

การประเมินด้านเทคนิคเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจนที่ผลิตจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนมาเป็นเชื้อเพลิงสะอาดสำหรับโรงไฟฟ้า

สุทธิชัย อูสารัมย์¹ และ ประรณนา โพธิ์น้อย^{2*}

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ถนนประชาอุทิศ แขวงบางมด เขตทุ่งครุ กรุงเทพฯ 10140

* Corresponding Author: prattana.kae@kmutt.ac.th

¹ นักศึกษาระดับปริญญาโท หลักสูตรเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน คณะพลังงานสิ่งแวดล้อมและวัสดุ

² อาจารย์ หลักสูตรเทคโนโลยีการจัดการพลังงาน คณะพลังงานสิ่งแวดล้อมและวัสดุ

ข้อมูลบทความ

บทคัดย่อ

ประวัติบทความ :

รับเพื่อพิจารณา : 26 กันยายน 2565

แก้ไข : 24 พฤษภาคม 2566

ตอบรับ : 2 มิถุนายน 2566

DOI: 10.14456/kmuttrd.2023.13

คำสำคัญ : พลังงานหมุนเวียน /

ไฮโดรเจน / เชื้อเพลิงทดแทน /

ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนต่อหน่วย /

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ปัจจุบันประเทศไทยใช้แก๊สธรรมชาติที่มีแนวโน้มราคาสูงขึ้นในอนาคตเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า อีกทั้งมีการปล่อยแก๊สเรือนกระจกปริมาณมาก งานวิจัยนี้จึงมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาแนวทางเพื่อเป็นโครงการนำร่องในการผลิตเชื้อเพลิงไฮโดรเจนจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนสำหรับการผลิตไฟฟ้าที่สะอาดมากขึ้น ตลอดจนใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิงสำรองเพื่อเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ โดยประเมินศักยภาพทางเทคนิคและความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการผลิตไฮโดรเจนจากเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์และการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าในพื้นที่ขนาด 4,000 ไร่ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในอำเภอทับสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ โดยไฮโดรเจนที่ผลิตได้จะนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงทดแทนแก๊สธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าความร้อนบางประกงในกรณีที่ใช้แก๊สธรรมชาติไม่เพียงพอสำหรับใช้ผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ พิจารณาทั้งต้นทุนที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจนต่อหน่วย (LCOH) และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (LCOE) ของไฮโดรเจนสะอาดที่ใช้ทดแทนแก๊สธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า จากผลการวิจัย พบว่า การผลิตไฮโดรเจนจากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดพอลิคริสตัลไลน์และอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดออกไซด์ของแข็ง มีต้นทุนในการผลิตต่ำที่สุด โดย LCOH อยู่ที่ 132.933 บาท/kg และ LCOE อยู่ที่ 9.875 บาท/kWh

Techno-economic Assessment of Deployment of Hydrogen Produced via Renewable Energy Technology as Clean Fuel for Power Plants

Suttichai Usaram¹ and Prattana Ponoy^{2*}

King Mongkut's University of Technology Thonburi, Pracha Uthit Road, Bang Mod, Thung Khru, Bangkok 10140

* Corresponding Author: prattana.kae@kmutt.ac.th

¹ Master Student, Energy Management Technology Program, School of Energy, Environment and Materials.

² Lecturer, Energy Management Technology Program, School of Energy, Environment and Materials.

Article Info

Article History:

Received: September 26, 2022

Revised: May 24, 2023

Accepted: June 2, 2023

DOI: 10.14456/kmuttrd.2023.13

Keywords : Renewable Energy / Hydrogen / Alternative Fuel / Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) / Levelized Cost of Energy (LCOE)

Abstract

At present, Thailand uses natural gas, which has an increasing price tendency, as the main fuel for electricity generation. Natural gas also leads to a large amount of greenhouse gas emissions. The present research therefore aimed to study a guideline, for being a pilot project, for the production of hydrogen fuel as an alternative cleaner fuel for electricity generation from renewable energy technologies; the gas can also be used as a backup fuel source to improve the country's energy security. Techno-economic assessment of the hydrogen production from solar photovoltaic and electrolyzer technologies within the 4,000-rai land area of the Electricity Generating Authority of Thailand in the Thap-Sakae District, Prachuap Khiri Khan Province was conducted. The produced hydrogen would be utilized as a substitute for natural gas in the electricity generation at Bang-Pakong Thermal Power Plants in case of insufficient natural gas for power generation. The levelized cost of hydrogen (LCOH) was considered, while the levelized cost of energy (LCOE) was determined by considering the clean hydrogen used to replace natural gas to produce electricity. The results revealed that hydrogen production from polycrystalline solar cells and solid oxide electrolyzer exhibited the lowest production cost. LCOH was 132.933 Baht/kg, while LCOE was 9.875 Baht/kWh.

1. บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญ

ปัจจุบันประเทศไทยมีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยแก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่มีการนำมาใช้ผลิตไฟฟ้ามากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 57.55 [1] ซึ่งแหล่งที่มาของแก๊สธรรมชาติมาจาก 3 แหล่งหลัก ๆ แหล่งแรกเป็นแก๊สธรรมชาติที่จัดหาได้ภายในประเทศ แหล่งที่สองเป็นแก๊สธรรมชาติที่นำเข้าจากประเทศพม่า และแหล่งที่สามเป็นแก๊สธรรมชาติที่นำเข้าในรูปของเหลว ประเทศไทยต้องนำเข้าแก๊สธรรมชาติ เนื่องจากปริมาณแก๊สธรรมชาติที่ผลิตได้ภายในประเทศไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ภายในประเทศ โดยปริมาณแก๊สธรรมชาติภายในประเทศมีแนวโน้มลดลงเรื่อย ๆ ซึ่งสวนทางกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามสถานะเศรษฐกิจ ส่งผลให้ประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าแก๊สธรรมชาติจากต่างประเทศเพิ่มมากขึ้น [2] ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ เมื่อไม่นานมานี้มีเหตุการณ์ที่ต่างประเทศไม่สามารถส่งแก๊สธรรมชาติมายังประเทศไทยได้ ส่งผลให้โรงไฟฟ้าที่ใช้แก๊สธรรมชาติส่วนใหญ่ในประเทศไทยไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามความต้องการ ดังนั้นการหาแหล่งเชื้อเพลิงทางเลือกอื่นมาใช้ทดแทนแก๊สธรรมชาติจึงเป็นอีกหนึ่งทางออกที่สามารถนำมาแก้ปัญหา เพื่อเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ

งานวิจัยนี้ศึกษาความเป็นไปได้ของการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในประเทศไทย นั่นคือ พลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cells) และนำไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดไปผลิตไฮโดรเจนผ่านกระบวนการอิเล็กโทรไลซิส (Electrolysis) ไฮโดรเจนที่ได้นำเข้าระบบกักเก็บ และขนส่งไปใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิงทางเลือกเพื่อนำมาทดแทนแก๊สธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าที่มีแนวโน้มลดลงเรื่อย ๆ และลดการพึ่งพาแก๊สธรรมชาติที่นำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งการผลิตไฮโดรเจนจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนนั้นไม่มีการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ตั้งแต่กระบวนการผลิตตลอดจนการนำไปใช้ อีกทั้งยังสนองนโยบายของภาครัฐที่ต้องการลดปริมาณการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ภายในประเทศ และเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนและพลังงาน

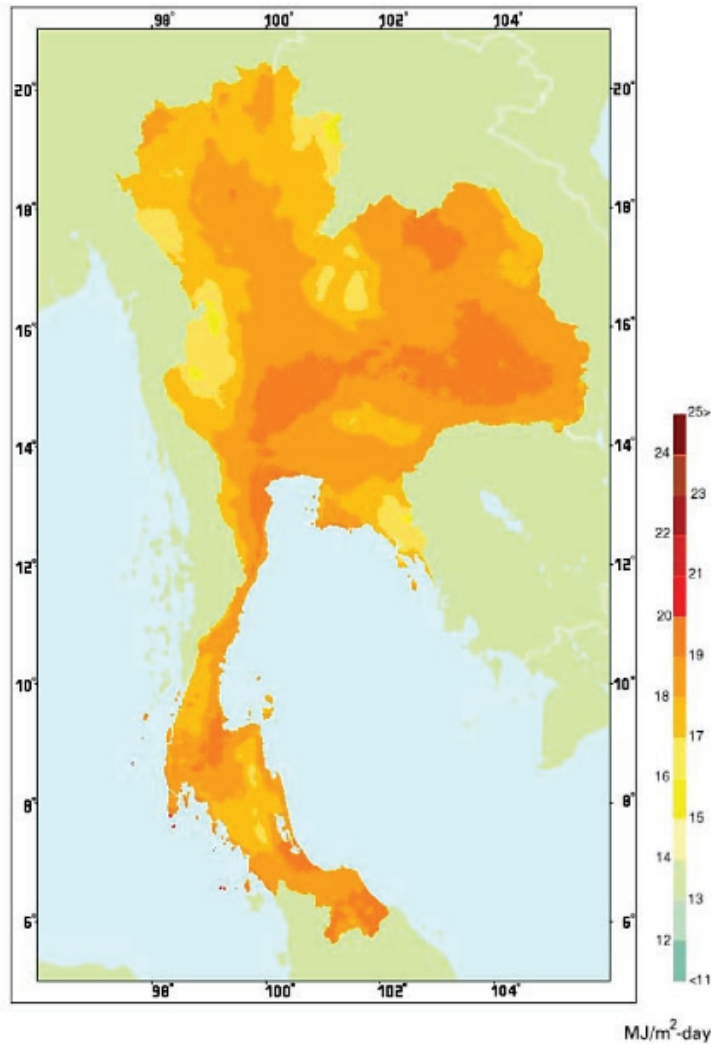
ทางเลือก และยังมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นโครงการนำร่องในการผลิตเชื้อเพลิงจากพลังงานสะอาด สำหรับใช้เป็นแหล่งเชื้อเพลิงสำรองให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ในกรณีที่แก๊สธรรมชาติไม่เพียงพอ ซึ่งพื้นที่ที่ทำการศึกษาคือผลิตไฮโดรเจนจากเซลล์แสงอาทิตย์ คือ พื้นที่อำเภอทับสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เป็นพื้นที่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ขนาด 4,000 ไร่ และขนส่งไฮโดรเจนที่ผลิตได้ไปยังโรงไฟฟ้าความร้อนบางปะกง เพื่อใช้ผลิตไฟฟ้า โดยในงานวิจัยมีการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ คำนวณหาต้นทุนการไฮโดรเจนต่อหน่วยหรือ Levelized cost of hydrogen (LCOH) และหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยหรือ Levelized cost of energy (LCOE) ของไฮโดรเจนที่ใช้ทดแทนแก๊สธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจากแนวทางการดำเนินงานวิจัยจะทำให้ทราบถึงแนวทาง ความเป็นไปได้ด้านศักยภาพ และความคุ้มค่าของการผลิตเชื้อเพลิงไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อเพิ่มเสถียรภาพด้านพลังงานให้กับประเทศ

2. วัสดุอุปกรณ์และวิธีการ

2.1 การศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

ประเทศไทยมีการศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์และจัดทำแผนที่โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) มีการวิเคราะห์ข้อมูลจากดาวเทียมประกอบกับข้อมูลการวัดจากภาคพื้นดิน พบว่าประเทศไทยมีค่ารังสีดวงอาทิตย์สูงสุดอยู่ในช่วง 20 – 23 $\text{MJ/m}^2\text{-day}$ ในเดือนเมษายน – พฤษภาคม ซึ่งพื้นที่ที่มีค่ารังสีดวงอาทิตย์สูงจะอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และบางส่วนของภาคกลางมีรังสีดวงอาทิตย์ทั้งปีเฉลี่ย 19 – 20 $\text{MJ/m}^2\text{-day}$ คิดเป็น 11% ของพื้นที่ทั้งหมดในประเทศ และอีก 35.6% ของประเทศได้รับค่ารังสีดวงอาทิตย์ทั้งปี 18 – 19 $\text{MJ/m}^2\text{-day}$ ถ้าคิดค่ารังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งประเทศทั้งปีอยู่ที่ 18 $\text{MJ/m}^2\text{-day}$ [3, 4] ดังรูปที่ 1 โดยพื้นที่ อำเภอทับสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์มีค่ารังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยอยู่ที่ 17.8 $\text{MJ/m}^2\text{-day}$ ซึ่งถือว่ามีค่ารังสีดวงอาทิตย์ที่ค่อนข้างสูง และมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สูงเฉลี่ย 4.91 $\text{kWh/m}^2\text{-day}$ [5]



รูปที่ 1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยตลอดปีของประเทศไทย [18]

2.2 การศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในปี 2556 ได้มีการอนุมัติงบประมาณในการก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ บนพื้นที่ในอำเภอทับสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ขนาด 4,000 ไร่ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ดำเนินการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 MW ภายใต้เงินลงทุน 631.48 ล้านบาท โดยใช้พื้นที่ในการก่อสร้างทั้งหมด 250 ไร่ ดังรูปที่ 2 เป็นโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สร้างขึ้นเพื่อช่วยลดปริมาณการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ในประเทศ และเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเซลล์แสง

อาทิตย์ที่นำมาใช้ในโครงการมีทั้งหมด 4 ชนิด [6-7] ได้แก่

1. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกซิลิคอน (Crystalline Silicon: c-Si) ติดตั้งในพื้นที่ B มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1 MW ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 250 W/แผง ประสิทธิภาพ 15% จำนวน 5,016 แผง ใช้พื้นที่ติดตั้งแผง 4.08 ไร่ พื้นที่รวม 15.12 ไร่ โดยติดตั้งพร้อมระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบถ่วงน้ำหนัก (Solar Weight Tracking System) ที่ใช้น้ำเป็นตัวกลาง
2. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon: a-Si) ติดตั้งในพื้นที่ D และ E มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 2 MW ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 50 W/แผง ประสิทธิภาพ 6% พื้นที่ละ 20,000 แผง รวมทั้งหมด 40,000

แผง ใช้พื้นที่ติดตั้งพื้นที่แผง D 7.84 ไร่ และพื้นที่แผง E 7.84 ไร่ พื้นที่รวม 36.9 ไร่ ใช้การติดตั้งแบบอยู่กับที่ โดยหันไปทางทิศใต้ติดตั้งทำมุม 15 องศา กับพื้นดิน

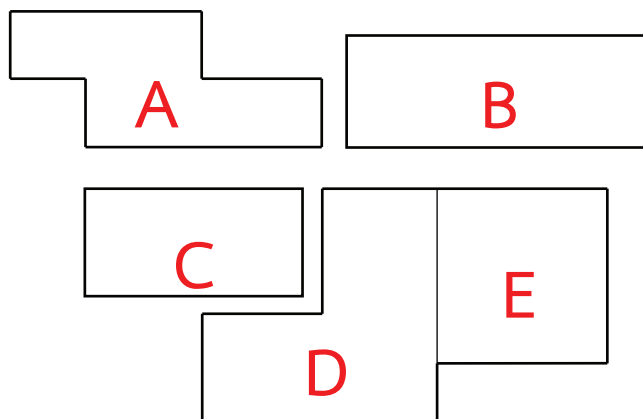
3. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดไมโครคริสตัลไลน์อะมอร์ฟัสซิลิคอน (Micro crystalline Amorphous Silicon : $\mu\text{c/a-Si}$) ติดตั้งในพื้นที่ C มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1 MW ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 132 W/แผง ประสิทธิภาพ 9% จำนวน 9,792 แผง ใช้พื้นที่ติดตั้งแผง 6.94 ไร่ พื้นที่รวม 13.12 ไร่ ใช้การติดตั้งแบบอยู่กับที่ โดยหันไปทางทิศใต้ติดตั้งทำมุม 15 องศา กับพื้นดิน

4. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสารประกอบของคอปเปอร์อินเดียมไดเซเลไนด์ (Copper Indium (Gallium) Di-Selenide: CI(G)S) ติดตั้งในพื้นที่ A มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1 MW ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 115 W/แผง ประสิทธิภาพ 12% จำนวน 10,880 แผง ใช้พื้นที่ติดตั้งแผง 5.12 ไร่ พื้นที่รวม 13.73 ไร่ ใช้การติดตั้งแบบอยู่กับที่ โดยหันไปทางทิศใต้ติดตั้งทำมุม 15 องศา กับพื้นดิน

โดยข้อมูลนี้ได้นำมาพิจารณาเพื่อหาปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นที่ อำเภอบ้านสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ของงานวิจัยนี้



รูปที่ 2 พื้นที่โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 MW [19]



รูปที่ 3 พื้นที่การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อำเภอบ้านสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์

2.3 การศึกษาระบบการผลิตไฮโดรเจนจากเซลล์แสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้า

ในระบบการผลิตไฮโดรเจนจากเซลล์แสงอาทิตย์ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะนำไปผลิตไฮโดรเจนผ่านอิเล็กโทรไลเซอร์ (Electrolyzer) ทั้งหมด ไม่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ จากนั้นไฮโดรเจนที่ได้จะนำเข้าสู่ระบบกักเก็บ จากนั้นขนส่งไปยังนำเข้าสู่ระบบกักเก็บที่โรงไฟฟ้าบางปะกง และนำไฮโดรเจนผลิตไฟฟ้าโดยระบบกังหันแก๊ส (Gas turbine) โดยการประมาณการขนาดของระบบ

2.4 การประมาณการขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์

ในการติดตั้งเลือกเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดพอลิคริสตัลไลน์ซิลิคอน (Polycrystalline Silicon) เนื่องจากมีประสิทธิภาพที่สูง และมีราคาต้นทุนที่ถูกกว่าชนิดโมโนคริสตัลไลน์ซิลิคอน (Monocrystalline Silicon) [8-10] โดยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดพอลิคริสตัลไลน์ซิลิคอน เป็นที่นิยมใช้ในการติดตั้ง Solar

farm ในปัจจุบัน ในบทความนี้เลือกใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดพอลิคริสตัลไลน์ซิลิคอน ขนาด 250 W ซึ่งมีข้อมูลจำเพาะ ดังตารางที่ 1 เพื่อให้มีขนาดใกล้เคียงกับเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในพื้นที่จริง จากหัวข้อที่ 2.2 พบว่าในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกซิลิคอน (Crystalline Silicon: c-Si) ขนาด 250 W ที่กำลังผลิตติดตั้งขนาด 1 MW จะใช้เซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 5,016 แผง และจากข้อมูลการติดตั้งแบบอยู่กับที่ จะใช้ขนาดพื้นที่ในการติดตั้งรวมประมาณ 2 เท่าของพื้นที่แผง เนื่องจากมีการเว้นพื้นที่เพื่อให้่ายต่อการดูแลบำรุงรักษา จากข้อมูลในตารางที่ 1 [8-10] การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตติดตั้งขนาด 1 MW จะใช้พื้นที่ติดตั้งรวม 10.2 ไร่ ดังนั้นการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ขนาด 4,000 ไร่ จะสามารถติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ได้ขนาด 392 MW โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดพอลิคริสตัลไลน์ซิลิคอน ขนาด 250 W จำนวน 1,966,272 แผง ซึ่งสรุปข้อมูลในตารางที่ 2

ตารางที่ 1 ข้อมูลจำเพาะของเซลล์แสงอาทิตย์

ชนิด		Polycrystalline	Monocrystalline
Nominal Power (P_{max})	W_p	250	250
Power Output Tolerance (P_{max})	W	0~+4.99	0~+4.99
Maximum Power Voltage (V_{mpp})	V	30.34	29.64
Maximum Power Current (I_{mpp})	A	8.25	8.44
Open Circuit Voltage (V_{OC})	V	37.33	38.05
Short Circuit Current (I_{SC})	A	8.69	9.04
Module Efficiency (η_m)	%	15.4	15.4
Dimensions	mm	1640 (l) x 992 (w) x 40 (d)	1640 (l) x 992 (w) x 40 (d)
Weight	kg	18.5	18.5
Operating Temperature	$^{\circ}C$	-40 to 85	-40 to 85
Nominal Operating Cell Temperature	$^{\circ}C$	44.1 ± 2	44.1 ± 2
ราคา	บาท	7,500	7,800

ตารางที่ 2 การประมาณการขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์

หัวข้อ	ข้อมูล
ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์	Polycrystalline Silicon
กำลังผลิต/แผง	250 W
ราคา/แผง	7,500 บาท
จำนวนแผง/MW	5,016 แผง
พื้นที่ติดตั้ง/MW	10.2 ไร่
จำนวนแผง/พื้นที่ 4,000 ไร่	1,966,272
กำลังผลิตรวม	392 MW

2.5 การประมาณการขนาดอิเล็กโทรไลเซอร์

อิเล็กโทรไลเซอร์ทำหน้าที่แยกน้ำด้วยไฟฟ้าเพื่อผลิตไฮโดรเจน ในบทความนี้เลือกใช้อิเล็กโทรไลเซอร์ทั้งหมด 3 ชนิด คือ Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzer Cell (PEMEC), Alkaline Electrolyzer Cell (AEC) และ Solid Oxide Electrolyzer Cell (SOEC) [11-12] เพื่อเปรียบเทียบปริมาณไฮโดรเจนที่ผลิตจากอิเล็กโทรไลเซอร์

แต่ละชนิดเมื่อมีปริมาณไฟฟ้าที่ใช้เท่ากันในการผลิตไฮโดรเจน ซึ่งมีข้อมูลจำเพาะของอิเล็กโทรไลเซอร์แต่ละชนิด ดังตารางที่ 3 การเลือกขนาดของอิเล็กโทรไลเซอร์ เพื่อรองรับปริมาณไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 392 MW โดยเลือกติดตั้งอิเล็กโทรไลเซอร์ที่มีขนาดติดตั้งรวม 350 MW เพื่อรองรับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์

ตารางที่ 3 ข้อมูลจำเพาะของอิเล็กโทรไลเซอร์

ชนิด	Alkaline	PEM	SOEC
ประสิทธิภาพ (%)	70	60	81
อุณหภูมิทำงาน (°C)	60 - 80	50 - 80	650 - 1000
อายุการใช้งาน (h)	75,000	60,000	20,000
พลังงานที่ใช้ (kWh/Nm ³)	4 - 5	4 - 5	3.1
CAPEX (\$/kW)	571 - 1268	385 - 2068	667 - 2285
OPEX (\$/kW)	40 - 50	40 - 50	40 - 50

2.6 การประมาณการระบบกักเก็บไฮโดรเจน (Hydrogen storage)

