



การศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิค เศรษฐศาสตร์ และสิ่งแวดล้อมของกระบวนการผลิตดีเซลสังเคราะห์จากก๊าซธรรมชาติตลอดวัฏจักรชีวิต ปิ่นนรี เกาะสมัน¹ ปวีณา ประไพหยง¹ ชัยวัฒน์ ประไพหยง² สุวิมล วงศ์สกุลเกส² วิภาดา วราร์บัตนบุรีวิทย์¹ และ กานติส สุตสาคร^{1*}

¹ ภาควิชาวิศวกรรมเคมี, คณะวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

² ภาควิชาวิศวกรรมเคมี, คณะวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

* ผู้ประสานงานเผยแพร่ (Corresponding Author), E-mail: fengkdsk@ku.ac.th

วันที่รับบทความ: 30 สิงหาคม 2568; วันที่ทบทวนบทความ: 24 มีนาคม 2569; วันที่ตอบรับบทความ: 30 มีนาคม 2569

วันที่เผยแพร่ออนไลน์: 21 เมษายน 2569

บทคัดย่อ: งานวิจัยนี้ศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิค เศรษฐศาสตร์ และสิ่งแวดล้อมของการผลิตดีเซลสังเคราะห์ 2,500 bbl/d โดยใช้กระบวนการออโตเทอร์มัลรีฟอร์มมิงควบคู่กับฟิชเชอร์-โทรปส์ โดยเปรียบเทียบสองแนวทางการจัดการพลังงาน (1) ปลดปล่อยพลังงานส่วนเกินทิ้ง และ (2) นำพลังงานส่วนเกินกลับมาใช้ ผลการวิเคราะห์พบว่ากรณีที่ 2 ลดการใช้ทรัพยากรอย่างมีนัยสำคัญ ได้แก่ น้ำหล่อเย็น 8,948,042 kg/d ความร้อน 2,241 MMBtu/d และไฟฟ้า 784,662 kWh/d เมื่อเทียบกับกรณีแรก ซึ่งต้องพึ่งพาพลังงานภายนอกสูงกว่า นอกจากนี้ กรณีที่สองให้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์สูงกว่า โดยมี ROI 13.66%, IRR 13.81% ต่อปี, NPV 65 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และระยะคืนทุนสั้นกว่าที่ 6 ปี 10 เดือน การจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพยังช่วยลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม เช่น ความเป็นพิษต่อมนุษย์ ความขาดแคลนทรัพยากรฟอสซิล และภาวะโลกร้อน งานวิจัยนี้ชี้ให้เห็นถึงศักยภาพของการพัฒนากระบวนการผลิตเชื้อเพลิงสะอาด เพื่อสนับสนุนเป้าหมายพลังงานยั่งยืนและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย

คำสำคัญ: ฟิชเชอร์-โทรปส์; ก๊าซสังเคราะห์; ดีเซลสังเคราะห์; การประเมินวัฏจักรชีวิต; การประเมินเทคโนโลยีเศรษฐกิจ



Feasibility Study on Technical, Economic, and Environmental Aspects of Synthetic Diesel Production from Natural Gas throughout Its Life Cycle

Pinnaree Kohsaman¹, Paweena Prapainainar¹, Chaiwat Prapainainar²,
Suwimol Wongsakulphasatch², Viganda Varabuntoonvit¹ and Kandis Sudsakorn^{1*}

¹ Department of Chemical Engineering, Faculty of Engineering, Kasetsart University

² Department of Chemical Engineering, Faculty of Engineering,
King Mongkut's University of Technology North Bangkok

* Corresponding author, E-mail: fengkdsk@ku.ac.th

Received: 30 August 2025; Revised: 24 March 2026; Accepted: 30 March 2026

Online Published: 21 April 2026

Abstract: This study evaluates the technical, economic, and environmental feasibility of producing 2,500 bbl/d of synthetic diesel from natural gas via autothermal reforming coupled with the Fischer–Tropsch process. Two energy management approaches were compared: (1) releasing excess energy and (2) recovering excess energy for reuse. Results show that the second strategy significantly reduces resource consumption, including cooling water (8,948,042 kg/d), heat (2,241 MMBtu/d), and electricity (784,662 kWh/d), compared with the first strategy, which relies heavily on external energy. Moreover, the recovery strategy delivers superior economic performance, with a ROI of 13.66%, IRR of 13.81% per year, NPV of USD 65 million, and a payback period of 6 years and 10 months. Efficient energy management also mitigates environmental impacts, particularly human toxicity, fossil resource scarcity, and global warming. The study highlights the potential of clean fuel production processes to support sustainable energy goals and reduce greenhouse gas emissions in Thailand.

Keywords: Fischer-Tropsch; Syngas; Synthesis diesel; Life cycle assessment; Techno-economic analysis



1. บทนำ

ประเทศไทยมีทรัพยากรก๊าซธรรมชาติทั้งแหล่งบนบกและในทะเล รวมถึงมีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เพื่อส่งเสริมความมั่นคงด้านพลังงาน ทรัพยากรเหล่านี้ถือเป็นฐานสำคัญในการส่งเสริมการพัฒนาอุตสาหกรรมและเศรษฐกิจของประเทศ หนึ่งในแนวทางที่ได้รับความสนใจคือการแปรรูปก๊าซธรรมชาติเป็นก๊าซสังเคราะห์ (Syngas) และเข้าสู่กระบวนการ FT (Fischer-Tropsch) เพื่อผลิตดีเซลสังเคราะห์ที่ปราศจากซัลเฟอร์และสารประกอบอะโรมาติกส์ ซึ่งช่วยลดมลพิษจากการเผาไหม้เมื่อเทียบกับดีเซลจากการกลั่นน้ำมันดิบ กระบวนการ Gas to Liquid (GTL) เป็นเทคโนโลยีในการแปรรูปก๊าซธรรมชาติให้เป็นเชื้อเพลิงเหลวที่ได้รับการพัฒนาและใช้จริงในระดับอุตสาหกรรม ตัวอย่างเชิงพาณิชย์ที่สำคัญคือโรงงาน Shell Middle Distillate Synthesis (SMDS) ประเทศมาเลเซีย ซึ่งดำเนินการมากกว่า 30 ปี ผลิตภัณฑ์ที่ได้มีปริมาณกำมะถันต่ำ ปราศจากกลั่นและอะโรมาติกส์ มีค่าออกเทนและซีเทนสูง ทำให้ปล่อยมลพิษต่ำกว่าเชื้อเพลิงจากการกลั่นปิโตรเลียม

การผลิตก๊าซสังเคราะห์จากก๊าซธรรมชาติสามารถดำเนินการได้หลายวิธี แต่กระบวนการ ATR (Autothermal Reforming) มีข้อได้เปรียบจากการผสมข้อดีของกระบวนการ SR (Steam Reforming) ซึ่งสามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนและกระบวนการ PO (Partial Oxidation) ทำให้กระบวนการสามารถสร้างความร้อนได้เองจึงช่วยลดความต้องการพลังงานจากภายนอกได้ นอกจากนี้ ยังสามารถผลิตก๊าซสังเคราะห์ที่มีอัตราส่วนโดยโมล H_2/CO ใกล้เคียง 2:1 ซึ่งเหมาะสมสำหรับการนำไปใช้ในกระบวนการ FT

โดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา Co/Al_2O_3 เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิต

