต์กังหันก๊าซ (gas turbine engine) ซึ่งเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลัก นั้น สามารถที่จะนำ Hydrogen มาผสมเป็นเชื้อเพลิงด้วยได้ประมาณร้อยละ ๒๐ โดยปริมาตรและเหตุผลสำคัญอีกประการหนึ่งที่เห็นว่าประเทศไทยมีความพร้อมในการนำ Hydrogen มาใช้งาน เนื่องจาก ปัจจุบัน Hydrogen ชนิด Grey Hydrogen ถูกนำมาใช้ในเชิงของสารเคมี ซึ่งที่มาของ Grey Hydrogen มาจากปิโตรเคมีและฟอสซิลที่มีอยู่ในแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย อยู่ในรูปของ Wet Gas หรือ ก๊าซเปียก ซึ่งเป็นก๊าซธรรมชาติที่มีส่วนประกอบหลักได้แก่ อีเทน (Ethane) โพรเพน (Propane) และบิวเทน (Butane) โดยในส่วนของ Ethane นั้น มีสูตรทางเคมี คือ C_2H_6 (กล่าวคือ ประกอบด้วย Carbon ๒ อะตอม และ Hydrogen ๖ อะตอม) โดยภาคอุตสาหกรรม ปิโตรเคมีนำ Ethane มาใช้ผลิตเป็นเอทิลีน (Ethylene) ซึ่งมีสูตรทางเคมี C_2H_4 กล่าวคือ ประกอบด้วย Carbon ๒ อะตอม และ Hydrogen ๔ อะตอม ซึ่งหมายความว่า Ethane ที่นำมาผลิตเป็นเอทิลีนนั้น จะมี Hydrogen เหลืออยู่ ๒ ตัว ซึ่งถือเป็นผลพลอยได้ (by product) จากกระบวนการผลิตเอทิลีน ดังนั้น เมื่อประเทศไทยมีวัตถุดิบ (Wet Gas) ในอ่าวไทยและมี by product ดังกล่าวข้างต้นอยู่แล้ว จึงเห็นว่าประเทศไทยมีความพร้อมที่จะนำ Hydrogen มาใช้ในรูปของเชื้อเพลิงได้ โดยในระยะแรกอาจนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในเครื่องยนต์สันดาปก่อน เช่น Gas Turbine เป็นต้น แล้วจึงพัฒนาไปสู่เซลล์เชื้อเพลิง หรือ Fuel cell ในระยะต่อไป

นายธนา ศรขานี ผู้จัดการ ฝ่ายวิจัยเทคโนโลยีพลังงานใหม่ สถาบันนวัตกรรม บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ให้ข้อมูลว่า เป้าหมายของความเป็นกลางทางคาร์บอน หากภาครัฐกำหนดแผนงานในการลดคาร์บอนจากภาคส่วนต่างๆ ทั้ง จากพลังงาน ขนส่ง อุตสาหกรรม โดยกำหนดสัดส่วนของการลดการปล่อยคาร์บอน และกำหนดแนวทางการนำไฮโดรเจนเข้าไปใช้เพื่อลดคาร์บอนในสัดส่วนเท่าใด และจะลดในปริมาณเท่าใดจากที่กำหนดไว้ ก็จะเป็นการกำหนดแผนงานการนำไฮโดรเจนไปใช้งานได้ชัดเจนยิ่งขึ้น โดย ปตท. วิเคราะห์ การลดการปล่อยคาร์บอนในแต่ละภาคส่วน และมีการจำลองการลดการปล่อยในแต่ละกิจกรรม ในแต่ละภาคส่วนจะต้องใช้ไฮโดรเจนเพื่อลดคาร์บอนไดออกไซด์เท่าใด

คำถาม : ๒) ความร่วมมือกับต่างประเทศอย่างไรเกี่ยวกับการพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนและจุดเด่นของประเทศไทยในการพลังงานไฮโดรเจนมาใช้

นายธนา ศรขานี ผู้จัดการ ฝ่ายวิจัยเทคโนโลยีพลังงานใหม่ สถาบันนวัตกรรม บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ให้ข้อมูลว่า ความร่วมมือกับหน่วยงานและองค์กรอื่นในระดับสากล ปัจจุบัน ปตท. ร่วมกับ โตโยตา ในการดำเนินงานผ่านไทยแลนด์ ไฮโดรเจน คลับ ซึ่งมีสมาชิก ๒๑ หน่วยงาน ทั้งจากภาครัฐ เอกชน และจากองค์กรต่างประเทศ ซึ่งเห็นว่าความสำเร็จในการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนจะเกิดขึ้นได้ต้องอาศัยความร่วมมือระหว่างประเทศ ความร่วมมือระหว่างภาครัฐ เอกชน สถาบันการศึกษาจึงเกิดการรวมกลุ่มของไฮโดรเจน ไทยแลนด์ คลับ

บริษัท ปตท. มีการสร้างเครือข่ายในการนำไฮโดรเจนมาใช้งาน โดยมีการลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือต่าง ๆ เช่น บันทึกข้อตกลงความร่วมมือเพื่อพัฒนาและลงทุนในโครงการไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) และผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้อง (Derivatives) เพื่อตอบสนองการใช้พลังงานสะอาดในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ รวมถึงโอกาสการส่งออกไปยังภูมิภาคใกล้เคียงระหว่าง บริษัท แอควาพาวเวอร์ จำกัด (ACWA Power) บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) และ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

การลงนามเข้าศึกษาไฮโดรเจนสีเขียวให้กับกระทรวงพลังงาน และลงนามข้อตกลงความร่วมมือโครงการริเริ่มการขยายห่วงโซ่อุปทานและการใช้ประโยชน์จากไฮโดรเจนและแอมโมเนียเพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในประเทศไทยกับ บริษัท JERA Co., Inc. (JERA) เพื่อศึกษาในเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับแอมโมเนีย กระบวนการกลั่นแบบแครกกิง (Cracking) แอมโมเนียให้เป็นไฮโดรเจน โดยเป็นการศึกษาเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการนำเข้าจากต่างประเทศกับการผลิตไฮโดรเจนจากในประเทศ แม้ว่าการผลิตไฮโดรเจนจากในประเทศอาจจะมีราคาต่ำกว่า แต่อย่างไรก็ตามก็เป็นโอกาสในการพัฒนารูปแบบการนำเข้าไฮโดรเจนหากพิจารณาว่าการผลิตไฮโดรเจนในประเทศอาจไม่เพียงพอมีความจำเป็นต้องนำเข้าจากต่างประเทศ วิธีการที่ขนส่งสะดวกคือการขนส่งในรูปแบบแอมโมเนีย แล้วนำมา crack เป็นไฮโดรเจน

นายณรินทร์ เผ่าวงษ์ ผู้ช่วยผู้ว่าการบริหารเชื้อเพลิงการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ให้ข้อมูลว่า กฟผ. ได้ทำข้อตกลงความร่วมมือ (MOU) กับองค์กรต่าง ๆ ดังนี้

๑) ความร่วมมือกับแอควา พาวเวอร์ เพื่อที่จะพัฒนาไฮโดรเจนสีเขียวต้นแบบเพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานไฮโดรเจนภายในประเทศ

๒) ความร่วมมือกับประเทศญี่ปุ่น โดยบริษัท มิตซูบิชิ (ประเทศไทย) จำกัด บริษัท ซิโยตะ คอร์ปอเรชั่น และบริษัท มิตซูชิ โอ.เอส.เค. โกลด์ จำกัด เพื่อศึกษาไฮโดรเจนสีเขียว ตั้งแต่กระบวนการเริ่มต้นไปจนถึงขั้นตอนสุดท้าย (Value Chain) ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจน

๓) ความร่วมมือกับประเทศออสเตรเลีย ซึ่งประเทศออสเตรียมีแหล่งทรัพยากรพลังงานไฮโดรเจนค่อนข้างมาก และมีท่าเรือที่ใช้สำหรับการขนส่งไฮโดรเจนจากประเทศออสเตรเลีย ไปที่ประเทศญี่ปุ่น จึงถือว่าความร่วมมือกับประเทศออสเตรียเป็นจุดเริ่มต้นที่ดีในการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนของประเทศไทย

๔) ความร่วมมือกับประเทศสหรัฐอเมริกา และประเทศเยอรมนี เพื่อถอดบทเรียนจากการพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนของประเทศต่าง ๆ มาปรับใช้ในประเทศไทย

นายปิยบุตร จารุเพ็ญ กรรมการผู้จัดการ บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (BIG) ให้ข้อมูลว่า ภายใต้บริษัทต้นแบบ คือ บริษัท แอร์โปรดักส์ สหรัฐอเมริกา ธุรกิจหลักของแอร์โปรดักส์ คือ ไฮโดรเจน ทั้งนี้ ปีนี้ นำไฮโดรเจนมาใช้ในอุตสาหกรรมเคมี คือ การใช้ไฮโดรเจนในรูปแบบเคมี ซึ่งในด้านพลังงาน บริษัท แอร์โปรดักส์ ได้ใช้เงินลงทุน ๑๕,๐๐๐ ล้านดอลลาร์สหรัฐในโครงการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะสามารถผลิตไฮโดรเจนที่ปราศจากคาร์บอนได้ในปริมาณมหาศาลให้แก่ผู้ใช้ทั่วโลกได้ในปี ๒๕๖๘ ถือเป็น Real Investment ที่มีการใช้เงินลงทุนและการก่อสร้างจริง ขณะนี้ ได้ดำเนินการที่รัฐแอลเบอร์ตา ประเทศแคนาดา, รัฐลุยเซียนา ประเทศสหรัฐอเมริกา และโครงการนีออม (NEOM) ที่แอร์โปรดักส์พร้อมด้วยอควาเพาเวอร์ (ACWA Power) และนีออม (NEOM) ได้ร่วมลงนามข้อตกลงมูลค่า ๕,๐๐๐ ล้านดอลลาร์สหรัฐ ในโครงการก่อสร้างโรงงานผลิตแอมโมเนียจากไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) ขนาดใหญ่ระดับโลกซึ่งใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิต ตั้งอยู่ในเมืองใหม่นีออมซึ่งเป็นโครงการที่อยู่อาศัยแบบยั่งยืนรูปแบบใหม่ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของราชอาณาจักรซาอุดีอาระเบีย โครงการนี้สามารถผลิตไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue Hydrogen), ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen), แอมโมเนียสีฟ้า (Blue Ammonia) และแอมโมเนียสีเขียว (Green Ammonia)