ระบบกักเก็บไฮโดรเจนเป็นการจัดเก็บไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากอิเล็กโทรไลเซอร์ และสามารถนำไฮโดรเจนที่กักเก็บไว้ขนส่งต่อไป เพื่อนำไปผลิตไฟฟ้าส่งเข้าระบบ จากการรวบรวม

ข้อมูลของ U.S. Department of Energy [13] เกี่ยวกับเงินลงทุนที่ใช้ในระบบกักเก็บไฮโดรเจน พบว่าระบบการกักเก็บไฮโดรเจนในรูปแบบของถังเก็บแก๊สแรงดันสูง มีต้นทุนที่ใช้ในการกักเก็บไฮโดรเจนเฉลี่ย 333 \$/kg สรุปข้อมูลแสดงดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ระบบกักเก็บไฮโดรเจน

หัวข้อ	ข้อมูล
ระบบกักเก็บไฮโดรเจน	ถังเก็บก๊าซแรงดันสูง
ต้นทุนของระบบกักเก็บ	333 \$/kg

2.7 การประมาณการระบบขนส่งไฮโดรเจน (Hydrogen transportation)

ในการขนส่งไฮโดรเจน มีรูปแบบการขนส่ง 3 วิธีหลัก ๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบัน คือ ขนส่งผ่านรถบรรทุก ขนส่งผ่านทางท่อส่งแก๊ส และขนส่งผ่านทางเรือ ในงานวิจัยนี้ศึกษาเกี่ยวกับขนส่งไฮโดรเจนผ่านทางรถบรรทุก เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศที่ใช้การขนส่งทางถนนเป็นหลัก จึงมีความสะดวกในการจัดเก็บ และการขนย้ายมากกว่าวิธีการอื่น จากการศึกษาของ Houchins และ James [14] เกี่ยวกับขนาดและราคา

ของรถบรรทุกที่ใช้สำหรับขนส่งไฮโดรเจนในรูปแบบของแก๊สพบว่ารถบรรทุก รุ่น Hexagon TitanXL ที่ใช้สำหรับขนส่งไฮโดรเจน ซึ่งมีขนาดถังเก็บไฮโดรเจนที่ความจุ 220 kg จำนวน 4 ถัง มีความจุรวมเป็น 880 kg โดยรถบรรทุก รุ่น Hexagon TitanXL มีราคาอยู่ที่ 422,688 \$ ซึ่งเป็นราคารวมอุปกรณ์ทั้งหมด สรุปข้อมูลแสดงดังตารางที่ 5 โดยระยะทางที่รถบรรทุกขนส่งไฮโดรเจนจากทับสะแก ไปยัง โรงไฟฟ้าบางปะกง มีระยะทาง 392 km

ตารางที่ 5 ระบบขนส่งไฮโดรเจน

หัวข้อ	ข้อมูล
รถบรรทุกไฮโดรเจน	Hexagon TitanXL
จำนวนถังที่บรรจุ	4 ถัง
ความจุ/ถัง	220 kg
ความจุรวม	880 kg
ราคา	422,688 \$

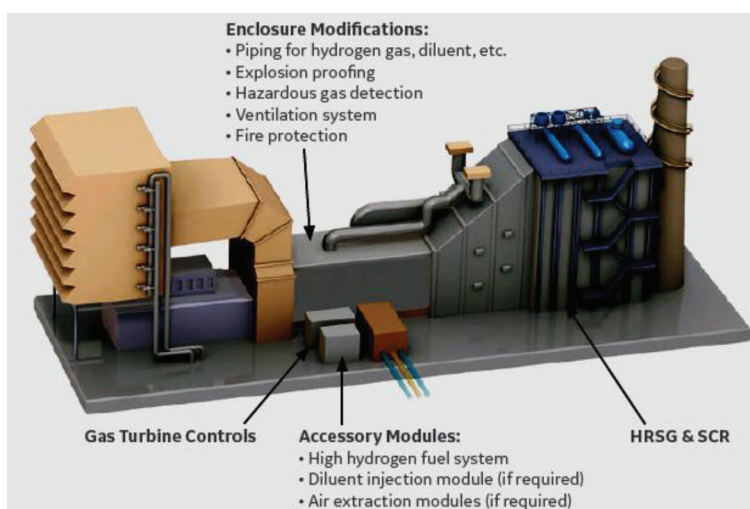
2.8 ระบบการผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจน

โรงไฟฟ้าบางปะกงเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้แก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้าโดยใช้กังหันแก๊ส ซึ่งกังหันแก๊สที่ใช้ผลิตไฟฟ้านั้นสามารถใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนในการผลิตไฟฟ้าได้ โดยกังหันแก๊สที่ใช้ในโรงไฟฟ้าบางปะกง เป็นรุ่น 9HA.02 มีข้อมูลจำเพาะของกังหันแก๊สแสดงดังตารางที่ 6 พบว่ากังหันแก๊สมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า 557 MW ใช้ปริมาณไฮโดรเจนในการผลิตไฟฟ้า 415,000 m³/hour ในการผลิตไฟฟ้า 557 MWh [15] ซึ่งในงานวิจัยนี้จะนำไฮโดรเจนที่ผลิตได้มาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้ากับกังหันแก๊ส ซึ่งสามารถ

ใช้เชื้อเพลิงได้ทั้งแก๊สธรรมชาติและไฮโดรเจน จากตารางที่ 6 พบว่าเมื่อผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงแก๊สธรรมชาติ จะมีการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ประมาณ 130,000 kg/hour แต่เมื่อนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงทดแทนแก๊สธรรมชาติ การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จะน้อยลง และจะไม่มีคาร์บอนไดออกไซด์เมื่อสามารถทดแทนได้ 100% และในรูปแบบที่ 4 เป็นโครงสร้างของระบบไฟฟ้าชนิดกังหันแก๊สที่ติดตั้งอยู่ในพื้นที่ของโรงไฟฟ้าบางปะกง ซึ่งสามารถใช้เชื้อเพลิงได้ทั้งแก๊สธรรมชาติและไฮโดรเจนในการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 6 ข้อมูลจำเพาะของกังหันแก๊ส

Gas Turbine	Output MW	Heat Input GJ/hour (MMBTU/hour)	100% H ₂ Flow Rate m ³ /hour (ft ³ /hour)	CO ₂ Generated	
				kg/hour	Metric tonnes/year
GE-10	11.2	129 (122)	11,700 (446,000)	6,250	50,000
6F.03	87	857 (813)	78,700 (2,970,000)	41,500	332,000
7F.05	243	2197 (2083)	200,000 (7,600,000)	106,500	852,000
9F.04	288	2677 (2537)	243,500 (9,266,900)	130,000	1,040,900
9HA.02	557	4560 (4300)	415,000 (15,786,400)	221,000	1,800,000



รูปที่ 4 ระบบผลิตไฟฟ้ากังหันแก๊ส [15]

3. ผลการประเมิน

3.1 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากการออกแบบระบบการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นที่ทับสะแก ขนาด 4,000 ไร่ พบว่าสามารถติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตขนาด 392 MW ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต

ได้อย่างอิงจากข้อมูลในพื้นที่จริง ที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเดียวกันที่มีกำลังผลิตขนาด 1 MW ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งกล่าวในหัวข้อที่แล้ว โดยข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตขนาด 392 MW แสดงดังตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตขนาด 392 MW

เดือน	หน่วย	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อเดือน
ม.ค.	GWh	54.76
ก.พ.	GWh	50.82
มี.ค.	GWh	71.56
เม.ย.	GWh	59.32
พ.ค.	GWh	57.83
มิ.ย.	GWh	47.09
ก.ค.	GWh	53.19
ส.ค.	GWh	49.36
ก.ย.	GWh	42.99
ต.ค.	GWh	40.21
พ.ย.	GWh	52.03
ธ.ค.	GWh	45.39
รวม	GWh	624.58