การศึกษากระบวนการ FT ได้รับความสนใจและมีการศึกษาอย่างแพร่หลายในระดับสากล ตัวอย่างเช่น Choi et al. [1] จำลองโรงงานต้นแบบสำหรับผลิตเชื้อเพลิงเหลวผ่านกระบวนการ ATR และ FT ร่วมกับการผลิตไฟฟ้า โดยมีอัตราส่วนโดยโมล H_2/CO เท่ากับ 2 กำลังการผลิตดีเซล 5,736 bbl/d และผลิตไฟฟ้าได้ 84.1 MW จากการใช้ก๊าซธรรมชาติ 2,831,680 m^3/d ต้นทุนการลงทุนรวมประมาณ \$415,000,000 ผลการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ พบว่าความคุ้มค่าของโครงการขึ้นอยู่กับราคาวัตถุดิบก๊าซธรรมชาติและราคาขายไฟฟ้าเป็นหลัก โดยในกรณีราคาก๊าซ \$0.50/MMBtu และราคาขายไฟฟ้า 3 ϕ/kWh Er-rbib et al. [2] ศึกษากระบวนการผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์ FT จากก๊าซธรรมชาติผ่านกระบวนการ DR (Dry Reforming) และ SR ควบคู่กับกระบวนการ FT โดยใช้ก๊าซธรรมชาติ 2,433 ton/d ผลิตเชื้อเพลิง ได้แก่ ดีเซลได้ 1,610 ton/d (ประมาณ 11,900 bbl/d), ก๊าซโซลีน 609 ton/d (ประมาณ 4,500 bbl/d), ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 7.2 ton/d (ประมาณ 82 bbl/d) Sudiro and Bertucco [3] จำลองและวิเคราะห์กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ 3 รูปแบบ ได้แก่ กระบวนการแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเป็นของเหลว (CTL), กระบวนการแปรสภาพถ่านหินเป็นของเหลว (CTL) และกระบวนการแบบผสม (Hybrid Process) โดยใช้วัตถุดิบคือก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเพื่อผลิตเชื้อเพลิง 100 ตัน ต่อชั่วโมง ผลการจำลองพบว่า GTL ให้ผลิตภัณฑ์ 66.7 wt%, CTL 32.5 wt% และกระบวนการแบบผสม 44.4 wt% โดย



มีการปล่อย CO₂ เท่ากับ 0.63, 4.66 และ 2.45 kg/kg ของเชื้อเพลิง ตามลำดับ การวิเคราะห์พลังงานความร้อนของกระบวนการแบบผสม พบว่าสามารถผลิตไอน้ำและไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการได้ทั้งหมด โดยมีไฟฟ้าส่วนเกิน 18.9 MW และประสิทธิภาพเชิงความร้อน (Thermal Efficiency) อยู่ที่ 54.2% หรือ 56.4% หากรวมไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้ Katiyo et al. [4] ศึกษาการผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากก๊าซชีวภาพที่ได้จากน้ำเสียชุมชนผ่านกระบวนการ FT กำลังการผลิตดีเซล 320,000 L/d (ประมาณ 2,013 bbl/d) โดยจำลองกระบวนการด้วยโปรแกรม Aspen Plus ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ พบว่ามีอัตราผลตอบแทน ROI สูงถึง 20% และสามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลา 5 ปี Campanario and Gutiérrez Ortiz [5] ศึกษากระบวนการผลิตเชื้อเพลิงสังเคราะห์ผ่านกระบวนการ SCWR (Supercritical Water Reforming) ร่วมกับกระบวนการ FT โดยใช้เฟสที่ละลายน้ำได้ที่แยกได้จากไบโอยล์ (Bio-Oil Aqueous Phase) ซึ่งเป็นผลพลอยได้จากกระบวนการไพโรไลซิสของชีวมวล เป็นวัตถุดิบในการผลิตก๊าซสังเคราะห์ ในงานวิจัยนี้กำหนดให้วัตถุดิบมีองค์ประกอบของสารอินทรีย์ละลายน้ำได้ 35%wt และน้ำ 65%wt โดยทำปฏิกิริยาที่ 220 °C, 40bar, H₂/CO = 1.70 อัตราป้อนเข้าวัตถุดิบ 60 ton/hr ผลลัพธ์จากกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงรวมได้ 887 bbl/d (ดีเซล 536 bbl/d, น้ำมันอากาศยาน 290 bbl/d, ก๊าซโซลีน 61 bbl/d) โดยคาร์บอนจากวัตถุดิบจะถูกแปรรูปเป็นเชื้อเพลิงชีวภาพได้ประมาณ 4.6 ton/hr และสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 5.3 MW โดยมีปริมาณ

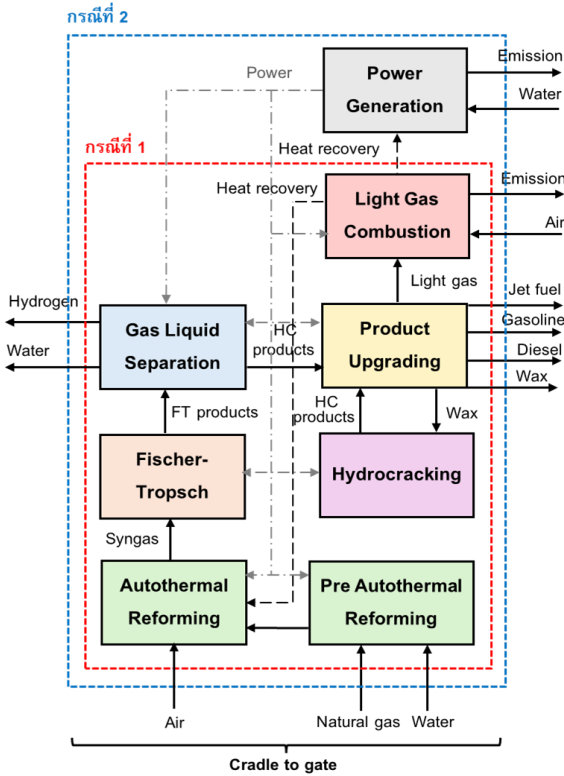
CO₂ ที่การกักเก็บเท่ากับ 0.5 kg/ kg ของสารอินทรีย์ที่ป้อนเข้า

จากการทบทวนงานวิจัยที่ผ่านมา พบว่า ยังขาดการศึกษาที่พิจารณาบทบาทของการบูรณาการพลังงาน (Energy Integration) และการนำพลังงานความร้อนส่วนเกินกลับมาใช้ใหม่ต่อต้นทุนการดำเนินงานและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมภายใต้บริบทของประเทศไทย ซึ่งมีความพร้อมด้านทรัพยากรก๊าซธรรมชาติและโครงสร้างพื้นฐานด้าน LNG ที่เอื้อต่อการพัฒนาเทคโนโลยี GTL ในระดับอุตสาหกรรม ดังนั้น งานวิจัยนี้จึงมุ่งศึกษาความเป็นไปได้เชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ (TEA) ควบคู่กับการวิเคราะห์ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมตลอดวัฏจักรชีวิต (LCA) ในระดับขั้นกลาง (Midpoint Impact) ของกระบวนการผลิตดีเซลสังเคราะห์จากก๊าซธรรมชาติ โดยเปรียบเทียบกรณีที่มีการจัดการพลังงานส่วนเกิน และกรณีที่ไม่มีการจัดการพลังงานส่วนเกิน เพื่อสนับสนุนการตัดสินใจเชิงนโยบายและการพัฒนาเทคโนโลยีในระดับอุตสาหกรรม

2. วิธีการดำเนินงาน

2.1 สร้างแบบจำลองของกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงดีเซลสังเคราะห์

กระบวนการผลิตเชื้อเพลิงดีเซลสังเคราะห์ได้รับการออกแบบและจำลองด้วยโปรแกรม Aspen Plus Version 12 โดยใช้แบบจำลองทางอุณหพลศาสตร์ Peng–Robinson Equation of State (PENG-ROB) เพื่อคำนวณสมดุลเฟสของก๊าซสังเคราะห์และไฮโดรคาร์บอนภายใต้สภาวะแรงดันสูง ดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 Block Flow Diagram ของ การผลิตเชื้อเพลิงดีเซลสังเคราะห์

กระบวนการเริ่มต้นจากการอัดก๊าซธรรมชาติและ น้ำด้วยคอมเพรสเซอร์และปั๊มตามลำดับ จากนั้นปรับ อุณหภูมิผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนก่อนเข้าสู่ เครื่องปฏิกรณ์ Pre-ATR ผลิตภัณฑ์ที่ได้จาก Pre-ATR จะถูกรวมกับอากาศที่อัดแรงดัน จนเหมาะสม และส่งเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์ ATR เพื่อผลิตก๊าซสังเคราะห์ที่สำหรับนำไปเป็นสารตั้งต้น ในกระบวนการ FT ซึ่งประกอบด้วย 4 กระบวนการย่อย ได้แก่ (1) กระบวนการ FT เพื่อเปลี่ยน ก๊าซสังเคราะห์ให้เป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอน

(2) กระบวนการแยกก๊าซเบาและน้ำ โดยใช้เครื่องแยก 3 สถานะเพื่อเพิ่มความบริสุทธิ์ของผลิตภัณฑ์ (3) กระบวนการปรับปรุงคุณภาพผลิตภัณฑ์ (4) กระบวนการ HC เพื่อเปลี่ยนแวกซ์ให้กลายเป็น ดีเซลผ่านเครื่องปฏิกรณ์ HC งานวิจัยนี้ออก แบบจำลองกำลังการผลิตเชื้อเพลิงดีเซลสังเคราะห์ กำลังการผลิต 2,500 bb/d ภายใต้สมมติฐานดังแสดง ในตารางที่ 1 โดยออกแบบให้มีการเผาไหม้ที่เกิดขึ้น จากกระบวนการผลิตแทนการปล่อยทิ้งโดยตรงเพื่อ ลดผลกระทบต่อด้านภาวะโลกร้อนทำให้มีพลังงานความร้อนส่วนหนึ่งที่เหลือจากกระบวนการ นอกจากนี้ ยังมี พลังงานความร้อนจากการลดอุณหภูมิของก๊าซ สังเคราะห์ที่จากกระบวนการ ATR และกระบวนการ FT จึงออกแบบให้มีการนำพลังงานความร้อนส่วนเกิน นี้กลับมาภายในกระบวนการทดแทนการใช้พลังงาน จากแหล่งภายนอก

ตารางที่ 1 สมมติฐานในการออกแบบจำลอง กระบวนการ

เครื่อง ปฏิกรณ์	ประเภท แบบ จำลอง	สภาวะ ดำเนิน การ	ตัวเร่ง ปฏิกริยา
- Pre-ATR [8]	RGibbs	500°C 25 bar	Ni/Al ₂ O ₃
- ATR [8]	RGibbs	1,000°C 25 bar	Ni/Al ₂ O ₃
- FT [5] ($\alpha = 0.9$)	RStoic	220 °C 20 bar	Co ₃ O ₄ / Al ₂ O ₃
- HC [5]	RStoic	360 °C 35 bar	Pt/SiO ₂ - Al ₂ O ₃



ค่า α (α , Chain Growth Probability) กำหนดไว้ที่ 0.9 เนื่องจากเป็นช่วงจำนวนคาร์บอนที่เหมาะสมสำหรับผลิตภัณฑ์ดีเซลช่วง C₁₄-C₂₀ ในงานวิจัยนี้ และได้กำหนดให้มีค่าการสูญเสียน้ำหล่อเย็นอยู่ที่ 3% ของปริมาณน้ำหมุนเวียน การสูญเสียน้ำหล่อเย็นดังกล่าวอาจเกิดจากการระเหย หรือการระบายทิ้งเพื่อลดการสะสมของแร่ธาตุและสารเคมีในระบบซึ่งจำเป็นต้องเติมน้ำใหม่อย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับน้ำและประสิทธิภาพการแลกเปลี่ยนความร้อน

2.2 สมมติฐานของการประเมินทางเศรษฐศาสตร์

พิจารณาภายใต้สมมติฐานโรงงานจะดำเนินงานต่อเนื่องตลอด 24 ชั่วโมงต่อวัน เป็นเวลา 330 วัน ตลอดอายุโครงการ 20 ปี กำหนดอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ยอมรับได้ (MARR) ไว้ที่ 10% ต่อปี ใช้สำหรับคำนวณมูลค่าปัจจุบัน ภายใต้อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล 20% และมูลค่าซากโรงงานเมื่อสิ้นสุดโครงการเท่ากับ 10% ของเงินลงทุนในสินทรัพย์ถาวร (FCI) ตัวเร่งปฏิบัติการจะถูกเปลี่ยนทุก 5 ปี ภาษีที่ดินและสิ่งปลูกสร้าง 0.7% ของเงินลงทุนในสินทรัพย์ถาวรเนื่องจากไม่พิจารณาต้นทุนในการจัดซื้อที่ดิน และใช้อัตราการแลกเปลี่ยน 34.09 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ อ้างอิงจากธนาคารแห่งประเทศไทย เดือนธันวาคม พ.ศ. 2567 ซึ่งรายละเอียดราคาวัตถุดิบค่าสาธารณูปโภค และราคาผลิตภัณฑ์ที่ใช้ในการวิเคราะห์แสดงไว้ในตารางที่ 2 ทั้งนี้ได้ดำเนินการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการโดยคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) อัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (ROI) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เพื่อประเมินศักยภาพและความเหมาะสมของการลงทุนภายใต้สมมติฐานที่กำหนด

ตารางที่ 2 รายละเอียดราคาต้นทุนวัตถุดิบ ตัวเร่งปฏิบัติการ สาธารณูปโภค และราคาขายผลิตภัณฑ์

ประเภท	รายการ	ราคาต่อหน่วย
วัตถุดิบ	ก๊าซธรรมชาติ	\$0.575/kg
	น้ำ DI	\$0.011/kg
ตัวเร่ง	นิกเกิล	\$35.360/kg
	โคบอลต์	\$56.290/kg
ปฏิบัติการ	แพลทินัม	\$35.360/kg
	น้ำหล่อเย็น	\$0.00001/kg
สาธารณูปโภค	ไฟฟ้า	\$0.091/kW
	ไฮโดรเจน	\$2.700/kg
ราคาขาย	ก๊าซโซลีน	\$1.310/L
	ดีเซล	\$0.970/L
	น้ำมันอากาศยาน	\$0.550/L
	แวกซ์	\$1.060/L

2.2.1 การปันส่วนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Allocation)

งานวิจัยนี้ใช้วิธีการปันส่วนต้นทุนตามมูลค่าทางเศรษฐกิจหรือมูลค่ายอดขายของผลิตภัณฑ์เป็นเกณฑ์ในการจัดสรร เนื่องจากกระบวนการผลิตให้ผลิตภัณฑ์หลายประเภท ดังนั้น ผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าสูงจึงถูกจัดสรรภาวะผลกระทบในสัดส่วนที่สูงกว่าผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าต่ำ [6]

2.3 การประเมินวัฏจักรชีวิต

2.3.1 กำหนดเป้าหมายและขอบเขต

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมิน TEA และ LCA ในระดับชั้นกลาง (Midpoint Impact) ของกระบวนการผลิตดีเซลสังเคราะห์จากก๊าซธรรมชาติ เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่มีการจัด



บทความวิจัย

การพลังงานส่วนเกิน และกรณีที่ไม่มีการจัดการพลังงานส่วนเกิน โดยพิจารณาในขอบเขต Cradle to Gate ดังรูปที่ 1 โดยกรณี 1 แสดงด้วยขอบเขตสีแดง และกรณีที่ 2 แสดงด้วยขอบเขตสีน้ำเงิน ซึ่งครอบคลุมตั้งแต่การได้มาของวัตถุดิบไปจนถึงการผลิตเป็นผลิตภัณฑ์ที่พร้อมสำหรับจำหน่าย ภายใต้สมมุติฐานไม่พิจารณาการขนส่งผลิตภัณฑ์

2.3.2 การปันส่วนตามพลังงาน (Energy Allocation)

งานวิจัยนี้ใช้วิธีการปันส่วนตามพลังงาน โดยกำหนดหน่วยหน้าที่ (Functional Unit) เป็น 1 MJ ของดีเซลสังเคราะห์ FT เนื่องจากกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงประกอบด้วยทั้งผลิตภัณฑ์หลัก และผลิตภัณฑ์ร่วมอื่น ๆ ที่มีค่าพลังงานความร้อน (Heating Value) และปริมาณแตกต่างกัน และมีวัตถุประสงค์หลักในการนำไปใช้เป็นแหล่งพลังงานผ่านการเผาไหม้ [7]

2.3.3 การจัดทำบัญชีรายการ

รวบรวมข้อมูลและคำนวณหาปริมาณของสารขาเข้าและสารขาออก รวมถึงสารอนุภาคที่ใช้ ซึ่งได้จากการออกแบบและจำลองกระบวนการด้วยโปรแกรม Aspen Plus

2.3.4 การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

ประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้วยโปรแกรม SimaPro Version 9.6.0 โดยใช้ฐานข้อมูล Ecoinvent โดยวิเคราะห์ครอบคลุมหมวดหมู่ของผลกระทบในระดับชั้นกลาง (Midpoint) ตามวิธีการประเมิน ReCiPe 2016 ทั้งนี้ ค่า Emission Factor ของวัตถุดิบ และพลังงานที่ใช้ในการประเมิน โดยอ้างอิงฐานข้อมูลจากโปรแกรม SimaPro Version 9.6.0 ดังนี้