แม้ว่าไฮโดรเจนจะได้รับการพัฒนาให้เป็นธุรกิจหลักของ แอร์โปรดักส์ และบางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (BIG) แต่ทั้งนี้เศรษฐกิจไฮโดรเจนไม่สามารถดำเนินการเพียงฝ่ายเดียวได้ เพราะเป็นระบบนิเวศ (ecosystem) เช่น สถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนแห่งแรกของไทยที่บางละมุง จังหวัดชลบุรี โดยโครงการนี้เป็นความร่วมมือระหว่าง กลุ่มพันธมิตร เช่น บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (BIG) บริษัท ปตท. จำกัด(มหาชน) (PTT) บริษัท ปตท.น้ำมันและการค้าปลีก จำกัด (มหาชน) (PTTOR) และบริษัท โตโยต้า มอเตอร์ ประเทศไทย จำกัด เพื่อขับเคลื่อนพลังงานอนาคต “ไฮโดรเจน” โดย บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (BIG) ผลิตไฮโดรเจน และโตโยต้า ที่จะนำรถยนต์ที่ใช้พลังไฮโดรเจน Fuel Cell จำนวน ๒ - ๓ คัน มาทดลองเติมไฮโดรเจนเพื่อเก็บข้อมูลการใช้จริง ขณะที่ ปตท. มีแผนนำกลุ่มรถขนส่งในเครือ ปตท.มาใช้บริการด้วย โดยจะต้องมีการปรับปรุงเครื่องยนต์ก่อนที่จะให้บริการ หากมีความเหมาะสมคุ้มค่าก็มีแผนที่จะขยายสถานีเติมไฮโดรเจนเพิ่มเติม และยังสอดคล้องเป้าหมายของไทยในความเป็นกลางทางคาร์บอน ภายในปี ค.ศ. 2050 และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net zero) ในปี ค.ศ. 2065 ดังนั้น อนาคตจะเห็นได้ว่าการร่วมมือกันของภาคส่วนต่าง ๆ ทั้งภาครัฐ และภาคเอกชนใครจะอยู่ตรงไหน เป็นสิ่งสำคัญของธุรกิจไฮโดรเจนในอนาคต

ดร.เนรัญ สุวรรณโชติช่วง ที่ปรึกษาฝ่ายกิจการสัมพันธ์ บริษัท โตโยต้า มอเตอร์ ประเทศไทย จำกัด ได้ให้ข้อมูลว่า บริษัท โตโยต้า มอเตอร์ คอร์ปอเรชั่น (โตโยต้า) และบริษัท Commercial Japan Partnership Technologies Corporation (CJPT) (ของประเทศญี่ปุ่น) ได้ลงนาม MOU เพื่อร่วมมือกันในการบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอน นอกจากนี้ บริษัท โตโยต้า ได้ร่วมมือกับบริษัท เครือเจริญโภคภัณฑ์ จำกัด (ซีพี) เพื่อผลักดันเป้าหมายสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนในประเทศไทยด้วย โดยในส่วนของจัดการด้านพลังงานและการใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น ชีวมวล (Biomass) เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรหรือมูลสัตว์มาผลิตเป็นพลังงานไฮโดรเจน ส่งไปทำการแครกกิ่งที่ญี่ปุ่น ซึ่งได้มีการผลิตและนำมาทดลองใช้แล้ว เป็นต้น

นายสารรัฐ ประกอบชาติ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ให้ข้อมูลว่า ความร่วมมือกับต่างประเทศระหว่างรัฐต่อรัฐเกี่ยวกับด้านพลังงาน จะมีการกำหนดกรอบความร่วมมือที่มีการพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนเป็นความร่วมมือลำดับแรก ๆ เพราะการกำหนดให้นำไฮโดรเจนมาใช้ในรูปแบบของพลังงานซึ่งตามมาด้วยเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) และการลดก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) ซึ่งแนวทางและข้อเสนอที่มาเป็นลำดับแรก ๆ ก็จะเป็นเรื่องไฮโดรเจน ระบบการกักเก็บคาร์บอน CCS เทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture, Utilization and Storage: CCUS) ซึ่งก็มั่นใจได้เลยว่าภาครัฐได้ให้ความสำคัญและเร่งให้ความร่วมมือกับประเทศต่าง ๆ ในเรื่องนี้อย่างชัดเจน

คำถาม : ๓) การนำไฮโดรเจนมาผลิตไฟฟ้าจะส่งผลต่อราคาไฟฟ้าที่จะปรับเพิ่มสูงขึ้นหรือไม่
นายณรินทร์ เผ่าวงษ์ ผู้ช่วยผู้อำนวยการบริหารเชื้อเพลิงการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ให้ข้อมูลว่า ตามหลักการคำนวณราคาไฟฟ้าราคาไฟฟ้าสะท้อนตามต้นทุนราคาพลังงาน องค์การพลังงานระหว่างประเทศ (IEA) ได้พยากรณ์ราคาพลังงานไฮโดรเจนจากการผลิตแต่ละแหล่ง ในปี ค.ศ. 2030 พบว่า พลังงานไฮโดรเจนที่ผลิตโดยกระบวนการ Electrolysis ราคาจะลดลงประมาณ ๓ เหรียญต่อ ๑ กิโลกรัม เมื่อเทียบกับการผลิตโดยใช้ก๊าซธรรมชาติผสมกับเทคโนโลยีดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage) คือราคาประมาณ ๒ เหรียญ จากการพยากรณ์ดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าพลังงานไฮโดรเจนสีเขียวจะลดลงมาเรื่อย ๆ และปัจจัยในเรื่องของการขยายขนาดการผลิตที่มากขึ้น (Economies of Scale) จะส่งผลให้ราคาพลังงานไฮโดรเจนลดลงได้เร็วขึ้นด้วย

นอกจากนี้ ประเทศสหรัฐอเมริกาได้มีมาตรการสนับสนุนการผลิตพลังงานไฮโดรเจนสีเขียว โดยใช้กฎหมายลดอัตราเงินเฟ้อ (Inflation Reduction Act: IRA) ซึ่งจะมีการให้สิทธิประโยชน์ทางภาษี (Tax incentive) สำหรับการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว โดยจะให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีเพิ่มเมื่อปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงต่อการผลิตไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม ซึ่งในอนาคตจะส่งผลให้ตลาดพลังงานไฮโดรเจนเกิดการขยายอย่างรวดเร็ว โดยปัจจุบันมีการให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีสูงสุด ๓ เหรียญต่อกิโลกรัม ในขณะที่ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ๖ เหรียญต่อกิโลกรัม เทียบเท่ากับการอุดหนุนครึ่งหนึ่งของราคาต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว รวมถึงห่วงโซ่อุปทานต่าง ๆ ที่จะกระตุ้นให้ตลาดมีความต้องการใช้งานมากขึ้น ดังนั้น อาจกล่าวได้ว่า ในช่วงแรกของการผลิตเพื่อนำมาใช้งานราคาไฮโดรเจนสีเทาและไฮโดรเจนสีน้ำเงินจะต่ำกว่าเนื่องจากมีความพร้อมทางด้านเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ แต่ต่อไปในอนาคต ตามการพยากรณ์ของ IEA ตั้งแต่ปี ๒๐๓๐ ไฮโดรเจนสีเขียวจะมีราคาที่ต่ำกว่าเนื่องจากได้รับการสนับสนุนจากปัจจัยต่าง ๆ ตามที่กล่าวมา และมาตรการ CBAM ก็เป็นส่วนที่

เร่งให้เกิดการแข่งขันในเชิงพาณิชย์ ทั้งนี้ แม้ว่าเทคโนโลยีจากการใช้พลังงานทดแทนอาจจะไม่ได้มีความเสถียรในการนำมาผลิตไฟฟ้าได้ตลอดเวลา แต่ จากการทดลองดำเนินงานในโครงการลำตะคอง เพื่อยืนยันได้ว่า กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่นำมาใช้ในกระบวนการ electrolysis ก็จะสามารถผลิตไฮโดรเจนที่เป็นส่วนหนึ่งที่ทำให้พลังงานทดแทนสามารถ เพื่อทำงานร่วมกันได้ตลอด ๒๔ ชั่วโมง

คำถาม : ๔) การนำไฮโดรเจนมาผสมในก๊าซธรรมชาติสำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า หรือการนำมาเป็นเชื้อเพลิงให้กับเซลล์เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าให้กับรถยนต์ ยังคงมีกระบวนการอื่น ๆ หรือวิธีการนำมาใช้งานในรูปแบบอื่น ๆ ได้หรือไม่

ดร.เนรัญ สุวรรณโชติช่วง ที่ปรึกษาฝ่ายกิจการสัมพันธ์ บริษัท โตโยต้า มอเตอร์ ประเทศไทย จำกัด ได้ให้ข้อมูลว่า ในด้านการขนส่ง มีการใช้งานในรถยนต์ส่วนบุคคล รถบัส รถเทรลเลอร์ รถโฟล์คลิฟท์ ได้มีการเชื่อมต่อเส้นทางการเดินทาง ผ่านระบบ Mobility แล้ว นอกจากนี้มีการนำมาใช้งาน ดังนี้

เรือ (เรือยอร์ชของประเทศฝรั่งเศส) ได้เข้ามาจอดเทียบที่ท่าเรือพัทยา (ประมาณเดือนเมษายน ๒๕๖๕) โดยใช้ Solar Cell และกักเก็บลมในการผลิตพลังงานไฮโดรเจน

รถไฟ (ประเทศเนเธอร์แลนด์) ขับเคลื่อนโดยการใช้เซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) เป็นรถจักรไฟฟ้า (Electric Locomotive) สามารถบรรจุไฮโดรเจนได้ประมาณ ๙๙ กิโลกรัมและขับได้ระยะทาง ๖๐๐ กิโลเมตร จะเห็นได้ว่าเทคโนโลยีด้านพลังงานมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง และคาดว่าในอนาคตจะสามารถนำเทคโนโลยีต่าง ๆ มาใช้พัฒนาพลังงานไฮโดรเจนได้

