4 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2565

ถึง สมาคมวิศวกรรมเคมีและเคมีประยุกต์แห่งประเทศไทย
ชั้น 10 อาคาร 4 (อาคารเจริญวิศวกรรม)
ภาควิชาวิศวกรรมเคมี คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ถนนพญาไท แขวงวังใหม่ เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330

เรียน คณะกรรมการจัดการแข่งขันออกแบบกระบวนการทางวิศวกรรมเคมี

จากโครงการแข่งขัน “The 2021-2022 TIChE National Chemical Engineering Student Design Competition” โดยสมาคมวิศวกรรมเคมีและเคมีประยุกต์แห่งประเทศไทย ที่มีหัวข้อการแข่งขันหลักคือ “Cold Energy Utilization from LNG” ทางคณะผู้จัดทำขอส่งผลงานการออกแบบกระบวนการทางวิศวกรรมเคมีเข้าประกวดในหัวข้อดังกล่าว

ทั้งนี้หากคณะกรรมการฯ มีข้อสงสัยประการใดในผลงานฉบับนี้ สามารถสอบถามข้อมูลจากคณะผู้จัดทำเพิ่มเติมผ่านผู้ประสานงานสมาคมวิศวกรรมเคมีและเคมีประยุกต์แห่งประเทศไทย หรือสัมภาษณ์ข้อมูลจากคณะผู้จัดทำโดยตรงได้ในโอกาสต่อไป

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา ทั้งนี้ ทางคณะผู้จัดทำหวังเป็นอย่างยิ่งว่าจะได้รับความอนุเคราะห์จากคณะกรรมการฯ และขอขอบคุณ ณ โอกาสนี้

ด้วยความเคารพอย่างสูง

คณะผู้จัดทำ

JS-2518

เอกสารที่แนบมา: รายงานฉบับสมบูรณ์ 1 เล่ม

โครงการแข่งขัน

The 2021-2022 TIChE National Chemical Engineering Student Design Competition

หัวข้อ

“Cold Energy Utilization from LNG”

เสนอ

สมาคมวิศวกรรมเคมีและเคมีประยุกต์แห่งประเทศไทย

จัดทำโดย

JS-2518

สารบัญ

เรื่อง	หน้า
Abbreviations	1
Executive Summary	2
Introduction	5
Conceptual Design and Block Flow Diagram	11
Design Basis	13
Design Philosophy	18
Control Philosophy	21
Process Description	23
Process Flow Diagram	24
Preliminary Plot Plan	29
Material and Energy Balances	32
Material Selection	32
Preliminary Hydraulic Calculation	36
Power Consumption and Electrical Load List	40
Utility Requirements	42
Equipment and Control Valve Data Sheet	44
Equipment List	48
Equipment Specification	52
Equipment Cost Summary	55
Investment Cost Summary	58
Economic Analysis (NPV, Payback Period, IRR)	58
Safety, Health and Environmental Considerations	73
Preliminary Piping and Instrument Diagram	80
Process Control System (PCS) and Safety Instrumented System (SIS)	80
Conclusions and Recommendations	89
Acknowledgements	95
Bibliography	96
Appendix	101

สัญลักษณ์และคำย่อ (Abbreviations)

A	พื้นที่แลกเปลี่ยนความร้อน, Heat Transfer Area (m^2)
AW	ค่าเงินรายปี, Annual Value
CAGR	อัตราการเติบโตต่อปี, Compound Annual Growth Rate
C_{OL}	ต้นทุนค่าแรงคนงานที่ใช้ในการดำเนินกระบวนการ, Operating Labor Cost
C_{OM}	ต้นทุนการผลิตโดยรวม, The Cost of Manufacturing
Cp	ความจุความร้อนจำเพาะ, Heat Capacity (J/kg·K)
C_e	ราคาอุปกรณ์, Purchased Equipment Cost
C_{RM}	ต้นทุนวัตถุดิบ, Total Raw Material Cost
C_{UT}	ต้นทุนสาธารณูปโภค, Total Utility Cost
D	เส้นผ่านศูนย์กลาง, Diameter (m)
d_k	ค่าเสื่อมราคา, Depreciation
DPBP	ระยะคืนทุน, Discounted Pay Back Period (ปี)
FCI	เงินลงทุนเริ่มต้น, Fixed Capital Investment
FCI_L	ต้นทุนการลงทุนเริ่มต้นโดยไม่รวมราคาที่ดิน, Fixed Capital Investment without Land Cost
FM	ปัจจัยชนิดของวัสดุ, Material Factor
IRR	อัตราผลตอบแทนในการลงทุน, Internal Rate of Return
ISBL	ราคาด้านที่เป็นขอบเขตความรับผิดชอบของโรงงาน, Inside Battery Limits Plant Costs
LNG	แก๊สธรรมชาติเหลว, Liquefied Natural Gas
MOP	ความดันมากที่สุดที่เป็นไปได้ที่ออกแบบไว้สำหรับการใช้งาน, Maximum Operating Pressure (kPa)
NG	แก๊สธรรมชาติ, Natural Gas
N_{OL}	คนงานที่จำเป็นต่อกะ, The Number of Operators per Shift
NPV	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, Net Present Value
ORC	กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์, Organic Rankine Cycle
P	ความดัน, Pressure (kPa)
PEM	เยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน, Proton Exchange Membrane
Q	พลังงานความร้อนที่ต้องการ, Heat Required (kW)
Sa	มูลค่าที่คาดว่าจะขายสินทรัพย์ถาวรนั้นได้เมื่อหมดอายุการใช้งานเท่ากับราคาที่ดินที่ ซื้อ ณ เวลาเริ่มต้นโครงการ, Salvage Value
T	อุณหภูมิ, Temperature (°C)

บทสรุปผู้บริหาร (Executive Summary)

ในกระบวนการเปลี่ยนสถานะของแก๊สธรรมชาติเหลว หรือ LNG (Liquefied Natural Gas) โดยใช้กระบวนการเปลี่ยนของเหลวให้กลับเป็นแก๊ส (Regasification) ทำให้มีพลังงานความเย็นที่ไม่ได้ใช้ประโยชน์ ซึ่งจะสูญเสียไปกับน้ำทะเล ประเทศไทยมีการนำเข้า LNG มาใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม รวมถึงใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์อีกด้วย เนื่องจากความต้องการใช้ LNG สูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงคาดว่าในอนาคตจะมีอัตราการนำเข้าเพิ่มสูงขึ้นอย่างมาก ดังนั้น ปริมาณความเย็นที่สูญเสียระหว่างกระบวนการเปลี่ยนของเหลวให้กลับเป็นแก๊สจึงเพิ่มขึ้นตามไปด้วย ด้วยเหตุนี้ คณะผู้จัดทำรายงานจึงมีแนวคิดที่จะนำความเย็นดังกล่าวมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดภายใต้กระบวนการผลิตสินค้าและบริการอย่างเต็มประสิทธิภาพตลอดกระบวนการ จำกัดวงของผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยในการดำเนินงาน อีกทั้ง สามารถดำเนินกระบวนการได้อย่างยั่งยืนและรองรับการปล่อยแก๊สเรือนสุทธิเป็นศูนย์ (Zero Emission) นอกจากนี้ ประเทศไทยยังมีการตอบสนองต่อแนวคิดนี้โดยมีการบริหารจัดการสารทำความเย็นธรรมชาติที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม หรือ “เทคโนโลยีทำความเย็นสีเขียว” คือ R290 หรือ Propane จึงเป็นที่มาของโครงการการประกวดการออกแบบทางวิศวกรรมเคมีแห่งชาติสำหรับนิสิตนักศึกษา ปี 2564-2565 หัวข้อ Cold Energy Utilization from LNG ในครั้งนี้ โดยมุ่งเน้นการออกแบบกระบวนการที่เป็นระบบสามารถนำพลังงานความเย็นจาก LNG มาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงที่สุด โดยให้ความสำคัญกับผลิตภัณฑ์ที่มีความต้องการในปัจจุบันและอนาคต สิ่งแวดล้อม และความปลอดภัยของกระบวนการ

จากแนวคิดดังกล่าว จึงได้นำเทคนิคการออกแบบการทดลองแบบผสม (Mixture Design) ซึ่งเป็นวิธีการวิเคราะห์ผลของตัวแปรด้วยสถิติขั้นสูงมาใช้เพิ่มความแม่นยำของกระบวนการที่ออกแบบ ซึ่งสามารถวิเคราะห์ผลของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) ของการออกแบบในแต่ละกรณีออกมาเป็นผลทางคณิตศาสตร์ได้อย่างเป็นระบบ เพื่อให้ได้สัดส่วนที่มีความคุ้มค่ามากที่สุด ตอบสนองต่อการนำพลังงานความเย็นมาใช้ โดยเน้นพลังงานช่วง Medium Cold ถึง Low Cold หลักการของการทดลองแบบผสมในโครงการนี้ คือ การกำหนดสัดส่วนปริมาณของ LNG ที่เข้าไปยังแต่ละกระบวนการซึ่งต่อกันแบบขนาน เพื่อหาแนวทางการนำพลังงานความเย็นจาก LNG มาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงที่สุด โดยสัดส่วนปริมาณของ LNG ที่เข้าไปยังแต่ละกระบวนการจะรวมกันได้ 100 เปอร์เซ็นต์ และ จะนำผลลัพธ์ที่ได้ในแต่ละสัดส่วนปริมาณของ LNG ไปคำนวณความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับใช้เป็นตัวแปรตัดสินใจในการวิเคราะห์ผล ทั้งนี้ กระบวนการนำพลังงานความเย็นจาก LNG มาใช้ที่ถูกพิจารณา ได้แก่ กระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) กระบวนการสังเคราะห์เมทานอลและการทำบริสุทธิ์เมทานอล (Methanol Synthesis and Purification) กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water) กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC) และกระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center (Cooling Data Center)

