

**การประเมินผลกระทบทางเศรษฐกิจของการเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงก๊าซไฮโดรเจน
แทนก๊าซธรรมชาติในการผลิตกระแสไฟฟ้าในโรงงานไฟฟ้าขนาดใหญ่**
**Economic Impact Evaluation of Switching from Natural Gas to Hydrogen
for Electricity Generation in Large Power Plant**

วิลาวัลย์ หนักอาจ*¹ คมสัน สุริยะ² และจิราคม สิริศรีสกุลชัย³
Wilawan Nakard Komsan Suriya and Jirakom Sirisrisakulchai

บทคัดย่อ

การศึกษานี้มีจุดมุ่งหมายเพื่อประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติไปสู่อิทธิพลในการผลิตกระแสไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ของประเทศไทยสืบเนื่องจากแรงกดดันจากมาตรการ CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) ของสหภาพยุโรปซึ่งบังคับให้สินค้าที่จะส่งเข้ามายังสหภาพยุโรปต้องผ่านเกณฑ์การใช้พลังงานสะอาด มิเช่นนั้นจะต้องถูกเรียกเก็บค่าปรับเพื่อให้ราคาสูงขึ้น ซึ่งหากประเทศไทยยังคงใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลักอาจทำให้สูญเสียมูลค่าการส่งออกไปยังสหภาพยุโรปประมาณปีละมากกว่า 10,000 ล้านบาท การเปลี่ยนมาใช้พลังงานไฮโดรเจนจึงอาจเป็นทางเลือกเดียวที่ทำให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายการใช้พลังงานสะอาดตามเกณฑ์ที่จะได้รับการยกเว้นจากมาตรการ CBAM

ในการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนทางเศรษฐกิจได้เปรียบเทียบโรงไฟฟ้าสองประเภท คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติ และโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซไฮโดรเจนที่ได้มาจากกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยกำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้า 3 ขนาด คือ 100MW 500MW และ 1,000 MW ด้วยจำนวนโรงไฟฟ้าที่ทำให้ประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานสะอาดทั้งที่ผลิตได้อยู่แล้วและผลิตเพิ่มขึ้นจากการใช้ก๊าซไฮโดรเจนนี้รวมแล้วไม่น้อยกว่าร้อยละ 55 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ทั้งนี้พิจารณาต้นทุนใน 3 ส่วน คือ การผลิตก๊าซไฮโดรเจน การขนส่งไฮโดรเจนเข้าสู่โรงไฟฟ้า และการเปลี่ยนแปลงห้องปฏิกรณ์ของโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับการใช้ก๊าซไฮโดรเจน และพิจารณาผลประโยชน์ที่ได้ คือ การรักษามูลค่าการส่งออกของสินค้าที่อยู่ภายใต้มาตรการ CBAM ซึ่งเปลี่ยนแปลงตามอัตราการเติบโตที่เกิดขึ้นตามปกติไว้ได้ทั้งหมด

การศึกษาได้จำแนกออกเป็น 3 กรณี คือ กรณีที่ 1 การเปลี่ยนโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับก๊าซไฮโดรเจน โดยการผลิตก๊าซไฮโดรเจนกลางอ่าวไทยแล้วขนส่งมายังโรงไฟฟ้า กรณีที่ 2 การติดตั้งเครื่องผลิตไฮโดรเจนสีเขียวด้านหน้าโรงไฟฟ้าในระยะทาง 2 กิโลเมตร และกรณีที่ 3 การลงทุนติดตั้งเครื่องผลิตไฮโดรเจนสีเขียวด้านหน้าโรงไฟฟ้าในระยะทาง 2 กิโลเมตร แต่เริ่มการลงทุนในปีที่ 10 เมื่อคาดว่าราคาของเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้ามีราคาถูกลงครึ่งหนึ่ง

* Corresponding author. E-mail: packwilawan@gmail.com

¹ นักศึกษาปริญญาโท หลักสูตรเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (ภาคพิเศษ) คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