นอกจากนี้ มีการนำเสนอแนวคิดเพื่อพัฒนาโครงการรถไฟความเร็วสูง เพื่อเชื่อมต่อเส้นทางระหว่างสนามบิน ภายใต้โครงการระบบรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแอร์พอร์ตลิงก์ (Airport Rail Link) จากสนามบินอู่ตะเภาไปยังสนามบินสุวรรณภูมิและสนามบินดอนเมือง ซึ่งมีข้อได้เปรียบจากสถานที่ผลิตไฮโดรเจนอยู่ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดสามารถเชื่อมต่อเข้าระบบมายังสนามบินอู่ตะเภาได้ หากสามารถนำมาใช้กับรถไฟก็จะส่งผลให้การใช้โครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน (Infrastructure) โดยเฉพาะสายส่งไฟฟ้าลดลง

เครื่องบิน สายการบินของลุฟท์ฮันซ่า (Lufthansa) ประเทศเยอรมัน อยู่ระหว่างการศึกษา เพื่อนำมาใช้งานในส่วนของการภาคพื้นวาระบบโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน (Infrastructure) มีความเหมาะสมหรือไม่ เพียงใด แต่ในส่วนของการอากาศยานก็ยังคงอยู่ระหว่างการศึกษาพัฒนา

นายเจน นำชัยศิริ โฆษกคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา ได้ให้ข้อมูลเพิ่มเติม การนำไปใช้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งไม่ต้องคำนึงถึงการลดคาร์บอนเท่าใด เพราะขึ้นอยู่กับ การเลือกชนิดของไฮโดรเจนมาใช้งาน หากใช้ไฮโดรเจนสีเขียวก็จะลดคาร์บอนได้ในปริมาณสูงสุด หรือหากเลือกใช้สีฟ้าปริมาณคาร์บอนที่ลดลงได้ก็จะลดลงได้น้อยตามลำดับ ด้านเครื่องจักรอุปกรณ์ ไม่ต้องเปลี่ยน จะทำการเปลี่ยนเฉพาะชนิดเชื้อเพลิงที่จะเข้าไป โดยใช้เงินลงทุนน้อยสุด และในกรณีของความคล่องตัวและสะดวกต่อการนำมาใช้งาน หากจะวางโครงข่ายการขนส่ง ผ่านทางรถบรรทุก อาจจะทำการขนส่งได้ในปริมาณที่จำกัด จึงได้พิจารณาการนำมาใช้งานในรถไฟ เพราะการดำเนินงานของสถานีเติมไฮโดรเจนก็ติดตั้งที่สถานีปลายทาง จึงส่งผลให้การลงทุนโครงสร้างพื้นฐานต่ำมาก ปัจจุบันรถไฟใช้เครื่องยนต์ดีเซลในการปั่นไฟ และนำไฟฟ้าไปปั่นมอเตอร์เพื่อขับเคลื่อน ดังนั้น การนำไฟฟ้า

จากแหล่งใดมาปั่นล้อเพื่อขับเคลื่อนได้ก็สามารถดำเนินการได้ แม้ว่า ปัจจุบันมีการเปลี่ยนมาใช้งาน หีวรถจักรแบบ EV ก็เป็นการดำเนินงานในลักษณะเดียวกันเพียงแค่เปลี่ยนมาใช้ Fuel Cell แทน ซึ่งเหมือนกับการดำเนินการในต่างประเทศ ไม่ต้องมีการวางระบบสายส่งไฟฟ้า หากจะทำโครงการ นำร่องรถไฟคาดว่าจะเป็นทางเลือกที่ดี ด้านต้นทุน จากข้อมูลพบว่า วัตถุดิบ หรือ Hydrogen มีต้นทุนที่ไม่สูงมาก อยู่ที่ประมาณ ๑๓๕ บาท/กิโลกรัม แต่สิ่งที่ทำให้ต้นทุน Hydrogen สูงขึ้น คือ กระบวนการทำให้ Hydrogen มีความบริสุทธิ์ ส่งผลให้ต้นทุนสูงถึง ๔๕๐ บาท ซึ่งหากเป็นรถยนต์ จะสามารถวิ่งได้ประมาณ ๑๕๐ กิโลเมตร เฉลี่ยคิดเป็น ๓ บาท/กิโลเมตร เมื่อเทียบกับน้ำมันดีเซล ที่มีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ ๔ บาท/กิโลเมตร จึงไม่มีความแตกต่างกันมาก ซึ่งการดำเนินงานจากโครงการ ที่มีการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานต่ำเมื่อประสบความสำเร็จในการนำมาใช้กับรถไฟแล้ว ก็สามารถ ขยายผลไปสู่การนำมาใช้กับเครื่องยนต์อื่น ๆ ที่มีลักษณะ/ขนาดที่คล้ายกัน เช่น รถเมล์ รถบรรทุก รถยนต์ส่วนบุคคล (รถบ้าน) ฯลฯ

นายปิยบุตร จารุเพ็ญ กรรมการผู้จัดการ บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (BIG)

ให้ข้อมูลว่า

๑. ความสะดวกในการนำมาใช้งานในภาคขนส่ง ค่อนข้างคาดหวังผลความสำเร็จได้ โดยเฉพาะการใช้งานในเส้นทางการเดินทางไกล ที่อาศัยคุณสมบัติของไฮโดรเจนที่บีบอัด (compress) สามารถผลิตไฟฟ้าได้

๒. ภาคผลิตไฟฟ้า เอามาใช้ร่วมกับก๊าซธรรมชาติโดยในที่สุดสามารถใช้ Pure ไฮโดรเจนได้ ถ้ากังหัน (turbine) ต่าง ๆ อยู่ภายใต้เงื่อนไข (condition)

๓. กลุ่มอุตสาหกรรม ที่ปัจจุบันใช้ก๊าซธรรมชาติในการให้ความร้อน เช่น ซีเมนต์ เหล็ก ซึ่งต่างประเทศเริ่มมีการผลิตเหล็กจากกระบวนการผลิตที่ไม่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Green Steel) คือ การผลิตเหล็กโดยใช้ไฮโดรเจน

๔. ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) การใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินมาผลิต ก๊าซไฮโดรเจนเพื่อกักเก็บพลังงาน และนำออกมาใช้งานผ่าน fuel Cell เพื่อผลิตไฟฟ้า

นายสุรวุฒิ สนิทวงศ์ ณ อยุธยา ทั้งหมดนี้เป็น Hydrogen economy หรือ เศรษฐศาสตร์ของไฮโดรเจนในอนาคตในปัจจุบันการใช้ประโยชน์จากไฮโดรเจนมีอยู่ค่อนข้างหลากหลาย ขณะเดียวกันก็จำเป็นต้องเลือกว่าจะยึดรูปแบบหรือปัจจัยใดเป็นหลัก ไม่ว่าจะเป็นเรื่องของปัญหาผลกระทบ การผลิตไฟฟ้า การลดต้นทุนของโรงไฟฟ้า การลดต้นทุนหรือลดมลพิษของรถไฟ เป็นต้น จากการดำเนินการ ของหน่วยงานภาครัฐในอดีตที่ผ่านมา นั้น ประเทศไทยไม่จำเป็นต้องใช้ไฮโดรเจนบริสุทธิ์ชนิด ๙๙.๙๙ เปอร์เซ็นต์ เท่านั้น เนื่องจากกระบวนการที่ต้องนำไปใช้สำหรับเครื่องแยกพลังงาน หรือเซลล์เชื้อเพลิงจะทำให้มีต้นทุนที่สูงขึ้นสำหรับการขนส่งภายใน โดยในหลายประเทศที่กำลังดำเนินการอยู่ในขณะนี้ ได้นำไฮโดรเจนชนิด ๙๐ หรือ ๙๕ เปอร์เซ็นต์ ซึ่งมีราคาถูก มาขนส่งโดยตรงแล้วผลิตไฟฟ้า ซึ่งหากบริษัทผู้ผลิตรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนของประเทศไทย เช่น บริษัท โตโยต้า ใช้เซลล์เชื้อเพลิง หรือบริษัทอื่น ๆ จะใช้การขนส่งภายใน เป็นต้น ประสิทธิภาพ อาจมีทั้งข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกันถ้าหากมีการเพิ่มประสิทธิภาพของประเภทนั้น ๆ

โดยในปัจจุบัน ไฮโดรเจนเพียงร้อยละ ๒ ของปริมาณ สามารถลดมลภาวะให้เป็นศูนย์ หรือเกือบทั้งหมดได้ เพราะฉะนั้น แนวทางการลดมลภาวะในรถยนต์ รถไฟ หรือรถเครื่องยนต์ดีเซล ซึ่งในปัจจุบันประสบปัญหาฝุ่นละอองขนาดเล็ก (PM 2.5) อยู่ นั่น หากปัจจุบัน ปตท. มีไฮโดรเจนคงเหลือ

จากการใช้งาน ๑๐๐ ต้นต่อวัน ซึ่งหากแย่งการใช้งานออกเป็นส่วนตัวต่าง ๆ เช่น ใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ หรือจัดสรรเพื่อใช้ในการลดปัญหามลภาวะที่เกิดขึ้น ซึ่งผลการดำเนินงานพบว่าสามารถลดไนโตรเจนออกไซด์ ลดฝุ่นละอองขนาดเล็ก (PM 2.5) โดยไม่ต้องใช้เงินลงทุนสูง ในขณะเดียวกันการนำไปใช้งานในโรงไฟฟ้า โดยใช้ไฮโดรเจน ร้อยละ ๒ สามารถลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงลงได้ ร้อยละ ๓๐ ซึ่งมีผลการวิจัยทางวิชาการ ดังนั้น จึงขึ้นอยู่กับนโยบายของภาครัฐหรือกฎหมายที่จะเป็นตัวกำหนดหรือแบ่งประเภทการใช้งานของไฮโดรเจน ตามแนวทางและปัจจัยที่จะนำไปใช้ประโยชน์ เช่น การนำไปใช้เพื่อลดมลพิษ การนำไปใช้เพื่อลดต้นทุนเชื้อเพลิง เพราะปัจจุบันการแข่งขันของตลาดสินค้าต่าง ๆ ขึ้นอยู่กับต้นทุนการผลิตด้านพลังงานทั้งค่าไฟและค่าขนส่ง ซึ่งหากมีการกำหนดประเภทของไฮโดรเจนอย่างชัดเจน ก็จะสามารถลดต้นทุนการผลิตและลดมลภาวะที่เกิดขึ้นได้อย่างแท้จริง