1) ก๊าซธรรมชาติ: Natural Gas, High Pressure {TH}| Market for Natural Gas, High Pressure 2) น้ำ: Water, Deionised {CH}| Market for Water, Deionised 3) ไฟฟ้า: Electricity, High Voltage {TH}| Electricity Production, Natural Gas, Combined Cycle Power Plant 4) ความร้อน: Heat, District or Industrial, Natural Gas {CH}| Market for Heat, District or Industrial, Natural Gas 5) น้ำหล่อเย็น: Water, Complexly Softened {RoW}| Market for Water, Completely Softened

2.3.5 การแปรผลและประเมินผล

วิเคราะห์ข้อมูลจากผลการศึกษาเพื่อนำไปสู่ข้อสรุป และพิจารณาศักยภาพในการปรับปรุงกระบวนการผลิตโดยอิงตามผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่ประเมินจากการวิเคราะห์ LCA โดยจะแสดงผลกระทบชั้นกลาง 18 หมวดหมู่

3. ผลการดำเนินงาน

3.1 การจำลองกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงดีเซลสังเคราะห์

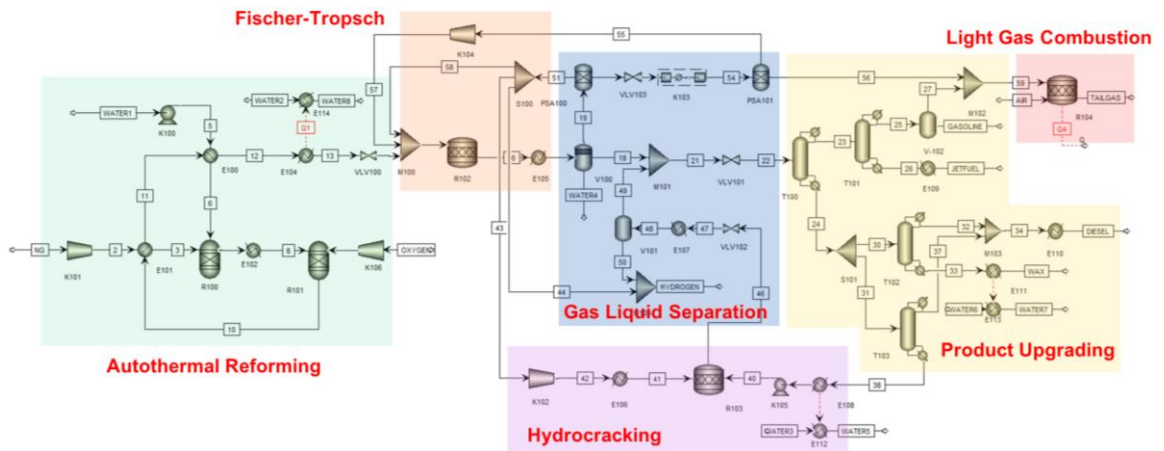
ผลการจำลองกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงดีเซลสังเคราะห์ของกรณีศึกษา 1 และ 2 แสดงไว้ในรูปที่ 2 และ 3 ตามลำดับ โดยแบบจำลองได้รับการทดสอบและตรวจสอบความถูกต้อง (Model Validation) โดยกระบวนการ ATR ได้เปรียบเทียบกับองค์ประกอบของก๊าซสังเคราะห์กับงานวิจัย Kenkel et al. [8] พบว่าค่า R^2 เท่ากับ 0.9999 และ CH_4 Conversion เท่ากับ 97% สำหรับกระบวนการ FT ได้เปรียบเทียบการกระจายตัวของผลิตภัณฑ์ไฮโดรคาร์บอนตามจำนวนอะตอมกับข้อมูล



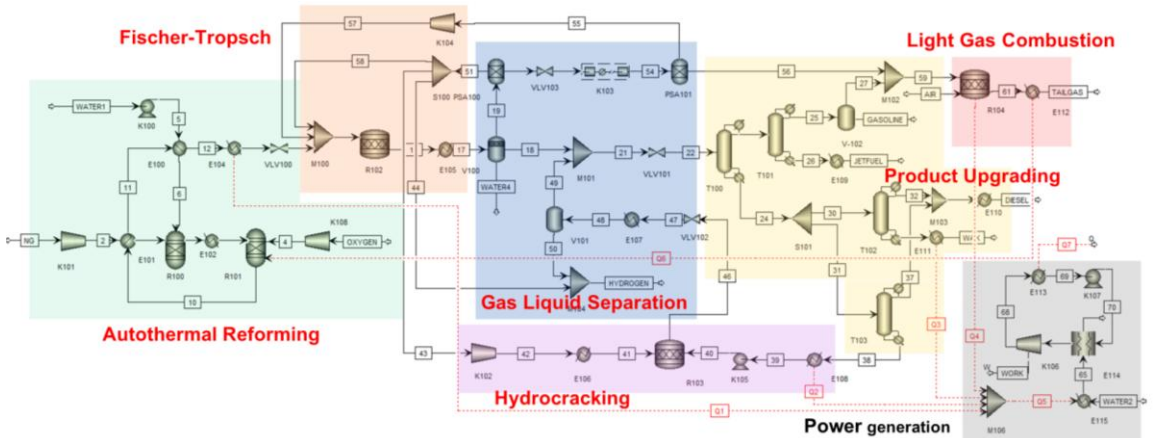
บทความวิจัย

จาก Campanario and Gutiérrez Ortiz [5] พบว่า R² เท่ากับ 0.9870 CO conversion เท่ากับ 50% สำหรับ Single Pass และ 88% สำหรับ Overall Process ซึ่งใกล้เคียงกับรายงาน Campanario and Gutiérrez Ortiz [5] ที่รายงานค่า CO conversion เท่ากับ 87% และข้อมูลจากโรงงานผลิตเชื้อเพลิง FT เซิงพาณิชย์

ของบริษัท Shell ซึ่งมีค่า CO conversion ประมาณ 94% [9] ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าแบบจำลองที่พัฒนาขึ้นมีความน่าเชื่อถือ นอกจากนี้ กระบวนการยังให้ผลิตภัณฑ์รองที่มีมูลค่า ได้แก่ ก๊าซโซลีน 892 bbl/d น้ำมันอากาศยาน 2,092 bbl/d แวกซ์ 996 bbl/d และก๊าซไฮโดรเจน 69,180 kg/d