² รองศาสตราจารย์ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

³ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

ผลการศึกษาพบว่าต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนทั้งสามกรณีสูงกว่าผลประโยชน์ที่จะได้รับ ทำให้ค่า NPV ติดลบ และค่า B/C Ratio น้อยกว่าหนึ่ง และไม่ว่าจะใช้เวลานานเท่าใดก็ไม่สามารถคืนทุนได้ ทำให้สรุปได้ว่าการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ใช้ก๊าซไฮโดรเจนแทนก๊าซธรรมชาติเพื่อเป้าหมายในการผ่านเกณฑ์ CBAM ของสหภาพยุโรปยังไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจ ดังนั้น ทางออกของการแก้ปัญหาเรื่อง CBAM จึงจะต้องหันไปใช้นโยบายการค้าระหว่างประเทศในการเปิดตลาดเพื่อนำสินค้าที่ได้รับผลกระทบไปจำหน่ายยังประเทศอื่นมากกว่าที่จะใช้นโยบายด้านพลังงานสะอาด

คำสำคัญ : โรงไฟฟ้า, ก๊าซไฮโดรเจน, ความคุ้มค่าในการลงทุน, ห่วงโซ่อุปทานของโลก, มาตรการ CBAM

ABSTRACT

This study aims to evaluate the economic feasibility of switching from natural gas to hydrogen gas for electricity generation in large power plants in Thailand. This shift is prompted by pressure from the European Union's Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), which requires exported products to the EU to meet clean energy standards. Otherwise, the products are subjected to fines which increase the prices. If Thailand continues to rely primarily on fossil fuels, it risks losing over 10 billion baht annually in export value to the EU. Therefore, transitioning to hydrogen energy may be the only viable option for Thailand to meet the clean energy criteria necessary to be exempt from CBAM measures.

The economic cost-benefit analysis compares two types of power plants: those that use a mix of hydrogen and natural gas, and those that use hydrogen alone, produced through electrolysis. The study considers three plant capacities—100 MW, 500 MW, and 1,000 MW—designed to ensure that Thailand's clean electricity production (from both existing and new hydrogen-based generation) reaches no less than 55% of total power generation capacity. The analysis incorporates costs in three areas: hydrogen production, hydrogen transportation to the power plant, and modification of the plant's combustion chamber to accommodate hydrogen use. The benefit considered is the preservation of export value for products subject to CBAM, assuming normal growth trends.

The study is divided into three cases: Case 1: Converting natural gas power plants to accommodate hydrogen by producing hydrogen in the Gulf of Thailand and transporting it to the power plants. Case 2: Installing green hydrogen production units in front of the power plants at a distance of 2 kilometers. Case 3: Investing in the installation of green hydrogen production units in front of the power plants at a distance of 2 kilometers, but beginning the investment in the 10th year when the price of electrolyzers is expected to fall by half.

The findings reveal that the costs of electricity generation in all three cases are higher than the expected benefits, resulting in a negative Net Present Value (NPV), a Benefit-Cost Ratio (B/C Ratio) below one, and a payback period that is unattainable within any reasonable

timeframe. It is therefore concluded that investing in large-scale hydrogen-powered electricity plants solely to meet CBAM requirements is not economically viable. Consequently, the recommended solution is not to rely solely on clean energy policies, but rather to adopt international trade strategies that open alternative markets for affected products, shifting exports to other countries instead of focusing exclusively on the EU.