สำหรับรายละเอียดการนำพลังงานความเย็นมาใช้มีแนวคิดการเลือกกระบวนการ ดังนี้ กระบวนการดักจับคาร์บอน เป็นกระบวนการนำแก๊สที่ไม่ควรปล่อยสู่บรรยากาศมาเพิ่มมูลค่า คือ การดักจับแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ด้วยกระบวนการ Cryogenic ซึ่งกระบวนการนี้มีข้อดี คือ สามารถดักจับ CO_2 ได้ถึง 89.1% และมีความบริสุทธิ์มากถึง 99.96% โดยมวล ซึ่งสามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ทั้งในอุตสาหกรรมอาหาร ยา การแพทย์ เคมีและอิเล็กทรอนิกส์ โดยในโครงการนี้จะนำ CO_2 มาผ่านกระบวนการสังเคราะห์เมทานอล (Methanol Synthesis) ผ่านกระบวนการ CO_2 Hydrogenation โดยใช้แก๊สไฮโดรเจน (H_2) จากกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำที่ยังสามารถได้ผลิตภัณฑ์ร่วมเป็นแก๊สออกซิเจน (O_2) ที่มีความต้องการมากในสถานการณ์ COVID-19 สำหรับเมทานอลที่ผลิตได้จะเข้าสู่กระบวนการทำให้บริสุทธิ์ (Purification of Methanol) เพื่อปรับปรุงให้มีคุณภาพมากพอที่นำไปใช้ในภาคอุตสาหกรรมอื่นต่อไป อีกหนึ่งกระบวนการที่ศึกษา คือ กระบวนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ ที่เป็นเทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่สามารถนำความเย็น

ที่อุณหภูมิต่ำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้ อีกทั้งการผลิตไฟฟ้าของประเทศในปัจจุบันนั้นมาจากการใช้แก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้า ซึ่งกำลังมีปริมาณลดลง ต้องนำเข้าจากต่างประเทศมากขึ้น การใช้พลังงานไฟฟ้าจากวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์จะช่วยเสริมความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ นอกจากนี้ ยังสนใจกระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center ที่กำลังมีอัตราการเติบโตอย่างมากในปัจจุบัน

นอกจากการพิจารณาส่วนของกระบวนการ ในโครงการยังให้ความสำคัญกับการออกแบบรายละเอียดอื่น ๆ กระบวนการจะใช้สารทำความเย็นที่มาจากธรรมชาติ คือ สารทำความเย็น R290 หรือ Propane ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของวัฏจักรทางชีวธรณีเคมีที่เกิดขึ้นทั่วไปตามธรรมชาติ ทำให้เมื่อปล่อยออกสู่สิ่งแวดล้อมจะไม่เกิดผลเสียและไม่ก่อมลพิษสะสม ดังนั้นจึงมั่นใจได้ว่าจะไม่ทำลายชั้นโอโซนและไม่ส่งผลกระทบต่อภาวะเรือนกระจก ที่สำคัญคือเมื่อเทียบกับสารทำความเย็น CFC ที่เป็นสารทำความเย็นแบบเก่านั้น ยังสามารถช่วยลดการใช้ไฟฟ้าได้อีกด้วย นอกจากนี้ ความปลอดภัยของกระบวนการยังเป็นอีกสิ่งหนึ่งที่ต้องคำนึงถึงหลักของการออกแบบกระบวนการในปัจจุบัน การออกแบบจึงได้เพิ่มเติมส่วนของหอเผา (Flare) เข้ามาในโครงการ เนื่องจากสารทำความเย็นที่ใช้ คือ R290 ซึ่งเป็นไฮโดรคาร์บอนที่หนักกว่าอากาศ ดังนั้น เมื่อเกิดการรั่วไหลจะทำให้เกิดเพลิงไหม้ได้ อีกทั้ง หอเผานั้นมีลักษณะสูงจากพื้นดินและไกลจากแหล่งชุมชนมาก เพื่อป้องกันไม่ให้ความร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้เป็นอันตรายต่อแหล่งชุมชนที่อยู่ใกล้โครงการ

กรณีพื้นฐานของโครงการนี้เป็นการผนวกกันของ 3 กระบวนการหลัก ได้แก่ การดักจักคาร์บอน วัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ และการทำความเย็น Data Center ในลักษณะต่อกันแบบอนุกรม ทั้ง 3 กระบวนการหลักเป็นกระบวนการที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อนกับ LNG โดยมีกระบวนการดักจับคาร์บอนเป็นกระบวนการแรกที่รับความเย็นจาก LNG ตามมาด้วยวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ และการทำความเย็น Data Center เป็นลำดับสุดท้าย ดังนั้น ความเย็นของ LNG จะลดลงอย่างต่อเนื่องขณะไหลผ่านกระบวนการทั้ง 3 จนเปลี่ยนไปเป็น NG ขณะเดียวกันในการออกแบบกรณีการทดลอง Mixture Design ทั้ง 10 กรณี กระบวนการ 3 กระบวนหลักนั้นจะถูกผนวกโดยการต่อแบบขนาน และปริมาณการไหลของ LNG จะถูกแบ่งออกเป็น 3 ส่วนเพื่อเข้าในแต่ละกระบวนการ ซึ่งในการทดลองจะทำการกำหนดสัดส่วนปริมาณ LNG ให้มีค่าต่างกันในแต่ละกรณี แล้วจึงนำผลที่ได้ไปทำการเปรียบเทียบร่วมกับกรณีพื้นฐาน ดังนั้น ในการหาผลลัพธ์ของกรณีที่ดีที่สุดระหว่างกรณีพื้นฐานและกรณีการทดลอง Mixture Design ทั้ง 10 กรณี รวมเป็น 11 กรณี ทั้งหมดจะถูกพิจารณาจากผลลัพธ์ของอัตราผลตอบแทนในการลงทุน มูลค่าปัจจุบัน ระยะเวลาในการคืนทุน เป็นข้อเปรียบเทียบ

จากแนวคิดการออกแบบกระบวนการทั้งหมด ผลที่ได้จากการออกแบบไม่เพียงเป็นการลดปัญหาสิ่งแวดล้อมแต่ยังสามารถเพิ่มมูลค่าและสร้างรายได้ ยังเป็นการเพิ่มความยั่งยืนให้แก่กระบวนการและดำเนินภารกิจในการอำนวยประโยชน์แก่สังคมอย่างมีจิตสำนึกต่อสิ่งแวดล้อม จากกรณีศึกษาทั้งหมด สรุปได้ว่า กระบวนการใช้พลังงานความเย็นจาก LNG มาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงที่สุด ภายใต้แนวคิดการใช้ทรัพยากรทุกรูปแบบได้อย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยมีข้อดีมากกว่ากระบวนการเปลี่ยนสถานะของ LNG จากของเหลวมาให้กลับเป็นแก๊ส และ กรณีพื้นฐาน คือ กรณีศึกษาที่ 1 ซึ่งประกอบด้วยการนำไปใช้ในกระบวนการดักจับคาร์บอน และกระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center โดยมีสัดส่วนของปริมาณ LNG ที่นำเข้าแต่ละกระบวนการคิดเป็น 1 : 1 ในแง่มุมทางเศรษฐศาสตร์พบว่ามีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ 22.27 พันล้านบาท ซึ่งมากกว่ากรณีพื้นฐานถึง 7.53% และยังให้อัตราผลตอบแทนในการลงทุนที่สูงอยู่ที่ 31.5% คืนทุนในระยะเวลาที่รวดเร็ว คือ 5 ปี รวมทั้ง อัตราการผลิตของผลิตภัณฑ์ยังเพียงพอกับความต้องของตลาด อีกทั้ง จากแนวคิดการนำพลังงานความเย็นมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดนั้นจะเห็นได้ว่า มีพลังงานความเย็นเหลือในปริมาณที่น้อยมาก โดยภายในระยะเวลา 25 ปีของโครงการสามารถลด CO_2 ได้มากถึง 2.71 ล้านตันซึ่งสอดคล้องต่อการปล่อยแก๊ส CO_2 สุทธิเป็นศูนย์ ทำให้ไทยบรรลุเป้าหมายของการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก รวมทั้ง การเน้นใช้สารทำความเย็นจากธรรมชาติ ตามองค์การสหประชาชาติอีกด้วย

ตารางสรุปผลการดำเนินงาน

กรณีศึกษา	ปีที่คืนทุน	IRR	CO_2 ที่สามารถดักจับได้ (พันตัน/ปี)	พลังงานความเย็นที่เหลือ (kW)	จุดเด่น	ข้อสังเกต
Regasification	-	-	-	0	สามารถออกแบบง่ายและระบบไม่มีความซับซ้อน	มีการใช้ Heat Exchanger เพียงตัวเดียวจึงมีขนาดใหญ่เพื่อให้ได้มีความสามารถเท่ากับที่ต้องการออกแบบ และมีค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูง
กรณีพื้นฐาน	10	16.6	23.82	0	มีการเรียงลำดับการใช้พลังงานความเย็นทุกช่วงในกระบวนการต่าง ๆ อย่างเป็นระบบ	มีการใช้กระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle - ORC) เพียง 1 วัฏจักร เพียงพอต่อพลังงานความเย็นในระบบ
1	5	31.5	108.26	0.177	มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุนสูง และคืนทุนได้รวดเร็ว	ผลิตภัณฑ์เมทานอลที่ได้เพียงพอต่อความต้องการของตลาด และยังคงมีการใช้พลังงานความเย็นได้อย่างคุ้มค่า
2	4	32.9	144.34	766.07	มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุนสูง และคืนทุนได้รวดเร็วที่สุด	ผลิตภัณฑ์เมทานอลที่ได้อาจมากเกินความต้องการของตลาด
3	6	23.7	72.17	1531.01	มีการใช้พลังงานความเย็นเท่ากันทุกกระบวนการ	ระบบมีการใช้พลังงานความเย็นน้อย ทำให้กระบวนการไม่สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า
4	-	-	-	2296.08	มีความเสี่ยงในกระบวนการน้อย เนื่องจากมีการใช้ประเภทสารเคมีน้อย	ไม่มีการคืนทุน จึงไม่มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุน ระบบมีการใช้พลังงานความเย็นน้อย ทำให้กระบวนการไม่สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า
5	-	-	-	4592.16	สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุด มีความเสี่ยงในกระบวนการน้อย เนื่องจากมีการใช้ประเภทสารเคมีน้อย	ไม่มีการคืนทุน จึงไม่มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุน และระบบมีการใช้พลังงานความเย็นน้อยที่สุด ทำให้กระบวนการไม่สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า
6	8	20.8	36.09	765.37	ผลิตภัณฑ์ที่ได้เพียงพอต่อความต้องการของตลาด	สามารถให้ความเย็นกับ Data Center ได้มาก ที่มีอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจที่สูงในอนาคต
7	20	12.6	36.09	3061.45	สามารถผลิตไฟฟ้าได้มาก	คืนทุนได้ช้าที่สุด ระบบมีการใช้พลังงานความเย็นน้อย ทำให้กระบวนการไม่สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า
8	-	-	-	0	มีการใช้พลังงานความเย็นอย่างคุ้มค่ามากที่สุด มีความเสี่ยงในกระบวนการน้อย เนื่องจากมีการใช้ประเภทสารเคมีน้อย	ไม่มีการคืนทุน จึงไม่มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุน และสามารถให้ความเย็นกับ Data Center ได้มากที่สุด ที่มีอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจที่สูงในอนาคต
9	4	37.0	216.51	0.354	มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุนสูงที่สุด และคืนทุนได้รวดเร็วที่สุด	ผลิตภัณฑ์เมทานอลที่ได้อาจมากเกินความต้องการของตลาด
10	5	29.1	108.26	2296.26	คืนทุนได้รวดเร็ว	ระบบมีการใช้พลังงานความเย็นน้อย ทำให้กระบวนการไม่สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า

