เอกสารเผยแพร่

## การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

# ไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง

## สำหรับภาคคมนาคมขนส่งในประเทศไทย

กรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

# สารบัญ


| | |
|---|---|
| การใช้พลังงานในภาคคมนาคมขนส่งของประเทศไทย | 2 |
| เซลล์เชื้อเพลิงและหลักการทำงาน | 2 |
| รถเซลล์เชื้อเพลิงและรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน | 5 |
| โครงสร้างพื้นฐานของไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง | 6 |
| เส้นทางเดินของไฮโดรเจน | 7 |
| แผนที่นำทางการใช้ไฮโดรเจน | 24 |
| โปรแกรมช่วยประเมินความต้องการไฮโดรเจนและต้นทุนที่เหมาะสม | 29 |
| ยุทธศาสตร์สำหรับการพัฒนาไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิงสำหรับประเทศไทย | 34 |

## การใช้พลังงานในภาคคมนาคมขนส่งของประเทศไทย

ประเทศไทยยังต้องพึ่งพาพลังงานประเภทฟอสซิลที่นำเข้าจากต่างประเทศเป็นส่วนใหญ่ ถึงแม้ว่าบางส่วนสามารถผลิตและจัดหาได้ภายในประเทศ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และอื่นๆ แต่ก็ยังไม่เพียงพอกับความต้องการ จากสถิติการใช้พลังงานในสาขาต่างๆ ของประเทศพบว่า สัดส่วนการใช้พลังงานในภาคคมนาคมขนส่งมีมากที่สุด ประมาณ 38-40% ของพลังงานที่ใช้ทั้งหมด และมีแนวโน้มสูงขึ้นตามอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ ดังนั้นเพื่อป้องกันปัญหาการขาดแคลนทางด้านพลังงาน ปัญหาราคาพลังงานที่สูงขึ้น ความมั่นคงทางด้านพลังงานโดยไม่ต้องพึ่งพลังงานจากการนำเข้าจากต่างประเทศเพียงอย่างเดียว และยังเป็นการรองรับการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีสำหรับยุคเศรษฐกิจไฮโดรเจน ภาครัฐโดยหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมีความจำเป็นต้องจัดหาแหล่งพลังงานทดแทนอื่นๆ เพื่อลดการนำเข้าและขาดดุลของประเทศ ดังเห็นได้จากการส่งเสริมและสนับสนุนในด้านต่างๆ ของการใช้น้ำมันผสมเอธานอล หรือที่รู้จักกันในชื่อของน้ำมันก๊าซโซฮอลล์ (E10, E20, E85) ไบโอดีเซล (B5, B100) ก๊าซแอลพีจี ก๊าซธรรมชาติหรือ NGV เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีการพัฒนาพลังงานทดแทนในรูปแบบอื่นๆ ที่ยังอยู่ในช่วงของงานวิจัยและสาธิตคือ พลังงานจากไฮโดรเจนที่ใช้ในเซลล์เชื้อเพลิง ซึ่งกำลังเป็นที่สนใจและศึกษาอย่างกว้างขวางในการนำไฮโดรเจนมาใช้อย่างจริงจังโดยเฉพาะประเทศที่พัฒนาแล้ว

### พลังงานไฮโดรเจนพลังงานทางเลือก

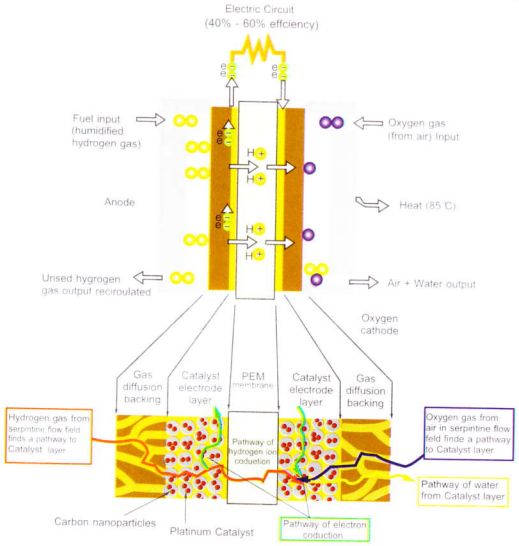
ไฮโดรเจนเป็นธาตุที่เบาที่สุดและเป็นองค์ประกอบของน้ำ (H2O) ที่มีมากที่สุดบนโลก นอกจากนี้ยังเป็นธาตุที่รวมอยู่ในโมเลกุลของสารประกอบอื่นๆ เช่น สารประกอบจำพวกไฮโดรคาร์บอน (HC) ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ของปิโตรเลียม ที่มีความสำคัญสำหรับการพัฒนาทางเศรษฐกิจของประเทศ คุณสมบัติทั่วไปของไฮโดรเจน คือไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ติดไฟง่าย มีความสะอาดสูง ไม่เป็นพิษและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ประโยชน์ของการนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้งานคือ ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้และให้ความร้อนออกมา หรือใช้ในเซลล์เชื้อเพลิงโดยปฏิกิริยาทางเคมีแล้วเกิดกระแสไฟฟ้าซึ่งสามารถนำไปใช้ได้ทั้งในการขับเคลื่อนรถ ผลิตกระแสไฟฟ้า อุปกรณ์อิเล็คทรอนิคส์ขนาดเล็กและอื่นๆ

### การนำไฮโดรเจนไปใช้งานในภาคคมนาคมขนส่ง

การนำไฮโดรเจนไปใช้ประโยชน์ในภาคคมนาคมขนส่งสามารถใช้ประโยชน์ได้หลายรูปแบบเช่นใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเผาไหม้ภายในโดยใช้ร่วมกับเชื้อเพลิงประเภทอื่นในเครื่องยนต์สันดาปภายใน หรือใช้กับเซลล์เชื้อเพลิงโดยไม่มีการสันดาปแต่เป็นกระบวนการไฟฟ้าเคมีเพื่อขับเคลื่อนมอเตอร์ไฟฟ้าสำหรับรถเซลล์เชื้อเพลิง

## เซลล์เชื้อเพลิงและหลักการทำงาน

เซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) เป็นเซลล์ไฟฟ้าเคมีอย่างหนึ่งคล้ายกับแบตเตอรี่ แต่แตกต่างกันที่เซลล์เชื้อเพลิงนั้นออกแบบมาให้มีการเติมไฮโดรเจน และออกซิเจนตลอดเวลา ซึ่งช่วยขจัดปัญหาความจุที่จำกัดของแบตเตอรี่ออกไป นอกจากนี้ที่ขั้วไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะเข้าทำปฏิกิริยาเมื่อมันถูกอัดประจุ หรือคายประจุ ในขณะที่ขั้วไฟฟ้าของเซลล์เชื้อเพลิงเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาและค่อนข้างเสถียร เซลล์เพลิงทุกชนิดจะให้กระแสไฟฟ้าที่ 1.16 โวลต์ต่อเซลล์ ประกอบด้วยอิเล็คโทด 2 ขั้ว คือขั้วแคโทด (Cathode) หรือขั้วบวก ขั้วแอโนด (Anode) หรือขั้วลบ แต่ละขั้วประกอบด้วยแท่งคาร์บอนที่มีรูพรุน 2 แท่งทำหน้าที่เป็นขั้วไฟฟ้า ที่ผิวของแท่งคาร์บอนมีผงแพลทินัมหรือแพลเลเดียมผสมอยู่เพื่อทำหน้าที่เป็นตัวเร่งปฏิกิริยา ขั้วไฟฟ้าทั้งสองจุ่มอยู่ในอิเล็คโทรไลต์ (Electrolyte) ซึ่งอาจเป็นสารละลาย NaOH หรือ KOH




ที่จะพากระแสไฟจากขั้วหนึ่งไปอีกขั้วหนึ่ง และยังประกอบด้วยตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) ทำหน้าที่เร่งปฏิกิริยาของอิเล็คโทรไลต์ ให้เกิดกระแสไฟฟ้ามากขึ้น

**ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้น**
**ที่แอโนด**

$O_2$ (g) + $2H_2O$ (l) + 4e -----> 4OH-(aq)

**ที่แคโทด**

$2H_2$(g) + 4OH-(aq) -----> $4H_2O$(l) + 4e-(s)

**ปฏิกิริยารวม**

$O_2$ (g) + $2H_2$(g) -----> $2H_2O$(l)

ที่มา : http://physics.nist.gov/MajResFac/NIF/pemFuelCells.html

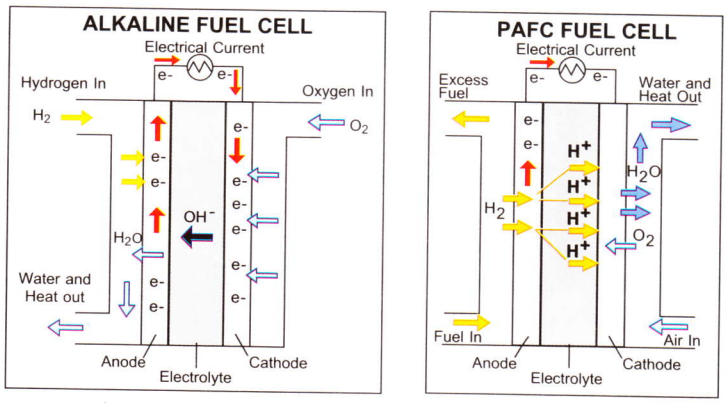
## ประเภทของเซลล์เชื้อเพลิง

เซลล์เชื้อเพลิงทำงานโดยการเปลี่ยนเชื้อเพลิงเป็นกระแสไฟฟ้าโดยตรงซึ่งจะทำให้ประสิทธิภาพสูงกว่าการเปลี่ยนรูปพลังงานเป็นพลังงานกลก่อน แล้วจึงเปลี่ยนมาเป็นไฟฟ้าอีกทีหนึ่ง เครื่องยนต์ที่ใช้เปลี่ยนรูปพลังงานชนิดนี้มีประสิทธิภาพโดยรวมอยู่ในระดับ 30-35% เท่านั้น ส่วนเซลล์เชื้อเพลิงในบางรูปแบบเปลี่ยนพลังงานของเชื้อเพลิงไปเป็นไฟฟ้าได้ถึง 80% เพราะเป็นการเปลี่ยนพลังงานทางเคมีโดยตรง

เซลล์เชื้อเพลิงในปัจจุบันมีอยู่หลายชนิด แต่ละชนิดจะมีลักษณะการทำงานโดยทั่วไปคืออะตอมของไฮโดรเจนจะถูกจ่ายเข้าสู่เซลล์เชื้อเพลิงทางขั้วแอโนด (Anode) และเกิดปฏิกิริยาทางเคมีแยกอิเล็คตรอน (Electron) ออก ทำให้ไฮโดรเจนอะตอมอยู่ในสภาวะ "Ionized" ผ่านอิเล็คโทรไลต์ (Electrolyte) ไปยังแคโทด (Cathode) ที่มีออกซิเจนอยู่ทำให้เกิดการรวมตัวกันกลายเป็นน้ำไหลออกมา ส่วนอิเล็คตรอนก็จะวิ่งอยู่ภายนอกเป็นกระแสขับเคลื่อนทางไฟฟ้า แม้จะมีแรงดันโวลต์เพียงเล็กน้อย คือ 1.16 V ต่อ เซลล์ ต้องต่ออนุกรมกันหลาย ๆ เซลล์ ทำให้ได้แรงดันไฟฟ้าระดับที่ต้องการได้

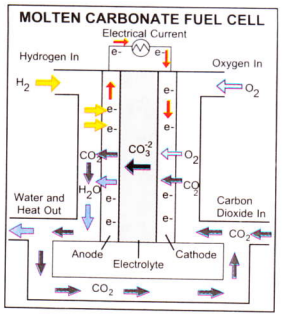
เซลล์เชื้อเพลิงที่มีใช้งานในปัจจุบันนั้น แต่ละชนิดจะมีโครงสร้างและปฏิกิริยาทางไฟฟ้าเคมีที่แตกต่างกัน ทำให้การนำมาประยุกต์ใช้งานแตกต่างกันด้วย ซึ่งสามารถสรุปโดยย่อได้ดังนี้