คำถาม : ๕) ความพร้อมของหน่วยงานในการรองรับการใช้งานไฮโดรเจน ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจนมีต้นทุนสำหรับการผลิตแต่ละชนิดเท่าใด

นายสารรัฐ ประกอบชาติ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ให้ข้อมูลว่า ความพร้อมของภาครัฐ : ภาครัฐมีความพร้อมในการดำเนินการ ส่งเสริม สนับสนุน โดยมีการกำหนดนโยบายที่ชัดเจนในการส่งเสริมการใช้พลังงานไฮโดรเจนในประเทศ เพียงแต่ในรายละเอียดวิธีการต้องมาพิจารณาเพิ่มเติมอีกครั้ง

การส่งเสริมการใช้พลังงานไฮโดรเจนในประเทศในภาคนโยบายมีความแตกต่างจากในอดีต คือ ภาคเอกชนได้มีการขับเคลื่อนและมีความต้องการนำมาใช้งานก่อนที่จะมีนโยบายภาครัฐออกมาสนับสนุน ซึ่งต่างจากการดำเนินงานของพลังงานรูปแบบอื่นในอดีตที่ต้องมีการกำหนดนโยบายขึ้นมาก่อน แล้วจึงมีการขับเคลื่อนของภาคเอกชนผ่านนโยบาย ซึ่งในกรณีของไฮโดรเจนภาคเอกชนซึ่งเป็นผู้ใช้งานได้มีการนำเสนอถึงประเด็นความเหมาะสมและความจำเป็นในการนำมาใช้ ซึ่งทำให้เกิดความเชื่อมั่นต่อนโยบายที่กำหนดไปแล้วนั้น จะถูกนำไปปฏิบัติให้เกิดขึ้นเป็นรูปธรรมได้จริง และจากการดำเนินงานร่วมกันอย่างใกล้ชิดทั้งภาครัฐและเอกชน จะพบว่าภาคเอกชนมีความพร้อมทั้งในเรื่องเป้าหมาย และเครื่องมือที่จะทำให้เกิดการใช้พลังงานไฮโดรเจนได้ในเวลาอันใกล้

นายณรินทร์ เผ่าวิช ผู้ช่วยผู้ว่าการบริหารเชื้อเพลิงการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ให้ข้อมูลว่า ความพร้อมของ กฟผ. ก็มีโครงการที่ดำเนินการ คือ Wind Hydrogen Hybrid ที่เขื่อนลำนะทอง โดยเป็นการผลิตพลังงานไฮโดรเจนด้วยพลังงานลมเพื่อจ่ายไฟให้กับศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. ลำนะทอง ซึ่ง กฟผ. ถือว่ามีความพร้อมในระดับหนึ่ง แต่เนื่องด้วยไฮโดรเจนเป็นการดำเนินงานทั้งระบบหรือที่หรือเศรษฐศาสตร์ของไฮโดรเจน (Hydrogen economy) ทั้งนี้ หากได้รับความร่วมมือจากหลายฝ่ายที่มีจุดแข็งในแต่ละด้านจะทำให้เกิดการผลักดันได้เร็วขึ้น

คำถาม : ๖) ระยะสั้น 2023 - 2030 นำร่องให้โรงไฟฟ้าใช้ก๊าซไฮโดรเจนมาผสมกับก๊าซธรรมชาติ จะเป็นไฮโดรเจนสีอะไร

นายณรินทร์ เผ่าวิช ผู้ช่วยผู้ว่าการบริหารเชื้อเพลิงการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ให้ข้อมูลว่า การนำไฮโดรเจนมาผลิตไฟฟ้าเบื้องต้นคาดว่าจะนำสีเขียวหรือสีฟ้า แต่ยังคงมีความซับซ้อนในเรื่องการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ จะดำเนินการในรูปแบบใด เพราะหากผสมทางท่อซึ่งขนส่งทางท่อส่งก๊าซจะมีผู้ใช้หลายคนในระบบท่อนั้นผ่าน ในเบื้องต้นจะต้องใช้การขนส่งจากแหล่งผลิตมาทำการผสมที่โรงไฟฟ้าก่อน จนกว่าผู้ใช้งานที่รับก๊าซในระบบท่อทุกราย

จะมีความพร้อมในการใช้งานก๊าซธรรมชาติที่ผสมไฮโดรเจน การผสมไฮโดรเจนก็จะสามารถผสมลงไปในท่อและขนส่งผ่านทางระบบท่อได้ นอกจากนี้ การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ต้องมีส่วนผสมที่ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อโครงสร้างของรับท่อก๊าซเนื่องจากคุณสมบัติของไฮโดรเจนจะส่งผลให้เกิดการกัดกร่อนต่อท่อก๊าซได้ ดังนั้น จึงต้องทำการศึกษาความปลอดภัยต่อระบบท่อด้วย

คำถาม : ๓) แผนไฮโดรเจนของประเทศ ทางภาครัฐได้มีการประเมินความต้องการใช้ในประเทศ (Domestic demand) เทียบกับความต้องการผลิตในประเทศ (Domestic supply) หรือไม่ ถ้าความต้องการใช้มากกว่าความต้องการผลิต ภาครัฐได้มอง Potential Countries หรือไม่

นายสารรัฐ ประกอบชาติ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ให้ข้อมูลว่า ได้มีการประเมินโดยพิจารณาถึงความต้องการใช้และความต้องการผลิตให้มีความสมดุลกัน แต่ในช่วงแรกภาครัฐจะส่งเสริมความต้องการในประเทศให้เพียงพอก่อน supply ให้เต็มทีก่อน ตามศักยภาพที่สามารถทำการผลิตได้ ซึ่งในฝั่งของผู้ใช้ภาครัฐเชื่อว่าจะสามารถเติบโตได้อย่างต่อเนื่อง แต่ถ้าความต้องการใช้งานเพิ่มสูงกว่าความสามารถในการผลิตจากในประเทศ อาจต้องพิจารณาถึงการนำเข้าจากต่างประเทศประกอบด้วย ในด้านการส่งเสริมไฮโดรเจน ได้เห็นโอกาสพัฒนาไปสู่การเป็นศูนย์กลางการค้าในภูมิภาค เทียบเคียงต้นแบบการดำเนินการจากการส่งเสริม Regional LNG Hub ของประเทศไทย โดยสามารถใช้โครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานร่วมกันได้ แต่อย่างไรก็ตาม การดำเนินงานยังคงเป็นไปตามขั้นตอนเริ่มจากรองรับความต้องการใช้งานในประเทศเป็นการดำเนินงานในเบื้องต้น

นายธนา ศรีขำนิ ความต้องการใช้งานในประเทศในช่วงเริ่มต้นคงไม่ได้เป็นไปแบบก้าวกระโดด เพราะฉะนั้น ปริมาณความต้องการใช้งานก็จะเป็นไปตามความสามารถในการผลิตในประเทศ เช่น การผลิตไฮโดรเจนสีน้ำตาล ไฮโดรเจนสีฟ้าเมื่อมีการพัฒนาระบบกักเก็บคาร์บอนได้สำเร็จ ในด้านการนำเข้า สามารถดำเนินการนำเข้าไฮโดรเจนมาในรูปแบบแอมโมเนีย แล้วทำการสกัดให้เป็นไฮโดรเจน แต่เทคโนโลยีในการสกัดยังไม่ได้สามารถดำเนินการให้คุ้มค่าใช้งานในเชิงพาณิชย์ ยังอยู่ในช่วงการทำการโครงการสาธิต ซึ่งคาดว่าในช่วงปี 2025 - 2027 น่าจะมีการนำมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้ ซึ่งการส่งเสริมให้มีการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในประเทศให้เพียงพอ แล้วจึงพัฒนาไปสู่การนำเข้า ซึ่งนอกจากการขนส่งแบบแอมโมเนีย ก็ยังมีการขนส่งในรูปแบบของเหลวซึ่งยังคงมีปัญหาในเรื่องการสูญเสียพลังงาน ดังนั้น ในช่วงต้นของการดำเนินงานส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนก็มุ่งเน้นในเรื่องของการผลิตเพื่อใช้งานในประเทศเป็นหลัก

นายเจน นำชัยศิริ ในส่วนของศักยภาพการผลิตภายในประเทศ (Domestic Supply) นั้น ปัจจุบันประเทศไทยมี Wet Gas ที่นำมาใช้ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งสามารถพบได้จากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย ซึ่งเห็นว่าประเทศไทยควรสำรวจพื้นที่บริเวณอ่าวไทยเพิ่มมากขึ้นและที่ผ่านมามีคณะกรรมการพลังงาน วุฒิสภา ได้พยายามขับเคลื่อนและผลักดันให้รัฐบาลไทยดำเนินการเจรจาประเด็นพื้นที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้านให้ประสบความสำเร็จ เพื่อที่จะสามารถใช้ประโยชน์จากทรัพยากรในพื้นที่ดังกล่าวได้เพิ่มขึ้นและอย่างเต็มประสิทธิภาพ ซึ่งคาดการณ์ว่าก๊าซในบริเวณพื้นที่ทับซ้อนจะมีคุณสมบัติเป็น Wet gas เช่นเดียวกับก๊าซในอ่าวไทย เนื่องจากอยู่ในพื้นที่คาบเกี่ยวใกล้เคียงกัน อย่างไรก็ตาม ไฮโดรเจนที่มีอยู่ในปัจจุบัน (ประมาณ ๑๐๐ ตัน/วัน) มีปริมาณเพียงพอที่จะสามารถนำมาใช้กับโครงการนำร่องในระยะเริ่มต้นได้

คำถาม : ๘) หน่วยงานภาครัฐมีแนวทางในการส่งเสริมการลงทุน สนับสนุนงานวิจัย ในเทคโนโลยีไฮโดรเจนอย่างไรบ้าง ทั้งงบประมาณและข้อกำหนดต่าง ๆ