Keyword : Power Plants, Hydrogen Gas, Return on Investment, Global Supply Chain, Carbon Border Adjustment Mechanism

ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ประเทศไทยกำลังเผชิญแรงกดดันจากมาตรการปรับคาร์บอนข้ามพรมแดน (CBAM) ของสหภาพยุโรป ซึ่งบังคับให้สินค้าที่ส่งออกไปยังยุโรปต้องผ่านเกณฑ์การใช้พลังงานสะอาด มิฉะนั้นจะถูกเรียกเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนเพิ่มเติม มูลค่าการส่งออกที่อาจสูญเสียไปมีมากกว่า 10,000 ล้านบาทต่อปี การหาทางออกเพื่อรักษาความสามารถทางการแข่งขันในตลาดโลกจึงมีความสำคัญอย่างยิ่ง โดยเฉพาะต่อภาคอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานเข้มข้น เช่น เหล็ก ปูน และไฟฟ้า

ในระดับโครงสร้างพลังงาน ไทยยังพึ่งพาก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นหลัก พลังงานหมุนเวียนยังมีสัดส่วนไม่เพียงพอที่จะทำให้ผ่านเกณฑ์พลังงานสะอาดของคู่ค้า การใช้ก๊าซไฮโดรเจนจึงถูกมองว่าเป็นทางเลือกสำคัญที่จะช่วยยกระดับสัดส่วนพลังงานสะอาดในการผลิตไฟฟ้า ถึงแม้จะมีข้อจำกัดด้านต้นทุนที่สูงและความไม่แน่นอนทางเทคโนโลยี แต่ก็เป็นแนวทางที่สอดคล้องกับเป้าหมาย Net Zero ในอนาคต

ดังนั้น การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติไปสู่ไฮโดรเจนจึงมีความสำคัญทั้งในเชิงวิชาการและเชิงนโยบาย ผลการประเมินจะช่วยกำหนดทิศทางการลงทุนด้านพลังงาน การปรับตัวต่อมาตรการการค้าระหว่างประเทศ และการวางแผนระยะยาวในการสร้างสมดุลระหว่างความมั่นคงทางพลังงานกับความสามารถทางการแข่งขันของเศรษฐกิจไทย

วัตถุประสงค์ในการศึกษา

1. ศึกษาต้นทุนของการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยก๊าซไฮโดรเจนแทนก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในประเทศไทย
2. ศึกษาผลประโยชน์ของการยังคงเป็นส่วนหนึ่งของห่วงโซ่อุปทานของโลกในกลุ่มที่ให้ความสำคัญกับการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น
3. ศึกษาความคุ้มค่าในภาพรวมของการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยก๊าซไฮโดรเจนแทนก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ของประเทศไทย

วิธีการศึกษา

งานวิจัยนี้ใช้การวิเคราะห์ต้นทุน-ผลตอบแทน (Cost-Benefit Analysis) โดยเปรียบเทียบระหว่างโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติผสมกับไฮโดรเจน และโรงไฟฟ้าที่ใช้ไฮโดรเจนเพียงอย่างเดียว ซึ่งผลิตจากการแยกน้ำ

ด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) การวิเคราะห์ครอบคลุมขนาดโรงไฟฟ้า 100 MW, 500 MW และ 1,000 MW เพื่อสะท้อนผลกระทบต่อระบบพลังงานในหลายระดับกำลังผลิต

ต้นทุนที่นำมาพิจารณาประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ได้แก่ (1) การผลิตไฮโดรเจน (2) การขนส่งก๊าซเข้าสู่โรงไฟฟ้า และ (3) การปรับเปลี่ยนห้องเผาไหม้เพื่อรองรับเชื้อเพลิงใหม่ ขณะที่ผลประโยชน์ที่พิจารณา คือ มูลค่าการส่งออกที่สามารถรักษาไว้ได้จากการหลีกเลี่ยงการถูกเก็บ CBAM โดยตั้งสมมติฐานว่ามูลค่าการส่งออกจะเติบโตตามแนวโน้มปกติ

นอกจากนี้ การศึกษาได้จำแนกเป็น 3 กรณี ได้แก่ **กรณีที่ 1** ผลิตไฮโดรเจนในอ่าวไทยและขนส่งเข้ามายังโรงไฟฟ้า **กรณีที่ 2** ติดตั้งเครื่องผลิตไฮโดรเจนสีเขียวใกล้โรงไฟฟ้าในระยะ 2 กิโลเมตร และ **กรณีที่ 3** ลงทุนติดตั้งเครื่องผลิตไฮโดรเจนสีเขียวในปีที่ 10 โดยคาดว่าต้นทุนเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าจะลดลงครึ่งหนึ่ง วิธีการเช่นนี้ทำให้ได้ข้อมูลเชิงปริมาณที่สามารถสะท้อนต้นทุนและผลตอบแทนได้ในหลายมุมมอง