เซลล์เชื้อเพลิงแบบแอลคาไลน์ (Alkaline Fuel Cell, AFC) เป็นเซลล์เชื้อเพลิงที่มีประสิทธิภาพสูงที่สุด (50–70%) แต่เนื่องจากระบบไวต่อการปนเปื้อนมาก จึงจำเป็นต้องใช้ไฮโดรเจนและออกซิเจน ที่บริสุทธิ์เท่านั้น ทำให้ระบบโดยรวมมีราคาสูงมาก ดังนั้นเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จะถูกใช้ในงานด้านอวกาศ เป็นส่วนใหญ่ เนื่องจากมีประสิทธิภาพสูงสุด อุณหภูมิขณะที่ทำงานอยู่ต่ำกว่า 80 องศาเซลเซียส นอกจากนี้ของเสียที่ได้จากเซลล์เชื้อเพลิงคือ น้ำบริสุทธิ์ ซึ่งนักบินอวกาศสามารถใช้บริโภคได้



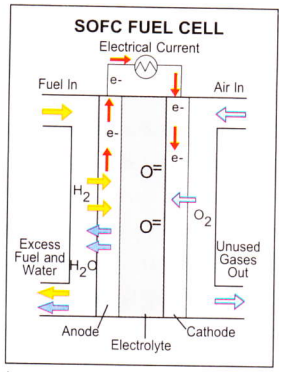

ที่มา : http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/fuelcells/fc_types.html

**เซลล์เชื้อเพลิงแบบกรดฟอสฟอริก (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC)** เป็นเซลล์เชื้อเพลิงชนิดแรกที่สามารถสร้างขึ้นในเชิงพาณิชย์ มีระดับอุณหภูมิในการทำงานประมาณ 210 องศาเซลเซียส สามารถสร้างพลังงานไฟฟ้าได้ถึง 200 กิโลวัตต์ มีประสิทธิภาพประมาณ 35–50% มักนำไปใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้า ในสถานที่ขนาดเล็กต่างๆ เช่น โรงแรมและสำนักงานต่างๆ เป็นต้น



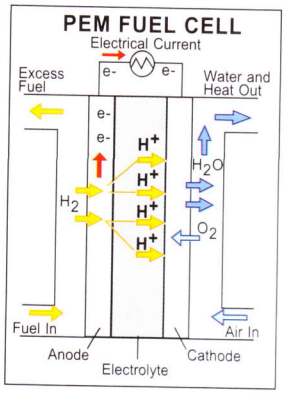

**เซลล์เชื้อเพลิงแบบเกลือคาร์บอเนตหลอม (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC)** เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้เหมาะสม สำหรับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ สำหรับจำหน่ายไฟฟ้า มีอุณหภูมิการทำงานที่สูงมากประมาณ 650 องศาเซลเซียส สามารถสร้างพลังงานไฟฟ้าได้สูงถึง 2 เมกะวัตต์ และยังให้ไอน้ำความดันสูงออกมา ซึ่งสามารถนำมาช่วยผลิตกระแสไฟฟ้าในลักษณะความร้อนร่วมได้ เป็นผลทำให้ประสิทธิภาพของระบบโดยรวมสูงขึ้นถึง 80-85 เปอร์เซ็นต์ และเนื่องจากทำงานที่อุณหภูมิที่ต่ำกว่าเซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์ของแข็ง ทำให้ไม่ต้องใช้วัสดุที่มีคุณสมบัติพิเศษ จึงทำให้ระบบโดยรวมมีราคาที่ต่ำกว่า

ที่มา : http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/fuelcells/fc_types.html




**เซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์ของแข็ง (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)** เซลล์เชื้อเพลิงชนิดมีอุณหภูมิในการทำงานที่สูงที่สุดเมื่อเทียบกับเซลล์เชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ คือ ประมาณ 800–1000 องศาเซลเซียส เหมาะสำหรับโรงงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ มีไอน้ำอุณหภูมิสูง เป็นผลผลิตจากกระบวนการทางเคมี ซึ่งสามารถนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ในลักษณะความร้อนร่วมได้เช่นเดียวกับเซลล์เชื้อเพลิงแบบเกลือคาร์บอเนตหลอม ทำให้ประสิทธิภาพของระบบเพิ่มขึ้นสูงถึงประมาณ 80-85 เปอร์เซ็นต์ สำหรับในระบบที่ต้องการกำลังไฟฟ้าสูงมากๆ นั้นเซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์ของแข็ง จะมีราคาถูกกว่าระบบที่ใช้เซลล์เชื้อเพลิงแบบเกลือคาร์บอเนตหลอม

ที่มา : http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/fuelcells/fc_types.html




**เซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน (Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC)** เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ได้รับความนิยมมากในการนำมาประยุกต์ใช้งาน เนื่องจากมีอุณหภูมิในการทำงานที่ไม่สูงมากนัก และราคาที่ไม่แพงเมื่อเทียบกับเซลล์เชื้อเพลิง ชนิดอื่น รวมถึงมีประสิทธิภาพที่สูง (35–60%) เชื้อเพลิงที่ใช้คือ ไฮโดรเจน (บริสุทธิ์ที่ 99.99%) และอากาศ ปัจจุบันนำมาประยุกต์ใช้งานด้านต่างๆ กันอย่างแพร่หลาย โดยเฉพาะการนำมาเป็นแหล่งพลังงานขับเคลื่อน สำหรับรถยนต์หรือรถโดยสารสาธารณะ รวมถึงเป็นแหล่งกำเนิดระแสไฟฟ้าขนาดเล็กเพื่อใช้ภายในที่อยู่อาศัย เป็นต้น

ที่มา : http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/fuelcells/fc_types.html

**เซลล์เชื้อเพลิงแบบป้อนสารเมทานอลโดยตรง (Direct Methanol Fuel Cell, DMFC)** เป็นเซลล์เชื้อเพลิงที่ถูกพัฒนาจากเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน แตกต่างจากเซลล์เชื้อเพลิงประเภทอื่นๆคือ ใช้เมทานอลเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งถือว่าเป็นข้อดี ในเรื่องของการจัดการเชื้อเพลิงที่สะดวกกว่า หากแต่ให้แรงดันไฟฟ้าที่ค่อนข้างต่ำ ทำให้จำเป็นต้องใช้เซลล์เป็นจำนวนมากมาต่ออนุกรมกันเพื่อให้ได้แรงดันสูงพอ เป็นผลให้เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีประสิทธิภาพต่ำที่สุด (ประมาณ 35–40%) เมื่อเทียบกับเซลล์เชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ อย่างไรก็ตาม เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีอุณหภูมิในการทำงานค่อนข้างต่ำ และใช้เมทานอลเป็นเชื้อเพลิง ทำให้เหมาะที่จะใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์อิเล็คทรอนิกส์ขนาดเล็ก เช่น โทรศัพท์มือถือ เครื่องคอมพิวเตอร์แบบพกพา เป็นต้น

จากลักษณะเฉพาะดังกล่าวข้างต้น ทำให้เซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรมแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMFC) เป็นที่นิยมสูงสุดในการนำมาใช้เป็นต้นกำลังในภาคคมนาคมขนส่ง เนื่องจากมีขนาดกะทัดรัด และให้พลังงานสูงเมื่อเทียบกับน้ำหนัก เริ่มทำงานได้รวดเร็ว สามารถทำงานได้ที่อุณหภูมิต่ำ และอายุการทำงานยาวกว่าเซลล์เชื้อเพลิงประเภทอื่น หากแต่มีข้อเสียคือ ต้นทุนการผลิตสูงและต้องการเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูง สำหรับอุปกรณ์ต่อเนื่องที่ใช้กับเซลล์เชื้อเพลิงแต่ละชนิดจะมีลักษณะที่เหมือนกัน หากจะแตกต่างกันตรงขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำงานได้เท่านั้น

## รถเซลล์เชื้อเพลิง[1]และรถยนต์พลังงานไฮโดรเจน[2]

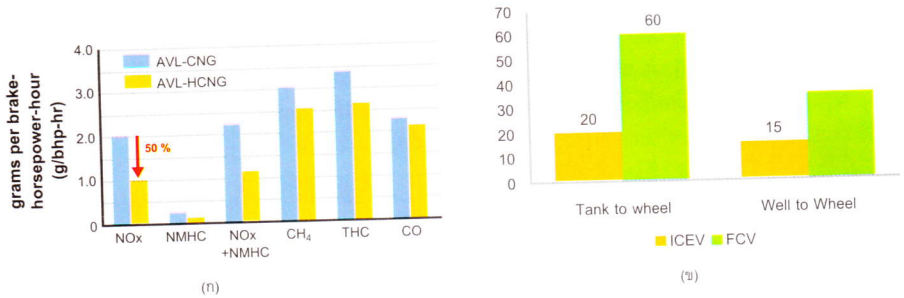
การพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนสำหรับรถเซลล์เชื้อเพลิงนั้นยังต้องผ่านช่วงเวลาของการเปลี่ยนถ่ายทางเทคโนโลยีจากรถยนต์ที่ใช้เครื่องยนต์สันดาปภายในไปเป็นรถเซลล์เชื้อเพลิงซึ่งคาดว่าต้องใช้ระยะเวลานานก่อนเข้าสู่ยุคเศรษฐกิจไฮโดรเจนอย่างแท้จริง รูปแบบการนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนไปใช้อีกแนวทางหนึ่งคือการนำไฮโดรเจนไปผสมกับเชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ เช่นก๊าซธรรมชาติ ก๊าซแอลพีจี และน้ำมันเบนซินเพื่อใช้ในเครื่องยนต์เผาไหม้ภายใน สำหรับการศึกษาวิจัยในประเทศสหรัฐอเมริกาพบว่าสามารถผสมก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ หรือที่เรียกว่า H/CNG โดยมีสัดส่วนก๊าซไฮโดรเจนสูงถึง 30% โดยปริมาตร ซึ่งช่วยให้การเผาไหม้ดีขึ้น ประหยัดพลังงาน และปริมาณ NOx ลดลงถึง 50% ดังแสดงไว้ในรูปที่ 2 (ก) นอกจากนี้การปรับแต่งอุปกรณ์สำหรับใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงผสมทำได้ง่ายกว่าและถูกกว่าแต่ต้องมีการติดตั้งถังเก็บไฮโดรเจนสำรอง อย่างไรก็ตามเนื่องจากข้อดีของการใช้ไฮโดรเจนในรถเซลล์เชื้อเพลิงหลายประการทำให้มีผู้ผลิตรถยนต์หลายรายได้ทุ่มเทงานวิจัย และพัฒนารถเซลล์เชื้อเพลิงประเภท PEMFC เพื่อ

ทดแทนรถยนต์ประเภทเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engine, ICE) เดิมที่มีประสิทธิภาพต่ำกว่า ดังจะเห็นได้จากรถเซลล์เชื้อเพลิงต้นแบบที่ได้ผลิตและนำมาทดลองใช้ในท้องตลาด ซึ่งมีทั้งรถยนต์นั่งส่วนบุคคล และรถสาธารณะ ดังรูปที่ 1 (ก) และ (ข)

(ก) (ข)

ดังรูปที่ 1: (ก) รถเซลล์เชื้อเพลิงประเภทรถนั่งส่วนบุคคล ขนาด 80-100 kW (ข) รถเซลล์เชื้อเพลิงประเภทรถสาธารณะ ขนาด 300 kW

สำหรับประสิทธิภาพของรถเซลล์เชื้อเพลิง เมื่อเปรียบเทียบกับเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engine, ICE) สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2




(ก) (ข)

รูปที่ 2 (ก) : ปริมาณก๊าซไอเสียที่ปล่อยออกจากการเผาไหม้ของ CNG และ HCNG
ที่มา : http://www.afdc.energy.gov/afdc/fuels/natural_gas_blends.html
รูปที่ 2 (ข) : ประสิทธิภาพเปรียบเทียบระหว่างเครื่องยนต์สันดาปภายในและเซลล์เชื้อเพลิง