นายสารัฐ ประกอบชาติ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ให้ข้อมูลว่า ภาครัฐมีการกำหนดกรอบในการส่งเสริมการใช้พลังงานไฮโดรเจน แบ่งออกเป็น ๔ ยุทธศาสตร์ คือ ๑) การส่งเสริมความต้องการใช้พลังงานไฮโดรเจน ๒) การสร้างอุตสาหกรรม ๓) การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และ ๔) การปรับปรุงกฎ ระเบียบที่เกี่ยวข้อง ซึ่งในรายละเอียดต้องมาพิจารณาร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอีกครั้ง ต้องสอบถามผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย เช่น การสร้างแรงจูงใจในการใช้ การส่งเสริมการลงทุน การบัญญัติกฎหมายที่ไม่เป็นอุปสรรคในการประกอบธุรกิจ เป็นต้น ซึ่งจะต้องเก็บรวบรวมข้อมูล เพื่อให้การกำหนดมาตรการมีความชัดเจน อย่างไรก็ตามมาตรการที่มีการกำหนดก็ต้องมีความยืดหยุ่น ปรับเปลี่ยนได้ตามสถานการณ์ ทั้งจากปัจจัยความเปลี่ยนแปลงจากเทคโนโลยี มาตรการการใช้งานที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจะมีการกำหนดรายละเอียดตามมาในระยะอันใกล้

กองทุนส่งเสริมและอนุรักษ์พลังงานน่าจะนำมาใช้สนับสนุนในการศึกษาวิจัยที่เกี่ยวข้อง เช่น การสกัดแอมโมเนีย หรืออื่น ๆ จะส่งผลให้มีโอกาสที่การทำวิจัยจะมีความก้าวหน้ามากขึ้น

คำถาม : ๙) กฟผ. มีแผนที่จะผลิตพลังงานไฮโดรเจนสีเขียวหรือไม่ และถ้ามีแผนจะผลิตที่ไหน อย่างไร และต้องการให้ภาครัฐสนับสนุนโครงการหรือไม่

นายณรินทร์ เผ่าวงนิช ผู้ช่วยผู้อำนวยการบริหารเชื้อเพลิงการไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย (กฟผ.) ให้ข้อมูลว่า กฟผ. ได้มีการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวแล้วที่โครงการลำตะคอง คือ โครงการ Wind Hydrogen Hybrid โครงการนี้ใช้กังหันลม จำนวน ๑ เครื่อง ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง ๒ เมกกะวัตต์ ผลิตไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) ได้กำลังผลิต ๓๐๐ กิโลวัตต์ ในส่วนอื่น ๆ ก็จะมีการขยายต่อเนื่องออกไป เนื่องจากที่ลำตะคองมีกังหันลมทั้งหมด ๑๒ เครื่อง ยังคงเหลือกังหันลม ที่ยังไม่ได้นำมาใช้งานในการผลิตไฮโดรเจนอีก ๑๑ เครื่อง นอกจากนี้ ยังมี พลังงานทดแทนอื่น เช่น โซลาร์ มาเพิ่มเติมกับพลังงานลม โดยจะทำการพิจารณาพื้นที่ทั่วประเทศ เนื่องจากมีศักยภาพ ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อเปลี่ยนเป็นไฟฟ้าเพื่อใช้งานต่อไป และเมื่อภาคเอกชนพร้อมในการขับเคลื่อน ทั้งด้านการผลิต การใช้งาน ก็คาดว่าภาครัฐก็พร้อมที่จะให้การสนับสนุน ก็จะเป็นส่วนที่ผลักดัน ให้โครงการพัฒนาไฮโดรเจนดำเนินการได้เร็วขึ้น โดยการดำเนินงานร่วมกันของภาคเอกชนที่จะร่วมกัน ศึกษาและนำเสนอต่อภาครัฐว่าต้องการได้รับการสนับสนุนในด้านใดบ้าง ก็จะส่งผลให้การพัฒนาไฮโดรเจน เป็นไปได้อย่างรวดเร็วขึ้น

คำถาม : ๑๐) การทดลองใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชน ถ้าเกิดผลกระทบต่อสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง ๓ การไฟฟ้า ภาครัฐจะมีการจัดการกับปัญหา เหล่านี้ได้อย่างไร

นายณรินทร์ เผ่าวงนิช ผู้ช่วยผู้อำนวยการบริหารเชื้อเพลิงการไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย (กฟผ.) ให้ข้อมูลว่าขึ้นอยู่กับนโยบายว่าจะมีการช่วยเหลืออย่างไร ในต่างประเทศ การเกิดขึ้นของโครงการใหม่ ๆ ไม่ว่าจะเป็นโครงการเกี่ยวกับไฮโดรเจนหรือพลังงานอื่น ๆ เป็นการดำเนินการเชิงนโยบาย ซึ่งต้องการการสนับสนุนทั้งสิ้น ทั้งนี้ ยังคงต้องพิจารณาผลกระทบจากการผสมไฮโดรเจน ในก๊าซธรรมชาติก็ต้องพิจารณาในด้านผลกระทบต่อประสิทธิภาพการใช้งานด้วย แต่หากการผสม ในสัดส่วนเพียงเล็กน้อยก็ไม่ได้ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของเครื่องจักรอุปกรณ์

นายสารรัฐ ประกอบชาติ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
ให้ข้อมูลว่า การดำเนินงานที่มีการเปลี่ยนแปลงย่อมเกิดผลกระทบต่อกระบวนการหรือวิธีการรูปแบบเดิม
 ที่ดำเนินการมาก่อนหน้า แต่อย่างไรก็ตาม ในการบริหารนโยบายต้องพิจารณาภาพรวมของประเทศ
 เป็นหลัก ถ้าโครงการใหม่ ๆ ที่ขึ้นมันสมประโยชน์กับภาพรวมทั้งประเทศในทุกมิติ เป็นผลไปในทางบวก
 มากกว่าผลในทางลบกับประเทศ ฝ่ายนโยบายก็จะกำหนดนโยบายเพื่อสนับสนุนได้ แต่ถ้าการกำหนด
 นโยบายนั้นก่อให้เกิดผลกระทบ ก็ต้องมีมาตรการในการช่วยเหลือและเยียวยาภายในช่วงระยะเวลา
 ที่เหมาะสม และหาแนวทางให้ผู้ได้รับผลกระทบสามารถปรับเปลี่ยนการดำเนินการเพื่อให้สามารถ
 ดำเนินงานต่อไป

**คำถาม : ๑๑) หากโรงงานอุตสาหกรรมต้องการใช้ไฮโดรเจนจะต้องมีการ Switching fuel
 มีผลการศึกษาหรือมีโรงงานที่นำร่องดำเนินการแล้วหรือไม่**

นายปิยบุตร จารุเพ็ญ กรรมการผู้จัดการ บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (BIG)
ให้ข้อมูลว่า ขณะนี้โรงงานอุตสาหกรรมที่มีการผลิตเพื่อส่งออกไปยังสหภาพยุโรปและอเมริกา
 เช่น อุตสาหกรรมเหล็ก อุตสาหกรรมอลูมิเนียม อุตสาหกรรมซีเมนต์ เป็นต้น ได้เริ่มหารือบ้างแล้ว
 ในทางเทคนิค โรงงานอุตสาหกรรมมีเตาหลอมซึ่งมีสภาวะเพียงพอต่อการทนความร้อน
 สามารถดำเนินการได้ ดังนั้น นับตั้งแต่ปัจจุบันจนถึง ค.ศ. 2030 ซึ่งเป็นยุคการเปลี่ยนผ่านพลังงานดั้งเดิม
 ไปสู่พลังงานสะอาด (Energy transition) การผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ ไม่ได้ก่อให้เกิดปัญหา
 ทางเทคนิคเชิงวิศวกรรม แต่ประเด็นสำคัญคือต้นทุนทางเศรษฐกิจที่จะนำเอาไฮโดรเจนเข้ามา
 หากภาครัฐมีนโยบายที่จะส่งเสริมแรงจูงใจต่อผู้ใช้ เนื่องจากที่ผ่านมาการกำหนดนโยบายการส่งเสริม
 แรงจูงใจในการดำเนินงานต่างๆ ภาครัฐจะมุ่งเน้นไปยังกลุ่มผู้ผลิต เช่น BOI ส่งเสริมการสร้างโรงงาน
 หรือส่งเสริมการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) แต่ทั้งนี้ ในด้านของผู้ใช้งาน เช่น
 ผู้ใช้ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) จะได้รับการส่งเสริมหรือแรงจูงใจอย่างไรบ้าง ซึ่งหากเปลี่ยน
 มุมมองการสร้างแรงจูงใจมายังกลุ่มผู้ใช้งาน จะส่งผลให้เกิดความต้องการใช้ไฮโดรเจนสีเขียว
 (Green Hydrogen) เพิ่มมากขึ้น และผู้ผลิตจะเพิ่มมากขึ้นด้วยเช่นกัน

**คำถาม : ๑๒) ความปลอดภัยสำหรับการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์มีมาตรฐาน
 ความปลอดภัยเป็นอย่างไร**

**ดร.เนรัญ สุวรรณโชติช่วง ที่ปรึกษาฝ่ายกิจการสัมพันธ์ บริษัท โตโยต้า มอเตอร์
 ประเทศไทย จำกัด ได้ให้ข้อมูลว่า** การใช้งานรถยนต์ CNG กับพลังงานไฮโดรเจน จะใช้ระบบกักเก็บ
 พลังงานเหมือนกัน แต่วิธีการนำพลังงานมาใช้จะแตกต่างกันคือ รถยนต์ CNG จะเป็นการเผาไหม้
 ในเครื่องยนต์ ส่วนรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน เมื่อปีที่แล้วบริษัท TOYOTA ได้นำรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน
 ที่เกิดจากการสันดาปภายในไปแข่งขันที่สนามช้าง อินเตอร์เนชั่นแนล เซอร์กิต จังหวัดบุรีรัมย์
 ซึ่งเป็นการสะท้อนว่าสามารถนำรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนมาใช้ในการแข่งขัน Motor Sport
 และช่วยลดมลภาวะทางสิ่งแวดล้อมควบคู่ไปด้วย

ด้านความปลอดภัย ไฮโดรเจนเป็นธาตุที่เบาที่สุด หากมีการรั่วไหลจะลอยขึ้นไป
 ในอากาศ ประกอบกับการออกแบบห้องโดยสาร ของรถยนต์จะมีระบบห่อหุ้ม (ZEAL) และถังไฮโดรเจน
 จะติดตั้งไว้นอกรถยนต์ ถ้าไฮโดรเจนเกิดการรั่วไหลก็จะระเหยและจะลอยสูงขึ้น นอกจากนี้ ยังมีระบบ
 วาล์วถังแก๊สและหัวถังบรรจุก๊าซควบคุม (Control) ความปลอดภัยไว้อีกช่องทางหนึ่งด้วย