3.2 ปริมาณไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นำมาผลิตไฮโดรเจนผ่านอิเล็กโทรไลเซอร์ ทั้งหมด 3 ชนิด คือ Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzer Cell, Alkaline Electrolyzer Cell และ Solid Oxide Electrolyzer Cell โดยใช้ข้อมูลจำเพาะของอิเล็กโทรไลเซอร์แต่ละชนิด ดังตารางที่ 3 เนื่องจาก SOEC มีอุณหภูมิทำงานที่สูงกว่าอีก 2 ชนิด ส่งผลให้เกิดปฏิกิริยาการผลิตไฮโดรเจนได้ง่ายกว่า ซึ่งปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจนจึงน้อยกว่าอีก 2 ชนิด

โดยกำหนดพลังงานที่ใช้ผลิตไฮโดรเจนของอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิด PEMEC, AEC และ SOEC อยู่ที่ 4, 4 และ 3.1 kWh/Nm³ ตามลำดับโดยใช้ข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตขนาด 392 MW จากตารางที่ 7 เมื่อนำปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ มาคำนวณหาปริมาณไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากอิเล็กโทรไลเซอร์โดยชนิด PEMEC ใช้ไฟฟ้า 4 kWh ในการผลิตไฮโดรเจน 1 Nm³ ชนิด AEC ใช้ไฟฟ้า 4 kWh ในการผลิตไฮโดรเจน 1 Nm³ และชนิด SOEC ใช้ไฟฟ้า 3.1 kWh ในการผลิตไฮโดรเจน 1 Nm³ แสดงผลดังตารางที่ 8 ($1 \text{ kg H}_2 = 11.13 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$)

ตารางที่ 8 ปริมาณไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากอิเล็กโทรไลเซอร์แต่ละชนิด

ชนิด	ปริมาณไฮโดรเจนที่ผลิตได้ (ต่อเดือน)					
	Alkaline		PEM		SOEC	
	Nm ³	kg	Nm ³	kg	Nm ³	kg
ม.ค.	13,690,600	1,230,063	13,690,600	1,230,063	17,665,290	1,587,178
ก.พ.	12,704,720	1,141,484	12,704,720	1,141,484	16,393,187	1,472,883
มี.ค.	17,890,880	1,607,447	17,890,880	1,607,447	23,085,006	2,074,125
เม.ย.	14,829,360	1,332,377	14,829,360	1,332,377	19,134,658	1,719,197
พ.ค.	14,457,940	1,299,006	14,457,940	1,299,006	18,655,406	1,676,137
มิ.ย.	11,773,720	1,057,836	11,773,720	1,057,836	15,191,897	1,364,950
ก.ค.	13,298,600	1,194,843	13,298,600	1,194,843	17,159,484	1,541,733
ส.ค.	12,341,140	1,108,818	12,341,140	1,108,818	15,924,052	1,430,732
ก.ย.	10,749,620	965,824	10,749,620	965,824	13,870,477	1,246,224
ต.ค.	10,051,860	903,132	10,051,860	903,132	12,970,142	1,165,332
พ.ย.	13,007,540	1,168,692	13,007,540	1,168,692	16,783,923	1,507,989
ธ.ค.	11,349,380	1,019,711	11,349,380	1,019,711	14,644,361	1,315,756
รวม	156,145,360	14,029,233	156,145,360	14,029,233	201,477,884	18,102,236

3.3 ต้นทุนของระบบที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจน

การผลิตไฮโดรเจนจะมีต้นทุนที่ขึ้นอยู่กับส่วนของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ขนาด 392 MW และอิเล็กโทรไลเซอร์ทำหน้าที่ในการผลิตไฮโดรเจนขนาด 350 MW โดยใช้ข้อมูลจากตารางที่ 2 และ 3 (1 \$ = 33 บาท) เมื่อคิดต้นทุนของระบบที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจน โดยราคาของเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดติดตั้งรวม 392 MW ราคาแผงละ 7,500 บาทจำนวน

1,966,272 แผง จะได้ต้นทุน 14,747 ล้านบาท และเมื่อนำอิเล็กโทรไลเซอร์ขนาดติดตั้ง 350 MW มาคิดต้นทุนโดยชนิด AEC จะมีต้นทุนอยู่ในช่วง 6,595.5 – 14,645.4 ล้านบาท ชนิด PEMEC จะมีต้นทุนอยู่ในช่วง 4,446.7 – 23,885.4 ล้านบาท ชนิด SOEC จะมีต้นทุนอยู่ในช่วง 7,703.8 – 26,391.7 ล้านบาท สรุปดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9 ต้นทุนรวมของระบบที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจน

ระบบ	ขนาด	ชนิด	ต้นทุนที่ใช้
เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell)	392 MW	Polycrystalline	14,747 ล้านบาท
อิเล็กโทรไลเซอร์ (Electrolyzer)	350 MW	Alkaline	6,595.5 – 14,645.4 ล้านบาท
		PEM	4,446.7 – 23,885.4 ล้านบาท
		SOEC	7,703.8 – 26,391.7 ล้านบาท
การดูแลรักษาและซ่อมบำรุง (ต่อปี)			2 % (ของเงินลงทุน)

3.4 คำนวณหาค่า Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) ของโครงการ

การคำนวณหาค่า Levelized Cost of Hydrogen เป็นการคำนวณเพื่อหาต้นทุนในการผลิตไฮโดรเจนต่อหน่วย ซึ่งค่าตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ LCOH แสดงดังตารางที่ 10

โดยการคำนวณหาค่า LCOH ของระบบจะพิจารณาจากเงินที่ใช้ในการลงทุน, เงินที่ใช้ในการซ่อมบำรุงต่อปี, อายุของโครงการ, อัตราคิดลดของโครงการ และปริมาณไฮโดรเจนที่ผลิตได้ [16] ดังสมการ ซึ่งค่า LCOH ที่ได้จากการคำนวณ แสดงดังตารางที่ 11

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^{t=T} \frac{(C_{CAPEX} + C_{OPEX})}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=T} \frac{M_{H_2}}{(1+r)^t}}$$

โดยที่ C_{CAPEX} = ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (บาท)
 C_{OPEX} = ค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุง (บาท/ปี)
 M_{H_2} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด (kWh/ปี)
 r = อัตราคิดลดของโครงการ (Discount rate)
 T = อายุการใช้งานของระบบ (ปี)

ตารางที่ 10 ค่าตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ Levelized Cost of Hydrogen

ระบบ		ต้นทุนที่ใช้	
เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell) (C_{CAPEX})	อิเล็กโทรไลเซอร์	ค่าต่ำ	ค่าสูง
	Alkaline	21,342.5 ล้านบาท	29,392.4 ล้านบาท
	PEM	19,193.7 ล้านบาท	38,632.4 ล้านบาท
	SOEC	22,450.8 ล้านบาท	41,138.7 ล้านบาท
การดูแลรักษาและซ่อมบำรุง (C_{OPEX})		2 % (ของเงินลงทุน)	
อายุของโครงการ (T)		20 ปี	
อัตราคิดลดของโครงการ (r)		6 % (เท่ากับกับ WACC ของ กฟผ. ปี 2558)	

ตารางที่ 11 ค่า Levelized Cost of Hydrogen ที่ได้จากการคำนวณ

ระบบ		LCOH (บาท/kg)	
เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell)	อิเล็กโทรไลเซอร์	ค่าต่ำ	ค่าสูง
	Alkaline	163.059 (4.941 \$/kg)	224.561 (6.805 \$/kg)
	PEM	146.641 (4.444 \$/kg)	292.588 (8.866 \$/kg)
	SOEC	132.933 (4.028 \$/kg)	243.585 (7.381 \$/kg)