1. บทนำ (Introduction)

1.1 ที่มาและความสำคัญ

1.1.1 พลังงานความเย็นจากแก๊สธรรมชาติเหลว

แก๊สธรรมชาติเหลว หรือ LNG (Liquefied Natural Gas) คือ แก๊สธรรมชาติที่ผ่านการลดอุณหภูมิให้อยู่ในรูปของเหลว เพื่อให้ขนส่งได้โดยง่าย เนื่องจากมีปริมาตรน้อยกว่าสถานะที่เป็นแก๊ส 600 เท่า ทำให้ประหยัดพื้นที่และพลังงานในการขนส่ง[1,2] ซึ่งประเทศไทยมีความจำเป็นต้องนำเข้า LNG ทดแทนปริมาณแก๊สธรรมชาติในอ่าวไทยที่มีแนวโน้มลดลง โดยนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้าน คือ เมียนมา และอีกส่วนหนึ่งนำเข้าเป็น LNG จากต่างประเทศ เช่น กาตาร์ อินโดนีเซีย และออสเตรเลีย[3] จากแผนบริหารจัดการแก๊สธรรมชาติปี 2558-2579 จะมีการนำเข้า LNG เพิ่มมากขึ้นจนถึง 22 ล้านตันต่อปีในปี 2579 คิดเป็น 71% ของการใช้แก๊สในประเทศ เนื่องจากแก๊สธรรมชาติที่ผลิตได้ในประเทศและที่นำเข้าจากประเทศเมียนมามีปริมาณลดลง ในขณะที่อุปสงค์ในประเทศเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง[4]

แก๊สนำเข้าทั้งหมดถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศ และใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์ (Natural Gas for Vehicles: NGV) โดย LNG ที่นำเข้าจะเก็บไว้ในถังกักเก็บขนาดใหญ่ ก่อนจะเปลี่ยนสถานะให้เป็นแก๊สและส่งผ่านระบบท่อ ซึ่งกระบวนการเปลี่ยนสถานะของ LNG จากของเหลวมาให้กลับเป็นแก๊ส (Regasification) ดำเนินการโดยเพิ่มอุณหภูมิของ LNG ให้สูงขึ้นเป็น 10-25 °C ที่ความดัน 16,770 kPa[4] ซึ่งจะใช้น้ำทะเลเป็นตัวกลางสำหรับแลกเปลี่ยนอุณหภูมิ ผลได้จากกระบวนการดังกล่าว คือ LNG มีอุณหภูมิสูงขึ้นจนเปลี่ยนเป็นแก๊สในที่สุด แต่สิ่งที่สูญเสียจากกระบวนการนี้ คือ “พลังงานความเย็น” เนื่องจาก LNG ซึ่งอยู่ในสถานะของเหลวนั้นมีอุณหภูมิต่ำมาก ประมาณ -160 °C ดังนั้น กระบวนการดั้งเดิมจึงทำให้เกิดความเย็นในรูปแบบของน้ำเย็นถูกปล่อยลงทะเลกว่า 2,500 ตันต่อชั่วโมง จึงมีแนวคิดนำความเย็นที่ได้จากกระบวนการนี้มาใช้ให้เกิดประโยชน์กับประเทศ[1,5] ซึ่งพลังงานความเย็นดังกล่าวสามารถแบ่งเป็นช่วงได้ 4 ช่วง ตามอุณหภูมิของ LNG ดังนี้ Deep Cold ประมาณ -160 ถึง -70 °C Medium Cold ประมาณ -70 ถึง -10 °C Low Cold ประมาณ -10 ถึง -5 °C และ Low Low Cold ประมาณ 5 ถึง 25 °C

ประเทศไทยได้มีพัฒนาการใช้ประโยชน์จากพลังงานความเย็นคู่ขนานไปกับการเติบโตของการนำเข้า LNG เพื่อให้พร้อมใช้งานเมื่อมีการนำเข้าในปริมาณที่สูง ถือเป็นการเดินตามแนวพระราชดำริของพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวฯ โดยเริ่มการวิจัยพัฒนา 2 โครงการ[4]

1) พัฒนาเทคโนโลยีการกักเก็บและเคลื่อนย้ายความเย็น โดยพัฒนาการออกแบบอุปกรณ์และคัดเลือกสารกักเก็บความเย็น

2) พัฒนาการปลูกไม้เมืองหนาว นำพลังงานความเย็นจาก LNG ที่นำเข้าจากต่างประเทศมาร่วมกับการใช้แก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งเป็นผลผลิตพลอยได้ของโรงแยกแก๊สธรรมชาติที่ระยอง ซึ่งทำการแยกแก๊สที่ผลิตได้ในอ่าวไทย โดยการเพิ่มคาร์บอนไดออกไซด์ในโรงเพาะชำให้มีความเข้มข้นสูงขึ้น พอเหมาะกับความเข้มของแสงและอุณหภูมิของอากาศ จะทำให้อัตราการสังเคราะห์ด้วยแสงสูงขึ้น พืชจะเจริญเติบโตอย่างรวดเร็ว ออกดอกออกผลเร็ว และออกดอกออกผลนอกฤดูกาล เช่น ทิวลิปยักษ์ (Giant Tulip) ทิวลิปราชินีเที่ยงคืน (Queen of Night Tulip) และลิลลี่กลีบ 3 ชั้น

นอกจากนี้ จะมีการพัฒนาอุตสาหกรรมห้องเย็น (Cold Storage) เพื่อรองรับการผลิตผลไม้ซึ่งเป็นพื้นฐานเศรษฐกิจดั้งเดิมของจังหวัดระยองและจันทบุรี นอกจากทำความเย็นแล้วยังมีการควบคุมสัดส่วนบรรยากาศ ได้แก่ ปริมาณออกซิเจน คาร์บอนไดออกไซด์ เอธิลีน และไนโตรเจน ให้เหมาะสมและคงที่ เพื่อชะลอการสุก การเสื่อมสภาพ เช่น อ่อนนิ่ม และเน่าเสีย รวมถึงช่วยควบคุมเชื้อโรคบางชนิดด้วย ทำให้สามารถยืดอายุการเก็บรักษาผักผลไม้ให้นานขึ้น ส่งผลดีต่อเกษตรกรไม่ว่าจะจำหน่ายในประเทศหรือส่งออก อีกทั้งในประเทศญี่ปุ่นยังใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle) ที่มีจุดเด่น คือ ไม่มีการปล่อยของเสีย ใช้ร่วมในกระบวนแยกอากาศเพื่อผลิตออกซิเจนและไนโตรเจนเหลวได้ ทำให้สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าลงประมาณ 30% ของกระบวนการแยกอากาศเพื่อ

ผลิตแก๊สอุตสาหกรรม และยังสามารถนำพลังงานความเย็นไปใช้ประโยชน์ในการรักษาทางการแพทย์ (Cryotherapy) และเพิ่มประสิทธิภาพของโซลาร์เซลล์[1,4]

1.1.2 กระบวนการที่นำความเย็นจากแก๊สธรรมชาติเหลวไปใช้ประโยชน์

1.1.2.1 กระบวนการการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture)

สถานการณ์ภาวะโลกร้อน (Global Warming) ในปัจจุบันมีความรุนแรงมากขึ้น ส่งผลกระทบในวงกว้าง สาเหตุหลักมาจากการเกิดปรากฏการณ์เรือนกระจก (Greenhouse Effect) ที่มีคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เป็นส่วนประกอบหลักของแก๊สเรือนกระจก (Greenhouse Gas หรือ GHG) ที่ถูกปล่อยเข้าสู่ชั้นบรรยากาศที่สูงมากขึ้นอันเกิดจากกิจกรรมการเผาไหม้เชื้อเพลิงต่าง ๆ [6] ปัจจุบันการปล่อย CO_2 ทั่วโลกเพิ่มขึ้นสูงขึ้นถึง 2.7% ส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Climate Change) และคาดว่าในปี 2593 อุณหภูมิโลกอาจจะเพิ่มสูงขึ้นกว่า 3-6 °C ทำให้คณะกรรมการระหว่างรัฐบาลว่าด้วยเรื่องการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (IPCC) ของสหประชาชาติตั้งเป้าลดการปล่อย CO_2 ลงครึ่งหนึ่งภายในปี 2573 และต้องไม่มีการปล่อย CO_2 เพิ่มภายในปี 2593 เพื่อคงระดับอุณหภูมิโลกไม่ให้สูงเกินจากเดิม 1.5 °C [7] ทำให้หลายประเทศหาแนวทางและพัฒนาเทคโนโลยีลด CO_2 ที่เป็นต้นเหตุของภาวะโลกร้อน[8]

การดักจับคาร์บอน เป็นเทคโนโลยีหนึ่งที่หลายประเทศกำลังพัฒนา และใช้ดักจับการปล่อย CO_2 จากแหล่งต่าง ๆ เพื่อลดการปล่อย CO_2 สู่บรรยากาศ[9] และใช้ประโยชน์ CO_2 จากแหล่งกำเนิดขนาดใหญ่ เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานฟอสซิลขนาดใหญ่ โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล หรือ โรงงานอุตสาหกรรมที่มีการปล่อย CO_2 [10] โดยสามารถใช้ CO_2 ในกระบวนการอัดแก๊สในน้ำอัดลม ใช้กระตุ้นการเติบโตของพืช ใช้ในกรรมวิธีบรรจุเนื้อสัตว์ อาหารเด็ก อาหารสด และขนมต่าง ๆ เพื่อช่วยยืดอายุของผลิตภัณฑ์ เนื่องจากช่วยยับยั้งการเจริญเติบโตของแบคทีเรีย ใช้ในการเก็บรักษาอาหารสดในระหว่างการขนส่ง โดยคาร์บอนไดออกไซด์ยังสามารถใช้ในรูปของน้ำแข็งแห้งและใช้ในการผ่าตัดที่ต้องเปิดแผลใหญ่เพื่อรักษาสภาพร่างกายได้อีกด้วย[11] นอกจากนี้ ในอุตสาหกรรมเคมีและอิเล็กทรอนิกส์ CO_2 เป็นตัวทำความเย็นต่ำที่หาได้ง่ายและใช้งานอย่างกว้างขวางในห้องปฏิบัติการ เช่น ตู้ทดสอบอุณหภูมิต่ำทุกชนิด สายพานการผลิต และการประกอบชิ้นส่วนอิเล็กทรอนิกส์ ดังนั้น จึงกล่าวได้ว่า CO_2 สามารถใช้ประโยชน์ได้ทั้งในอุตสาหกรรมอาหาร ยา การแพทย์ เคมีและอิเล็กทรอนิกส์ [12]