ส่วนการประจุไฟฟ้า แม้ว่าไฮโดรเจนจะสามารถติดไฟได้ง่ายกว่า แต่ถ้าหากไม่ครบองค์ประกอบของสามประการ คือ ไฮโดรเจน อากาศ และเปลวไฟ ก็จะไม่สามารถติดไฟได้ ในขณะที่น้ำมันเชื้อเพลิงทุกประเภท เช่น น้ำมันเบนซิน เมื่อเจออากาศหรือเปลวไฟ ก็สามารถประจุไฟฟ้าได้เช่นกัน

ด้านราคารถยนต์พลังงานไฮโดรเจน ปัจจุบันบริษัทยังไม่ได้ผลิตรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนเพื่อจำหน่าย แต่จะเป็นการนำเข้า (Import) จากต่างประเทศ ทำให้ราคารถยนต์พลังงานไฮโดรเจนค่อนข้างแพง เนื่องจากต้องมีการจ่ายอากรขาเข้า (Import duty) ภาษีสรรพสามิต (Excise Tax) ภาษีมหาดไทย (Interior Tax) และค่าธรรมเนียมภาษีอื่น ๆ หากภาครัฐให้การสนับสนุนหรือกำหนดมาตรการส่งเสริมต่าง ๆ เช่นเดียวกับรถยนต์ Electric Vehicle (EV) ก็จะช่วยให้นำเข้ารถยนต์พลังงานไฮโดรเจนมาใช้ภายในประเทศได้มากขึ้น ทั้งนี้ รถยนต์พลังงานไฮโดรเจนแบบ (ไม่รวมภาษี) ราคาประมาณ ๑.๗ ล้านบาท แต่หากรวมภาษีต่าง ๆ แล้ว ราคาจะเพิ่มสูงขึ้นอีกมากซึ่งยังไม่สามารถกำหนดราคาที่ชัดเจนได้

คำถาม : ๑๓) กรณีสถานีชาร์จยานยนต์ไฟฟ้าเมื่อ ๕ ปีที่แล้ว ภาครัฐได้มีการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานสำหรับการชาร์จยานยนต์ไฟฟ้า ถ้าเป็นกรณีของสถานีเติมไฮโดรเจนภาครัฐพิจารณาโครงสร้างพื้นฐานในส่วนนี้อย่างไร

นายสาร์รัฐ ประกอบชาติ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ให้ข้อมูลว่า การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานภาครัฐได้กำหนดไว้ในแผนประเมินความพร้อม เช่น กรณีการส่งเสริมไฮโดรเจนจะต้องมีการใช้โครงสร้างพื้นฐานในการรองรับอย่างไร แต่ปัจจุบันปริมาณการใช้งานที่ชัดเจนยังไม่ได้ระบุแน่ชัดส่งผลให้ยังไม่สามารถประเมินโครงสร้างพื้นฐานได้ว่าจะมีการพัฒนามากน้อยเพียงใด ซึ่งภาครัฐจะเป็นผู้ดำเนินการหลักในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานให้เพียงพอต่อการใช้งาน ต้นแบบของการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับก็จะเป็นไปในลักษณะเดียวกันกับการส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฟฟ้า (EV) ซึ่งจะต้องมีความพร้อมในด้านการผลิตที่เพียงพอ และมีระบบในการติดตาม การบริหารจัดการข้อมูล ซึ่งในปัจจุบันการบริหารจัดการในส่วนของการรถยนต์ไฟฟ้าก็ต้องบริหารจัดการในส่วนของการรองรับการชาร์จให้เพียงพอ ดังนั้น การบริหารจัดการข้อมูลก็เป็นสิ่งสำคัญที่ภาครัฐต้องเข้ามาบริหารจัดการ เพื่อให้มีการวางแผนควบคู่กันไปด้วยเช่นกัน

คำถาม : ๑๔) ขอรบกวนข้อเสียหรือจุดด้อยของการใช้งานรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนมีอะไรบ้าง

ดร.เนรัญ สุวรรณโชติช่วง ที่ปรึกษาฝ่ายกิจการสัมพันธ์ บริษัท โตโยต้า มอเตอร์ ประเทศไทย จำกัด ได้ให้ข้อมูลว่า จากการทดลองขับรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน ระยะทางประมาณ ๒๐,๐๐๐ - ๓๐,๐๐๐ กิโลเมตร ยังไม่พบปัญหาจากการใช้งานแต่อย่างใด แต่จะมีปัญหาเกี่ยวกับการเติมไฮโดรเจน คือ การเติมไฮโดรเจนยังต้องอาศัยผู้มีความรู้ความเชี่ยวชาญเฉพาะด้าน ซึ่งต้องติดตั้งระบบให้เหมาะสมกับการใช้งานเทคโนโลยีต่าง ๆ ของรถทั้งคันด้วย เพื่อให้สามารถขับรถยนต์พลังงานไฮโดรเจนได้อย่างอย่างสมบูรณ์มากที่สุด

คำถาม : ๑๕) หากสุดท้ายมีการเลือกใช้พลังงานไฮโดรเจนขึ้นมา จะมีการดูแลและจัดการธุรกิจพลังงานเดิม เช่น ปิโตรเลียม แบตเตอรี่ หรือการผลิตพลังงานไฟฟ้า อย่างไร

นายณรินทร์ เผ่าวงนิช ผู้ช่วยผู้ว่าการบริหารเชื้อเพลิงการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ให้ข้อมูลว่า ประเทศไทยมีโครงสร้างพื้นฐานบางส่วนที่จะสามารถใช้

ควบคู่ไปกับก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนได้ ดังนั้นการเข้ามาของพลังงานไฮโดรเจนถือเป็นการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ซึ่งถ้าพิจารณาถึงโครงการ Wind Hydrogen Hybrid ที่ กฟผ. ทำคือมีความต้องการที่จะให้พลังงานไฮโดรเจนเป็นส่วนประกอบสำคัญในการให้พลังงานทดแทนสามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้แบบ Firm การเข้ามาของไฮโดรเจนจะเป็นส่วนช่วยให้พลังงานทดแทนสามารถดำเนินการผลิตไฟฟ้าได้มีความเสถียรเพิ่มมากขึ้น

นายธนา ศรขำนิ ผู้จัดการ ฝ่ายวิจัยเทคโนโลยีพลังงานใหม่ สถาบันนวัตกรรม บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ให้ข้อมูลว่า ไฮโดรเจนจะเป็นส่วนเสริมกับการใช้งานในระบบอื่น ๆ ไม่ว่าจะเป็นระบบกักเก็บพลังงาน หากในอนาคตประเทศไทยมีการใช้งานพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น เช่น การดำเนินงานในออสเตรเลียที่มีการวิจัยรูปแบบการกักเก็บพลังงานแบบผสมผสานระหว่างการเก็บไฟฟ้าในแบตเตอรี่ กับการกักเก็บพลังงานในรูปแบบไฮโดรเจนแล้วนำมาผลิตไฟฟ้าได้อีกทาง

ในภาคขนส่งอาจมีความยาก ในการดำเนินงานของรถบรรทุกขนาดใหญ่ หากมาใช้ไฮโดรเจนก็น่าจะตอบโจทย์นอกจากแบตเตอรี่ที่นำมาใช้ในรถส่วนบุคคล น่าจะเป็นการเข้ามาเสริมมากกว่า การแข่งขันกับพลังงานในแบบอื่น ๆ

คำถาม : ๑๖) พลังงานที่มีผลกระทบต่อเศรษฐกิจ ระบบนิเวศน์ สิ่งแวดล้อม ในขณะเดียวกันก็เป็นเรื่องที่มีความเกี่ยวข้องกับนโยบาย กฎหมาย เนื่องจากยังไม่ได้กำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นชนิดเชื้อเพลิงตามกฎหมาย จะมีมาตรการหรือแนวทางการดำเนินงานในกรณีดังกล่าวอย่างไร

นายเจน นำชัยศิริ โฆษกคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา ได้ให้ข้อมูลว่าตามข้อสรุปในรายงานการพิจารณาศึกษาของคณะอนุกรรมการ ที่มีข้อเสนอแนะในเชิงนโยบายก็จะนำส่งรายงานดังกล่าวไปยังรัฐบาล และรัฐบาลก็จะส่งไปยังหน่วยงานที่มีภารกิจและหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง โดยภารกิจหลักก็จะอยู่ภายใต้หน้าที่และความรับผิดชอบของกระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ถ้าเป็นลักษณะของอุปสงค์กลุ่ม (Demand pool) ก็จะเกิดการดำเนินงานได้เร็ว เพราะรัฐมีเครื่องมือ กลไก ที่จะส่งเสริมหลายประการ เช่น กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ที่อาจนำมาใช้ในการใช้ในการส่งเสริมการวิจัย หรือการผลักดันการแก้ไขกฎหมายต่าง ๆ กระทรวงพลังงานสามารถนำเสนอไปยังฝ่ายนิติบัญญัติ เมื่อเข้าสู่กระบวนการพิจารณาร่างกฎหมายก็จะได้รับการสนับสนุนจากคณะกรรมการ เนื่องจากสอดคล้องกับแนวทางการศึกษาของคณะกรรมการที่มีการดำเนินงานมาก่อนหน้า ซึ่งกลไกที่เกี่ยวข้องก็ความพร้อมในการดำเนินงานและผลักดันให้เกิดการพัฒนาอย่างเป็นรูปธรรม

ความเห็นจากผู้เข้าร่วมสัมมนา

๑) การนำไฮโดรเจนมาใช้งานในภาคพลังงานและอุตสาหกรรม ใน gas grid ส่วนใหญ่นำไปใช้ในโรงไฟฟ้า เมื่อเปรียบเทียบกับ การนำ LNG ที่ราคา 20\$/MMBTU มาคำนวณใน pool gas ที่ผ่านมา ผู้ใช้ไฟฟ้าก็วิพากษ์วิจารณ์ถึงผลกระทบต่อทั่วประเทศ การนำ Hydrogen ที่ราคา 40 - 80\$/MMBTU มาผสมกับแก๊สธรรมชาติ อาจเกิดการต่อต้านจากประชาชนผู้ใช้ไฟในประเทศ เพราะค่าไฟที่สูงขึ้นมากจนทำให้ Hydrogen economy ไม่เกิดขึ้นจริงในไทย ทั้งที่ hydrogen เป็นหนึ่งใน decarbonization tools ที่ถูกกว่า CCS หรือ carbon offset วิธีอื่น ๆ