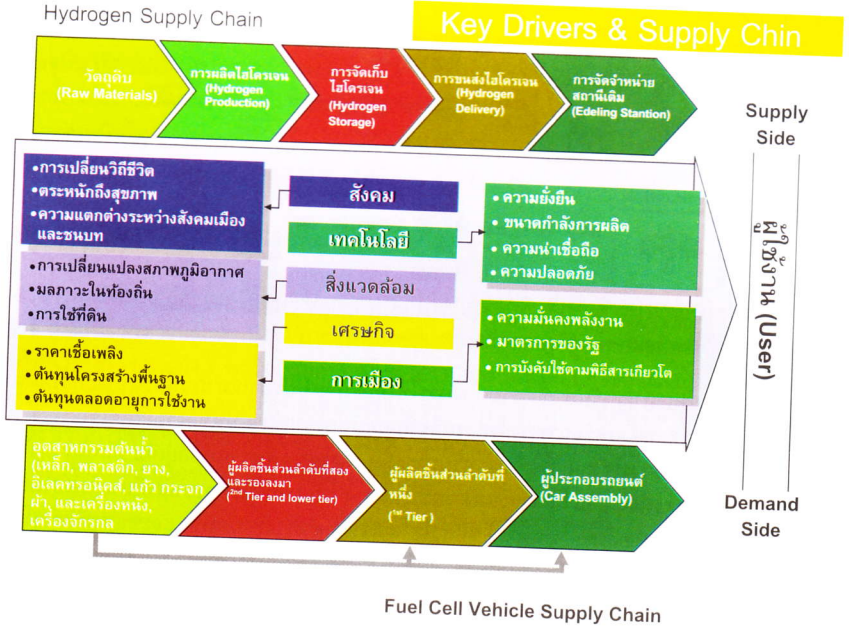
[1] รถเซลล์เชื้อเพลิง หมายถึงรถที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิงซึ่งทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อขับมอเตอร์ไฟฟ้าที่ใช้ในการขับเคลื่อนรถ
[2] รถยนต์พลังงานไฮโดรเจน หมายถึงรถเครื่องยนต์สันดาปภายในที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนเพื่อการเผาไหม้แล้วให้กำลังกลผ่านระบบส่งถ่ายกำลังที่ใช้ในการขับเคลื่อนรถ

## โครงสร้างพื้นฐานของไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง

การพัฒนาไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิงประกอบด้วยการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน 2 ส่วนคือการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานทางด้านความต้องการไฮโดรเจน (Demand Side) ในรถเซลล์เชื้อเพลิง และการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

ทางด้านการจัดหาไฮโดรเจน (Supply Side) ซึ่งโครงสร้างพื้นฐานทั้ง 2 ส่วนจำเป็นต้องมีการพัฒนาไปพร้อมกัน ดังรูปที่ 3 ที่แสดงถึงแรงขับเคลื่อนที่จำเป็นในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

องค์ประกอบของโครงสร้างพื้นฐานทางด้านความต้องการไฮโดรเจน (Demand Side) ในรถเซลล์เชื้อเพลิงส่วนใหญ่มาจากการพัฒนาฐานอุตสาหกรรมเดิม ซึ่งสามารถทำการต่อยอดจากอุตสาหกรรมยานยนต์ และผลิตชิ้นส่วนยานยนต์ ยกเว้นในส่วนของตัวเซลล์เชื้อเพลิงที่จำเป็นต้องพัฒนาในระดับอุตสาหกรรมภายในประเทศ




รูปที่ 3 : แรงขับเคลื่อนการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

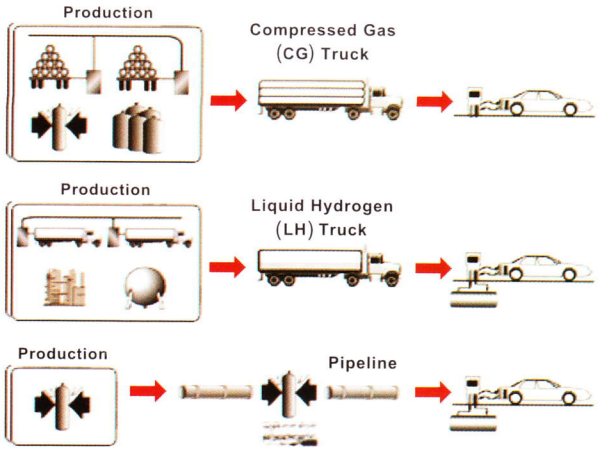
ส่วนองค์ประกอบของโครงสร้างพื้นฐานทางด้านการจัดหาไฮโดรเจน (Supply Side) มี 4 องค์ประกอบหลักดังนี้

- การผลิตไฮโดรเจน
- การจัดเก็บไฮโดรเจน
- การขนส่งไฮโดรเจน
- การจัดจำหน่ายไฮโดรเจน

## เส้นทางเดินของไฮโดรเจน (Hydrogen Pathway)

การนำไฮโดรเจนจากแหล่งผลิตไปสู่ผู้ใช้นั้นจำเป็นต้องผ่านหลายขั้นตอนตั้งแต่การผลิต การจัดเก็บ การจัดส่ง และการจัดจำหน่าย ในแต่ละขั้นตอนนั้นมีวิธีการให้เลือกดำเนินการด้วยกันหลายวิธี การเลือกเส้นทางเดินของไฮโดรเจนที่เหมาะสมย่อมทำให้การใช้ประโยชน์จากไฮโดรเจนได้ประสิทธิภาพเต็มที่ และต้นทุนที่ต่ำลง แนวทางการนำไฮโดรเจนไปใช้งานที่เป็นไปได้ของประเทศไทยแบ่งออกเป็น 2 แบบด้วยกันคือ

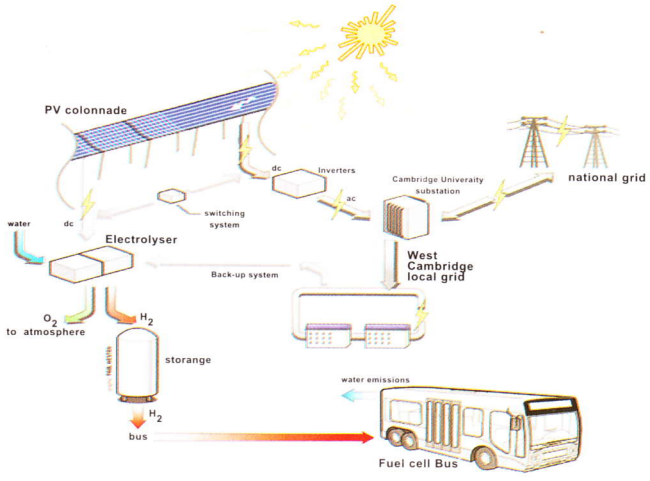
แบบที่ 1 : แนวทางการนำไฮโดรเจนไปใช้งานในกรณีที่เป็นการผลิตแบบรวมศูนย์ ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4




รูปที่ 4 : เส้นทางการนำไฮโดรเจนไปใช้สำหรับการผลิตแบบรวมศูนย์ (Centralized Production)
ที่มา : http://www.hydrogen.energy.gov/h2a_delivery.html

การผลิตแบบรวมศูนย์จะเหมาะสำหรับกรณีความต้องการใช้ไฮโดรเจนมีปริมาณมาก เนื่องจากจะทำให้ต้นทุนการผลิตถูกลง การเลือกตำแหน่งที่ตั้งและขนาดกำลังการผลิตขึ้นอยู่กับความหนาแน่นของรถเซลล์เชื้อเพลิง ระยะทางระหว่างหน่วยผลิตไปยังจุดที่มีการใช้งาน วัตถุดิบสำหรับการผลิต โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่เดิม ต้นทุนราคาไฮโดรเจนต่อหน่วยจะขึ้นอยู่กับวิธีการขนส่ง ปริมาณการขนส่ง และระยะทาง โดยปรกติวิธีการขนส่งที่เหมาะสมโดยทั่วไปจะมี 3 รูปแบบคือขนส่งทางท่อ (Pipeline Network) ขนส่งไฮโดรเจนเหลวทางรถบรรทุก และขนส่งก๊าซไฮโดรเจนอัดทางรถบรรทุก

แบบที่ 2 แนวทางการนำไฮโดรเจนไปใช้งานในกรณีที่เป็นการผลิตแบบกระจาย ดังแสดงไว้ในรูปที่ 5




รูปที่ 5 : เส้นทางการนำไฮโดรเจนไปใช้สำหรับการผลิตแบบกระจาย (Distributed Production)

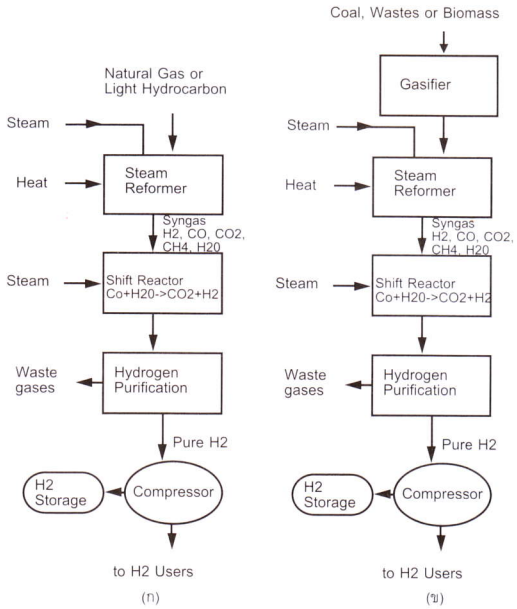
การผลิตแบบกระจายจะเหมาะสมในกรณีที่มีการใช้ไฮโดรเจนไม่มากและค่าขนส่งไม่คุ้มทุน ดังนั้นการผลิตแบบนี้จะอาศัยวัตถุดิบที่จัดหาได้ในพื้นที่เพื่อการผลิตไฮโดรเจน เช่น ก๊าซธรรมชาติ ชีวมวล ของเสีย หรือพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานทดแทนประเภทพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ สถานที่ตั้งหน่วยผลิตไฮโดรเจนจะมีถังเก็บไฮโดรเจนและเป็นทั้งสถานีเติมด้วย

## การผลิตไฮโดรเจน

ในปัจจุบันมีการผลิตไฮโดรเจนเพื่อใช้ในอุตสาหกรรมเคมี เช่น โรงกลั่นน้ำมัน และการผลิตแอมโมเนีย โดยส่วนใหญ่ใช้วัตถุดิบคือก๊าซธรรมชาติ ด้วยกระบวนการรีฟอร์มมิ่งก๊าซมีเทนด้วยไอน้ำ (Steam Methane Reformation, SMR) ในปัจจุบันวิธีการผลิตไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์มีด้วยกันหลายวิธี เช่น วิธีทางเคมีความร้อน ซึ่งใช้การแยกไฮโดรเจนจากสารประกอบไฮโดรคาร์บอน และการแยกน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้า (Electrolysis) โดยใช้กระแสไฟฟ้าในการแยกน้ำออกเป็นไฮโดรเจนและออกซิเจน ยังมีวิธีอื่นๆดังเช่น การผลิตไฮโดรเจนโดยตรงจากแสงอาทิตย์ด้วยเซลล์ไฟฟ้าเคมี หรือการผลิตด้วยวิธีทางชีวเคมี

## กระบวนการเคมีความร้อน (Thermo-chemical Process)

ไฮโดรเจนสามารถผลิตโดยวิธีทางเคมีโดยอาศัยความร้อน โดยมีวัตถุดิบที่เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอน เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน ชีวมวล และสิ่งปฏิกูล อาศัยเครื่องปฏิกรณ์เคมีอุณหภูมิสูง โดยผลลัพธ์ที่ได้คือก๊าซสังเคราะห์ ซึ่งประกอบไปด้วยไฮโดรเจน ($H_2$), คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) คาร์บอนไดออกไซด์ ($CO_2$) น้ำ ($H_2O$) และมีเทน ($CH_4$) จากนั้นจะนำไปผ่านกระบวนการเพิ่มเติมเพื่อให้มาซึ่งไฮโดรเจนที่บริสุทธิ์ขึ้น จากหลักการดังกล่าวได้มีการพัฒนากระบวนการต่างๆขึ้นมาด้วยกันหลายวิธีเช่น กระบวนการรีฟอร์มมิงด้วยไอน้ำ (Steam Reforming) กระบวนการก๊าซซิฟิเคชัน (Gasification) ดังแสดงในรูปที่ 6