3.5 คำนวณหาค่า Levelized Cost of Energy (LCOE) ของโครงการ

การคำนวณหาค่า Levelized Cost of Energy เป็นการคำนวณเพื่อหาต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย โดยใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง โดยกำหนดให้รถบรรทุกขนส่งไฮโดรเจน วิ่งจากหีบสะแกไปยังบางปะกง ไป-กลับ วันละ 1 รอบ ระยะทางรวม 784 km/วัน วิ่งไป-กลับ 300 วัน/ปี อัตราการบริโภคน้ำมันของรถบรรทุก 5 km/ลิตร น้ำมันราคา 30 บาท/ลิตรซึ่งค่าตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ LCOE แสดงดังตารางที่ 12 โดยเป็นค่าตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ LCOE ซึ่งจะมีการกำหนดขนาดของระบบกักเก็บไฮโดรเจน บนพื้นที่อำเภอหีบสะแก 50,000 kg บนพื้นที่โรงไฟฟ้าบางปะกง 100,000 kg โดยใช้

รถบรรทุกในการขนส่งไฮโดรเจน จำนวน 30 คันความจุรวม 26,400 kg ค่าน้ำมันดีเซล 30 บาท/ลิตร (ราคาน้ำมัน ณ เดือน ก.พ. 65) เงินที่ใช้ในการดูแลรักษาและซ่อมบำรุงเป็น 2% ของเงินลงทุนเริ่มแรกของโครงการ เงินที่ใช้ในการดูแลรักษาและซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าปีละ 500,000 บาท/MW มีอายุของโครงการ 20 ปี และใช้อัตราคิดลดของโครงการ 6% ตาม WACC ของ กฟผ. ปี 2558 ซึ่งการคำนวณหาค่า LCOE ของระบบจะพิจารณาจาก เงินที่ใช้ในการลงทุน, เงินที่ใช้ในการซ่อมบำรุงต่อปี, อายุของโครงการ, อัตราคิดลดของโครงการ และปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ [16] ดังสมการ ซึ่งค่า LCOE ที่ได้จากการคำนวณ แสดงดังตารางที่ 13

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^{t=T} \frac{(C_{CAPEX} + C_{OPEX})}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=T} \frac{E}{(1+r)^t}}$$

โดยที่ C_{CAPEX} = ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (บาท)

C_{OPEX} = ค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุง (บาท/ปี)

E = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด (kWh/ปี)

r = อัตราคิดลดของโครงการ (Discount rate)

T = อายุการใช้งานของระบบ (ปี)

ตารางที่ 12 ค่าตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ Levelized Cost of Energy

ระบบ		ต้นทุนที่ใช้	
เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell) (C_{CAPEX})	อิเล็กโทรไลเซอร์	ค่าต่ำ	ค่าสูง
	Alkaline	21,342.5 ล้านบาท	29,392.4 ล้านบาท
	PEM	19,193.7 ล้านบาท	38,632.4 ล้านบาท
	SOEC	22,450.8 ล้านบาท	41,138.7 ล้านบาท
ระบบกักเก็บไฮโดรเจน	หีบสะแก	50,000 kg	549.5 ล้านบาท
ระบบกักเก็บไฮโดรเจน	บางปะกง	100,000 kg	1,098.9 ล้านบาท
รถบรรทุกขนส่งไฮโดรเจน	30 คัน	26,400 kg	418.5 ล้านบาท
ค่าน้ำมันรถบรรทุก	30 คัน	30 บาท/ลิตร	42.34 ล้านบาท/ปี
การดูแลรักษาและซ่อมบำรุง (C_{OPEX})		2 % (ของเงินลงทุน)	
อายุของโครงการ (T)		20 ปี	
อัตราคิดลดของโครงการ (r)		6 % (เท่ากับกับ WACC ของ กฟผ. ปี 2558)	

ตารางที่ 13 ค่า Levelized Cost of Energy ที่ได้จากการคำนวณ

ระบบ		LCOE (บาท/kWh)	
เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell)	อิเล็กโทรไลเซอร์	ค่าต่ำ	ค่าสูง
	Alkaline	12.175 (0.369 \$/kWh)	16.292 (0.494 \$/kWh)
	PEM	11.076 (0.335 \$/kWh)	21.017 (0.637 \$/kWh)
	SOEC	9.875 (0.299 \$/kWh)	17.282 (0.524 \$/kWh)

3.6 ปริมาณแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้จากการใช้ไฮโดรเจน

การนำไฮโดรเจนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าแทนแก๊สธรรมชาติสามารถช่วยลดปริมาณการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ได้ เนื่องจากไฮโดรเจนไม่มีส่วนประกอบของคาร์บอน เมื่อนำไปเผาไหม้จึงไม่มีการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ออกมา ซึ่งการนำไฮโดรเจนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าทดแทนแก๊สธรรมชาติที่โรงไฟฟ้าบางประกง สามารถช่วยลดปริมาณการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์โดยปริมาณการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้ ดังตารางที่ 14 โดยแสดงปริมาณแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้จากการให้ไฮโดรเจนไปทดแทนแก๊สธรรมชาติ โดยปริมาณแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้คิดจากค่าการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์เมื่อใช้แก๊สธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าของกังหันแก๊สขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า 557 MW ในตารางที่ 6 พบว่าการใช้แก๊สธรรมชาติผลิตไฟฟ้าจะปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ปริมาณ 221,000 kg/hour เมื่อใช้ไฮโดรเจนมาทดแทนแก๊สธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าจะไม่มี การปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ออกมา เมื่อนำปริมาณไฮโดรเจนที่ผลิตได้ทั้งหมดมาคิด จะได้ปริมาณการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้ในการใช้อิเล็กโทรไลเซอร์แต่ละชนิด พบว่าชนิด SOEC สามารถลดปริมาณการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ได้มากที่สุด เนื่องจาก SOEC มีอุณหภูมิทำงานที่สูงกว่าอีก 2 ชนิดมาก ส่งผลให้เกิดปฏิกิริยาการผลิตไฮโดรเจนได้ง่ายกว่า เนื่องจากมีประสิทธิภาพสูงกว่าอิเล็กโทรไลเซอร์อีก 2 ชนิด ซึ่งปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจนจึงน้อยกว่าอีก 2 ชนิด ส่งผลให้ไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิด SOEC มากกว่าชนิดอื่น เมื่อใช้ปริมาณไฟฟ้าเท่ากัน โดยชนิด SOEC จะใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ 3.1 kWh/Nm³ ชนิด PEMEC และชนิด AEC จะใช้ไฟฟ้าเท่ากันอยู่ที่ 4 kWh/Nm³ เมื่อนำไฮโดรเจนที่ได้ไปผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้การนำอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิด SOEC มาผลิตไฮโดรเจนสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าเมื่อเทียบกับชนิด PEMEC และ AEC นอกจากนั้นการนำไฮโดรเจนที่ผลิตได้มาทดแทนแก๊สธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า การใช้อิเล็กโทรไลเซอร์ชนิด SOEC มาผลิตไฮโดรเจน จะสามารถทดแทนได้นานกว่าการใช้แก๊สธรรมชาติชนิดอื่น เนื่องจากปริมาณไฮโดรเจนที่ผลิตได้มากกว่า ส่งผลให้สามารถลดปริมาณการปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ ได้มากกว่าการใช้แก๊สธรรมชาติชนิดอื่นด้วย

ตารางที่ 14 ปริมาณแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้จากการใช้ไฮโดรเจนผลิตไฟฟ้า