ผลการศึกษา

ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่าการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซไฮโดรเจนไม่ว่าจะในกรณีใดมีต้นทุนสูงกว่าผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ มูลค่าปัจจุบันสุทธิสะสม (Cumulative NPV) เป็นลบ และค่า Benefit-Cost Ratio (B/C) ต่ำกว่าหนึ่งทุกกรณี สะท้อนว่าการลงทุนลักษณะนี้ยังไม่มีคุณค่าทางเศรษฐศาสตร์ในปัจจุบัน และไม่สามารถคืนทุนได้แม้ในระยะยาว

กรณีการลงทุนในปีที่ 10 แม้จะคาดว่าต้นทุนอิเล็กโทรไลเซอร์ลดลงครึ่งหนึ่ง แต่ก็ยังไม่เพียงพอที่จะทำให้โครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจ ผลลัพธ์เช่นนี้ชี้ว่าการพึ่งพาเพียงมาตรการพลังงานสะอาด จะไม่สามารถแก้ปัญหาการส่งออกที่เกิดจากมาตรการ CBAM ได้

ตารางที่ 1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิสะสม (Cumulative NPV) เมื่อถึงปีที่ 50 ของการลงทุนในโรงไฟฟ้าแต่ละกรณี

ปี	Cumulative NPV ของโรงไฟฟ้า ขนาด 100 MW (ล้านบาท)	Cumulative NPV ของโรงไฟฟ้า ขนาด 500 MW (ล้านบาท)	Cumulative NPV ของโรงไฟฟ้า ขนาด 1,000 MW (ล้านบาท)
กรณีที่ 1	-1,357,731	-1,088,267	-1,178,338
กรณีที่ 2	-903,866	-793,620	-808,733
กรณีที่ 3	-870,547	-775,524	-825,519

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 1 แสดงให้เห็นถึงมูลค่าปัจจุบันสุทธิสะสม (Cumulative NPV) ของการลงทุนโรงไฟฟ้าไฮโดรเจนในระยะเวลา 50 ปี พบว่า ทุกกรณีศึกษาไม่ว่าจะเป็นโรงไฟฟ้าขนาด 100 MW, 500 MW หรือ 1,000 MW ต่างมีค่า NPV ติดลบทั้งหมด โดยกรณีที่ 1 (การผลิตไฮโดรเจนในอ่าวไทยและขนส่งมายังโรงไฟฟ้า) มีค่า NPV ติดลบมากที่สุด โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าขนาด 100 MW ที่ติดลบสูงถึง -1,357,731 ล้านบาท ส่วนกรณีที่ 2 และ 3 ซึ่งใช้การติดตั้งเครื่องผลิตไฮโดรเจนใกล้โรงไฟฟ้า แม้จะมีผลขาดทุนเช่นเดียวกัน แต่มีมูลค่าติดลบ

ที่ต่ำกว่า โดยกรณีที่ 3 (ลงทุนในปีที่ 10 เมื่อราคาเครื่องอิเล็กทรอนิกส์ลดลงครึ่งหนึ่ง) มีผลการขาดทุนน้อยที่สุด แต่ก็ยังเป็นตัวเลขระดับหลายแสนล้านบาท แสดงให้เห็นว่าทั้งสามแนวทางยังไม่สามารถสร้างความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ได้

ตารางที่ 2 อัตราส่วนผลได้ต่อต้นทุน (B/C Ratio) เมื่อคำนวณจากผลได้และต้นทุนที่คิดเป็นมูลค่าปัจจุบันสะสม เมื่อถึงปีที่ 50 ของการลงทุนในโรงไฟฟ้าแต่ละกรณี