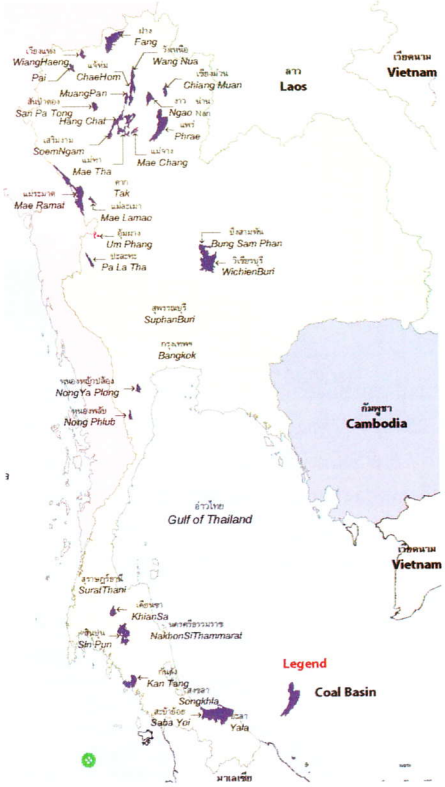

รูปที่ 6
(ก) กระบวนการรีฟอร์มมิงก๊าซมีเทนด้วยไอน้ำ (ข) กระบวนการก๊าซซิฟิเคชัน

2. แนวท่อก๊าซธรรมชาติและโครงสร้างพื้นฐาน ซึ่งเป็นการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติควรอยู่ใกล้กับแนวท่อให้มากที่สุดเพื่อลดต้นทุนการขนส่งก๊าซธรรมชาติไปยังหน่วยผลิต สำหรับประเทศไทยมีระบบส่งท่อก๊าซธรรมชาติที่ขุดได้ในทะเลและบนบก และได้มีการวางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติแล้ว ดังรูปที่ 7

3. ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาติ ปริมาณความต้องการก๊าซธรรมชาตินั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ เช่น พื้นที่ตำแหน่ง และปริมาณรถเซลล์เชื้อเพลิงที่จะใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง และต้นทุนการผลิต ซึ่งจะเป็นตัวกำหนดขนาดของโรงงานผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่เหมาะสม ซึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการไฮโดรเจน

รูปที่ 7 : แนวท่อก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน

ที่มา : การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย




รูปที่ 8 : แผนที่แสดงแหล่งถ่านหินของประเทศไทย

ที่มา : กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

## กระบวนการก๊าซซิฟิเคชันด้วยชีวมวล ถ่านหิน และสิ่งปฏิกูล

ในกระบวนการเหล่านี้ สารประกอบไฮโดรคาร์บอนรูปของแข็งเช่น ชีวมวล (ของเหลือจากการเกษตร จากกระบวนการแปรรูปไม้ หรือพืชพลังงาน) ถ่านหิน หรือสิ่งปฏิกูล จะถูกทำให้เป็นไอที่อุณหภูมิสูง โดยจะได้ก๊าซสังเคราะห์ (Syngas) ออกมาจากนั้นจะมีขั้นตอนใกล้เคียงกับกระบวนการรีฟอร์มมิงที่กล่าวมาข้างต้น นั่นคือการกัดสารเจือปนเพื่อทำให้ได้ไฮโดรเจนที่บริสุทธิ์ขึ้น กระบวนการก๊าซซิฟิเคชันด้วยถ่านหินดังแสดงในรูปที่ 6 (ข) สำหรับกระบวนการก๊าซซิฟิเคชัน

ด้วยชีวมวลนั้นจะเหมือนกับของถ่านหิน หากแต่ใช้อุณหภูมิที่ต่ำกว่าและมีกระบวนการกำจัดสารเจือปนที่แตกต่างกันเนื่องจากไฮโดรเจนที่ได้จากกระบวนการนี้จะปนเปื้อนซัลเฟอร์ สำหรับกระบวนการก๊าซซิฟิเคชันด้วยสิ่งปฏิกูลของแข็งที่ได้จากชุมชนนั้นได้มีการดำเนินการเพื่อใช้ผลิตไฟฟ้าซึ่งสามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการผลิตไฮโดรเจนได้

## ถ่านหิน

สำหรับศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการก๊าซซิฟิเคชั่นถ่านหินของประเทศไทยนั้น เนื่องจากประเทศไทยมีแหล่งถ่านหินที่สำคัญของประเทศไทยมีอยู่ 2 แหล่งคือ แม่เมาะ จังหวัดลำปาง โดยมีปริมาณสำรองกว่าร้อยละ 90 ของปริมาณถ่านหินสำรองทั้งประเทศ ซึ่งถ่านหินทั้งหมดถูกนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า และจังหวัดกระบี่ ซึ่งถ่านหินที่พบในประเทศไทยส่วนใหญ่ประมาณ 99% เป็นถ่านหินคุณภาพลิกไนต์ ซึ่งมีค่าความร้อนต่ำ โดยมีถ่านหินประเภทซับบิทูมินัสและบิทูมินัสอยู่บ้าง

การใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง นอกจากการเผาไหม้โดยตรงแล้ว ยังสามารถแปรสภาพถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเหลว (Coal Liquefaction) หรือ เป็นแปรสภาพก๊าซ (Coal Gasification) ซึ่งเป็นการใช้ถ่านหินแบบเชื้อเพลิงเชื้อเพลิงสะอาดเพื่อช่วยลดมลภาวะจากการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงได้อีกทางหนึ่ง ในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากถ่านหินจากกระบวนการแปรสภาพก๊าซ (Coal Gasification) จะให้ผลผลิตเป็นก๊าซสังเคราะห์หรือ Syngas ก่อนจะนำไปผ่านกระบวนทางความร้อนและได้ก๊าซไฮโดรเจนออกมา

ปริมาณสำรองของถ่านหินที่มีจะสำรองไว้ใช้มีอยู่ 2,089.6 ล้านตัน (รวมจากแอ่งที่มีการผลิตอยู่และแอ่งสำรอง ปี พ.ศ. 2549) ดังแสดงไว้ในตารางที่ 1 และรูปที่ 8 จากข้อมูลการใช้ถ่านหินพบว่าอัตราการใช้ถ่านหินของปี 2550 มีอยู่ 17.8 ล้านตันต่อปี พบว่าถ่านหินในประเทศจะสามารถใช้อีก 117 ปี หากสัดส่วนการใช้ถ่านหินในประเทศไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก ซึ่งจะสอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานของสำนักนโยบายและแผนพลังงาน PDP 2007 ที่จะมีสัดส่วนการใช้ถ่านหินลิกไนต์ในประเทศลดลงจาก 12% เหลือเพียง 6% ในปี 2564 แต่จะเพิ่มสัดส่วนการนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศซึ่งปัจจุบันอยู่ที่ 8% เพิ่มขึ้นเป็น 14% ในปี 2564

| สถานที่/จังหวัด | ปริมาณถ่านหินสำรอง (ล้านตัน) | สถานที่/จังหวัด | ปริมาณถ่านหินสำรอง (ล้านตัน) |
|---|---|---|---|
| สงขลา | 349.86 | เชียงราย | 10.00 |
| ลำปาง | 127.63 | เพชรบูรณ์ | 8.50 |
| เชียงใหม่ | 111.11 | เพชรบุรี | 4.45 |
| นครศรีธรรมราช | 91.06 | ตรัง | 3.42 |
| ตาก | 79.40 | แพร่ | 1.61 |
| พะเยา | 27.13 | ลำพูน | 1.31 |
| สุราษฎร์ธานี | 15.41 | แม่ฮ่องสอน | 0.17 |
| ประจวบคีรีขันธ์ | 10.52 | | |

ตารางที่ 1 : ปริมาณสำรองถ่านหินของประเทศไทย

ที่มา : กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

## ชีวมวล

ชีวมวลเป็นสารประกอบอินทรีย์ที่เหลือทิ้งจากการเกษตรนั้นสามารถนำมาเป็นวัตถุดิบสำหรับผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการเช่นเดียวกันกับถ่านหิน ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรมมีเศษวัสดุวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมากมายปีละหลายสิบล้านตันดังแสดงในตารางที่ 2 ประกอบกับทางภาครัฐสนับสนุนและส่งเสริม จึงถูกนำมาเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายเข้าระบบ เช่นแกลบ เศษไม้ และชานอ้อย เป็นต้น แต่การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลมีอุปสรรคบางประการเช่น

- ต้องมีปริมาณมากเพียงพอ ยกตัวอย่างเช่น กำลังการผลิตไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ต้องใช้เชื้อเพลิงปีละ 10,000 -15,000 ตัน
- ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้ายิ่งใหญ่ยิ่งถูก กล่าวคือราคาโรงไฟฟ้า 10 เมะวัตต์ มีราคาแพงกว่าโรงไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์เพียง 5 เท่าด้วยเทคโนโลยีเดียวกัน แต่มีกำลังการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 10 เท่า ซึ่งทำให้ต้นทุนผลิตไฟฟ้าขนาด 10 เมะวัตต์ถูกกว่า 1 เมกะวัตต์

ดังนั้น การลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวลประการแรกต้องหาเชื้อเพลิงก่อนว่าได้เท่าไร จากนั้นจึงมากำหนดขนาดกำลังการผลิต เทคโนโลยี และคำนวณต้นทุนดูว่าคุ้มกับเงินลงทุนหรือไม่ ซึ่งเป็นไปได้ว่าปริมาณชีวมวลเหล่านี้ถือว่าเป็นปริมาณสำรองที่สามารถนำมาใช้ในการผลิตไฮโดรเจนได้

| ชีวมวล | ปริมาณ (ตัน) | ชีวมวล | ปริมาณ (ตัน) |
|---|---|---|---|
| เหง้ามันสำปะหลัง | 3,613,504.37 | ทะลายปาล์มเปล่า | 957,764.30 |
| แกลบ | 248,481.02 | ทางปาล์ม | 7,039,569.22 |
| ใบและยอดอ้อย | 6,854,574.70 | ปลายไม้ยางพารา | 204,908.40 |
| ใยปาล์ม | 113,734.51 | ปีกไม้ยางพารา | 102,454.20 |
| กะลาปาล์ม | 0.00 | ฟางข้าว | 11,468,784.21 |
| ชานอ้อย | 0.00 | รากไม้ยางพารา | 969,554.00 |
| ซังข้าวโพด | 332,627.51 | ลำต้นข้าวโพด | 2,394,527.90 |

ตารางที่ 2 แสดงปริมาณชีวมวลคงเหลือแต่ประเภทของประเทศไทยปี พ.ศ. 2549
ที่มา : มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม

จากสัดส่วนของชีวมวลที่เกิดขึ้นแยกตามประเภทของชีวมวล พบว่า ยังมีพลังงานเหลือทิ้งของชีวมวล 34,300,484 ตัน หรือเทียบเท่าน้ำมันดิบ 7.29 เมกะตันน้ำมันดิบ โดยที่ฟางข้าว ใบและยอดอ้อยมีส่วนแบ่งของพลังงานเหลือทิ้งมากที่สุดของประเทศไทยทั้งในพื้นที่เพาะปลูกและในกระบวนการผลิตคือ 3.3 เมกะตันน้ำมันดิบ และ 2.5 เมกะตันน้ำมันดิบ