รูปที่ 2 Process Flow Diagram ของการผลิตเชื้อเพลิงดีเซลสังเคราะห์ กรณีที่ 1



รูปที่ 3 Process Flow Diagram ของการผลิตเชื้อเพลิงดีเซลสังเคราะห์ กรณีที่ 2



บทความวิจัย

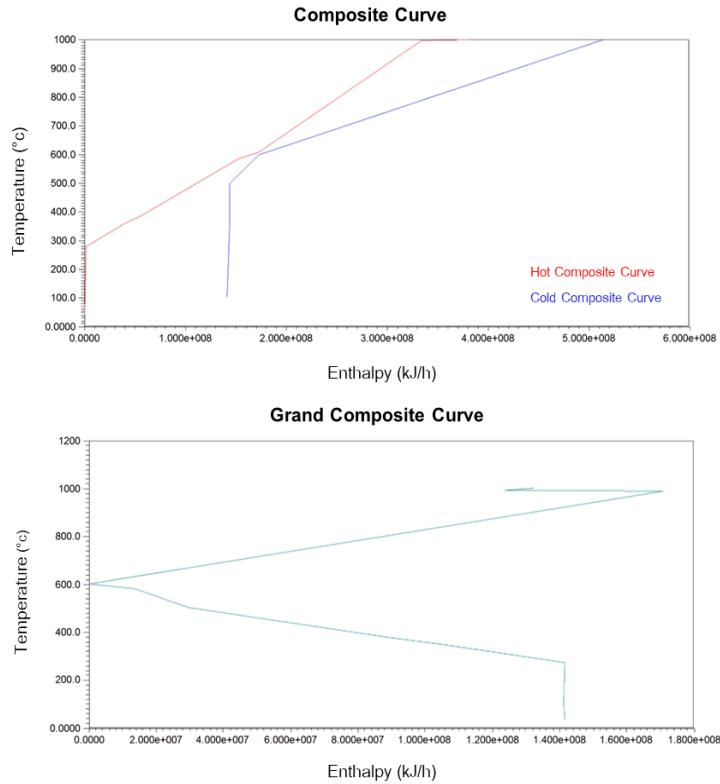
ผลการจำลอง พบว่า กระบวนการใช้วัตถุดิบก๊าซธรรมชาติประมาณ 1,192 ตันต่อวัน หรือ 0.477 ตันต่อบาร์เรล ทั้ง 2 กรณี ซึ่งสูงกว่าค่าที่รายงานโดย Er-rbib et al. [2] ใช้เพียง 0.204 ตันต่อบาร์เรล ภาเหตุสำคัญมาจากสัดส่วนการผลิตดีเซลที่ต่างกัน โดยงานวิจัย Er-rbib et al. [2] รายงานสัดส่วนดีเซล 72% ของผลิตภัณฑ์ไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด ขณะที่งานวิจัยนี้มีสัดส่วนเพียง 38% ส่งผลให้ประสิทธิภาพในการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติเป็นดีเซลต่ำกว่า เมื่อเปรียบเทียบกับอัตราการใช้ก๊าซสังเคราะห์ พบว่างานวิจัย Campanario and Gutiérrez Ortiz [5] ใช้ก๊าซสังเคราะห์เพียง 28 กิโลโมลต่อบาร์เรล โดยได้ดีเซลคิดเป็น 60% ของผลิตภัณฑ์ไฮโดรคาร์บอน ในขณะที่งานวิจัยนี้ต้องใช้ก๊าซสังเคราะห์ถึง 79 กิโลโมลต่อบาร์เรล เนื่องจากกระบวนการผลิตในงานนี้มีผลิตภัณฑ์รองหลายประเภท ซึ่งทำให้ต้องกระจายก๊าซสังเคราะห์ไปยังการผลิตผลิตภัณฑ์อื่น ๆ ส่งผลให้อัตราการใช้ก๊าซสังเคราะห์ต่อการผลิตดีเซลสูงขึ้น ทั้งนี้ เนื่องจากกรณีที่ 2 มีการกู้คืนความร้อนส่วนเกิน โดยประยุกต์ใช้เทคนิค Pinch Analysis วิเคราะห์ผ่านโปรแกรม Aspen Energy Analyzer ดังรูปที่ 4 ซึ่งผลการวิเคราะห์ พบว่า กระบวนการมี Pinch Point ที่อุณหภูมิ 600 °C โดยบริเวณเหนือ Pinch Point เป็นเขตที่มีพลังงานความร้อนส่วนเกินของกระบวนการ ดังนั้น จึงออกแบบให้นำพลังงานความร้อนส่วนเกินในโซนดังกล่าวมาใช้ในหน่วย ATR สำหรับปรับสถานะสารป้อนเข้า นอกจากนี้ พลังงานความร้อนส่วนเกินอีกส่วนหนึ่งถูกนำไปผลิตไฟฟ้าผ่านระบบ Organic Rankine Cycle (ORC) เพื่อนำมาใช้ภายในกระบวนการ ซึ่งช่วยลดความ

ต้องการใช้พลังงานจากแหล่งภายนอก ส่งผลให้ประสิทธิภาพพลังงานรวมของกระบวนการเพิ่มสูงขึ้น โดยรายละเอียดปริมาณการใช้สารอนุภาคแสดงไว้ในตารางที่ 3

จากตารางที่ 3 พบว่า ปริมาณการใช้น้ำหล่อเย็นของทั้งสองกรณีมีค่าใกล้เคียงกัน โดยมีความแตกต่างเพียง 0.43% ในด้านพลังงานความร้อน กรณีที่ 1 ใช้พลังงานความร้อนมากกว่ากรณีที่ 2 ถึง 62.35% เนื่องจากใช้เป็นแหล่งพลังงานหลักในกระบวนการ ATR ขณะที่กรณีที่ 2 สามารถกู้คืนความร้อนส่วนเกินจากระบบและนำกลับมาใช้ภายในกระบวนการเพื่อทดแทนพลังงานจากภายนอก สำหรับการใช้ไฟฟ้า กรณีที่ 1 มีความต้องการสูงกว่ากรณีที่ 2 ถึง 22.92% โดยไฟฟ้าส่วนใหญ่ใช้ในหน่วยบี้มและคอมเพรสเซอร์ ขณะที่กรณีที่ 2 สามารถนำพลังงานความร้อนส่วนเกินมาแปลงเป็นไฟฟ้า และนำกลับมาใช้ภายในกระบวนการ ส่งผลให้ลดการพึ่งพาไฟฟ้าจากแหล่งภายนอกได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 3 ปริมาณการใช้สารอนุภาคต่อการผลิตดีเซล 1 บาร์เรล

สารอนุภาค	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	% ความแตกต่าง
น้ำหล่อเย็น (kg/d)	3,594.72	3,579.22	0.43
ความร้อนจากก๊าซธรรมชาติ (MMBtu/d)	2.38	0.90	62.35
ไฟฟ้า(kWh/d)	407.20	313.86	22.92



รูปที่ 4 การวิเคราะห์ Pinch Analysis

3.2 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์

3.2.1 ผลการประเมินมูลค่าการลงทุนของโรงงาน ต้นทุนรวมของผลิตภัณฑ์ และต้นทุนต่อหน่วย และตัวชี้วัดความสามารถในการทำกำไร

การประเมินมูลค่าการลงทุน ดังตารางที่ 4 ประเมินตามสัดส่วนจากราคาของอุปกรณ์หลัก ในกระบวนการผลิตโรงงานประเภท Fluid Processing Plant โดยการคำนวณต้นทุนในการก่อสร้างโรงงานทั้งหมด (TCI) ประกอบด้วยเงินลงทุนในสินทรัพย์ถาวร (FCI) และเงินทุนหมุนเวียนในการดำเนินงาน (WC) กำหนดให้เท่ากับ 15% ของ FCI

ตารางที่ 4 มูลค่าการลงทุนของโรงงาน

ค่าใช้จ่าย	กรณีที่ 1 (USD)	กรณีที่ 2 (USD)
Direct Cost	106,596,128	139,059,764
Indirect Cost	42,638,451	55,623,905
FCI	149,234,580	194,683,669
WC	26,335,514	34,355,942
TCI	175,570,094	229,039,611



จากตารางที่ 4 พบว่า กรณีที่ 2 มี TCI สูงกว่ากรณีที่ 1 ถึง 53 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เนื่องจากมีการลงทุนเพิ่มเติมในระบบกักเก็บพลังงาน ได้แก่ เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน บั๊ม และเทอร์ไบน์ อย่างไรก็ตาม การลงทุนที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวส่งผลให้ต้นทุนผันแปร (Variable Costs) กรณีที่ 2 ต่ำกว่ากรณีที่ 1 ประมาณ 11.82 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เนื่องจากสามารถลดการใช้สาธารณูปโภคความร้อนจากก๊าซธรรมชาติและไฟฟ้าที่ต้องซื้อจากภายนอก สำหรับค่าใช้จ่ายคงที่ซึ่งยังไม่รวมค่าเสื่อมราคา (Fixed Charges) กรณีที่ 2 สูงกว่ากรณีที่ 1 ประมาณ 1.53 ล้านดอลลาร์สหรัฐ จากมูลค่า FCI ที่เพิ่มขึ้นซึ่งทำให้ค่าภาษีที่ดินและสิ่งปลูกสร้าง และค่าประกันภัยสูงขึ้นขณะที่ค่าโสหุ้ยโรงงาน (Plant Overhead Costs) กรณีที่ 2 สูงกว่ากรณีที่ 1 ประมาณ 1.91 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานที่มีความซับซ้อนต้องบำรุงรักษา และตรวจสอบประสิทธิภาพมากขึ้นซึ่งสอดคล้องกับค่าใช้จ่ายทั่วไป (General Expense) ที่สูงกว่ากรณีที่ 1 ประมาณ 0.31 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยผลการเปรียบเทียบต้นทุนรวมของผลิตภัณฑ์ (TPC) แสดงในตารางที่ 5

จากภาระค่าใช้จ่ายด้านการจัดการ การควบคุมระบบ และการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ที่เพิ่มขึ้นแม้ว่าจะมีค่าใช้จ่ายบางส่วนสูงขึ้น แต่โดยรวมแล้วต้นทุนรวมของผลิตภัณฑ์ในกรณีที่ 2 ยังต่ำกว่ากรณีที่ 1 ซึ่งข้อมูลนี้สามารถนำไปใช้ประเมินต้นทุนต่อหน่วยผลิตภัณฑ์ได้ตามตารางที่ 6

จากข้อมูลในตารางที่ 6 สำหรับกระบวนการที่มีผลิตภัณฑ์หลายชนิด การปันส่วนต้นทุนตามมูลค่าทางเศรษฐกิจหรือยอดขายถือเป็นแนวทางที่สะท้อนต้นทุนของผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดได้อย่างเหมาะสม