๒) ทำไมภาครัฐถึงไม่คิดเรื่องการลด carbon footprint จากการผลิต grey hydrogen ซึ่งเป็นหนึ่งในขั้นตอนการปล่อย hydrogen ในประเทศไทย ก่อนที่เราจะคิดเรื่องการเอา hydrogen ไปใช้ลด GHG emission ของประเทศใน sector อื่น ๆ ผู้ฟังค่อนข้างไม่เห็นด้วยกับการเอา grey hydrogen ไปใช้โดยอ้างว่าเพื่อพัฒนา ecosystem ก่อนครับ เพราะสุดท้ายเราไม่ได้แก้ไขปัญหาเรื่อง decarbonization อย่างที่ควรจะเป็น

๓) ในการ decarbonize power sector, การลงทุน Renewable Energy อาจจะ CAPEX สูงกว่า แต่ Life cycle cost ถูกกว่าการใช้ Hydrogen blending ลงใน gas infrastructure แนนอน ซึ่งอาจให้ทีมงานของกระทรวงทดลองดำเนินงาน

๔) การผลักดันยานยนต์ hydrogen ควรเริ่มโดยภาคเอกชนส่งขนาดใหญ่เพื่อความคุ้มค่า และเสริมด้วยโครงการ carbon credit จะเป็นการดำเนินการที่ได้ผลสัมฤทธิ์ที่ดีกว่าหรือไม่

๕) ควรมีการศึกษา Cost parity ของการใช้ hydrogen ในแต่ละ Applications

๖) หากประชาชนทั่วไปตัดสินใจจะซื้อรถ passenger cars ใหม่ การใช้รถ BEV ถูกกว่า FCEV อย่างเทียบกันไม่ได้ (ลองเอา Hydrogen cost, Us/MJ มาเทียบกับ Biofuel ที่ผลิตได้ในประเทศ แม้ว่าจะเป็น Gen 2 biofuel)

๗) สังคมกำลังถูกผลักดันข้อมูลด้านเดียวในการ decarbonization จาก Hydrogen เพื่อผลประโยชน์ของภาคเอกชนบางรายหรือไม่ อยากให้ภาครัฐพิจารณาให้ดีในการนำเงินภาษีประชาชนไป decarbonize mobility industry ให้ได้ผลสูงที่สุด

๘) ภาครัฐมีเงินจำกัดในการ allocate budget มาใช้ในการ decarbonization ไปสู่ Net Zero ของประเทศในปี 2065 ขอให้พิจารณาการใช้ H2 ใน hard-to-abate sector ที่ไม่สามารถทำ electrification ได้เท่านั้น

๙) จุดขายของ Hydrogen อาจจะเป็นเรื่อง repurposing infrastructure ของ gas grid ในประเทศไทย แต่อย่าลืมราคาที่แพงกว่า Natural gas (USD/MMBTU) ๔ - ๖ เท่า ลองให้ทีมงาน run simulation model เพื่อหา Least cost model ประกอบการตัดสินใจได้ครับ

๑๐) Incentive จากภาครัฐ สำหรับโครงการ CCS เป็นสิ่งจำเป็นและสำคัญ

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

โครงการสัมมนา

เรื่อง ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?



โครงการสัมมนา

เรื่อง ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?

โดย

คณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา

วันอังคารที่ ๑๓ มิถุนายน ๒๕๖๖

ณ ห้องจูปีเตอร์ ชั้น ๓ โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น

เขตหลักสี่ กรุงเทพมหานคร

หลักการและเหตุผล

ประเทศไทยใช้พลังงานจากแหล่งพลังงานหลายชนิด ทั้งที่เป็นพลังงานฟอสซิล อาทิ น้ำมัน น้ำมันดิบ ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติ โดยใช้ในภาคอุตสาหกรรม คมนาคม การค้าและการบริการ สาธารณะ การเกษตรและการป่าไม้ นอกจากนี้ ยังมีการใช้พลังงานคาร์บอนต่ำ อาทิ พลังงานน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานความร้อนใต้พิภพ และพลังงานชีวมวล ซึ่งเป็นผลจากการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานมาแล้วหลายครั้ง หลังจากที่ทั่วโลกเริ่มตระหนักถึงความไม่ยั่งยืนของแหล่งพลังงานฟอสซิล จึงเริ่มพยายามเปลี่ยนแหล่งพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ใช้แหล่งพลังงานคาร์บอนต่ำ และพลังงานหมุนเวียน ด้วยเหตุนี้ Energy Transition จึงเข้ามามีบทบาทสำคัญในการเปลี่ยนไปสู่พลังงานสะอาดและพลังงานทางเลือก สอดคล้องกับการจัดทำแผนพลังงานชาติที่มีการกำหนดเป้าหมายมุ่งสู่พลังงานสะอาด และลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) โดยการส่งเสริมการลงทุนพลังงานสีเขียวในภาคพลังงาน เพื่อสนับสนุนให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ภายในปี ค.ศ. 2050 และมุ่งเน้นส่งเสริมความมั่นคงภาคพลังงาน เพื่อรองรับรูปแบบการผลิตและการใช้พลังงานที่มีความหลากหลายมากขึ้นในอนาคต

แผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ ปี ๒๕๖๖ - ๒๕๗๐ กำหนดค่าเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนที่ผลิตภายในประเทศเพิ่มมากขึ้น โดยให้สัดส่วนของการใช้พลังงานทดแทนที่ผลิตได้ภายในประเทศในการผลิตไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพ (เฉลี่ยร้อยละของพลังงานขั้นสุดท้าย) ให้ได้ร้อยละ ๑๙ - ๒๒ ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย และกระทรวงพลังงานอยู่ระหว่างการพิจารณาแผน AEDP 2022 เพื่อบรรจุให้มีพลังงานทดแทนรูปแบบอื่น ๆ เช่น ไฮโดรเจนมาใช้งานในภาคการขนส่ง ซึ่งคาดการณ์จากการศึกษาของกรมธุรกิจพลังงาน ปี พ.ศ. ๒๕๖๕ (2022) กรณี National Plan จะเริ่มมีการใช้ยานยนต์พลังงานไฮโดรเจนใน ปี พ.ศ. ๒๕๗๘ (2035) เป็นต้นไป จะมีการใช้ในเชิงพาณิชย์และต้นทุนลดลงหลังจากปี พ.ศ. ๒๕๗๓ (2030) และการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน การขนส่ง และสถานีบริการแล้วเสร็จ โดยเบื้องต้นเป้าหมายการใช้ไฮโดรเจนในปี พ.ศ. ๒๕๘๐ (2037) คิดเป็น 4 ktoe ซึ่งปัจจุบันทั่วโลกมีการใช้ไฮโดรเจนประมาณปีละ ๕๐ ล้านตัน แต่จนถึงปัจจุบันการพัฒนาไฮโดรเจนเพื่อนำมาใช้ประโยชน์ในเชิงพาณิชย์ยังคงดำเนินการค่อนข้างล่าช้า ขาดการเชื่อมต่อหรือประสานงานกันระหว่างภาครัฐและเอกชน ทั้งในระดับงานวิจัยและการนำไปประยุกต์ใช้ ดังนั้น จึงจำเป็นที่จะต้องรวบรวมองค์ความรู้

ที่เกี่ยวกับงานวิจัยและพัฒนา การประยุกต์ใช้งานของพลังงานไฮโดรเจน ตลอดจนมาตรฐาน และความปลอดภัยจากการใช้พลังงานชนิดนี้ เพื่อส่งเสริมให้มีการนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างต่อเนื่อง

คณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา จึงเห็นสมควรจัดสัมมนาในหัวข้อเรื่อง **“ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?”** เพื่อเป็นการระดมความคิดเห็น ข้อเสนอแนะ และเป็นการจุดประกายของการร่วมมือระหว่างกันของหลาย ๆ หน่วยงานด้านพลังงานในอนาคต ที่จะช่วยกันแก้ไขปัญหาความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ เพื่อให้รัฐบาลได้รับทราบแนวความคิด และความต้องการของภาคประชาชน ธุรกิจ และอุตสาหกรรม โดยเน้นการพัฒนาพลังงานอย่างยั่งยืน เพื่อก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อประชาชนและประเทศชาติต่อไป

วัตถุประสงค์

๑. เพื่อศึกษาและสร้างความเข้าใจ รวมทั้งเผยแพร่ประชาสัมพันธ์ถึงการพัฒนาไฮโดรเจน มาเป็นพลังงานทางเลือกของประเทศ และประยุกต์ใช้พลังงานทางเลือกในรูปแบบอื่น ๆ เพื่อนำมาใช้งาน ในเชิงพาณิชย์ในภาคการขนส่ง อุตสาหกรรม และการเกษตร

๒. เพื่อให้เกิดความร่วมมือในการพัฒนาโครงการต้นแบบ และการพัฒนาแบบยั่งยืน สำหรับประเทศไทย ซึ่งนำไปสู่การนำมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้อย่างสมบูรณ์ ตลอดจนแลกเปลี่ยน ความคิดเห็นและประสานความร่วมมือระหว่างส่วนราชการ หน่วยงานของรัฐ รัฐวิสาหกิจ องค์กร ภาคเอกชน นักวิชาการ ผู้เชี่ยวชาญ ผู้ประกอบการ และประชาชน อันนำไปสู่การหามาตรการและแนวทาง ในการพัฒนาพลังงานทางเลือกของประเทศ

๓. เพื่อนำข้อมูลที่ได้จากการสัมมนาประมวลผล พร้อมทั้งนำเสนอข้อสังเกตและข้อเสนอแนะ เสนอต่อวุฒิสภาเพื่อพิจารณาต่อไป

กลุ่มเป้าหมาย

จำนวน ๒๕๐ คน ประกอบด้วย

๑. คณะกรรมการสามัญประจำวุฒิสภาทุกคณะ

๒. สมาชิกวุฒิสภา

๓. ผู้แทนจากส่วนราชการ หน่วยงานของรัฐ และรัฐวิสาหกิจ ได้แก่ กระทรวงพลังงาน กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม กระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงมหาดไทย กระทรวงการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม กระทรวงการคลัง กระทรวงคมนาคม กระทรวงพาณิชย์ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้านครหลวง สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ กรุงเทพมหานคร สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ

๔. ผู้ประกอบการด้านพลังงาน เช่น บริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน) บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) บริษัท บางกอกอินดัสเทรียล แก๊ส จำกัด บริษัทผู้ผลิตรถยนต์ เป็นต้น