ปี	B/C ratio ของโรงไฟฟ้า ขนาด 100 MW (เท่า)	B/C ratio ของโรงไฟฟ้า ขนาด 500 MW (เท่า)	B/C ratio ของโรงไฟฟ้า ขนาด 1,000 MW (เท่า)
กรณีที่ 1	0.0418	0.0516	0.0478
กรณีที่ 2	0.0615	0.0694	0.0682
กรณีที่ 3	0.0637	0.0709	0.0669

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 2 แสดงอัตราส่วนผลได้ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C Ratio) ในช่วงเวลาเดียวกัน ผลการคำนวณยืนยันข้อสรุปข้างต้นว่า โครงการทั้งหมดไม่มีความคุ้มค่า เนื่องจากค่า B/C Ratio ในทุกกรณีต่ำกว่า 1 อย่างมาก โดยกรณีที่ 1 มีค่า B/C Ratio ต่ำที่สุด อยู่ในช่วงเพียง 0.0418–0.0516 เท่า ส่วนกรณีที่ 2 และกรณีที่ 3 แม้จะดีกว่า แต่ก็มีค่าเพียง 0.06–0.07 เท่า ซึ่งยังห่างจากเกณฑ์ความคุ้มค่าที่ควรมีค่ามากกว่า 1 เพื่อแสดงถึงผลประโยชน์ที่สูงกว่าต้นทุน

ดังนั้น การใช้ก๊าซไฮโดรเจนแทนก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพื่อจุดประสงค์การผ่านเกณฑ์ CBAM ยังไม่ใช่แนวทางที่เหมาะสมในเชิงต้นทุน-ผลตอบแทน ข้อค้นพบนี้มีนัยสำคัญต่อการกำหนดทิศทางนโยบายพลังงานและการค้าระหว่างประเทศของไทย

สรุปผลการศึกษา

การศึกษานี้ได้ยืนยันว่าแม้ไฮโดรเจนจะเป็นพลังงานแห่งอนาคต แต่การลงทุนในโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ใช้ไฮโดรเจนแทนก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันยังไม่สามารถสร้างความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ เพราะต้นทุนการผลิตก๊าซไฮโดรเจน การขนส่ง และการปรับโครงสร้างโรงไฟฟ้าสูงเกินกว่าผลประโยชน์ที่ได้จากการรักษามูลค่าการส่งออกของไทยไปยังสหภาพยุโรปเฉพาะในรายการสินค้าที่ได้รับผลกระทบจากมาตรการ CBAM

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

1. ภาครัฐควรพัฒนาแผนการปรับตัวด้านการค้าระหว่างประเทศ โดยหาตลาดใหม่สำหรับสินค้าที่ได้รับผลกระทบจาก CBAM เพื่อลดการพึ่งพาทลาดยุโรปเพียงอย่างเดียว กลยุทธ์นี้จะช่วยกระจายความเสี่ยงและรักษามูลค่าการส่งออกในระยะสั้น ขณะเดียวกันควรใช้การทูตเชิงพาณิชย์เพื่อเจรจากับประเทศคู่ค้าในภูมิภาคเอเชียและตลาดเกิดใหม่

2. รัฐบาลควรลงทุนด้านวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจน เพื่อสร้างความพร้อมในอนาคต แม้ปัจจุบันไม่คุ้มค่า แต่การสนับสนุนโครงสร้างพื้นฐานและการทดสอบเชิงพาณิชย์ขนาดเล็กจะช่วยให้ไทยมีความสามารถในการแข่งขันได้ในระยะยาวเมื่อเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องต่าง ๆ มีต้นทุนต่ำลง

3. ภาคพลังงานไทยควรเดินหน้าเชิงผสมผสาน โดยไม่พึ่งพาไฮโดรเจนเพียงอย่างเดียว แต่ควรเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน ส่งเสริมประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และกำหนดมาตรการสนับสนุนที่สมดุลระหว่างความมั่นคงด้านพลังงานและความยั่งยืนทางเศรษฐกิจ การกำหนดนโยบายควรมุ่งให้เกิดการเปลี่ยนผ่านที่เป็นขั้นตอนและสอดคล้องกับศักยภาพของประเทศ