ตารางที่ 5 ต้นทุนรวมของผลิตภัณฑ์

ค่าใช้จ่าย	กรณีที่ 1 (USD)	กรณีที่ 2 (USD)
Variable Costs	297,329,691	285,502,650
Fixed Charges	2,536,988	3,309,622
Plant Overhead Costs	6,450,199	8,359,061
General Expense	36,424,171	36,114,986
Depreciation	6,715,556	8,760,765
Total Product Costs	342,741,050	333,286,319

ตารางที่ 6 ต้นทุนต่อหน่วยของผลิตภัณฑ์

ผลิตภัณฑ์	ต้นทุนต่อหน่วย กรณีที่ 1	ต้นทุนต่อหน่วย กรณีที่ 2
ก๊าซโซลีน	\$1.228/L	\$1.194/L
น้ำมันอากาศยาน	\$0.514/L	\$0.500/L
ดีเซล	\$0.908/L	\$0.883/L
แวกซ์	\$0.992/L	\$0.965/L
ไฮโดรเจน	\$2.537/kg	\$2.467/kg

โดยในกรณีที่ 2 มีการใช้ค่าสัดส่วนการปันส่วน (Allocation Factor) เท่ากับ 0.17, 0.16, 0.35, 0.15 และ 0.17 สำหรับผลิตภัณฑ์ก๊าซโซลีน น้ำมันอากาศยาน ดีเซล แวกซ์ และไฮโดรเจน ตามลำดับ

ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่าในกรณีที่ 2 มีต้นทุนต่อหน่วยต่ำกว่าเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 เนื่องจากการใช้พลังงานส่วนเกินภายในกระบวนการช่วยลด



บทความวิจัย

ค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภค แม้จะต้องลงทุนเพิ่มเติมในการก่อสร้างโรงงาน แต่สามารถสร้างความคุ้มค่าในระยะยาวได้และเมื่อเปรียบเทียบกับผลการศึกษาของ Campanario and Gutiérrez Ortiz [10] ซึ่งใช้เฟสที่ละลายน้ำได้ที่แยกได้จากไบโอออยล์ซึ่งมีองค์ประกอบของสารอินทรีย์ที่ละลายน้ำเป็นวัตถุดิบ พบว่ากระบวนการดังกล่าวมีกำลังการผลิตดีเซล 536 bb/d โดยมีต้นทุนต่อหน่วยของดีเซล \$0.92/L, ก๊าซโซลีน \$0.83/L และน้ำมันอากาศยาน \$0.22/L ซึ่งงานวิจัยนี้มีต้นทุนที่ต่ำกว่าในกรณีที่ 2 อันเนื่องมาจากข้อดีด้านการจัดการพลังงานของกระบวนการ ความแตกต่างของวัตถุดิบ ความแตกต่างด้านสัดส่วนผลิตภัณฑ์ โดยงานวิจัยนี้มีสัดส่วนของดีเซล 37%, ก๊าซโซลีน 15%, น้ำมันอากาศยาน 32% และแวกซ์ 15% ขณะที่ Campanario and Gutiérrez Ortiz [10] มีสัดส่วนของดีเซล 60%, ก๊าซโซลีน 7% และน้ำมันอากาศยาน 33% ซึ่งอาจส่งผลต่อโครงสร้างต้นทุนโดยรวม และผลการประเมินความสามารถในการทำกำไร แสดงดังตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ตัวชี้วัดความสามารถในการทำกำไร

ความสามารถในการทำกำไร	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2
ผลตอบแทนจากการลงทุน (ROI)	12.44%	13.66%
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)	12.69% ต่อปี	13.81% ต่อปี
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV, \$)	35,287,021	65,495,749
ระยะเวลาดำเนินการ	7 ปี 4 เดือน	6 ปี 10 เดือน

จากข้อมูลในตารางที่ 7 พบว่า ทั้ง 2 กรณีมีตัวชี้วัดด้านความสามารถในการทำกำไร ได้แก่ ROI, IRR

NPV และระยะคืนทุน อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ทางเศรษฐกิจ โดยกรณีที่ 2 ให้ผลตอบแทนที่ดีกว่ากรณีที่ 1 เนื่องจากสามารถนำพลังงานส่วนเกินภายในกระบวนการกลับมาใช้เพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านสาธารณูปโภค ส่งผลให้ต้นทุนการดำเนินงานต่อหน่วยต่ำลง แม้ว่าจะมีต้นทุนการลงทุนเริ่มต้นที่สูงกว่า แต่สามารถสร้างความคุ้มค่าในระยะยาว ทำให้ ROI, IRR และ NPV สูงกว่า อีกทั้งยังมีระยะเวลาดำเนินการสั้นกว่า และเมื่อเปรียบเทียบกับการศึกษาของ Katiyo et al. [4] มีอัตราผลตอบแทน ROI สูงถึง 20% และมีระยะเวลาดำเนินการเพียง 5 ปี แสดงให้เห็นว่าการศึกษาของ Katiyo et al. [4] มีศักยภาพในการสร้างผลตอบแทนที่ดีกว่าทั้งสองกรณีในงานวิจัยนี้ อันเนื่องมาจากต้นทุนวัตถุดิบที่ใช้เป็นก๊าซชีวภาพซึ่งต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในงานวิจัยนี้

ทั้งนี้ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นวัตถุดิบหลักของกระบวนการและเป็นปัจจัยที่มีความอ่อนไหว (Sensitivity) ต่อการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนการดำเนินงาน จึงได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาก๊าซธรรมชาติต่อ ROI โดยแสดงผลการวิเคราะห์ดังตารางที่ 8

จากการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาก๊าซธรรมชาติ พบว่า การเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติมีผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อ ROI ของทั้งสองกรณี แต่อย่างไรก็ตาม กรณีที่ 2 มีความอ่อนไหวของ ROI น้อยกว่ากรณีที่ 1 เนื่องจากกระบวนการมีประสิทธิภาพการใช้พลังงานสูงกว่า จึงลดผลกระทบจากความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติได้ดีกว่า



บทความวิจัย

ตารางที่ 8 วิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคา
ก๊าซธรรมชาติ

ความสามารถ ในการทำกำไร	ความสามารถ ในการทำกำไร	ผลตอบแทน จากการลงทุน (ROI)
กรณีที่ 1	+20%	-16.44%
	0	12.44%
	-20%	41.31%
กรณีที่ 2	+20%	-7.65%
	0	13.66%
	-20%	34.97%

3.3 การประเมินวัฏจักรชีวิต

3.3.1 บัญชีรายการ

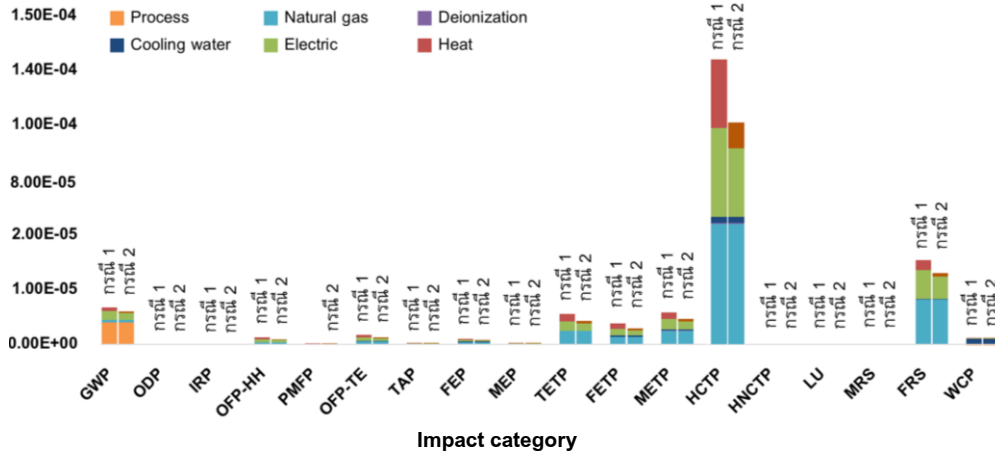
บัญชีรายการสารขาเข้า และสารขาออก แสดงดัง
ตารางที่ 9 อ้างอิงหน่วยหน้าที่ 1 MJ ดีเซล FT
ทั้งนี้ บัญชีรายการดังกล่าวได้มาจากการปันส่วนตาม
สัดส่วนค่าพลังงานของผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดต่อ
พลังงานรวมของกระบวนการ เพื่อจัดสรรการใช้
ทรัพยากรและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งค่า
Allocation Factor ของดีเซล FT เท่ากับ 0.29