ระบบ		ปริมาณไฮโดรเจนที่ผลิตได้ (Nm ³ /ปี)	ปริมาณแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้ (tCO ₂ /ปี)
เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell)	อิเล็กโทรไลเซอร์		
	Alkaline	156,145,360	83,152.11
	PEM	156,145,360	83,152.11
	SOEC	201,477,884	107,293.04

3.7 การซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจก

ปัจจุบันในการผลิตพลังงานมีการปล่อยแก๊สเรือนกระจกเป็นจำนวนมาก จึงมีนโยบายที่โน้มน้าวให้มีการหันมาผลิตพลังงานที่ลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก โดยมีการเก็บภาษีคาร์บอนจากผู้ผลิตที่ปล่อยแก๊สเรือนกระจก และการซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจก เพื่อให้ผู้ประกอบการที่ไม่มีการปล่อยแก๊สเรือนกระจกสามารถนำสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกของตัวเองมาขายได้ ซึ่งจะเป็นรายได้ที่ช่วยลดต้นทุนของโครงการให้มีต้นทุนที่ลดลง ซึ่งราคาซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในแต่ละประเทศ แสดงดังตารางที่ 15 [17] ซึ่งเป็นราคาซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในแต่ละประเทศที่แตกต่างกัน โดยราคาซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในประเทศไทยอยู่ในช่วง 1.5 – 500 บาท/tCO₂ โดยราคาการซื้อขายนั้นจะแตกต่างกันไปตามระบบที่ติดตั้ง และข้อตกลงในการซื้อขายของผู้ประกอบการ เนื่องจากตลาดของประเทศไทยยังเป็นการซื้อขายแบบสมัครใจ ไม่ใช่ตลาดซื้อขายแบบบังคับเหมือนในบางประเทศ ทำให้ราคาซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจก

ไม่สูงเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศอื่น ๆ

ตารางที่ 16 แสดงเงินที่ได้จากขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจก ซึ่งคำนวณจากปริมาณแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้ โดยใช้ราคาซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกของตลาดซื้อขายในประเทศไทยช่วงราคา 21.5 – 500 บาท/tCO₂ เมื่อพิจารณาการผลิตไฮโดรเจนจาก SOEC ปริมาณแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถลดได้ 107,293.04 tCO₂/ปี พบว่าเงินที่ได้จากการซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกอยู่ในช่วง 2,306,800.36 – 53,646,520 บาท/ปี

ตารางที่ 17 แสดงค่า LCOE ที่นำเงินที่ได้จากขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกที่ราคา 500 บาท/tCO₂ ที่ 53,646,520 บาท/ปี มาคิดรวมเป็นรายได้ของโครงการในแต่ละปี พบว่าต้นทุนทางด้านพลังงาน (LCOE) ที่คำนวณได้นั้นลดลงไม่มาก เนื่องจากราคาซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกไม่สูงเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศอื่นๆ ในอนาคตเมื่อราคาซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกสูงขึ้นช่วยให้สามารถลดต้นทุนทางด้านพลังงานได้มากขึ้น

ตารางที่ 15 ราคาซื้อขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกในแต่ละประเทศ

ประเทศ	ราคาซื้อขายสิทธิในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อ tCO ₂
Thailand	21.5 - 500 บาท (0.65 – 15.15 USD)
EU	2,949.54 บาท (89.38 USD)
California (America)	1,018.05 บาท (30.85 USD)
New Zealand	1,597.20 บาท (48.40 USD)
South Korea	490.38 บาท (14.86 USD)
Switzerland	2,758.14 บาท (83.58 USD)
UK	3,297.03 บาท (99.91 USD)
China	283.47 บาท (8.59 USD)
Germany	990 บาท (30 USD)

ตารางที่ 16 เงินที่ได้จากขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจก

ระบบ		ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่สามารถลดได้ (tCO ₂ /ปี)	เงินที่ได้จากขายสิทธิในการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก (บาท/ปี)
เซลล์ แสงอาทิตย์ (Solar cell)	อิเล็กโทรไลเซอร์		
	Alkaline	83,152.11	1,787,770.37 – 41,576,055
	PEM	83,152.11	1,787,770.37 – 41,576,055
	SOEC	107,293.04	2,306,800.36 – 53,646,520

ตารางที่ 17 ค่า LCOE เมื่อคิดรวมกับเงินที่ได้จากขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจก

ระบบ		LCOE (บาท/kWh)				เปลี่ยนแปลง (%)
เซลล์ แสงอาทิตย์ (Solar cell)	อิเล็กโทรไลเซอร์	ค่าต่ำ (ก่อน)	ค่าสูง (ก่อน)	ค่าต่ำ (หลัง)	ค่าสูง (หลัง)	
	Alkaline	12.175	16.292	11.976	16.093	1.22 – 1.63
	PEM	11.076	21.017	10.877	20.819	0.94 – 1.79
	SOEC	9.875	17.282	9.676	17.083	1.15 – 2.02

4. วิจัยผลกระทบประเมิน

การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันนั้นมีการปล่อยแก๊สเรือนกระจกปริมาณมากซึ่งเป็นสาเหตุหนึ่งที่สูงผลให้เกิดภาวะโลกร้อน อีกทั้งเชื้อเพลิงฟอสซิลเริ่มมีปริมาณลดลง ราคาซื้อขายเพิ่มขึ้น ในหลายประเทศจึงมีนโยบายการหันมาใช้พลังงานหมุนเวียนและพลังงานงานสะอาด เพื่อมาทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยในงานวิจัยนี้ได้ศึกษาการนำพลังงานหมุนเวียน คือ พลังงานแสงอาทิตย์ มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าบนพื้นที่อำเภอทับสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ขนาด 4,000 ไร่ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยนำไฟฟ้าที่ได้ไปผลิตไฮโดรเจนและขนส่งไฮโดรเจนไปยังโรงไฟฟ้าเพื่อทดแทนแก๊สธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งระบบนี้ไม่มีการปล่อยแก๊สเรือนกระจกขณะนำไปเผาไหม้ และสามารถนำสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกไปขายเป็นรายได้ที่ช่วยลดต้นทุนของระบบลง เมื่อคำนวณต้นทุนที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจนต่อหน่วยและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยและนำไปเปรียบเทียบกับระบบที่คล้ายกันในประเทศพบว่ามีความต้นทุนอยู่ในช่วงใกล้เคียงกัน [20-23] แต่ในปัจจุบันต้นทุนของระบบในงานวิจัยนี้ยังมีราคาที่สูงเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ในอนาคตเมื่อต้นทุน

ของระบบลดลง เชื้อเพลิงไฮโดรเจนจะเป็นเชื้อเพลิงสะอาดที่สามารถนำมาทดแทนแก๊สธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าได้

5. สรุปผลการศึกษา

จากผลการวิจัยพบว่า การผลิตไฮโดรเจนจากเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นที่อำเภอทับสะแก จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ขนาด 4,000 ไร่ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดพอลิคริสตัลไลน์ และอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดออกไซด์ของแข็งมีต้นทุนในการผลิตต่ำที่สุด โดยต้นทุนที่ใช้ในการผลิตไฮโดรเจนอยู่ที่ 133 บาท/kg และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ต่ำกว่า 10 บาท/kWh เล็กน้อย ซึ่งมีต้นทุนใกล้เคียงกับต่างประเทศที่ทำการวิจัยในระบบที่คล้ายกัน โดยระบบการผลิตไฮโดรเจนจากเซลล์แสงอาทิตย์นี้สามารถลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ได้สูงสุดที่ 107,293.04 tCO₂/ปี และสามารถสร้างรายได้จากการขายสิทธิในการปล่อยแก๊สเรือนกระจกได้สูงสุดที่ 53,646,520 บาท/ปี ซึ่งผลจากการวิจัยในโครงการนี้จึงสามารถเป็นโครงการนาร่องเพื่อใช้ประโยชน์ในการเป็นแนวทางสำหรับการประเมินความเป็นไปได้ในการผลิตเชื้อเพลิงสะอาดไฮโดรเจนจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนให้เห็นเป็นภาพรวมและปัจจัยสำคัญที่เกี่ยวข้องทั้งในด้าน