1.1.2.2 กระบวนการ Emission-to-Liquid (eTL) และ กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water)

กระบวนการ Emission-to-Liquid (eTL) เป็นเทคโนโลยีที่สามารถลดการปล่อย CO_2 ได้ เนื่องจากใช้ CO_2 เป็นสารตั้งต้นสำหรับผลิตของเหลวมูลค่าสูงและมีประโยชน์ต่อโครงสร้างพื้นฐานพลังงานในปัจจุบัน ในบรรดาผลิตภัณฑ์เหลวต่าง ๆ ที่ได้จากกระบวนการ eTL เมทานอลได้รับความสนใจเป็นพิเศษ เนื่องจากสามารถผสมกับน้ำมันเบนซินเพื่อเพิ่มเลขออกเทนได้ และใช้ในเซลล์เชื้อเพลิงเมทานอลได้โดยตรง นอกจากนี้ เมทานอลยังเป็นวัตถุดิบสำหรับการผลิตสารเคมีที่มีมูลค่าสูงขึ้น เช่น Formaldehyde, Acetic Acid, Methyl Methacrylate, Dimethyl Terephthalate, Methylamines, Chloromethanes, Dimethyl Carbonate และ Methyl Tertiary Butyl Ether อีกทั้ง เมทานอลยังสามารถเปลี่ยนเป็น Ethylene และ Propylene ผ่านกระบวนการเปลี่ยนเมทานอลเป็นโอลิฟิน (Methanol-to-Olefin, MTO) ในปัจจุบัน ความต้องการเมทานอลทั่วโลกมีมากกว่า 60 ล้านเมตริกตันต่อปีและมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง[13] อีกทั้งความต้องการของตลาดเมทานอลของประเทศไทยคาดว่าจะสูงถึง 695.22 พันตันภายในปี 2573 ซึ่งเติบโตที่อัตราการเติบโตต่อปี (Compound Annual Growth Rate, CAGR) ที่ 4.60% โดยได้แรงหนุนจาก อุตสาหกรรมเคมีและปิโตรเคมีเพื่อผลิตเป็น Formaldehyde และ Acetic Acid นอกจากนี้ ความต้องการที่เพิ่มขึ้นสำหรับเมทานอลในการใช้งานด้านเภสัชกรรมเฉพาะกลุ่มพร้อมกับการขยายตัวอย่างรวดเร็วของอุตสาหกรรมยาทั่วโลกมีแนวโน้มที่จะตอบสนองได้ดีในความต้องการที่เพิ่มขึ้นในช่วงเวลาคาดการณ์การระบาดของ COVID-19[14] อย่างไรก็ตาม เมทานอลเกือบทั้งหมดสังเคราะห์จากแก๊สสังเคราะห์ (Syngas) ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นฐาน ซึ่งไม่สอดคล้องกับการใช้

ทรัพยากรอย่างยั่งยืน ดังนั้น กระบวนการ eTL จึงเป็นเทคโนโลยีที่ทำให้สามารถผลิตเมทานอลได้อย่างยั่งยืน และช่วยลดระดับ CO_2 ในบรรยากาศได้อีกด้วย[13]

ปัจจุบันการสังเคราะห์เมทานอลจาก CO_2 สามารถทำได้โดยใช้ Photocatalytic และ Catalytic Hydrogenation แม้ว่ากระบวนการ Photocatalytic จะเป็นตัวเลือกที่น่าสนใจ เนื่องจากมีการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ได้โดยตรง แต่จำกัดเฉพาะการศึกษาในห้องปฏิบัติการเท่านั้นและมีประสิทธิภาพที่ต่ำมาก[6] นอกจากสองกระบวนการดังกล่าวแล้ว CO_2 Hydrogenation เป็นกระบวนทางเลือกที่น่าสนใจสำหรับการผลิตเมทานอลในปริมาณมาก โดยกระบวนการผลิตเมทานอลจาก CO_2 Hydrogenation ประกอบด้วย 4 ขั้นตอน คือ (i) การดักจับ CO_2 (ii) การผลิต H_2 (iii) การสังเคราะห์เมทานอล และ (iv) การทำบริสุทธิ์เมทานอล ดังนั้น วัตถุดิบหลักที่ใช้ในกระบวนการ CO_2 Hydrogenation คือ CO_2 และ H_2 โดย CO_2 สามารถใช้ Carbon Capture ในการดักจับได้จากแก๊สไอเสีย (Flue Gas) ส่วนการผลิตไฮโดรเจนนั้น สามารถผลิตได้กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water) ซึ่งมีข้อได้เปรียบในด้านการใช้งานได้อย่างหลากหลาย คือ ผลิต H_2 ได้ปริมาณมาก และมีความบริสุทธิ์สูง อีกทั้ง เป็นวิธีที่เหมาะสมสำหรับการจัดเก็บไฟฟ้าหมุนเวียนในปริมาณมาก[13] โดยจะใช้กระบวนการย้อนกลับของเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) อิเลคโตรดที่ใช้จะเป็นเยื่อที่นำอิออนของแข็ง (Solid Ion Conducting Membrane) ซึ่งในปัจจุบันเซลล์เชื้อเพลิงที่นิยมใช้ในกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบพอลิเมอร์ของแข็งจะเป็นชนิดเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน หรือ Proton Exchange Membrane (PEM) ซึ่งมีข้อดีหลายประการ คือ ไดอะแฟรม หรือ เยื่ออิเลคโตรไลต์สามารถทำให้บางมากได้ ทำให้การนำไฟฟ้าเป็นอย่างมีประสิทธิภาพโดยไม่เกิดการรั่วข้ามของแก๊สผลิตภัณฑ์ ไม่มีการไหลของอิเลคโตรไลต์ ไม่ต้องมีการกรองนอกเซลล์ เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และ H_2 ที่ได้มีความบริสุทธิ์สูงมากมากกว่า 99.99% โดยโมล อีกทั้งใช้ได้เมื่อมีความดันสูง ได้ถึง 20,000 kPa โดยไม่ต้องใช้อุปกรณ์ภายนอกระบบทำให้เกิดความปลอดภัยมากยิ่งขึ้น[15]

นอกจากนี้ ผลิตภัณฑ์ร่วมของกระบวนการยังสามารถผลิต O_2 ทางการแพทย์ที่สอดคล้องกับการใช้งานในสถานการณ์ COVID-19 ซึ่งเป็นโรคที่เกี่ยวข้องกับระบบทางเดินหายใจ และปอดเป็นอวัยวะในระบบทางเดินหายใจที่ได้รับผลกระทบมากที่สุดจากการติดเชื้อที่ส่งผลให้ประสิทธิภาพในการแลกเปลี่ยนแก๊สออกซิเจน (O_2) และคาร์บอนไดออกไซด์ลดลง (CO_2) เกิดเป็นภาวะพร่องออกซิเจน ต้องใช้เครื่องช่วยหายใจ[16] ทำให้มีความต้องการใช้ O_2 ทางการแพทย์สูงขึ้นตามไปด้วยจากปกติวันละ 300-350 ตัน เป็นวันละ 400 ตัน หรือ เพิ่มขึ้น 20%[17]

1.1.2.3 กระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC)

กำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นอยู่ที่ประมาณ 42,000 เมกะวัตต์ ซึ่งมากกว่า 60% ผลิตจากแก๊สธรรมชาติ อีกประมาณ 15% ผลิตจากถ่านหิน 15% เป็นไฟฟ้าที่ได้จากเขื่อน พลังงานหมุนเวียน เช่น ชีวมวล แสงอาทิตย์ ลม และ 10% รับซื้อจากต่างประเทศ ได้แก่ ลาว และมาเลเซีย ซึ่งเห็นได้ว่าประเทศไทยใช้แก๊สธรรมชาติผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก แต่เนื่องจากปริมาณแก๊สธรรมชาติในอ่าวไทยกำลังลดลงและอาจส่งผลต่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศได้[18] จากมติของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติประเทศไทยจะมุ่งไปสู่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น จากการประชุมสมัชชาประเทศภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (COP) จึงมีการกำหนดแนวทางการควบคุมการปล่อย CO_2 คือ Carbon Neutral เป็นการปล่อยแก๊ส CO_2 สุทธิเป็นศูนย์ อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องลดการปล่อย CO_2 จึงเกิดการขยายการดำเนินธุรกิจไปสู่นวัตกรรมพลังงานสะอาดมากขึ้น เพื่อให้อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าของประเทศมีความสอดคล้องกับแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนดังกล่าว[19]

เทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่สามารถนำความเย็นที่อุณหภูมิต่ำไปใช้ผลิตไฟฟ้าและนำไฟฟ้าที่ผลิตได้มาใช้ในกิจการของตนเองเป็นการช่วยลดภาระการซื้อไฟฟ้าจากภายนอกได้ซึ่งสอดคล้องกับการดำเนินกิจการอย่างยั่งยืนและลดมลพิษทางอากาศ เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าที่สนใจในโครงการนี้ คือ การผลิตไฟฟ้าด้วยวัฏจักรแรงคิน (Rankine Cycle) และ วัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle –

ORC)[20] โดยวัฏจักรแรงคิน คือ วัฏจักรการผลิตไฟฟ้า สำหรับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่มักใช้น้ำเป็นสารสำหรับหมุนเวียนในระบบ ซึ่งต้องใช้อุณหภูมิและความดันสูง และ ใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อเป็นแหล่งให้ความร้อนในเครื่องระเหย (Evaporator) [21] ส่วน ORC เป็นระบบการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กโดยทำงานที่อุณหภูมิต่ำ ใช้สารอินทรีย์ เช่น สารประกอบไฮโดรคาร์บอนและสารทำความเย็นแทนน้ำในวัฏจักรแรงคิน ทำให้ ORC มีความดันและอุณหภูมิต่ำ จึงส่งผลให้ต้นทุนพลังงานต่ำ นอกจากนี้ ข้อดีอีกประการหนึ่งของ ORC คือ สามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้ง Full Load และ Partial Load รวมทั้งมีค่าบำรุงรักษาต่ำมาก[22] ดังนั้น ORC จึงเหมาะเป็นทางเลือกที่ดีสำหรับการผลิตไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ ORC เมื่อเปรียบเทียบกับระบบอื่น ๆ เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) มีข้อดีหลายประการ ดังนี้[20]

1. ประสิทธิภาพของระบบรวมสูง โดยเฉพาะอย่างยิ่งการนำไปใช้ในระบบผลิตความร้อนร่วม (Cogeneration plants)
2. ประสิทธิภาพของกังหันสูงประมาณ 90%
3. ความเครียดของเครื่องจักรต่ำเนื่องจากความเร็วการเคลื่อนที่ของสารทำงานในระบบต่ำ
4. ความเร็วรอบของกังหันต่ำทำให้สามารถต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้โดยตรงกับกังหัน โดยปราศจากเกียร์ทดรอบ
5. ไม่มีการกัดกร่อนของใบกังหัน เนื่องจากไม่มีความชื้นในหัวฉีดไอของของไหลทำงาน
6. มีอายุการใช้งานยาว เนื่องจากคุณสมบัติของของไหลทำงานที่ไม่เหมือนไอน้ำที่มักจะเป็นสนิมและเกิดการสึกกร่อนของวาล์วและใบกังหัน

ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ ORC จะขึ้นอยู่กับระดับอุณหภูมิและปริมาณของความร้อนเหลือทิ้งที่นำมาใช้ผลิตไฟฟ้าของสถานประกอบการ โดยทั่วไปเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ ORC จะมีประสิทธิภาพโดยรวมประมาณ 15-25% โดยที่ประสิทธิภาพจะแปรผันตรงกับอุณหภูมิน้ำร้อนที่เข้าเครื่องระเหย และน้ำเย็นที่เข้าเครื่องควบแน่น (Condenser)[20]

1.1.2.4 กระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center

ในช่วงปี 2563-2565 มูลค่าตลาดการให้บริการ Data Center รวมของโลกคาดว่าจะเติบโตต่อเนื่องราว 23% โดยมีปัจจัยหนุนจากตลาด Public Cloud ที่เติบโตโดดเด่น เนื่องจากสามารถตอบโจทย์การใช้งานในระดับองค์กรภายใต้วิถีใหม่ (New Normal) ได้เป็นอย่างดี นอกจากนี้ จากปริมาณการใช้ข้อมูลที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามการพัฒนาของเทคโนโลยีดิจิทัล และอัตราการเข้าถึงสมาร์ตโฟน และอินเทอร์เน็ตความเร็วสูงของผู้บริโภคที่เพิ่มมากขึ้น อัตราการเติบโตดังกล่าวมีแนวโน้มเร่งตัวขึ้น[23] จากการแพร่ระบาดของ COVID-19 ซึ่งเป็นปัจจัยเร่งสำคัญให้องค์กรนำเทคโนโลยี Cloud เข้ามาช่วยในการดำเนินธุรกิจมากขึ้น และคาดว่าแนวโน้มดังกล่าวจะยังดำเนินต่อเนื่องไปในอนาคต เนื่องจากเทคโนโลยี Cloud สามารถช่วยลดต้นทุนในด้านไอทีให้กับองค์กรและยังช่วยอำนวยความสะดวกให้พนักงานในองค์กรสามารถทำงานได้ทุกที่ทุกเวลาผ่านซอฟต์แวร์ต่าง ๆ เช่น ซอฟต์แวร์การจัดการลูกค้า (Customer Relationship Service, CRM) ซอฟต์แวร์การประชุมระยะไกล (Teleconference) ซอฟต์แวร์การจัดทำเอกสารออนไลน์ และ E-Signature เป็นต้น[24]

ห้อง Server และ Data Center เป็นศูนย์ข้อมูลขององค์กรที่มีเครื่องคอมพิวเตอร์ Server ระบบโทรคมนาคม รวมทั้งอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมโยงสัญญาณ อย่างเช่น Switch และ Hub โดยอุปกรณ์เหล่านี้จำเป็นต้องเปิดใช้งานตลอด 24 ชั่วโมง ซึ่งจะทำให้เกิดความร้อน ดังนั้นจึงต้องติดตั้งระบบทำความเย็นเพื่อให้ระบายความร้อนได้ดี[25] หากไม่มีระบบทำความเย็นเครื่องคอมพิวเตอร์ รวมทั้งอุปกรณ์ต่าง ๆ จะไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ[26] แต่ในขณะเดียวกันระบบทำความเย็นต้องมีการควบคุมไม่ให้อุณหภูมิต่ำจนเกินไป เนื่องจากอาจทำให้เกิดไอน้ำเกาะติดตามเครื่อง Server หรือ อุปกรณ์ต่าง ๆ ได้ จึงมีการกำหนดมาตรฐานอุณหภูมิสากลเพื่อสร้างภาวะแวดล้อมที่เหมาะสม คือ

20–22 °C[27] ดังนั้นการออกแบบระบบทำความเย็นให้ปลอดภัยมีมาตรฐานใช้งานได้อย่างยาวนานเป็นหัวใจหลักของห้อง Server และ Data Center[28]

1.1.3 สารทำความเย็น (Refrigerant)

สารทำความเย็น (Refrigerant) คือ สารเคมีเหลวที่ใช้ในระบบทำความเย็น มีคุณสมบัติ คือ จุดเดือดต่ำ ระเหยได้เร็วที่ความดันปกติ ทำให้ดูดซับ และนำพาความร้อนจากสิ่งแวดล้อมได้ดี การทำงานของสารทำความเย็นจะทำหน้าที่เป็นตัวกลางถ่ายโอนความร้อนในระบบทำความเย็น เมื่ออุปกรณ์ควบคุมสารทำความเย็นฉีดสารทำความเย็นเข้าไปในเครื่องระเหย สารความเย็นจะเกิดการเดือดและเปลี่ยนสถานะกลายเป็นไอ จากนั้นจะเกิดความต้องการดูดซับปริมาณความร้อนและความร้อนแฝงภายในบริเวณที่ต้องการให้เกิดความเย็น เช่น ภายในห้องหรือภายในตู้ซึ่งเป็นบริเวณโดยรอบของเครื่องระเหย และความร้อนที่สารทำความเย็นรับไปนี้จะถูกระบายหรือถ่ายโอนออกภายนอกบริเวณที่ต้องการให้เกิดความเย็นที่อุปกรณ์ควบแน่น ซึ่งเป็นจุดที่สารทำความเย็นจะเกิดการกลั่นตัวเพื่อเปลี่ยนสถานะให้กลายเป็นของเหลวดังเดิมและไหลเวียนเข้าสู่ระบบกลายเป็นวัฏจักรทำความเย็น[29]

1.1.4 ชนิดของสารทำความเย็นที่ใช้ทั่วไป[29] สามารถแบ่งตามคุณสมบัติทางเคมีได้ 4 ประเภท ได้แก่

1. สารกลุ่ม CFC (Chlorofluorocarbon) มีส่วนประกอบของ คลอรีน ฟลูออรีน และคาร์บอน สารทำความเย็นที่อยู่ในกลุ่มนี้ เช่น R11 และ R12 ซึ่งที่ผ่านมามีการใช้งานอย่างแพร่หลาย มีความปลอดภัย และไม่เป็นพิษ

2. สารกลุ่ม HFC (Hydrofluorocarbon) มีส่วนประกอบของ ไฮโดรเจน ฟลูออรีน และคาร์บอน สารทำความเย็นที่อยู่ในกลุ่มนี้ เช่น R407C และ R134a เหมาะมากสำหรับการใช้งานในเครื่องปรับอากาศทั่วไป เพราะไม่มีพิษ ไม่ติดไฟ ไม่กัดกร่อนอุปกรณ์ และไม่ทำลายโอโซนในชั้นบรรยากาศ

3. สารกลุ่ม HCFC (Hydrochlorofluorocarbon) มีส่วนประกอบของ ไฮโดรเจน คลอรีน ฟลูออรีน และคาร์บอน สารทำความเย็นที่อยู่ในกลุ่มนี้ เช่น R22 ซึ่งเป็นสารทำความเย็นที่เหมาะกับระบบของอุปกรณ์ที่มีขนาดเล็ก เนื่องจากมีปริมาตรจำเพาะน้อย ทำให้ขนาดของคอมเพรสเซอร์มีขนาดเล็กกว่าคอมเพรสเซอร์ที่ใช้สารทำความเย็น R12 และยังมีแนวโน้มการรั่วไหลที่น้อยกว่า ราคาถูกกว่า

4. สารกลุ่ม HC (Hydrocarbon) มีส่วนประกอบของ ไฮโดรเจน และคาร์บอน สารทำความเย็นในกลุ่มนี้ เช่น R290 (Propane) ซึ่งสารในกลุ่มนี้ส่งผลกระทบต่อชั้นโอโซนน้อยกว่า 3 กลุ่มแรก

1.1.5 สารทำความเย็นในปัจจุบัน และ แนวโน้มของสารทำความเย็นในอนาคต[29]

สถานการณ์โลกในปัจจุบันได้เกิดภาวะโลกร้อน เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณแก๊สเรือนกระจก และที่สำคัญ คือ ชั้นบรรยากาศโอโซนถูกทำลาย ที่ผ่านมาสารทำความเย็นในกลุ่ม CFC และ HCFC มีผลกระทบต่อชั้นบรรยากาศโลกมาก ถึงแม้กลุ่ม HFC จะไม่มีผลกระทบต่อชั้นบรรยากาศโลก แต่ก่อให้เกิดภาวะเรือนกระจกถึง 4,000 เท่าของคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้น การเลือกใช้สารทำความเย็นจะต้องตระหนักและคำนึงถึงผลกระทบเหล่านี้ด้วย จึงได้มีการกำหนดค่าที่สามารถบ่งบอกถึงผลกระทบต่อชั้นโอโซนไว้ คือ

1. ODP (Ozone Depleting Potential) เป็นค่าที่บอกถึงการทำลายชั้นโอโซน เทียบกับสารทำความเย็น R11 กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1 เสมอ