ตารางที่ 9 บัญชีรายการสารขาเข้า สารขาออก และสารอนุภูมิภาคต่อ 1 MJ ของดีเซล FT

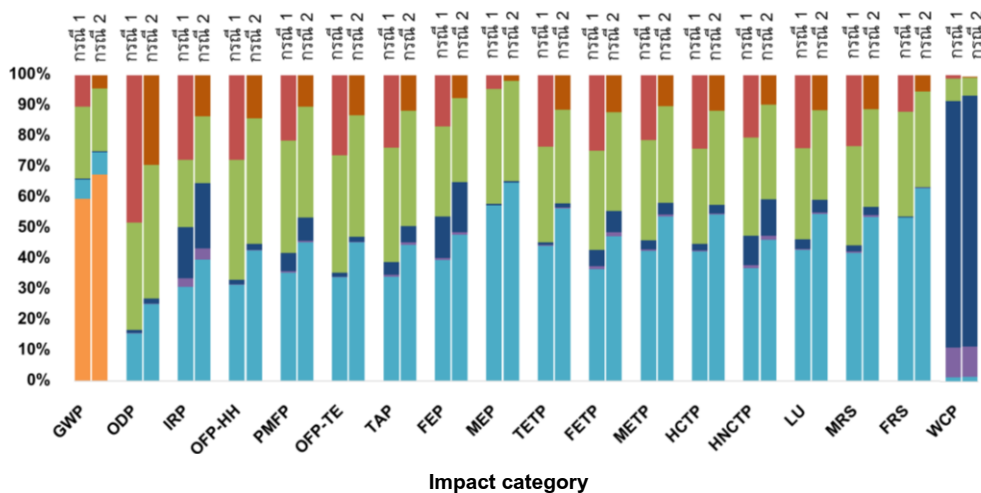
บัญชีรายการ สารขาเข้า		บัญชีรายการ สารขาออก	
วัตถุดิบ		การปล่อยมลพิษ (Emissions)	
- ก๊าซธรรมชาติ (kg)	0.103	- คาร์บอนไดออกไซด์ (kg)	0.112
- อากาศ (kg)	0.777	- ไนโตรเจน (kg)	0.597
- น้ำปราศจากไอออน (kg)	0.104	- ออกซิเจน (kg)	0.021
สารอนุภูมิภาค (จากแหล่งภายนอก)		- น้ำ (kg)	0.189
- ไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า	กรณีที่ 1: 97,422,487	ผลิตภัณฑ์	
พลังความร้อนร่วม (kWh)	กรณีที่ 2: 75,092,179	- ไฮโดรเจน (MJ)	0.234
- ความร้อนจากก๊าซ	กรณีที่ 1: 569,626	- ก๊าซโซลีน (MJ)	0.111
ธรรมชาติ (MMBtu)	กรณีที่ 2: 214,450	- ดีเซล (MJ)	1.000
- น้ำหล่อเย็น (kg)	กรณีที่ 1: 860,037,926	- แวกซ์ (MJ)	0.107
	กรณีที่ 2: 856,327,606	- น้ำมันอากาศยาน (MJ)	0.256
สารอนุภูมิภาค (ผลิตจากความร้อนของระบบ)			
- ไฟฟ้า (kWh)		กรณีที่ 2: 22,368,535	
- ความร้อนจากก๊าซธรรมชาติ (MMBtu)		กรณีที่ 2: 356,004	



3.3.2 ผลการประเมินวัฏจักรชีวิต พิจารณาขอบเขต Cradle to Gate



รูปที่ 5 ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม Normalization กรณีที่ 1 และกรณีที่ 2



รูปที่ 6 การกระจายตัวของผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม กรณีที่ 1 และกรณีที่ 2

รูปที่ 5 และ 6 แสดงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 ต่อหน่วยพลังงาน 1 MJ ของดีเซล FT ซึ่งพบว่า ที่ 1 มีผลกระทบสูงกว่ากรณีที่ 2 ในทุกหมวดหมู่ ความแตกต่างที่สำคัญซึ่งทำให้กรณีที่ 1 มีผลกระทบสูงกว่ากรณีที่ 2 จากการใช้ความร้อน และ

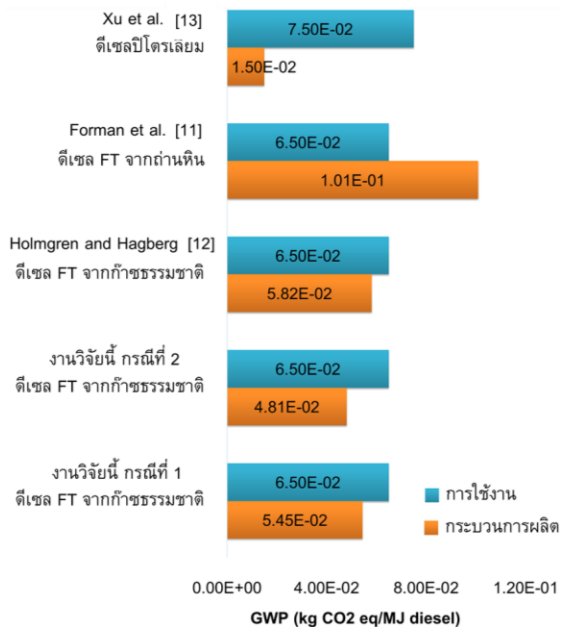
ไฟฟ้าจากแหล่งภายนอกทั้งหมด ในขณะที่กรณีที่ 2 สามารถนำพลังงานความร้อนส่วนเกินทดแทนความร้อนจากภายนอกได้ 62% ของความต้องการพลังงานความร้อนทั้งหมด และทดแทนไฟฟ้าจากแหล่งภายนอกได้ 23% ของความต้องการไฟฟ้าทั้งหมด



บทความวิจัย

ทั้งนี้ พลังงานที่ได้จากการกู้คืนดังกล่าวถือเป็นการใช้ประโยชน์จากพลังงานเดิมที่เกิดขึ้นภายในกระบวนการ จึงไม่นำมาพิจารณาเป็นภาระสิ่งแวดล้อมเพิ่มเติมจากแหล่งพลังงานต้นทางในการประเมินวัฏจักรชีวิต อย่างไรก็ตาม การประเมินยังคงพิจารณาผลกระทบที่เกิดจากหน่วยแปลงพลังงานและการใช้พลังงานในหน่วยที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการกู้คืนความร้อนและผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยหมวดหมู่ที่มีค่าผลกระทบสูงที่สุดคือ ความเป็นพิษก่อมะเร็งต่อสุขภาพมนุษย์ (HCTP) มีสาเหตุหลักจากการใช้วัตถุดิบก๊าซธรรมชาติ 0.103 kg/1 MJ ดีเซล FT และ การใช้ความร้อนจากก๊าซธรรมชาติ ในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 เท่ากับ 569,626 และ 214,450 MMBtu/1 MJ ดีเซล FT ตามลำดับ เนื่องจากขั้นตอนการได้มาของก๊าซธรรมชาติ ตั้งแต่การแปรรูป การขนส่งผ่านท่อแรงดันสูง ไปจนถึงการเผาไหม้เพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า มีการปล่อยสารก่อมะเร็ง รวมถึงโลหะหนัก เช่น นิกเกิลและแคดเมียม ซึ่งเป็นตัวการสำคัญที่ก่อให้เกิดผลกระทบในหมวดหมู่นี้ สำหรับหมวดหมู่ผลกระทบที่มีค่าสูงรองลงมาคือ ความขาดแคลนทรัพยากรฟอสซิล (FRS) ซึ่งสะท้อนถึงการใช้ก๊าซธรรมชาติในปริมาณมาก ทั้งในกระบวนการสังเคราะห์เชื้อเพลิงและการผลิตสารอนุภาค ทำให้เกิดการลดลงของทรัพยากรเชื้อเพลิงฟอสซิล ในลำดับถัดมาคือ ภาวะโลกร้อน (GWP) อันเนื่องมาจากขั้นตอนการผลิตหลังจากการนำก๊าซบางส่วนเกินจากกระบวนการไปเผาไหม้เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ส่งผลเกิดการปล่อย CO₂ จากการเผาไหม้ดังกล่าว ซึ่งสอดคล้องกับบัญชีรายการสารขาออกที่แสดงในตารางที่ 9 โดยการปล่อย CO₂ นี้เป็นปัจจัยสำคัญที่ก่อให้เกิดปรากฏการณ์เรือนกระจกซึ่งเป็นสาเหตุ

สำคัญของภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และเมื่อพิจารณาผลกระทบด้านภาวะโลกร้อน Characterization ของงานวิจัยนี้เปรียบเทียบกับงานวิจัยอื่น ๆ ดังแสดงในรูปที่ 7 โดยแสดงปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อ 1 MJ ของดีเซลสังเคราะห์ FT ระหว่างกระบวนการผลิตของดีเซล FT จากก๊าซธรรมชาติทั้ง 2 กรณีในงานวิจัยนี้ กับดีเซล FT จากก๊าซธรรมชาติจากผลการศึกษาของ Forman et al. [11] ดีเซล FT จากถ่านหินจากผลการศึกษาของ Holmgren and Hagberg [12] รวมถึงดีเซลจากกระบวนการกลั่นปิโตรเลียมจากผลการศึกษาของ Xu et al. [11] และปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในช่วงของการใช้งานสำหรับดีเซล FT [14]



รูปที่ 7 ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม Characterization ด้านภาวะโลกร้อนต่อ 1 MJ ดีเซล



จากรูปที่ 7 แสดงความแตกต่างของดีเซลแต่ละประเภท เมื่อพิจารณาปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการผลิต (สีส้ม) พบว่าดีเซล FT ที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติทั้ง 2 กรณีในงานวิจัยนี้มีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกใกล้เคียงกับผลการศึกษาของ Forman et al. [11] ในขณะที่ดีเซล FT จากถ่านหินจากผลการศึกษาของ Holmgren and Hagberg [12] มีค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่สูงที่สุดเนื่องจากถ่านหินมีคาร์บอนและไฮโดรเจนสูง เมื่อเผาไหม้จะก่อให้เกิดก๊าซ CO₂ สูงเช่นกัน สอดคล้องกับผลการศึกษา Edwards et al. [15] ที่ระบุว่า การใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นวัตถุดิบตั้งต้นปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยกว่าการใช้ถ่านหิน และเมื่อเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการผลิตระหว่างดีเซล FT กับดีเซลจากการกลั่นปิโตรเลียม จากผลการศึกษาของ Xu et al. [13] พบว่า ดีเซลจากการกลั่นปิโตรเลียม ปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำกว่าดีเซล FT เนื่องจากกระบวนการกลั่นปิโตรเลียมมีความซับซ้อนน้อยกว่าและใช้พลังงานในปริมาณที่ต่ำกว่า

เมื่อพิจารณาปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกช่วงการใช้งาน (สีฟ้า) พบว่า ดีเซล FT มีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอยู่ที่ 6.50E-02 kg CO₂ eq./1 MJ ดีเซล FT ขณะที่ดีเซลจากการกลั่นปิโตรเลียม ปล่อยก๊าซเรือนกระจก 7.50 E-02 kg CO₂ eq./1 MJ ดีเซล ซึ่งสอดคล้องกับรายงาน [14,15] ที่ระบุว่าดีเซล FT แม้ใช้พลังงานระหว่างกระบวนการผลิตสูง แต่มีข้อดีด้านการเผาไหม้ ปราศจากซัลเฟอร์และอะโรมาติก ช่วยลดเขม่าและการปล่อยก๊าซเมื่อใช้งานจริง กรณีที่ 2 ในงานวิจัยนี้ปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำกว่า

กรณีที่ 1 ในทุกหมวดหมู่ผลกระทบ เนื่องจากมีการนำพลังงานส่วนเกินกลับมาใช้ ลดการพึ่งพาพลังงานจากภายนอก และลดผลกระทบโดยรวมของกระบวนการ จึงเป็นทางเลือกที่เหมาะสมในการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม อย่างไรก็ตาม การพึ่งพาก๊าซธรรมชาติยังมีข้อจำกัดด้านความยั่งยืน จึงควรพัฒนาเชื้อเพลิงจากชีวมวลหรือก๊าซชีวภาพร่วมกับการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อให้เกิดความยั่งยืนในระยะยาว

4. สรุปผล

การศึกษาเปรียบเทียบการผลิตดีเซลผ่านกระบวนการ ATR ควบคู่กับกระบวนการ FT พบว่าการกู้คืนพลังงานส่วนเกินช่วยเพิ่มความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ลดต้นทุนและระยะเวลาคืนทุน พร้อมทั้งลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และยังเป็นแนวทางสำคัญในการพัฒนาเชื้อเพลิงทางเลือกที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมในอนาคต ซึ่งสอดคล้องกับทิศทางการพัฒนาพลังงานของประเทศไทยภายใต้กรอบ Thailand's Nationally Determined Contribution (NDC 3.0) ซึ่งมุ่งลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกควบคู่กับการเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน เพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านสู่ระบบพลังงานคาร์บอนต่ำในระยะยาว

5. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับการสนับสนุนทุนการศึกษาระดับบัณฑิตศึกษาจากมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ และทุนวิจัยเทคโนโลยีสีเขียวสำหรับยานยนต์จากหน่วยบริหารและจัดการทุนด้านการเพิ่มความสามารถในการแข่งขันของประเทศ (บพข.) ปี 2567



6. เอกสารอ้างอิง

- [1] G.N. Choi, S.J. Kramer and S. S. Tam, Design/economics of a once-through natural gas fischer-tropsch plant with power co-production, Fischer-Tropsch, 2009, 1-7.
- [2] H. Er-rbib, C. Bouallou and F. Werkoff, Production of synthetic gasoline and diesel fuel from dry reforming of methane, Energy Procedia, 2012, 29, 156-165.
- [3] M. Sudiro and A. Bertucco, Production of synthetic gasoline and diesel fuel by alternative processes using natural gas and coal: Process simulation and optimization, 2009, 34(12), 2206-2214.
- [4] M. Katiyo, L. Gudukeya, M. Kanganga and N. I. Sukdeo, Techno-economic assessment of biogas to liquid fuel conversion via Fischer-Tropsch synthesis: A case Study of biogas generated from municipal sewage, Manufacturing Driving Circular Economy, 2023, 729-737.
- [5] F.J. Campanario and F.J. Gutiérrez Ortiz, Fischer-Tropsch biofuels production from syngas obtained by supercritical water reforming of the bio-oil aqueous phase, 2017, 150, 599-613.
- [6] Ardente, F. and M. Cellura, Economic allocation in life cycle assessment, Journal of Industrial Ecology, 2012. 16(3), 387-398.
- [7] C. van der Giesen, C., R. Kleijn, and G.J. Kramer, Energy and climate impacts of producing synthetic hydrocarbon fuels from CO₂, Environmental Science and Technology, 2014, 48(12), 7111-21.
- [8] P. Kenkel, T. Wassermann and E. Zondervan, Biogas reforming as a precursor for integrated algae biorefineries: Simulation and Techno-Economic Analysis, Processes, 2021, 9(8), 1348.
- [9] M. Senden, F. Martens, W. Steeng, R.K. Nagelvoort, Shell's GTL: It's technology and design, Its operation and products, International Petroleum Technology Conference (IPTC2005), Proceeding, 2005, IPTC-10683-MS.
- [10] F.J. Campanario and F.J.G. Ortiz, Techno-economic assessment of bio-oil aqueous phase-to-liquids via Fischer Tropsch synthesis and based on supercritical water reforming, Energy Conversion and Management, 2017, 154, 591-602.
- [11] G.S. Forman, T.E. Hahn and S.D. Jensen, Greenhouse gas emission evaluation of the GTL pathway, Environmental Science and Technology, 2011, 45(20), 9084-9092.
- [12] K. Holmgren and L. Hagberg, Life cycle assessment of climate impact of FischerTropsch diesel based on peat and biomass, Swedish Environmental Research Institute, Report, Stockholm, Sweden, 2009.



บทความวิจัย

- [13] H. Xu, L. Ou, Y. Li, T. R. Hawkins and M. Wang, Life cycle greenhouse gas emissions of biodiesel and renewable diesel Production in the United States, *environmental Science and Technology*, 2022, 56(12), 7512-7521.
- [14] <https://biomassmagazine.com/articles/pathways-for-carbon-negative-biomass-fuels>. (Accessed on 15 August 2025)
- [15] R. Edwards, J.-F. Larivé, V. Mahieu and P. Rouveiolles, Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context, JRC Scientific and Technical Report, European Commission, Italy, 2006.