อย่างไรก็ตามสำหรับพลังงานชีวมวล รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ซึ่งในปัจจุบันมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลรวมประมาณ 1,082 เมกะวัตต์ในปี 2549 ในอนาคตคาดว่าศักยภาพของชีวมวล เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นได้ 2,000-3,000 เมกะวัตต์ แต่โรงไฟฟ้าชีวมวลจะกระจายอยู่ใกล้จุดใช้งาน โดยมีขนาดของโรงไฟฟ้าประมาณ 1-10 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับแหล่งที่มีชีวมวล ดังนั้น การสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ โดยใช้เชื้อเพลิงจากชีวมวลอย่างเดียว จะไม่มีความคุ้มทุนที่จะขนชีวมวล ซึ่งมีน้ำ

| Manufacturer | Country of origin | Model | Pressure Brag | Energy cons. kWh/Nm³ | Energy cons. kWh/kg $H_2$ | Type of electrolyser |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Hydrogenics | US/EU | IMET 300<br>IMET 1000 | 25<br>10 or 25 | 4.2<br>4.2 | 46.73<br>46.73 | Alkaline<br>Alkaline |
| Teledyne | US | Titan™ HP<br>Titan™ EC<br>Titan™ HM | 8-16<br>4.2-8.1<br>5.0 | 5.6<br>5.6<br>6.1 - 5.3 | 62.31<br>62.31<br>67.87-58-97 | Alkaline<br>Alkaline<br>Alkaline |
| Norsk Hydro Electrolyser | N | Atm. (4000A)<br>Atm. (5150A)<br>HPE | 0.02<br>0.02<br>12 | 4.1<br>4.3<br>4.8 | 45.62<br>47.84<br>53.40 | Alkaline<br>Alkaline<br>Alkaline |
| IHT | CH | Lurgi system<br>Bamag system | 32<br>atm | 4.3-4.6<br>3.9-4.5 | 47.84-51.18<br>43.39-50.07 | Alkaline<br>Alkaline |
| Accagen | CH | Standard<br>HP<br>VHP | 10<br>30<br>200 | 4.4-6.3 | 48.95-70.09 | Alkaline |
| Idroenergy | IT | | 1.8-3.9 | 5-6 | 55.63-66.76 | Alkaline |
| Proton | US | HOGEN S<br>HOGEN H | 13.8<br>15 | 6.7(*)<br>7.3-6.6(*) | 74.54<br>81.22-73.41 | PEM<br>PEM |

ตารางที่ 3 : ประสิทธิภาพการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการอิเล็คโทรไลซิส

สำหรับศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยกระบวนการอิเล็คโทรไลซิสโดยพลังงานทดแทนของประเทศไทยนั้นคือการใช้พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์

## พลังงานลม

การผลิตไฮโดรเจนจากกระบวนการอิเล็คโทรไลซิสต์ (Electrolysis) จำเป็นต้องมีแหล่งพลังงานไฟฟ้ามาทำการแยกโมเลกุลของน้ำและได้ไฮโดรเจนและออกซิเจนออกมาเป็นผลพลอยได้ ดังนั้นถึงแม้ว่าน้ำจะเป็นสารประกอบที่หามาได้ง่ายที่สุด มีอยู่ทุกหนแห่งและไม่มีวันหมด แต่กลับกลายเป็นว่าการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการนี้ต้องใช้ปริมาณไฟฟ้าจำนวนมาก หากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงจะส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงตามไปด้วย แต่หากมองเฉพาะศักยภาพการผลิตจากลมซึ่งเป็นพลังงานทดแทนที่ไม่มีวันหมด มีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องพิจารณาถึงศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังลมแล้วใช้พลังงานไฟฟ้าที่ได้ไปใช้ในการผลิตไฮโดรเจน

จากการศึกษาศักยภาพพลังงานลมของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน พบว่าแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีของประเทศไทยมีกำลังลมเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ระดับ 3 (Class 3) หรือมีความเร็วลมเฉลี่ยประมาณ 6.4 เมตรต่อวินาทีขึ้นไป ที่ระดับความสูง 50 เมตร ได้แก่

- แถบภาคใต้บริเวณชายฝั่งทะเลตะวันออกเริ่มตั้งแต่จังหวัดนครศรีธรรมราช จังหวัดสงขลา จังหวัดปัตตานี บริเวณเทือกเขาในอุทยานแห่งชาติแก่งกรุง จังหวัดสุราษฎร์ธานี อุทยานแห่งชาติเขาหลวงและอุทยานแห่งชาติใต้ร่มเย็น จังหวัดนครศรีธรรมราช อุทยานแห่งชาติศรีพังงา จังหวัดพังงา อุทยานแห่งชาติเขาพนมเบญจา จังหวัดกระบี่
- แถบภาคเหนือที่อุทยานแห่งชาติดอยอินทนนท์ จังหวัดเชียงใหม่
- บริเวณเทือกเขาด้านทิศตะวันตกตั้งแต่ภาคใต้ตอนบนจรดภาคเหนือตอนล่างในจังหวัดเพชรบุรี จังหวัดกาญจนบุรี และจังหวัดตาก

ส่วนแหล่งที่มีศักยภาพรองลงมาโดยมีกำลังลมเฉลี่ยทั้งปีตั้งแต่ระดับ 1.3 ถึง 2 (Class 1.3-Class 2) หรือมีความเร็วลม 4.4 เมตรต่อวินาทีขึ้นไปที่ความสูง 50 เมตร ได้แก่

- แถบภาคใต้ตอนบนบริเวณอ่าวไทยชายฝั่งตะวันตกตั้งแต่จังหวัดเพชรบุรี จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ จังหวัดชุมพรถึงจังหวัดสุราษฎร์ธานี และภาคใต้ฝั่งตะวันตกตั้งแต่ จังหวัดพังงา จังหวัดภูเก็ต จังหวัดกระบี่ จังหวัดตรังถึงจังหวัดสตูล
- บริเวณเทือกเขาในภาคเหนือคือจังหวัดเชียงใหม่
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือคือ จังหวัดเพชรบูรณ์และจังหวัดเลย
- ชายฝั่งตะวันออกบริเวณอ่าวไทยคือ จังหวัดระยองและจังหวัดชลบุรี

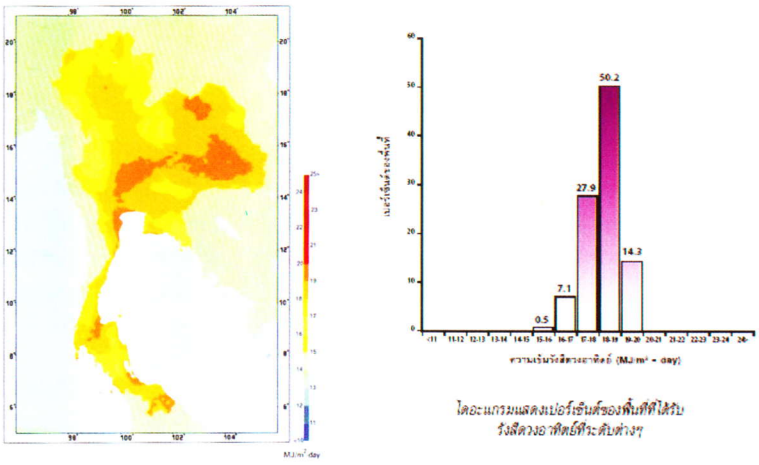
ปัญหาของการพัฒนาพลังลมในประเทศไทยและทั่วโลกในปัจจุบันคือการลงทุนในเทคโนโลยีที่สูงอยู่ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลหลายเท่าตัว จึงทำให้ยังไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ดังนั้นแนวทางที่เป็นไปได้เพื่อมีการนำไฟฟ้าพลังลมมาใช้ในการผลิตไฮโดรเจนมีดังนี้

- มีความต้องการใช้ไฮโดรเจนแต่ในพื้นที่ไม่มีวัตถุดิบชนิดอื่นเพื่อใช้ในการผลิตไฮโดรเจน จึงเหมาะการผลิตไฮโดรเจนในลักษณะของการผลิตแบบกระจาย (Distributed Production)
- อยู่ในพื้นที่ที่มีความเร็วลมสูงและสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากทำให้ราคาต่อหน่วยลดลง
- ใช้ร่วมกับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่บริเวณเดียวกัน หากพลังงานอย่างใดอย่างหนึ่งไม่เพียงพอหรือเป็นการเพิ่มขนาดหรือปริมาณการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้จะลดเงินลงทุนได้เนื่องจากสามารถใช้อุปกรณ์บางอย่างร่วมกันได้
- ราคาค่าไฟฟ้าที่ถูกลง
- ราคาไฮโดรเจนที่ผลิตด้วยกระบวการอิเล็คโทรไลซิส ด้วยพลังงานไฟฟ้าจากพลังลมใกล้เคียงกับราคาไฮโดรเจนที่ผลิตด้วยกระบวนการอื่น
- พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังลมสามารถจ่ายให้กับความต้องการพลังงานไฟฟ้าอื่นๆในกรณีไม่มีการผลิตไฮโดรเจนจะไม่ทำให้เกิดการสูญเปล่า

## พลังงานแสงอาทิตย์

ทำนองเดียวกับการผลิตไฮโดรเจนจากกระบวนการอิเล็คโทรไลซิสต์ (Electrolysis) โดยใช้พลังงานไฟฟ้าจากพลังลม หากพิจารณาถึงศักยภาพการผลิตจากแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นพลังงานทดแทนที่ไม่มีวันหมด มีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องพิจารณาถึงศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แล้วใช้พลังงานไฟฟ้าที่ได้ไปใช้ในการผลิตไฮโดรเจน

จากการศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย พบว่าประเทศไทยมีค่าเฉลี่ยรายปีของพลังงานจากแสงอาทิตย์ประมาณ 18.2 เมกะจูลต่อตารางเมตรต่อวัน โดยมีค่าสูงสุดเท่ากับ 25 เมกะจูลต่อตารางเมตรต่อวันในช่วงเดือนเมษายน ในบริเวณพื้นที่ภาคกลางตอนบนเชื่อมต่อกับภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และจากการศึกษาข้อมูลจากสถานีตรวจอากาศพบว่า การแผ่รังสีของดวงอาทิตย์ในประเทศไทยนั้นมีศักยภาพสำหรับการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยได้ที่ 4.6 ถึง 5.3 หน่วย (kWh) ต่อตารางเมตรต่อวัน โดยมีจำนวนชั่วโมงการส่องสว่างของดวงอาทิตย์ 2,200 ถึง 2,900 ชั่วโมงต่อปี หรือ 6 ถึง 8 ชั่วโมงต่อวัน ซึ่งแสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง เหมาะสำหรับการใช้ทั้งในรูปของพลังงานความร้อนและการผลิตไฟฟ้า แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยดังแสดงในรูปที่ 10




รูปที่ 10 : ความเข้มของแสดงอาทิตย์ในพื้นที่ต่างๆของประเทศไทย
ที่มา : กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน 2542

จากไดอะแกรมจะเห็นว่าร้อยละ 14.3 ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศมีศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์สูงคือได้รับรังสีดวงอาทิตย์ รายวันเฉลี่ยต่อปี ในช่วง 19-20 MJ/m$^2$-day และร้อยละ 50.2 ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์ รายวันเฉลี่ยต่อปี ในช่วง 18-19 MJ/m$^2$-day

ปัญหาของการพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ยังคงเป็นปัญหาเดียวกันกับการใช้พลังงานลม

## พลังงานนิวเคลียร์

พลังงานนิวเคลียร์ถือว่าเป็นพลังงานที่ทดแทนอีกทางเลือกหนึ่ง ที่ประเทศไทยเริ่มหันมาให้ความสนในเนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าถูกกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น พลังงานนิวเคลีย์ไม่ได้มีการนำมาใช้ผลิตไฮโดรเจนได้โดยตรงแต่จะเป็นพลังงานที่จะทำให้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยถูกลงและลดการใช้พลังงานจากฟอสซิล ดังนั้นเมื่อต้นทุนพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยถูกลงจะทำให้ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนถูกตามไปด้วย