๕. นักวิชาการและผู้เชี่ยวชาญจากสถาบันการศึกษาภาครัฐและภาคเอกชน

๖. สื่อมวลชน และประชาชนทั่วไป

วิธีดำเนินการ

๑. การบรรยายและอภิปรายโดยทีมวิทยากร
๒. เปิดรับฟังข้อคิดเห็น และตอบประเด็นข้อซักถามเกี่ยวกับแนวทางการพัฒนาเพื่อนำไฮโดรเจนมาใช้งานในรูปแบบพลังงานทางเลือกของประเทศ ที่ยั่งยืนสำหรับประเทศไทย
๓. รวบรวมข้อมูลและข้อเท็จจริงจากการสัมมนาเพื่อสรุปเป็นรายงานผลการสัมมนาสำหรับการจัดทำรายงานเสนอต่อคณะกรรมการกิจการพลังงาน วุฒิสภา เพื่อพิจารณาดำเนินการต่อไป

วัน เวลา และสถานที่สัมมนา

วันอังคารที่ ๑๓ มิถุนายน ๒๕๖๖ ระหว่างเวลา ๐๘.๓๐ - ๑๕.๓๐ นาฬิกา ณ โรงแรมมิราเคิลแกรนด์ คอนเวนชั่น เขตหลักสี่ กรุงเทพมหานคร

งบประมาณ

คณะกรรมการกิจการพลังงาน วุฒิสภา โดยสำนักงานเลขาธิการวุฒิสภา

ผู้รับผิดชอบโครงการ

คณะกรรมการกิจการพลังงาน วุฒิสภา

ผลที่คาดว่าจะได้รับ

๑. ผู้เข้าร่วมสัมมนาและประชาชนที่สนใจ ได้รับรู้และสร้างแนวทางความเข้าใจเกี่ยวกับการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นพลังงานทางเลือกของประเทศอย่างรอบด้าน
๒. สร้างการประสานงานความร่วมมือระหว่างกันของหน่วยงานต่าง ๆ ด้านพลังงานของประเทศ ส่งเสริมและพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับประเทศไทย และขยายระดับสู่ความมุ่งมั่นพัฒนาเป็นเทคโนโลยีด้านพลังงานเพื่อประเทศไทย
๓. เกิดการพัฒนาด้านพลังงานทางเลือกอย่างต่อเนื่อง เพื่อรองรับการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในประเทศและก้าวไปสู่ระดับภูมิภาคอาเซียนในอนาคต
๔. คณะกรรมการกิจการพลังงาน วุฒิสภา นำข้อมูลที่ได้จากการสัมมนาสรุปเป็นข้อมูลเสนอต่อวุฒิสภาเพื่อพิจารณานำเสนอรัฐบาลเพื่อพิจารณาต่อไป

ภาคผนวก ข

กำหนดการสัมมนา

เรื่อง ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?



กำหนดการสัมมนา

เรื่อง “ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?”

โดย คณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา

วันอังคารที่ ๑๓ มิถุนายน ๒๕๖๖

ณ ห้องจูปีเตอร์ ชั้น ๓ โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น

ถนนวิภาวดีรังสิต เขตหลักสี่ กรุงเทพมหานคร

เวลา	รายละเอียดกำหนดการ
๐๘.๓๐ - ๐๙.๐๐ นาฬิกา ๐๘.๔๕ - ๐๙.๐๐ นาฬิกา	➢ ลงทะเบียน ➢ พิธีเปิดการสัมมนา กล่าวรายงานการสัมมนา โดย พลโท อำพน ชูประทุม รองประธานคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา
๐๙.๐๐ - ๐๙.๑๕ นาฬิกา	➢ กล่าวเปิดการสัมมนาและปาฐกถาพิเศษ โดย พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์ ประธานคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา
๐๙.๑๕ - ๐๙.๔๕ นาฬิกา	➢ การบรรยายพิเศษในหัวข้อเรื่อง ๑) “แผนการลดสภาวะโลกร้อน ความเป็นกลางทางคาร์บอน และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์และมาตรการ ด้านกฎหมายที่เกี่ยวข้อง (Carbon Tax)” โดย นางรสริน อมรพิทักษ์พันธ์ ผู้อำนวยการกลุ่มงานพัฒนามาตรการและกลไก กองประสานการจัดการการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม
๐๙.๔๕ - ๑๐.๑๕ นาฬิกา	๒) “บทนำความรู้พื้นฐานไฮโดรเจน และแนวทางการใช้งาน เพื่อรองรับการลดสภาวะโลกร้อน” โดย นายสุรวุฒิ สนิทวงศ์ ณ อยุธยา ผู้อำนวยการประจำคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา
๑๐.๑๕ - ๑๐.๔๕ นาฬิกา	๓) “บทบาทของภาครัฐในการกำหนดนโยบายและแผนงาน ที่เกี่ยวข้องกับการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นพลังงานทางเลือก” โดย นายสารรัฐ ประกอบชาติ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

เวลา	รายละเอียดกำหนดการ
๑๐.๔๕ - ๑๑.๑๕ นาฬิกา	๔) “เทคโนโลยีในการผลิตและการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในปัจจุบัน” โดย ดร.ชญานัน จันทวสุ รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานความยั่งยืนองค์กร บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)
๑๑.๑๕ - ๑๒.๑๕ นาฬิกา	๕) “การพัฒนาไฮโดรเจนเพื่อการใช้งานในภาคขนส่งเพื่อการพาณิชย์” โดย - นายพงษ์ศักดิ์ เหลืองจินดารัตน์ ผู้จัดการส่วนอาวุโสพัฒนาธุรกิจ BCG บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด - ดร.เนรัญ สุวรรณโชติช่วง ที่ปรึกษาฝ่ายกิจการสัมพันธ์ บริษัท โตโยต้า มอเตอร์ ประเทศไทย จำกัด
๑๒.๑๕ - ๑๓.๐๐ นาฬิกา	รับประทานอาหารกลางวัน
๑๓.๐๐ - ๑๔.๓๐ นาฬิกา	การอภิปรายในหัวข้อ เรื่อง “แนวคิดการประยุกต์ใช้ไฮโดรเจนกับบริบทพลังงานไทย” โดย วิทยากรผู้อภิปราย ประกอบด้วย ➢ ผู้แทนจากคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา - นายเจน นำชัยศิริ โฆษกคณะกรรมการการพลังงาน และรองประธานคณะอนุกรรมการด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ - นายสุรวุฒิ สนิทวงศ์ ณ อยุธยา ผู้อำนวยการประจำคณะกรรมการ ➢ ผู้แทนจากหน่วยงานภาครัฐ - นายสารรัฐ ประกอบชาติ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน - นายนรินทร์ เผ่าวิช ผู้ช่วยผู้ว่าการบริหารเชื้อเพลิง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ➢ ผู้แทนจากภาคเอกชน - นายธนา ศรีขำนิ ผู้จัดการ ฝ่ายวิจัยเทคโนโลยีพลังงานใหม่ สถาบันนวัตกรรม บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

เวลา	รายละเอียดกำหนดการ
๑๔.๓๐ - ๑๕.๓๐ นาฬิกา ๑๕.๓๐ นาฬิกา	- นายวี บุญสินสุข ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานพัฒนาธุรกิจใหม่ และนวัตกรรม บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) - นายปิยบุตร จารุเพ็ญ กรรมการผู้จัดการ บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด ➢ เปิดประเด็นซักถามและแลกเปลี่ยนความคิดเห็น ➢ ปิดการสัมมนา โดย พลโท อำพน ชูประทุม รองประธานคณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา วิทยากรผู้ดำเนินรายการ โดย - นายรัตนพัฒน์ ปิวิเศษกุลเดช - ศาสตราจารย์จางจิตร หิรัญลาม - นายรักไทย บุรพ์ภาค - นางสาวอรปรียา งามสง่า

หมายเหตุ : กำหนดการอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามความเหมาะสม

ภาคผนวก ค

ภาพการสัมภาษณ์

เรื่อง “ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?”

ณ โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น กรุงเทพมหานคร

วันที่ ๑๓ มิถุนายน ๒๕๖๖

การสัมมนา

เรื่อง “ไฮโดรเจน : พลังงานทางเลือกแห่งอนาคต ตอบโจทย์สภาวะโลกร้อน?”
ณ โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น กรุงเทพมหานคร วันที่ ๑๓ มิถุนายน ๒๕๖๖

















รายงานการพิจารณาศึกษา
เรื่อง การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือก
เพื่อการพาณิชย์ สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร
โดย
คณะกรรมการการพลังงาน วุฒิสภา

คณะผู้รับผิดชอบในการจัดทำรายงาน

นางยุวดี รูปขจร

ผู้อำนวยการสำนักกรรมการ ๑

ฝ่ายเลขานุการ

๑. นางสาวพชรรักษา สุตะบุตร

ผู้บังคับบัญชากลุ่มงานฯ

วิทยาการเชี่ยวชาญ

ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมการ

๒. นางสาวชลธิชา บุญเสถียร

นิติกรชำนาญการ

ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมการ

๓. นางศิริภรณ์ เติลผล

นิติกรปฏิบัติการ

๔. นายภิรมย์ น้อยกรณ์

วิทยาการปฏิบัติการ

๕. นางชญาดา นิลสุวรรณ

วิทยาการปฏิบัติการ

๖. นางสาวนงลักษณ์ พรชยานันท์

เจ้าพนักงานธุรการชำนาญงาน

๗. นางสาวชนิตา โอวรารินทร์

เจ้าพนักงานธุรการชำนาญงาน

๘. นางสาวศศิกาญจน์ ไส้วิริยะกุล

เจ้าพนักงานธุรการชำนาญงาน

๙. นายวรพล บุญจิตต์

นักวิชาการสนับสนุนงานนิติบัญญัติ

๑๐. นายรวมพล ช่องศรี

นักวิชาการสนับสนุนงานวิชาการ

๑๑. นางสาวรัชชนก ภูเหลี่ยม

พนักงานสนับสนุนการประชุม

สอบถามข้อมูลเพิ่มเติมได้ที่ กลุ่มงานคณะกรรมการการพลังงาน สำนักกรรมการ ๑

โทรศัพท์ ๐ ๒๘๓๑ ๙๑๕๖ - ๗

ไปรษณีย์อิเล็กทรอนิกส์ : energy.senate66@gmail.com