เอกสารอ้างอิง

กัญญ์ฐ์ บุตรดี. 2565. อิโคซิสเต็มพลังงานสะอาด ตอบสนองนักลงทุนพื้นที่ “อีอีซี”. กรุงเทพฯ: 12 มิถุนายน 2565. [Online] <https://www.bangkokbiznews.com/business/1009229>.

กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อม. (2567, ธันวาคม). แผนปฏิบัติการด้านการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศ ปี พ.ศ. 2564 – 2573.

กนิศ อ่ำสกุล. (4 ตุลาคม 2566). CBAM ผลกระทบและแนวทางในการเตรียมตัวของผู้ประกอบการไทย.

กองบรรณาธิการ GreenNews. (19 กรกฎาคม 2567). “แผน PDP 2024 รังไทยสู่เป้าคาร์บอนต่ำ” TDRI สรุปพร้อม 3 ข้อเสนอปรับใหญ่.

หุตุ สิริวรการวิชัย. (17 กรกฎาคม 2567). Why Carbon Market? The Series: ตอนที่ 1 ความสำคัญของตลาดคาร์บอน. Sustainable Capital Market Development.

<https://setsustainability.com/libraries/1327/item/-carbon-market-the-solution-to-net-zero->บริษัท เทคโนโลยี มีเดีย จำกัด. (19 พฤศจิกายน 2564). COP26 กับบทบาทประเทศไทยในการรับมือการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ.

<https://www.greennetworkthailand.com/cop26%E0%B8%9B%E0%B8%A3%E0%B8%B0%E0%B9%80%E0%B8%97%E0%B8%A8%E0%B9%84%E0%B8%97%E0%B8%A2/>

ฝ่ายนวัตกรรมและพัฒนากำกับกิจการพลังงาน, สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2566, สิงหาคม). ไฮโดรเจน : อนาคตแห่งพลังงานโลก (ตอนที่ 3). <https://www.erc.or.th/th/energy-articles/2890>

วรพัทธ์ ฐิตะดิกล. (28, มีนาคม 2567). ผลกระทบจากมาตรการ CBAM ต่อการส่งออกสินค้าไปสหภาพยุโรป. [เอกสารนำเสนอในที่ประชุม]. อาคารศูนย์ประชุมอุทยานวิทยาศาสตร์ประเทศไทย.

ศูนย์ประสานงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและความหลากหลายทางชีวภาพ จังหวัดนครนายก. (7 ธันวาคม 2566). วิชิต Embedded Emissions CBAM.

<https://nakhonnayok.mnre.go.th/th/news/detail/171544>

ศูนย์องค์ความรู้ด้านทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. (26 เมษายน 2567). คาร์บอนเครดิต ไม่ใช่ สิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก. <https://hub.mnre.go.th/th/knowledge/detail/65785>

สำนักงานนโยบายและยุทธศาสตร์การค้า. (10 มกราคม 2567). สนค. แนะนำ เตรียมความพร้อมให้สินค้าอุตสาหกรรมไทย ในช่วงระยะเวลาเปลี่ยนผ่านของมาตรการ CBAM.

สถาบันการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ. (2566, กรกฎาคม). กลไกการปรับคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดนของสหภาพยุโรป ฉบับปรับปรุง.

อรินันท์ สว่างใจ. (10 กันยายน 2564). โครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน. สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.
https://erdi.cmu.ac.th/website_new/?p=3812

Bhandari, Ramchandra and Ronak Rakesh Shah. 2021. “Hydrogen as energy carrier: Techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in Germany,” *Renewable Energy* 177: pp.915-931

Brookings Institution. (2022). India and CBAM: Opportunities and Challenges.