## กระบวนการชีวเคมี

กระบวนการนี้เป็นการผลิตไฮโดรเจนโดยอาศัยกระบวนการสังเคราะห์แสงของสิ่งมีชีวิตขนาดเล็กหรือจุลินทรีย์และสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน ซึ่งสิ่งมีชีวิตขนาดเล็กเหล่านี้จะเปลี่ยนสารตั้งต้นให้เป็นไฮโดรเจน นอกจากนี้ยังสามารถใช้ชีวมวลซึ่งเป็นสารประกอบอินทรีย์คาร์บอนในการผลิตไฮโดรเจนได้อีกด้วย เช่น ของเหลือทิ้งจากการเกษตรหรือจากโรงงานอุตสาหกรรม วิธีการนี้ถือได้ว่าเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม กล่าวคือใช้พลังงานน้อยกว่าวิธีการอื่นๆ รวมทั้งยังช่วยลดปริมาณของเสียลงได้ด้วย อย่างไรก็ตามวิธีนี้ยังอยู่ในขั้นตอนวิจัยและพัฒนา ซึ่งยังมีข้อเสียคือ มีประสิทธิภาพต่ำ ความสามารถในการผลิตถูกจำกัดด้วยความเข้มของแสงที่ได้รับ ต้นทุนของเครื่องปฏิกรณ์ชีวภาพยังมีราคาสูง

กระบวนการผลิตไฮโดรเจนด้วยวิธีนี้แบ่งออกได้อีกหลายวิธีเช่น การแตกตัวด้วยแสงโดยตรงและโดยอ้อม การหมักในที่มีแสงและในที่มืด และการหมักในที่มืดต่อด้วยที่มีแสง เป็นต้น

## การจัดเก็บไฮโดรเจน

เทคโนโลยีปัจจุบันในการจัดเก็บก๊าซชนิดอื่นๆแบบตั้งอยู่กับที่ซึ่งมีใช้ในเชิงพาณิชย์ของกลุ่มผู้ผลิตก๊าซสำหรับอุตสาหกรรมนั้นสามารถนำมาประยุกต์ใช้กับการจัดเก็บไฮโดรเจนได้โดยทำการปรับปรุงเพียงเล็กน้อย อย่างไรก็ตามในส่วนของการจัดเก็บไฮโดรเจนที่ใช้ในยานพาหนะนั้นยังอยู่ในช่วงการพัฒนา

## การจัดเก็บไฮโดรเจนในรูปแบบต่าง ๆ

**Compressed Gas Tank** เป็นถังที่ได้รับการออกแบบให้ทนความดันสูง 35 MPa-70 MPa ผ่านมาตรฐานการทดสอบ 2.35 เท่าของความดันออกแบบ เพื่อความปลอดภัยตามมาตรฐานยุโรป และมียังมีการพัฒนาออกแบบถังอย่างต่อเนื่องให้มีขนาดเบาและความสูญเสียต่ำ

**Cryogenic Liquid** เป็นถังที่เก็บไฮโดรเจนในสถานะของเหลว มีฉนวนป้องกันการรั่วไหล โดยมากออกแบบเพื่อเป็นถังเก็บใช้ในยานพาหนะ

## Solid State มี 3 วิธี

1. Absorption วิธีนี้ไฮโดรเจนถูกดูดซับไว้ในวัสดุ คริสตัล เมทัลไฮไดรด์ (Crystalline Metal Hydrides)
2. Adsorption ใช้วัสดุมีรูพรุน (Porous Material) เพื่อให้พื้นที่ผิวมากพอสำหรับ ไฮโดรเจนเจาะและง่ายต่อการแยกไฮโดรเจนออก
3. Chemical Reaction ใช้ปฏิกิริยาเคมีในการผลิต เก็บและคายไฮโดรเจน จากการปรับเปลี่ยนอุณหภูมิและความดัน เช่น

$$2\ LiH + 2H_2O \Rightarrow 2LiOH + 2\ H_2 \text{ หรือ } NaBH_4 + 2H_2O + catalyst \Rightarrow NaBO_2 + 4H_2$$

สำหรับการจัดเก็บไฮโดรเจนโดยคำนึงถึงปริมาณการจัดเก็บสามารถแบ่งออกเป็น

## การจัดเก็บไฮโดรเจนปริมาณมาก

- **การจัดเก็บใต้ดิน**

การจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจนในปริมาณมากๆนั้นสามารถทำได้โดยการเก็บใต้ดินที่ความดันหลายร้อยปอนด์ต่อตารางนิ้ว (psi) ในบ่อน้ำมันหรือบ่อก๊าซธรรมชาติ ในชั้นหินที่มีความพรุนตัวสูง (Aquifers) ในถ้ำหินหรือเหมือง รวมทั้งในถ้ำเกลือ (Solution-mined salt caverns) โดยปกติปริมาตรที่สามารถจัดเก็บไฮโดรเจนได้จะอยู่ที่ประมาณ 1 ถึง 2 ใน 3 ของปริมาตรทั้งหมด

- **ถังแบบฝัง**

การจัดเก็บไฮโดรเจนใต้ดินยังรวมไปถึงการฝังถังไฮโดรเจนอัดและถังไฮโดรเจนเหลวที่โดยปกติวางไว้ที่ระดับพื้นดิน ทั้งนี้ที่ทำการฝังดินก็เพื่อการประหยัดพื้นที่ ถังที่ใช้เป็นที่แน่นอนว่ามีขนาดเล็กกว่าและอยู่ในระดับที่ตื้นกว่า การจัดเก็บไฮโดรเจนใต้ดินโดยใช้ถ้ำ โดยปกติจะเป็นถังที่มีขนาดบรรจุ $10^3$ ถึง $10^4$ $Nm^3$

- **ถังอัดความดัน**

ในปัจจุบันยังไม่มีผู้ผลิตถังขนาดใหญ่เชิงพาณิชย์ แต่มีการผลิตถังอัดความดันขนาดเล็กเพื่อใช้สำหรับสถานีเติมก๊าซไฮโดรเจนขนาดเล็กขนาด 50 $kgH_2$ ต่อวัน โดยทั่วไปถังจะมีขนาดตั้งแต่ 100 ถึง 1000 $kgH_2$

- ถังไฮโดรเจนเหลว

ในปัจจุบันการจัดเก็บไฮโดรเจนเหลวถือได้ว่าเป็นเทคโนโลยีล่าสุด ซึ่งพัฒนามาจากประยุกต์ใช้ไฮโดรเจนในการขับเคลื่อนยานอวกาศ สำหรับถังที่ตั้งอยู่กับที่จะมีขนาดตั้งแต่ 1,100 $Nm^3$ หรือ 100 $kgH_2$ (1,500 ลิตร) ไปจนถึง 60,000 $Nm^3$ หรือ ~5 ตันไฮโดรเจน (75,000 ลิตร) รัศมีตั้งแต่ 1.4 เมตรจนถึง 3.8 เมตร และยาวตั้งแต่ 3 เมตร ไปจนถึง 14 เมตร

ประโยชน์ของการฝังถังไฮโดรเจนเหลวใต้ดินคือลดการใช้พื้นที่ ลดระดับความอันตราย ในกรณีที่พื้นที่ไม่ใช้ข้อจำกัด ถังก๊าซไฮโดรเจนอัดและถังไฮโดรเจนเหลวสามารถติดตั้งในระดับพื้นดินได้

***การจัดเก็บไฮโดรเจนแบบติดตั้งอยู่กับที่ในปริมาณปานกลางจนถึงเล็ก***

ในปัจจุบันการจัดเก็บปริมาณปานกลางจนถึงเล็กแบบอยู่กับที่ในภาคอุตสาหกรรมจะอาศัยการเก็บไฮโดรเจนในรูปของเหลวและก๊าซความดันสูงด้วยถังเก็บ

- การจัดเก็บไฮโดรเจนในรูปของเหลว

ไฮโดรเจนจะถูกทำให้เป็นของเหลวโดยการลดอุณหภูมิลงให้ต่ำกว่าจุดเดือดของไฮโดรเจนนั่นคือที่ประมาณ -253 องศาเซลเซียส และบรรจุในถังที่ออกแบบให้มีการสูญเสียความร้อนต่ำเป็นพิเศษ ถังที่ใช้บรรจุจะมีขนาดตั้งแต่ไม่กี่กิโลกรัมไปจนถึงเป็นร้อยตันไฮโดรเจน ข้อดีของการทำให้ไฮโดรเจนเป็นของเหลวคือราคาในการขนส่งจะมีราคาถูกกว่าการเก็บไฮโดรเจนในรูปของก๊าซ เนื่องจากความหนาแน่นของพลังงานที่สูงกว่า ไฮโดรเจนเหลวจะเหมาะกับการจัดเก็บในปริมาณปานกลางและขนส่งในระยะทางไกล ในที่ที่ท่อส่งไม่สามารถเข้าถึง ด้วยเหตุผลดังกล่าว ในทางการค้าจึงเห็นการขนส่งไฮโดรเจนในรูปของเหลวโดยรถบรรทุกเป็นส่วนใหญ่ ข้อเสียของการจัดเก็บไฮโดรเจนในรูปของเหลวคือ ใช้ต้นทุนในกระบวนการทำให้เป็นของเหลว (Liquefaction) และอุปกรณ์ในการจัดเก็บที่สูง ยิ่งไปกว่านั้นพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการทำไฮโดรเจนให้เป็นของเหลวนั้นจะมีค่ามากกว่าหนึ่งในสามของพลังงานที่ได้จากไฮโดรเจนที่จัดเก็บ ในระบบที่ต้องการพลังงานในปริมาณมากๆนั้น ความสูญเสียในกระบวนการแปรผันพลังงานและราคาที่สูงขึ้นทำให้การเก็บไฮโดรเจนในรูปของเหลวและจัดส่งโดยรถบรรทุกมีความน่าสนใจน้อยกว่า การขนส่งผ่านท่อและการผลิตไฮโดรเจนที่จุดใช้งาน

- การจัดเก็บไฮโดรเจนในรูปก๊าซอัดติดตั้งเหนือดิน (Above-Ground Compressed-Gas Storage)

ในการเก็บไฮโดรเจนในปริมาณน้อย (น้อยกว่าล้านลูกบาศก์ฟุตมาตรฐาน, scf) กลุ่มผู้ใช้ไฮโดรเจนจะจัดเก็บไฮโดรเจนในถังเหนือดิน ถังเก็บในเชิงพาณิชย์มีขนาด 1200-1800 psi ซึ่งสามารถเก็บได้ 6000-9000 scf ต่อถัง ถังเหล่านี้จะถูกจัดวางในลักษณะเป็นแถวหรือเป็นชั้นๆ ในระบบที่มีความต้องการใช้โอโดรเจนขนาดปานกลาง การเก็บไฮโดรเจนในถังความดัน

***การจัดเก็บไฮโดรเจนที่ใช้กับยานพาหนะ***

ไม่เหมือนกับการน้ำมันเชื้อเพลิงหรือแอลกอฮอล์ ซึ่งสามารถจัดการได้ง่ายที่อุณหภูมิห้อง ไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่มีน้ำหนักเบาและมีความหนาแน่นพลังงานต่อปริมาตรต่ำที่สุดเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงในที่มีใช้ในปัจจุบันเมื่อเปรียบเทียบที่

อุณหภูมิห้องและความดันปกติ ลักษณะที่เหมาะสมของระบบจัดเก็บไฮโดรเจนสำหรับยานพาหนะจะต้องมีขนาดเล็ก น้ำหนักเบา ราคาถูก ทนทาน ใช้ระยะเวลาการเติมสั้น และที่สำคัญต้องมีความปลอดภัยสูง นอกจากนั้นจะต้องมีความสามารถในการจัดเก็บไฮโดรเจนในปริมาณที่เพียงพอต่อการเดินทางในระยะทางที่เหมาะสมและสามารถกักเก็บไฮโดรเจนได้เป็นระยะเวลานานๆ (ไม่รั่วซึม) ซึ่งมีดังกัน 3 รูปแบบคือ การจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจนในกระบอกความดันสูง การจัดเก็บไฮโดรเจนเหลวในถังขนาดเล็ก และการเก็บไฮโดรเจนในรูปของแข็ง