2. GWP (Global Warming Potential) เป็นค่าที่เทียบกับแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ หรือค่าที่บอกถึงภาวะเรือนกระจก เทียบกับคาร์บอนไดออกไซด์ กำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1 เสมอ

จากสถานการณ์ดังกล่าว จึงเกิดข้อตกลง พิธีสารเกียวโต และ พิธีสารมอนทรีออล เพื่อควบคุม ยับยั้ง และรณรงค์ให้ลดการผลิตและการใช้สารทำความเย็นรูปแบบเก่าที่ไม่ปลอดภัยต่อชั้นโอโซน[30] ในการกำหนดการเลือกใช้สารทำความเย็นที่ให้คำนึงถึง ODP และ GWP ทั้ง

สองค่านี้ ซึ่งการเลือกใช้สารทำความเย็นที่ดีควรมีค่า ODP เป็นศูนย์ และค่า GWP ต่ำ โดยสารทำความเย็นในอนาคต จะมุ่งไปสู่การใช้สารทำความเย็นธรรมชาติ เช่น สารประกอบไฮโดรคาร์บอนซึ่งเป็นสารที่พบเจออยู่ในสภาพแวดล้อม มีค่า ODP เท่ากับ 0 และมีค่า GWP ต่ำ จึงถือเป็นทางออกสำคัญในการช่วยบรรเทาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม[31] โดยหลายประเทศในยุโรปได้เริ่มมีนโยบายการห้ามใช้สาร CFC และ HCFC เป็นสารทำความเย็นแล้ว[29]

Refrigerant		Atmospheric Lifetime (Years)	Ozone Depletion Potential (ODP) (100 Year)	Global Warming Potential (GWP)
Ammonia	R-717	–	0	<1
CFC (no more)	CFC-11 (Baseline ODP)	50	14000	
	CFC -12	102	1	10900
HCFCs	HCFC-22	13.3	0.055	1820
	HCFC-123	1.4	0.02	93
	HCFC-141b	9.4	0.11	630
HFCs	HFC-134a	14.6	0	1300
	HFC-245fa	7.3	0	820
	R-32	–	0	675
HCs	HC-290 (Propane)	–	0	3
	R-1270 (Propelene)	–	0	<2
HFC Blends	R-404A	–	0	3260
	R-407A	–	0	1770
	R-407C	–	0	1530
	R-410A	–	0	1730
CO2	R-744	–	0	1
HFOs	1234yf, 1234ze	–	0	4,7

รูปที่ 1.1 ODP และ GWP ของสารทำความเย็น[32]

สารทำความเย็นที่ตอบโจทย์ทั้งการใช้งานและรักษ์โลก นำไปสู่การคิดใหม่ทำใหม่ โดยการใช้งาน “สารทำความเย็นสีเขียว” ซึ่งเป็นสารทำความเย็นธรรมชาติที่มีค่า GWP เพียง 3 หน่วยเท่านั้น คือ สารทำความเย็นธรรมชาติ R290[33] ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของวัฏจักรทางชีวธรณีเคมีที่เกิดขึ้นทั่วไปตามธรรมชาติ ทำให้เมื่อปล่อยออกสู่สิ่งแวดล้อมจะไม่เกิดผลเสียและไม่ก่อมลพิษสะสม ดังนั้น จึงมั่นใจได้ว่าจะไม่ทำลายชั้นโอโซนและไม่ส่งผลกระทบต่อภาวะโลกร้อน ที่สำคัญคือ เมื่อเทียบกับสารทำความเย็นแบบเก่านั้น ยังสามารถช่วยลดการใช้ไฟฟ้าได้มากถึง 5-25% ด้วยประสิทธิภาพในการทำงานที่มากกว่า จึงกล่าวได้ว่า ไม่เพียงแค่ช่วยโลกเท่านั้น แต่ผู้ใช้งานเองก็ยังได้รับประโยชน์ไปพร้อมกัน ในปัจจุบัน มีการเริ่มนำ R290 มาใช้งานแล้วใน 103 ประเทศทั่วโลก โดยสหภาพยุโรปเป็นแนวหน้าด้านการผลักดันการใช้สารทำความเย็นสีเขียว ผ่านความร่วมมือจากหลายภาคส่วนในการทำงานวิจัย พัฒนา และผลิตอุปกรณ์ที่รองรับการใช้งานได้จริง รวมไปถึงการสร้างความตระหนัก และรณรงค์เพื่อช่วยกันแก้ไขปัญหาโลกร้อน ดังนั้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงร่วมกับองค์กรความร่วมมือระหว่างประเทศของเยอรมัน ดำเนินโครงการ Thailand RAC NAMA (Thailand Refrigeration and Air Conditioning Nationally Appropriate Mitigation Action) โดยผลักดันให้อุตสาหกรรมต่าง ๆ ให้หันมาใช้สารทำความเย็นที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ส่งเสริมการผลิตและการใช้เทคโนโลยีสารทำความเย็นธรรมชาติ R290[30]

1.1.6 หอเผา (Flare)[34]

ในกรณีที่มีแก๊สส่วนเกินจากระบบการผลิตหรือท่อสารทำความเย็นแบบไฮโดรคาร์บอนออกมา หอเผาจะทำหน้าที่เผาแก๊สเหล่านั้นไม่ให้ออกสู่สิ่งแวดล้อม ลดความดันจากอุปกรณ์ ป้องกันไม่ให้ความดันสูงเกินกว่าที่อุปกรณ์จะทนได้แล้วแตกออก เช่น หอกลั่นที่เกิดความผิดปกติ การเดินเครื่องในภาวะฉุกเฉิน ป้องกันการระเบิด หรือไฟไหม้ที่อุปกรณ์ และเพื่อป้องกันไม่ให้ความร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้แผ่รังสีความร้อนจนเป็นอันตรายต่อชุมชนนอกรั้วโรงงาน นอกจากนี้ หอเผามักจะมีความสูงมาก จึงมีหน้าที่เพื่อรักษาความปลอดภัย และมีการ

ทำงานตลอด 24 ชั่วโมง รวมทั้งใช้งานในช่วงเริ่มเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่องด้วย โดยหากควบคุมการเผาไหม้ให้เกิดขึ้นอย่างสมบูรณ์สารมลพิษที่เหลืออยู่จะมีเพียงแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์และน้ำเป็นส่วนประกอบ

แก๊สที่นำมาเผาทิ้งนี้ส่วนใหญ่เป็นแก๊สไฮโดรคาร์บอนที่มีคุณสมบัติเป็นเชื้อเพลิงโดยมีทั้งที่เบาและหนักกว่าอากาศ โดยเฉพาะกรณีแก๊สนั้นหนักกว่าอากาศ เช่น โพรเพน (Propane) หากปล่อยออกมาโดยไม่เผาทิ้งอาจเกิดการสะสมตัวในบริเวณใกล้เคียงแล้วเกิดเหตุเพลิงไหม้หรือระเบิดได้

1.1.7 การออกแบบการทดลอง (Design of Experiment : DOE)[35,36]

การออกแบบการทดลองเป็นการออกแบบเพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่มีความเหมาะสม โดยการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด (Optimization) ซึ่งอาศัยแบบจำลองหรือสมการทางคณิตศาสตร์และวิธีการทางสถิติขั้นสูงมาอธิบายความสัมพันธ์ของปัจจัยขาเข้าที่มีผลต่อปัจจัยขาออก โดยสามารถศึกษาผลของหลายปัจจัยได้พร้อมกัน การออกแบบการทดลองจึงเป็นวิธีการเก็บข้อมูลที่มีประสิทธิภาพโดยการเปลี่ยนแปลงหรือปรับค่าของปัจจัย (Factors) อย่างมีจุดมุ่งหมายที่จะสังเกตการณ์เปลี่ยนแปลงของผลตอบ (Response) ที่เกิดขึ้น

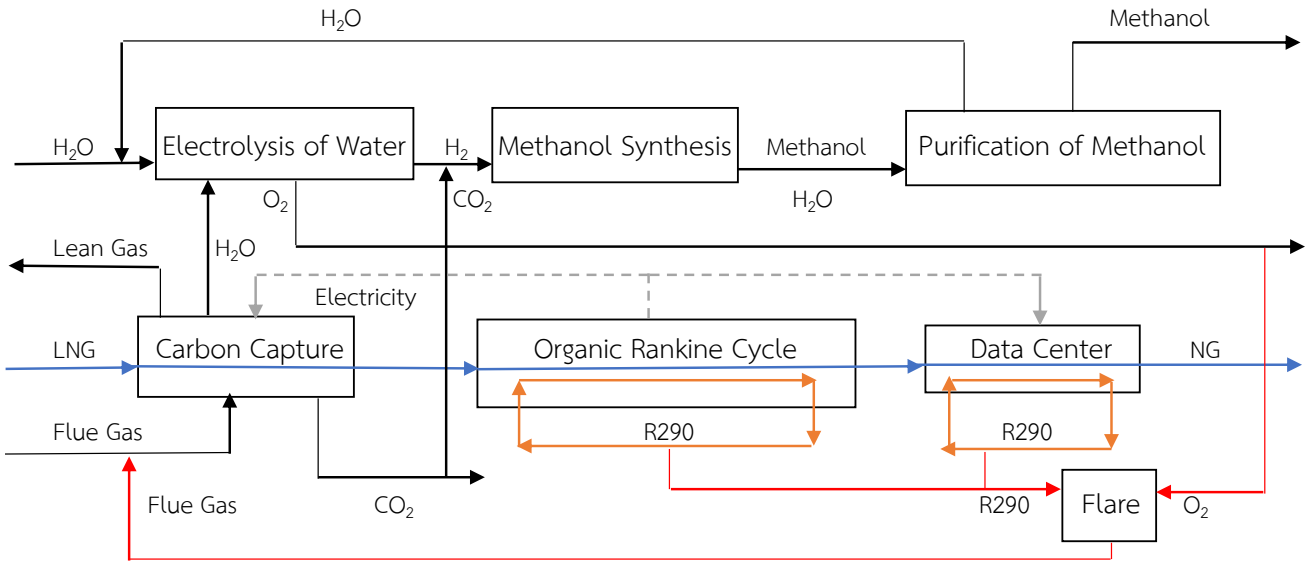
กระบวนการที่มีปัจจัยขาเข้า (Factors) ต่าง ๆ ที่ไม่เป็นอิสระจากกัน ที่ส่งผลต่อ ค่า Y จะใช้การออกแบบการทดลองแบบผสม (Mixture Design) ซึ่งเป็นการออกแบบการทดลองเพื่อหาสัดส่วนที่เหมาะสมของปัจจัยขาเข้าเชิงปริมาณตั้งแต่ 2 ปัจจัยขึ้นไปโดยยึดหลักว่าผลรวมปริมาณของปัจจัยขาเข้าทั้งหมดจะต้องเป็น 1.0 หรือ 100% เสมอ กล่าวคือเมื่อปัจจัยขาเข้าหนึ่ง มีปริมาณที่เพิ่มขึ้น ย่อมทำให้ปัจจัยขาเข้าอื่น ๆ มีสัดส่วนลดลง มีข้อดี คือ สามารถวิเคราะห์ผลลัพธ์ตามที่กำหนด ในทางคณิตศาสตร์ เพื่อหาอัตราส่วนที่เหมาะสมที่สุดในการออกแบบ รวมทั้งวิเคราะห์ได้อย่างแม่นยำและเป็นระบบอีกด้วย