Carbon Market Watch. (2021). Designing a Fair and Effective CBAM.

Carbon Tracker. (2020). Natural Gas and the Energy Transition: Stranded Assets Risk.

Centre for European Policy Studies (CEPS). (2020). Carbon Border Adjustment Mechanism: Impact on EU and Global Trade.

China Dialogue. (2021). China's Response to the EU CBAM.

Deloitte. (2021). The Carbon Border Adjustment Mechanism: Implications for Global Trade.

Dimitrios, Apostolou. 2020. “Optimisation of a hydrogen production – storage – re-powering system participating in electricity and transportation markets. A case study for Denmark,” *Applied Energy* 265, 114800

European Commission. (2020). A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe.

European Commission. (2021). Carbon Border Adjustment Mechanism Proposal.

European Commission. (2021, July 14). Fit for 55: Delivering the EU’s 2030 Climate Target on the Way to Climate Neutrality.

European Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition (ERCST). (2021). CBAM: Design, Implementation, and Effects.

European Parliament. (2022). Carbon Border Adjustment Mechanism: The Parliament's Position.

General Electric (GE). (2020). Powering the Future: Natural Gas and Power Generation.

General Electric (GE). (2020). Hydrogen as a Fuel for Gas Turbines.

Grimm, Alexa, Wouter A. de Jong and Gert Jan Kramer. 2020. “Renewable hydrogen production: A technoeconomic comparison of photoelectrochemical cells and photovoltaic-electrolysis,” *International Journal of Hydrogen Energy* 45: pp. 22545-22555.

Hydrogen Council. (2020). Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective.

IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis). (2021). Natural Gas Power Generation: Risks and Opportunities in a Changing Market.

International Energy Agency (IEA). (2019). The Future of Hydrogen.

International Renewable Energy Agency. (2019). Hydrogen: A Renewable Energy Perspective.

International Energy Agency (IEA). (2019). The Role of Gas in Today’s Energy Transitions.

- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050.
- Kakoulaki, G. et al. 2021. “Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables,” *Energy Conversion and Management* 228, 113649.
- Kaniz Farhana, Abu Shadate Faisal Mahamude and Kumaran Kadirgama. (2024). Comparing hydrogen fuel cost of production from various sources - a competitive analysis. *Energy Conversion and Management*, Volume 302 (118088).
- McDonagh, Shane et al. 2020. “Hydrogen from offshore wind: Investor perspective on the profitability of a hybrid system including for curtailment,” *Applied Energy* 265, 114732
- MIT Energy Initiative. (2011). The Future of Natural Gas.
- PwC. (2021). CBAM: How Companies Should Prepare for Carbon Border Tax.
- Rabiee, Abbas, Andrew Keane and Alireza Soroudi. 2021. “Green hydrogen: A new flexibility source for security constrained scheduling of power systems with renewable energies,” *International Journal of Hydrogen Energy* 46: pp. 19270-19284
- Schlund, D. & Schönfisch, M. 202. “Analysing the impact of a renewable hydrogen quota on the European electricity and natural gas markets,” *Applied Energy Open Access* Volume 30415, Article number 117666
- Tang, Ou et al. 2021. “Hydrogen production in the Swedish power sector: Considering operational volatilities and long-term uncertainties,” *Energy Policy* 148, 111990
- The International Chamber of Commerce (ICC). (2021). Business Perspective on the EU CBAM.
- The International Gas Union (IGU). (2020). The Role of Hydrogen in the Energy Sector.
- US Department of Energy (DOE). (2020). Hydrogen Program Plan.
- Wang, Ligang et al. 2019. “Power-to-fuels via solid-oxide electrolyzer: Operating window and techno-economics,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 110: pp. 174-187
- World Bank. (2021). The Role of Natural Gas in Power Sector Decarbonization.
- World Resources Institute (WRI). (2021). What the EU's Carbon Border Adjustment Mechanism Means for Global Climate Action.
- World Trade Organization (WTO). (2020). CBAM and Its Compatibility with WTO Rules.