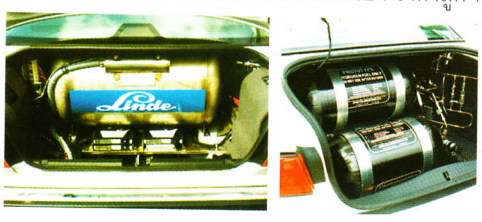
## *เปรียบเทียบการจัดเก็บไฮโดรเจน*

ก๊าซไฮโดรเจนอัดมีความสะดวกในการนำไปใช้จริง ใช้เวลาในการเติมใกล้เคียงกับน้ำมันเชื้อเพลิง การกักเก็บได้นานเวลานาน ความต้องการพลังงานในกระบวนการเพิ่มความดันอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ซึ่งใช้พลังงานไฟฟ้าประมาณ 5%–7% ของพลังงานไฮโดรเจนที่จัดเก็บ และจะใช้พลังงานน้อยลงหากมีการผลิตไฮโดรเจนที่ความดันสูงขึ้น ถึงแม้ว่าความหนาแน่นของพลังงานต่อน้ำหนักและปริมาตรของถังอัดความดันมีค่าค่อนข้างต่ำก็ตาม หากแต่ถังอัดความดันสูงมีน้ำหนักอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ถังอัดไฮโดรเจนความดันสูง (5,000 psi) สามารถเก็บไฮโดรเจนประมาณ 10 เปอร์เซ็นต์โดยน้ำหนัก ซึ่งใช้เวลาในการเติมประมาณ 3 นาที

สำหรับระบบการจัดเก็บโดยใช้เมทัลไฮไดรด์จะสามารถจัดเก็บไฮโดรเจนได้ประมาณ 1%–1.5% โดยน้ำหนัก ซึ่งมีราคาค่อนข้างสูงและใช้เวลาในการเติม (Recharge) ประมาณ 10 ถึง 20 นาที ระดับความร้อนที่ใช้ในการควบคุมอัตราการปลดปล่อยไฮโดรเจนได้มาจากการทำงานของหัวเผาและอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน ข้อได้เปรียบเมื่อเทียบกับถังอัดความดันคือความหนาแน่นของเมทัลไฮไดรด์และการใช้ความดันต่ำในการเติม (0.1 kpsi)

สำหรับไฮโดรเจนเหลว นั้นมีความน่าสนใจตรงที่มีน้ำหนักและปริมาตรน้อยต่อหน่วยพลังงานที่ได้ ประเด็นสำหรับไฮโดรเจนเหลวที่ต้องพัฒนาคือถังเก็บที่มีความสูญเสียทางความร้อนต่ำและระยะเวลาในการเติม อย่างไรก็ตามมีการพัฒนาในสองประเด็นดังกล่าวอย่างมาก ยกตัวอย่างเช่นลดอัตราการสูญเสียทางความร้อนน้อยกว่า 1% ต่อวัน และใช้เวลาเติมประมาณ 2-3 นาที อย่างไรก็ตามประสิทธิภาพรวมของวงจรการแปรผันพลังงานยังมีค่าต่ำกว่าการจัดเก็บไฮโดรเจนในรูปก๊าซ เนื่องจากพลังงานที่ใช้มากขึ้นในการทำเป็นไฮโดรเจนให้เป็นของเหลว หากมีการใช้ไฮโดรเจนเป็นต้นกำลัง ระบบการจัดเก็บไฮโดรเจนในรูปของเหลวจะมีความน่าสนใจน้อยกว่าการจัดเก็บในรูปแบบก๊าซ

เมื่อพิจารณาเทคโนโลยีการจัดเก็บและการเติมสำหรับอนาคตอันใกล้ ทางเลือกที่เหมาะสมมากที่สุดคือการเก็บแบบก๊าซไฮโดรเจนอัด ซึ่งสามารถจัดเก็บได้ในกระบอกอัดความดันที่ราคา น้ำหนัก และขนาดที่ยอมรับได้สำหรับใช้กับยานพาหนะ ประเด็นนี้ใช้ได้จริงเนื่องจากรถยนต์เซลล์เชื้อเพลิงต้องการไฮโดรเจนในปริมาณที่น้อยเพื่อใช้ในการเดินทางไกล การพัฒนาให้มีน้ำหนักเบา ราคาถูก ความดันสูงคือสิ่งที่ต้องดำเนินการอย่างเร่งด่วน




(ก) (ข)

รูปที่ 13 (ก) ถังก๊าซไฮโดรเจนอัด
(ข) ถังไฮโดรเจนเหลว
ที่มา: http://machinedesign.com/ContentItem/63028/ACloserLookatHydrogen.aspx

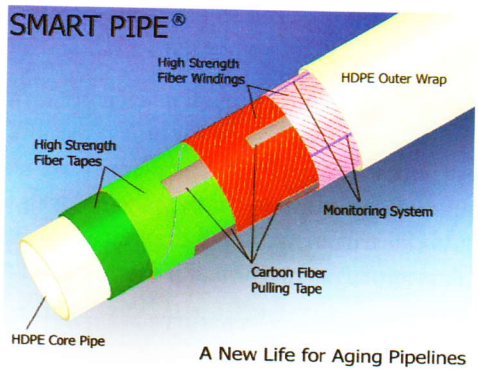
## การขนส่งไฮโดรเจน

ในปัจจุบันได้มีการใช้ประโยชน์จากไฮโดรเจนกันอย่างแพร่หลายในวงการอุตสาหกรรมเคมี ยกตัวอย่างเช่น การกลั่นน้ำมัน การผลิตแอมโมเนียและเอทานอล เป็นต้น ถึงแม้ว่าไฮโดรเจนที่สามารถผลิตได้ในปัจจุบันจะอยู่ในบริเวณพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฮโดรเจนก็ตาม ก็ยังมีสัดส่วนประมาณ 5% ของปริมาณการผลิตทั้งหมดจัดส่งไปให้กับผู้ใช้ในที่ห่างไกล โดยจัดส่งในรูปของไฮโดรเจนเหลวและก๊าซไฮโดรเจนกับรถบรรทุก หรือการส่งโดยท่อส่ง การผลิตไฮโดรเจนในปัจจุบันส่วนใหญ่เป็นผลพลอยได้จากกระบวนการทางเคมีเช่น ในกระบวนการกลั่นน้ำมัน หรือกระบวนการในโรงงาน Chlor-Alkali บางส่วนได้มาจากกระบวนการความร้อนเคมี ด้วยการรีฟอร์มมิ่งไอน้ำโดยมีก๊าซธรรมชาติเป็นวัตถุดิบ

### *ท่อส่ง (Pipelines)*

ในปัจจุบันมีการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อส่งในกลุ่มอุตสหกรรมเคมีทั่วโลก อย่างไรก็ตามความยาวของท่อส่งไฮโดรเจนยังถือว่าสั้นมากเมื่อเทียบกับท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่ โดยส่วนใหญ่เป็นการลงทุนของผู้ผลิตไฮโดรเจนเพื่อส่งไปยังลูกค้าที่เป็นกลุ่มโรงงานในบริเวณใกล้เคียง เช่น โรงกลั่นน้ำมัน และโรงงานผลิตสารเคมี การขนส่งไฮโดรเจนในรูปของก๊าซโดยใช้ท่อส่งถือได้ว่าเป็นวิธีที่มีราคาถูกที่สุดในปัจจุบัน สำหรับการขนส่งไฮโดรเจนในปริมาณมากๆ อย่างไรก็ตามราคาในการลงทุนก่อสร้างท่อส่งจึงส่งผลทำให้เป็นอุปสรรค (1.5-2 เท่าของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ) ในการต่อขยายเครือข่ายของท่อส่งให้คลอบคลุมพื้นที่ในบริเวณกว้าง ในขณะนี้ยังคงมีการทำวิจัยอย่างต่อเนื่องในด้านปัญหาทางเทคนิคเช่น แนวโน้มการกัดกร่อนผนังภายในท่อส่งและรอยเชื่อมของท่อโดยไฮโดรเจน ความต้องการในการควบคุมการซึมและการรั่วของไฮโดรเจน รวมถึงการลดราคา การเพิ่มเสถียรภาพและความทนทานของระบบการอัดไฮโดรเจนให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น โอกาสหนึ่งที่เป็นไปได้ในการต่อขยายเครือข่ายท่อส่งไฮโดรเจนในเวลาอันสั้นคือการใช้ส่วนหนึ่งของเครือข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติมาใช้ในการส่งก๊าซไฮโดรเจน การขนส่งก๊าซที่มีส่วนผสมของก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน (ไม่เกิน 20% โดยปริมาตร) สามารถทำได้โดยการปรับเปลี่ยนระบบท่อเดิมเพียงเล็กน้อย อย่างไรก็ตามหากใช้เครือข่ายเดิมมาใช้ในการขนส่งไฮโดรเจนเพียงอย่างเดียว (บริสุทธิ์) จำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องทำการปรุงปรุงระบบค่อนข้างมากอย่างไรก็ตามก็ยังมีราคาต่ำกว่าการติดตั้งใหม่ทั้งหมด ในการวางระบบท่อส่งโลหะที่มีใช้ในปัจจุบันจะมีราคาอยู่ที่ประมาณ 22 ล้านบาทต่อ 1 กิโลเมตร (Tim Armstrong, the Oak Ridge National Laboratory) อันเนื่องมาจากปัญหาความซับซ้อนในการเชื่อมต่อท่อส่งเพื่อให้มีความสามารถในการป้องกันการรั่วของไฮโดรเจน ทั้งสองรูปแบบได้มีการวิจัยอยู่ในปัจจุบันนี้ ซึ่งปัจจัยที่ต้องคำนึงถึงคือข้อบังคับความปลอดภัย ชนิดของโลหะที่ใช้ทำท่อส่ง ความหนาของผนังท่อ อุปกรณ์ควบคุม เช่น วาล์ว เป็นต้น

เนื่องจากปัญหาการรั่วซึมและการกัดกร่อนจึงทำให้ท่อส่งแบบโลหะคาร์บอนสามารถส่งก๊าซไฮโดรเจนที่แรงดันประมาณ 500 psi เท่านั้น จึงได้มีแนวความคิดในการนำท่อส่งแบบพอลิเมอร์ดังแสดงในรูปที่ 11 ซึ่งมีราคาถูกกว่าท่อส่งแบบเดิมประมาณ 50 เปอร์เซ็นต์ ทำให้มีราคาใกล้เคียงกับราคาท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ที่เป็นเช่นนี้เนื่องจากการผลิตสามารถทำได้ที่หน้างานทำให้ได้ท่อส่งที่มีความยาวมากขึ้น ส่งผลให้มีจำนวนรอยต่อซึ่งต้องทำการเชื่อมต่อลดจำนวนลง นอกจากนั้นสามารถเพิ่มความดันในการส่งไฮโดรเจนได้เป็น 1500 ถึง 2000 psi ทำได้ปริมาณการขนส่งไฮโดรเจนเพิ่มมากขึ้น และไม่มีปัญหาการรั่วซึมและการกัดกร่อนจากไฮโดรเจนอีกต่อไป บริษัท Smart Pipe ในประเทศสหรัฐอเมริกาได้นำเสนอเทคโนโลยีดังกล่าวในการวางท่อส่งยาว 16 กิโลเมตร




รูปที่ 11 : ท่อส่งแบบพอลิเมอร์ดังแสดงใน
ที่มา : http://www.smart-pipe.com

นอกจากนั้นราคาที่เพิ่มเข้ามาในการจัดส่งไฮโดรเจนทางท่อส่งนั้นคือ ราคาของเครื่องอัดอากาศ (Compressor Cost) ซึ่งแปรผันตามขนาดของกำลังพิกัด

แนวความคิดคือการขนส่งไฮโดรเจนในรูปของเหลวผ่านท่อซึ่งหุ้มด้วยฉนวนความร้อนที่ประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้าตัวนำยิ่งยวด (Super-conducting Wire) การทำให้สายส่งไฟฟ้าอยู่ในสภาวะตัวนำยิ่งยวดได้นั้นจำเป็นต้องทำให้มีอุณหภูมิต่ำมาก ๆ ซึ่งสามารถใช้ไฮโดรเจนเหลวมาทำหน้าที่เป็นสารหล่อเย็นโดยที่สามารถใช้ในการส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าโดยไม่มีการสูญเสียได้ในเวลาเดียวกัน