1.2 แนวคิดในการออกแบบ (Conceptual Design)

กระบวนการนำพลังงานความเย็นจาก LNG มาใช้ถูกออกแบบภายใต้แนวคิดการใช้ทรัพยากรด้านพลังงานอย่างคุ้มค่า เกิดประโยชน์สูงสุด เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน แสดงดังรูปที่ 1.2 โดยเริ่มต้นจากการนำ LNG ที่มีอุณหภูมิต่ำ เข้าสู่กระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) เป็นการนำแก๊สไอเสีย (Flue Gas) จากโรงไฟฟ้าถ่านหิน จากนั้น เพื่อเพิ่มมูลค่าของ CO_2 จึงนำเข้าสู่กระบวนการ Emission-to-Liquid (eTL) ที่เป็นเทคโนโลยีทำให้สามารถผลิตเมทานอล (Methanol Synthesis) ได้อย่างยั่งยืน เนื่องจากเมทานอลเป็นสารที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้อย่างหลากหลาย โดยสารตั้งต้น คือ CO_2 และ H_2 ทั้งนี้ สามารถผลิต H_2 ได้จากกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water) อันจะได้ผลิตภัณฑ์หลักเป็น H_2 ที่มีความบริสุทธิ์สูง และยังเหมาะสมสำหรับการจัดเก็บไฟฟ้าหมุนเวียน อีกทั้งยังมีผลิตภัณฑ์ร่วมที่เกิดขึ้นอีก คือ O_2 ซึ่งจากการแพร่ระบาดของ COVID-19 ส่งผลให้มีความต้องการใช้ O_2 ทางการแพทย์สูงขึ้นตามไปด้วย จากนั้น LNG จะเข้าสู่กระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC) เป็นเทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่สามารถนำความเย็นไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้ และเข้าสู่กระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center ที่กำลังมีอัตราการเติบโตสูงขึ้นอย่างมากในปัจจุบัน ซึ่งทั้ง 2 กระบวนการดังกล่าว จะใช้สารทำความเย็นธรรมชาติ คือ R290 (Propane) อันเป็นสารทำความเย็นธรรมชาติที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม หรือ “เทคโนโลยีทำความเย็นสีเขียว” นอกจากนี้ ยังได้นำหลักการการออกแบบการทดลองแบบผสม (Mixture Design) เพื่อสำรวจผลจากค่าความเหมาะสมของการนำไปใช้ของแต่ละกระบวนการเพื่อให้ได้สัดส่วนการนำพลังงานความเย็นไปใช้งานของแต่ละกระบวนการที่มีความคุ้มค่ามากที่สุด โดยหลักการของการทดลองแบบผสมในโครงการนี้ คือ การกำหนดสัดส่วนปริมาณของ LNG ที่เข้าไปยังแต่ละกระบวนการซึ่งต่อกันแบบขนาน โดยสัดส่วนจะรวมกันได้ 100 เปอร์เซ็นต์ แสดงดังตารางที่ 1.1 ทั้งนี้ ตัวแปรผลลัพธ์หลักที่ได้ในแต่ละกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงสัดส่วน คือ ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ดังนั้นการใช้หลักการออกแบบผสมนี้ จึงนำไปสู่ผลลัพธ์

ที่มีอัตราผสมที่เหมาะสมและใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพมากที่สุดในการออกแบบได้ นอกจากนี้ ในด้านการบริหารจัดการสารทำความเย็นหากมีการรั่วไหลจึงมีการติดตั้งหอเผา (Flare) เพื่อความปลอดภัยเบื้องต้นอีกด้วย

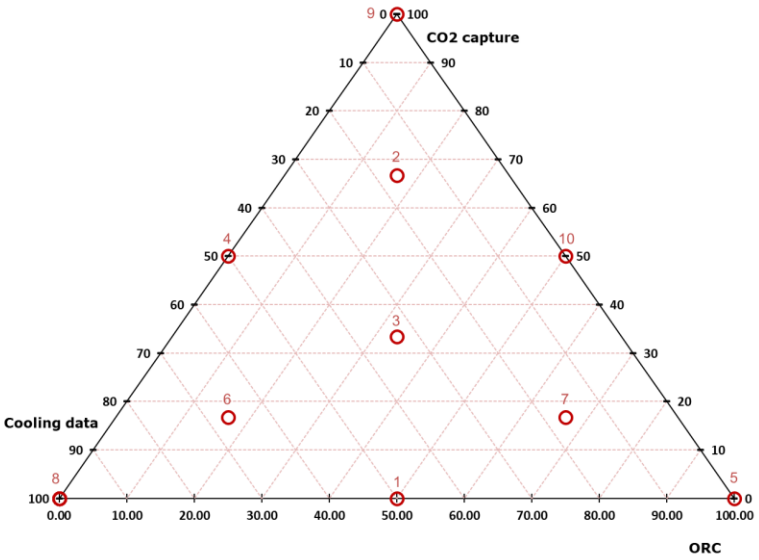
จากแนวคิดในการออกแบบกระบวนการดังกล่าวนอกจากจะเป็นการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกแล้ว (Zero Emission) ยังเป็นการเพิ่มผลประกอบการเนื่องจากได้ผลิตภัณฑ์เพิ่มเติม รวมถึงผลิตภัณฑ์ดังกล่าวสามารถสร้างประโยชน์ในแก่ชุมชนและอุตสาหกรรมข้างเคียงด้วย



รูปที่ 1.2 Block Flow Plant Diagram of Cold Energy Utilization from LNG

1.3 สรุปกรณี Mixture Design (กรณี 1-10) ในการแบ่งสัดส่วนของ LNG

ในการออกแบบการทดลองด้วยวิธี Mixture Design จะมีทั้งหมด 10 กรณี ซึ่งในแต่ละกรณีมีทั้งหมด 3 กระบวนการ ทำการศึกษาผลของการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนของปริมาณ LNG ที่นำเข้าไปยังแต่ละกระบวนการ โดยสัดส่วนของปริมาณ LNG กำหนดตามตารางที่ 1.1



รูปที่ 1.3 สรุปกรณี Mixture Design (กรณี 1-10)

ตารางที่ 1.1 Mixture Design แบ่งสัดส่วน LNG แต่ละกระบวนการ

Scenario	% CO_2 Capture	% ORC	% Cooling Data Center
1	50	0	50
2	66.7	16.7	16.7
3	33.3	33.3	33.3
4	0	50	50
5	0	100	0
6	16.7	16.7	66.7
7	16.7	66.7	16.7
8	0	0	100
9	100	0	0
10	50	50	0

1.4 พื้นฐานการออกแบบ (Design Basis)

สำหรับสมมุติฐานหรือพื้นฐานการออกแบบของกระบวนการต่าง ๆ ที่สนใจในโครงการนี้แสดงไว้ในหัวข้อที่ 1.4.1 ถึง 1.4.6 โดยองค์ประกอบของ LNG ที่เข้าสู่กระบวนการที่ใช้ในการออกแบบเป็นไปตามข้อกำหนดจากโจทย์ที่ได้รับ ในกรณี Lean Case ซึ่งมีสัดส่วนของแก๊สมีเทน (CH_4) สูงที่สุด ดังแสดงในตารางที่ 1.2

ตารางที่ 1.2 องค์ประกอบของ LNG ที่เข้าสู่กระบวนการในแต่ละภาวะ

Composition	%Mol
	Lean Case
Methane	99.84
Ethane	0.01
Propane	0.00
i-butane	0.00
n-butane	0.00
i-pentane	0.00
n-pentane	0.00
CO_2	0.00
N_2	0.15
Total	100.00

1.4.1 กระบวนการเปลี่ยนของเหลวมากลับมาเป็นแก๊สดังเดิม (Regasification)

ภาวะดังแสดงดังตารางที่ 1.3 และสมรรถนะของอุปกรณ์ในกระบวนการเปลี่ยนของเหลวมากลับมาเป็นแก๊สดังเดิม ทำการปรับปรุงและตรวจสอบความถูกต้องมาจากกระบวนการต้นแบบตามเอกสารอ้างอิง[37] โดยมีการปรับค่าอุณหภูมิขาเข้า ความดันขาเข้า และอัตราการไหลของ LNG ตามข้อกำหนดของโจทย์

ตารางที่ 1.3 สรุปรายการค่าภาวะและสมรรถนะในการออกแบบ Regasification Unit

Condition	Value	Unit
LNG Stream		
LNG Inlet Temperature	-154.5	°C
LNG Inlet Pressure	105.5	barg
Mass Flow Rate	100,000	kg/h
Sea Water Stream		
Sea Water Inlet Temperature	30	°C
Sea Water Inlet Pressure	1	atm
Sea Water Inlet Mass Flow Rate	20,000,000	kg/h
Regasification System		
Net Pump Power	1,823.3	kW
Minimum Temperature Approach	5	°C
Pressure Drop	0	kPa

1.4.2 กระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture)

องค์ประกอบของแก๊สไอเสีย (Flue Gas) ที่ใช้ในการออกแบบ อ้างอิงตามองค์ประกอบของแก๊สไอเสียจากการผลิตพลังงานของโรงไฟฟ้าถ่านหิน[38] โดยสัดส่วนโดยโมลของแก๊สซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และแก๊สไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) เทียบจากหน่วย mg/Nm^3

ตารางที่ 1.4 องค์ประกอบของ Flue Gas ที่เข้าสู่กระบวนการ[38]

Composition	Mole Fraction
CO_2	0.10
O_2	0.0728
N_2	0.6927
SO_2	1.336×10^{-5}
H_2O	0.1345
NO_2	2.657×10^{-5}