เศรษฐศาสตร์และสิ่งแวดล้อม ซึ่งจะนำไปสู่ความมั่นคงและเสถียรภาพทางด้านพลังงานในอนาคตต่อไป

6. ปัญหาหรืออุปสรรคที่พบ

เนื่องจากระบบการผลิตไฮโดรเจนจากเซลล์แสงอาทิตย์และการนำเอาไฮโดรเจนที่ผลิตได้ไปใช้เป็นเชื้อเพลิงทดแทนในภาคการผลิตไฟฟ้าในในประเทศไทยยังไม่ได้มีการนำมาใช้อย่างเป็นทางการและยังไม่มีการประยุกต์ใช้อย่างกว้างขวาง ข้อมูลในประเทศจึงหาได้ยากในการนำมาทำการวิจัยข้อมูลส่วนใหญ่ต้องอ้างอิงมาจากการวิจัยในต่างประเทศอีกทั้งในระบบการผลิตไฮโดรเจนจากเซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบันยังมีต้นทุนที่ค่อนข้างสูง รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บ การขนส่งและแม้กระทั่งโครงสร้างพื้นฐานในการแจกจ่ายให้ประชาชนได้เข้าถึงได้ง่ายในอนาคต เช่น ระบบท่อส่งระยะไกล หรือการลงทุนในสถานีจ่ายแก๊สต่าง ๆ เป็นต้น ยังมีมูลค่าสูงมาก ซึ่งจะต้องได้รับการสนับสนุนและผลักดันจากภาครัฐในระยะเริ่มต้น อย่างไรก็ตามก็ต้นทุนของระบบการผลิตไฮโดรเจนและเทคโนโลยีการจัดเก็บและการขนส่งมีแนวโน้มลดลงในอนาคตจากการวิจัยและพัฒนา นอกจากนี้ในหลายประเทศรวมถึงประเทศไทยได้มีนโยบายลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและเพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียนมากยิ่งขึ้น ระบบนี้จึงเป็นอีกหนึ่งทางเลือกในอนาคตเพื่อความยั่งยืนของภาคพลังงานของประเทศไทย

7. เอกสารอ้างอิง

1. Electricity Generating Authority of Thailand, Statistics of fuel usage for generating electricity in the EGAT system in 2021 [Online], Available: <https://www.egat.co.th/home/statistics-fuel-usage/>. [9 November 2021] (In Thai)
2. Suwannaporn, C., Natural Gas and the Changing Market Structure [Online], Available: <https://www.bangkokbiznews.com/blogs/columnist/102566>. [9 November 2021] (In Thai)
3. Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Handbook of Development and Investment in Renewable Energy Production, Part 2: Solar Energy [Online], Available: https://www.dede.go.th/article_attach/h_solar.pdf. [7 October 2021]

(In Thai)

4. Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Project to Improve the Solar Potential Map from Satellite Imagery for Thailand in 2017 [Online], Available: https://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=47941&filename=index. [8 October 2021] (In Thai)
5. Electricity Generating Authority of Thailand, The Cabinet has Approved a 5 MW Thap Sakae Photovoltaic Power Plant under a Budget of 631.48 Million Baht, Expecting COD in April 2015 [Online], Available: https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=370:news-560726&catid=30&Itemid=112. [6 October 2021] (In Thai)
6. Electricity Generating Authority of Thailand, EGAT opens Thap Sakae Solar Power Plant It combines the first 4 types of solar cell technology in Thailand [Online], Available: https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=1975&catid=31&Itemid=208. [6 October 2021] (In Thai)
7. Advance Energy Plus Company Limited, Environmental Impact Report 5 MW Solar Power Plant Project, Thap Sakae District, Prachuap Khiri Khan Province [Online], Available: https://www.egat.co.th/home/wp-content/uploads/2021/08/IEE_TSG.pdf. [8 October 2021]
8. ENF, Enhance Photovoltaics [Online], Available: <https://www.enfsolar.com/enhance-photovoltaics>. [10 April 2023]
9. Sunnerytech, Mono-Crystalline Solar Cell [Online], Available: <https://www.sunnerytech.com/product/460/แผงโซลาร์เซลล์-ชนิด-mono-crystalline-ขนาด-250w-มอก>. [10 April 2023] (In Thai)
10. Sunnerytech, Poly-Crystalline Solar Cell [Online], Available: <https://www.sunnerytech.com/product/17/แผงโซลาร์เซลล์-ชนิด-poly-crystalline>

ขนาด-250w-มอก. [10 April 2023] (In Thai)

11. Cummins Inc., Global Power Leader, 2020, Electrolyzer 101: What They are, How They Work and Where They Fit in a Green Economy [Online], Available: <https://www.cummins.com/news/2020/11/16/Electrolyzer-101-what-they-are-how-they-work-and-where-they-fit-green-economy>. [27 August 2021]

12. Gallandat, N., Romanowicz, K. and Züttel, A., 2017, "An Analytical Model for the Electrolyser Performance Derived from Materials Parameters," *Journal of Power and Energy Engineering*, 5 (10), pp. 34-49.

13. U.S. Department of Energy, Hydrogen Storage [Online], Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>. [5 September 2021]

14. Houchins, C. and James, B.D., 2020, Hydrogen Storage Cost Analysis [Online], Available: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review20/st100_houchins_2020_o.pdf. [9 November 2021]

15. GE Power, 2019, Power to Gas: Hydrogen for Power Generation [Online], Available: https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf. [11 April 2023]

16. ECOS, 2019, Towards techno-economic Evaluation of Renewable Hydrogen Production from Wind Curtailment and Injection into the Irish Gas Network [Online], Available: <https://www.nweurope.eu/media/6438/ecos-2019.pdf>. [10 January 2022]

17. Thailand Greenhouse Gas Management Organization, n.d., ICAP Allowance Price Explorer [Online], Available: <http://carbonmarket.tgo.or.th/index.php?lang=TH& mod=Y2hhcnQ=>. [10 August 2022]

18. Department of Alternative Energy Development and Efficiency, n.d., Handbook of Development and Investment in Renewable Energy Production, Part 2: Solar Energy [Online], Available: https://www.dede.go.th/article_attach/h_solar.pdf [7 October 2021] (In Thai)

19. Matchon, 2017, EGAT Opens Thap Sakae Solar Power Plant It Combines the First 4 Types of Solar Cell Technology in Thailand [Online], Available: https://www.matchon.co.th/economy/news_559048. [6 October 2021] (In Thai)

20. Berrada, A. and Laasmi, A.M., 2021, "Technical-economic and Socio-political Assessment of Hydrogen Production from Solar Energy," *Journal of Energy Storage*, 44, pp. 1-15.

21. Brändle, G., Schönfisch, M. and Schulte, S., 2021, "Estimating Long-term Global Supply Costs for Low-carbon Hydrogen," *Applied Energy*, 302, pp. 1-27.

22. Hurtubia, B. and Sauma, E., 2021, "Economic and Environmental Analysis of Hydrogen Production When Complementing Renewable Energy Generation with Grid Electricity," *Applied Energy*, 304, pp. 1-13.

23. Touili, S., Merrouni, A.A., Hassouani, E.Y., Amrani, I.A. and Rachidi, S., 2020, "Analysis of The Yield and Production Cost of Large-scale Electrolytic Hydrogen from Different Solar Technologies and Under Several Moroccan Climate Zones," *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (51), pp. 26785-26799.