อีกทางเลือกหนึ่งที่มีความเป็นไปได้คือ อาศัยพาหะไฮโดรเจน (Hydrogen Carrier) ที่เป็นของเหลวโดยการการปั๊มผ่านท่อส่งไปที่สถานีจำหน่ายที่ห่างไกลออกไป จากนั้นทำการแยกไฮโดรเจนที่สถานีปลายทางเพื่อนำไฮโดเจนที่ได้ไปใช้ในงานอื่นต่อไป ซึ่ง “เอทานอล” ถือได้ว่าเป็นพาหะไฮโดรเจนที่อยู่ในความสนใจ ซึ่งเอทานอลเองสามารถผลิตได้โดยใช้แหล่งพลังงานทดแทนที่ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการ ข้อดีคือ พาหะไฮโดรเจนที่เป็นของเหลวสามารถทำการจัดส่งได้โดยใช้ระบบท่อส่งที่มีอยู่เดิมหรือใช้รถบรรทุกในการขนส่งได้

## ***ขนส่งด้วยยานพาหนะ***

การขนส่งไฮโดรเจนสามารถทำได้โดยใช้ยานพาหนะไม่ว่าจะเป็น ทางรถ ทางราง (รถไฟ) หรือทางเรือ โดยขนส่งไฮโดรเจนในรูปของก๊าซไฮโดรเจนความดันสูง (Compressed Hydrogen Gas) ในรูปของไฮโดรเจนเหลวอุณหภูมิต่ำ (Hydrogen Liquid) และในรูปของแข็ง (Solid Carrier)

- ***ก๊าซไฮโดรเจนความดันสูง***

ก๊าซไฮโดรเจนความดันสูงสามารถขนส่งได้ด้วยกระบอกความดันสูงหรือท่อที่บรรทุกด้วยรถพ่วง (Tube Trailers) ดังแสดงในรูปที่ 12 หากเป็นไปได้ความดันในการอัดยิ่งสูงเท่าใดยิ่งทำให้ปริมาตรของบรรจุภัณฑ์มีขนาดเล็กลง ยกตัวอย่างเช่น กระบอกความดันสูงจะมีค่าความดันอยู่ที่ 40 MPa และเก็บไฮโดรเจนได้ประมาณ 1.8 kg แต่ค่าขนส่งมีราคาที่ค่อนข้างแพง ส่วนท่อที่บรรทุกด้วยรถพ่วงซึ่งประกอบด้วยถังเหล็กทรงกระบอกหลาย ๆ ถังยึดติดกันสามารถจัดเก็บไฮโดรเจนได้ 63-460 kg ที่ความดัน 20-60 MPa

รูปที่ 12 : ท่อที่บรรทุกด้วยรถพ่วง (Tube Trailers)
ที่มา : http://www.fibacanning.com/Tube%20Trailers/argon_gas_trailers.htm

ในปัจจุบันนี้ก๊าซไฮโดรเจนความดันสูงที่ขนส่งด้วยวิธีการบรรจุในท่อที่บรรทุกด้วยรถพ่วง ที่ความดัน 3,000 psi หรือประมาณ 200 bar เป็นวิธีที่มีค่าใช้จ่ายสูงและไม่ควรใช้หากมีการขนส่งที่ระยะทางมากกว่า 320 กิโลเมตร ด้วยเหตุดังกล่าวจึงได้มีการทำงานวิจัยในการพัฒนาท่อที่สามารถรับแรงดันได้สูงขึ้น ยกตัวอย่างเช่น 10,000 psi ซึ่งจะช่วยทำให้ราคาการขนส่งต่ำลงและมีโอกาสขยายการใช้งานด้วยวิธีการขนส่งดังกล่าวได้

- ไฮโดรเจนเหลวอุณหภูมิต่ำ

การขนส่งไฮโดรเจนเหลวอุณหภูมิต่ำสามารถขนส่งได้ด้วยหลายวิธีดังนี้

## ทางบก

วิธีนี้มีการประยุกต์ใช้ในปัจจุบันในกรณีที่ต้องการขนส่งไฮโดรเจนเป็นระยะทางไกลๆ โดยการทำให้ไฮโดรเจนเป็นของเหลวบรรจุในถังที่มีผนังสองชั้นและเป็นฉนวนความร้อนที่อุณภูมิเย็นยิ่งยวด (Super-insulated Cryogenic Tank) เพื่อป้องกันการกลายเป็นไอของไฮโดรเจน (Boil-off) ในกระบวนการขนส่งเริ่มจากการทำก๊าซไฮโดรเจนให้เป็นของเหลวที่อุณหภูมิต่ำกว่า -253 องศาเซลเซียสและจัดเก็บไว้ในถังขนาดใหญ่จากนั้นจึงแยกบรรจุลงในถังที่เป็นฉนวนความร้อนที่อุณภูมิเย็นยิ่งยวดโดยการใช้ไนโตรเจนเหลวหรือวิธีการอื่นๆ และขนส่งโดยยานพาหนะเช่น รถบรรทุกหรือรถไฟ ไปที่สถานีจำหน่ายโดยที่ไฮโดรเจนถูกเปลี่ยนสภาพเป็นก๊าซอีกครั้ง การขนส่งด้วยวิธีนี้โดยใช้รถบรรทุกจะได้น้ำหนักไฮโดรเจนเหลวอยู่ในช่วง 360-4,300 kg และขนส่งด้วยรถไฟจะได้น้ำหนักไฮโดรเจนเหลวอยู่ในช่วง 2,300-9,100 kg

## ทางน้ำ

ประเทศแคนาดาได้พิจารณาใช้เรือในการขนส่งไฮโดรเจนในระยะทางไกล โดยทำการออกแบบเรือสำหรับการขนส่งข้ามมหาสมุทรแอตแลนติก หนึ่งในวิธีการขนส่งคือการบรรทุกเรือขนาดเล็กที่บรรทุกไฮโดรเจนเหลวจำนวน 5 ลำบนเรือขนาดใหญ่ เมื่อถึงปลายทางหลักก็จะใช้เรือลำเล็กแยกไปส่งที่จุดหมายต่างๆต่อไป เรือลำเล็กแต่ละลำจะบรรทุกไฮโดรเจนเหลวทั้งสิ้น 21,200 kg โดยไม่มีการรั่วซึมในระยะเวลา 50 วัน อีกวิธีเป็นการขนส่งด้วยถังขนาดใหญ่ที่สามารถบรรทุกไฮโดรเจนเหลวหนัก 7 ล้านกิโลกรัม

ปัญหาหลักของการขนส่งไฮโดรเจนเหลวคือ ถังที่ต้องใช้เทคโนโลยีขั้นสูงสำหรับฉนวนกันความร้อน ความสูญเสียระหว่างการปั๊ม และการลดอุณหภูมิตลอดระยะทางการขนส่ง เป็นต้น
ในการขนส่งไฮโดรเจนเป็นระยะทางไกลๆ วิธีการนี้จะมีความคุ้มค่ามากกว่าการขนส่งไฮโดรเจนในรูปของก๊าซ เนื่องจากการทำให้ไฮโดรเจนเป็นของเหลวจะได้น้ำหนักที่มากกว่ามาก อย่างไรก็ตามการทำให้ไฮโดรเจนเป็นของเหลว

นั้นจำเป็นต้องใช้พลังงานประมาณ 30 เปอร์เซ็นต์ของพลังงานได้จากไฮโดรเจนที่ถูกขนส่ง นอกจากนั้นยังมีการสูญเสียไฮโดรเจนจากการระเหย โดยเฉพาะเมื่อใช้ถุงที่มีอัตราส่วนพื้นผิวต่อปริมาตรสูง ซึ่งงานวิจัยในด้านการทำให้ไฮโดรเจนเป็นของเหลวนั้นได้มีดำเนินการอย่างต่อเนื่องซึ่งจะช่วยลดค่าได้อย่างมาก

การขนส่งไฮโดรเจนเหลวโดยรถบรรทุกคือ ค่าการดำเนินการซึ่งประกอบด้วยค่าตอบแทนคนขับรถ ค่าซ่อมบำรุง ค่าเชื้อเพลิงสำหรับรถบรรทุก ค่าการสูญเสียไฮโดรเจนระหว่างเดินทาง (ประมาณ 0.3-0.6 เปอร์เซ็นต์ต่อวัน) สำหรับการขนส่งทางรถไฟจะมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นในส่วนของค่าเช่าตู้รถขนส่ง (Freight Charge) สำหรับการขนส่งทางเรือจะมีราคาประมาณ 3 เท่าของการขนส่งทางบก

### ***รูปแบบอื่น***

การวิจัยและวิเคราะห์ในการจัดขนส่งไฮโดรเจนในพาหะในรูปของเหลวและของแข็งเพื่อใช้เก็บไฮโดรเจนในรูปแบบทางเคมีอื่นๆอยู่ในช่วงเริ่มต้น พาหะที่มีศักยภาพคือการเมทัลไฮไดรด์ คาร์บอนหรือโครงสร้างระดับนาโนและไฮโดรคาร์บอนเหลวที่ย้อนกลับได้ (Reversible Hydrocarbons Liquids) ซึ่งหากมีการวิจัยประสบผลสำเร็จจะทำให้การขนส่งไฮโดรเจนแตกต่างจากเทคโนโลยีในปัจจุบันโดยสิ้นเชิง

### การจัดจำหน่ายไฮโดรเจน (การนำไปใช้งาน)

- การจัดจำหน่ายไฮโดรเจนเพื่อนำไปใช้งานในระบบขนส่งนั้นจะใช้วิธีเดียวกับการจัดจำหน่ายน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซธรรมชาติ นั่นคือจะอยู่ในรูปของสถานีจำหน่าย (Filling Fuel Station) ในปี ค.ศ. 2000 บริษัท Ford และบริษัท Air Products ได้ร่วมกันเปิดสถานีจำหน่ายไฮโดรเจนแห่งแรกในทวีปอเมริกาเหนือในเมือง Dearborn มลรัฐมิชิแกน ประเทศสหรัฐอเมริกา สำหรับสถานีอื่นในประเทศสหรัฐอเมริกาที่มีการดำเนินการอยู่จากข้อมูลล่าสุด ณ เดือนมกราคม ค.ศ. 2008 (ที่มา Hydrogen Analysis Resource Center)

## แผนที่นำทางการใช้ไฮโดรเจน

การเปลี่ยนถ่ายการใช้พลังงานไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงต้องการการพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีการผลิต การขนส่งและการจัดเก็บ การจัดจำหน่ายไปยังผู้ใช้ปลายทาง นอกจากนี้ยังต้องการพัฒนาเทคโนโลยีรถเซลล์เชื้อเพลิงสำหรับภาคคมนาคมขนส่ง การเปลี่ยนถ่ายจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลไปเป็นไฮโดรเจนยังเป็นไปอย่างช้าๆ เนื่องจากอุปสรรคที่สำคัญคือเทคโนโลยีที่ยังอยู่ในช่วงของการทำวิจัยและพัฒนา และการดำเนินการเพื่อทำให้ต้นทุนการผลิต การขนส่งและจัดเก็บให้ต่ำลง นอกจากนี้ตัวรถเซลล์เชื้อเพลิงเองก็ยังมีต้นทุนการผลิตที่สูงอยู่

ในการประเมินความต้องการใช้ไฮโดรเจนในภาคคมนาคมขนส่งจะขึ้นอยู่กับแผนที่นำทางไฮโดรเจน (Hydrogen Roadmap) ที่ชัดเจนของประเทศไทย ทั้งนี้แผนที่นำทางของไฮโดรเจนจะต้องสอดคล้องกับนโยบายและแผนพลังงานของประเทศไทยที่จัดทำขึ้น พลังงานไฮโดรเจนถือว่าเป็นพลังงานทดแทนซึ่งตามแผนพลังงานทดแทนที่ประเทศไทยได้นำมาใช้นั้นเป็นแผนพลังงานทดแทนระยะเวลา 15 ปี โดยได้กำหนด**เป้าหมายการใช้พลังงานไฮโดรเจนในภาคคมนาคมขนส่งไว้ดังตารางที่ 4**