ภาวะดังแสดงในตารางที่ 1.5 และสมรรถนะของอุปกรณ์ในกระบวนการดักจับคาร์บอน ทำการปรับปรุงและตรวจสอบความถูกต้องมาจากกระบวนการต้นแบบตามเอกสารอ้างอิง[39] โดยมีการปรับค่าอุณหภูมิขาข้าวของ Stream ที่ Seperator เพื่อให้เหมาะสมกับอุณหภูมิของ LNG ตามข้อกำหนดจากโจทย์ ซึ่งอุณหภูมิของ LNG ที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการตั้งค่าให้อยู่ที่ -154.5 °C ซึ่งเป็นค่าต่ำที่สุดที่โจทย์กำหนดให้ใช้ได้ และตั้งค่าความดันเป็นค่าสูงสุดที่โจทย์สามารถให้ใช้ได้ ซึ่งอัตราการดักจับคาร์บอนไดออกไซด์ถูกควบคุมให้มีค่าประ มาณ

90% เท่ากับอัตราโดยทั่วไปของเทคโนโลยีการดักจับคาร์บอนและกักเก็บ (CCS)[40] ในปัจจุบัน อีกทั้งอุณหภูมิน้ำที่ป้อนเพื่อใช้ในการผลิตไอน้ำและอุณหภูมิไอน้ำอิ่มตัวที่ผลิตได้มีค่าเท่ากับ 30 และ 120 °C ตามลำดับ เป็นไปตามอ้างอิง[41,42]

ตารางที่ 1.5 สรุปรายการค่าภาวะและสมรรถนะในการออกแบบ Carbon Capture Unit ในกรณีพื้นฐาน[39,40,41,42]

Condition	Value	Unit
CO_2 Capture Subsystem		
- Flue Gas Inlet System Temperature	52	°C
- Flue Gas Inlet System Pressure	100	kPa
- Stream Temperature Outlet Steam Generation	120	°C
- Stream Temperature between Heat Exchanger	15.50	°C
- Stream Inlet Separator Temperature	-102	°C
- CO_2 Recovery Rate	~ 90	%
- Compressor Adiabatic Efficiency	95	%
LNG Stream		
- LNG Inlet System Temperature	-154.5	°C
- LNG Inlet System Pressure	105.5	bar
- Mass Flow Rate of LNG	100	Ton/h
Steam Generation		
- Portable Water Inlet Temperature	30	°C
- Saturated Steam Pressure	300	kPa
Overall Specification		
- Heat Exchanger Pressure Drop	3	kPa

1.4.3 กระบวนการผลิตเมทานอล (Methanol Synthesis) และกระบวนการทำบริสุทธิ์เมทานอล (Purification of Methanol) [43]

1. การเกิดปฏิกิริยา $CO_2(g) + 3H_2(g) \rightarrow CH_3OH(g) + H_2O(g)$ ผลิตภัณฑ์จะขึ้นกับสารตั้งต้นเพียงอย่างเดียวตามปริมาณสารสัมพันธ์ มีการใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาในถังปฏิกรณ์ คือ $Cu/ZnO/Al_2O_3$[44] รวมทั้งเป็นปฏิกิริยาที่ไม่ย้อนกลับ คายพลังงาน

2. ในการกลั่นแยกเมทานอล และ H_2O ออกจากกัน จะมีความบริสุทธิ์ของเมทานอล มากกว่า 99% โดยโมล

1.4.4 กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water)[45]

1. การเกิดปฏิกิริยา $2H_2O(l) \rightarrow 2H_2(g) + O_2(g)$ ผลิตภัณฑ์จะขึ้นกับสารตั้งต้นเพียงอย่างเดียวตามปริมาณสารสัมพันธ์ รวมทั้งเป็นปฏิกิริยาที่ไม่ย้อนกลับ เป็นปฏิกิริยาดูดพลังงาน โดยน้ำบริสุทธิ์ที่เป็นสารตั้งต้นบางส่วนได้มาจากกระบวนการแยกในการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) และ กระบวนการแยกในการบริสุทธิ์เมทานอล (Purification of Methanol)

2. ใช้กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบพอลิเมอร์ของแข็งที่เป็นชนิดเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอนหรือ Proton Exchange Membrane (PEM) และอุปกรณ์ที่ใช้ในกระบวนการ คือ เยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (Membrane) ขั้วแคโทด (Cathode) เป็นแพลตตินัม (Platinum) ขั้วแอโนด (Anode) เป็นรูทีเนียมออกไซด์ (RuO_2) (Ruthenium Dioxide) ที่ใช้ในการแตกตัวของน้ำ[46]

3. ผลิตภัณฑ์ไฮโดรเจน (H_2) ที่ได้มีความบริสุทธิ์สูงมาก (มากกว่า 99.99% โดยโมล)

4. ขั้วแคโทด (Cathode Zone) จะเกิด H_2 และขั้วแอโนด (Anode Zone) จะเกิด O_2 และ H_2O โดยจะมีการกลั่นแยกเพื่อนำ H_2O กลับเข้าไปใช้ใหม่ในกระบวนการ เพื่อให้สอดคล้องกับปริมาณสารสัมพันธ์ที่เกิดขึ้น อีกทั้งเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการแตกตัวของน้ำ ในฝั่งขั้วแคโทดจะมีตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) คือ Platinum Black High Surface Area (HSA) เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีความบริสุทธิ์สูงทำให้ไม่ปนเปื้อนในสารผลิตภัณฑ์ ในฝั่งขั้วแอโนดจะมีตัวเร่งปฏิกิริยา คือ Iridium Black จะเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีพื้นที่ผิวสูงและทนทาน[47]

1.4.5 กระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC)

ภาวะดังตารางที่ 1.6 และสมรรถนะของอุปกรณ์ในกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ มีต้นแบบในการออกแบบและตรวจสอบความถูกต้องจากอ้างอิง [39] เช่นเดียวกับกระบวนดักจับคาร์บอน โดยปรับปรุงใช้เพียง 1 วัฏจักรซึ่งมี R290 เป็นสารทำความเย็น ประสิทธิภาพทาง Adiabatic ของอุปกรณ์ปรับเปลี่ยนความดันทุกชนิดมีค่าเท่ากับ 95% และควบคุมให้สารทำความเย็นที่จะถูกป้อนเข้า Pump มีสถานะเป็นของเหลวอิ่มตัว โดยสัดความเป็นไอเท่ากับ 0 และอุณหภูมิของสารทำความเย็นขาเข้า Turbine ถูกควบคุมอยู่ที่ 75 °C ให้ใกล้เคียงกับผลการทดลองตามอ้างอิงในข้างต้น อีกทั้ง อุณหภูมิของน้ำป้อนเข้าในส่วนผลิต Chilled ใช้ค่าตามอ้างอิง[42] เช่นเดียวกันกับกระบวนการดักจับคาร์บอน

ตารางที่ 1.6 สรุปรายการค่าภาวะและสมรรถนะในการออกแบบ ORC ในกรณีพื้นฐาน[39]

Condition	Value	Unit
Organic Rankine Cycle Subsystem		
- R290 Inlet Pump Pressure	125	kPa
- R290 Inlet Pump Vapor Fraction	0	-
- R290 Pump Pressure Ratio	7.562	-
- R290 Outlet Chilled Water Generation	20	°C
- R290 Inlet Turbine Temperature	75	°C
- Pump and Turbine Adiabatic Efficiency	95	%
Chilled Water Generation		
- Portable Water Inlet Pressure	350	kPa
- Portable Water Inlet Temperature	30	°C
- Chilled Water Outlet Pressure	230	kPa
- Chilled Water Outlet Temperature	5	°C
Heat Exchanger Specification		
- Heat Exchanger Pressure Drop	3	kPa
- Heat Exchanger LMTD (LNG – R290)	15	°C

การตั้งค่าภาวะของกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์มีการปรับปรุงในส่วนของความดันที่ใช้ในกระบวนการ โดยความดันขาเข้า Pump ถูกควบคุมให้เป็น 255 kPa และ 416 kPa ตามลำดับ ซึ่งค่าดังกล่าวถูกกำหนดจากการปรับภาวะเพื่อให้วัฏจักรมีประสิทธิภาพการผลิตพลังงานสูงสุด โดยผ่านการจำลองในโปรแกรม Aspen HYSYS V.11 นอกเหนือไปกว่านี้ค่าภาวะส่วนอื่น ๆ ควบคุมและกำหนดให้เป็นไปตามกรณีพื้นฐาน โดยค่าทั้งหมดที่ถูกควบคุม แสดงดังตาราง 1.7

ตารางที่ 1.7 สรุปรายการค่าภาวะและสมรรถนะในการออกแบบ ORC ในกรณี Mixture Design (กรณีที่ 1-10) [39]

Condition	Value	Unit
Organic Rankine Cycle Subsystem		
- R290 Inlet Pump Pressure 1st Cycle	255	kPa
- R290 Inlet Pump Pressure 2nd Cycle	416	kPa
- R290 Pump Pressure Ratio	7.562	-
- R290 Outlet Chilled Water Generation	20	°C
- R290 Inlet Turbine Temperature (1st and 2nd)	80	°C
- R290 Inlet Pump Vapor Fraction	0	-
- Pump and Turbine Adiabatic Efficiency	95	%
Chilled Water Generation (1st and 2nd Cycle)		
- Portable Water Inlet Pressure	350	kPa
- Portable Water Inlet Temperature	30	°C
- Chilled Water Outlet Pressure	230	kPa
- Chilled Water Outlet Temperature	5	°C
Heat Exchanger Specification		
- Heat Exchanger Pressure Drop	3	kPa
- 1st Heat Exchanger Minimum Temperature Approach	1.3	°C
- 2nd Heat Exchanger Minimum Temperature Approach	0	°C
LNG Stream		
- LNG Inlet System Temperature	- 154.5	°C
- LNG Inlet System Pressure	105.5	bar

1.4.6 กระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center

ภาวะที่กำหนดใช้ในกระบวนการทำความเย็นกับ Data Center ได้ต้นแบบและตรวจสอบความถูกต้องจากการจำลองดังอ้างอิง[48] โดยค่าที่ถูกอ้างอิงเทียบเคียงจากข้อมูลของภาวะในการดำเนินการเทคโนโลยี IFV (Intermediate Fluid Vaporizer) และอุณหภูมิของน้ำหล่อเย็นที่ส่งไปหล่อเย็น Data Center ถูกควบคุมให้มีค่าประมาณ 5 °C เพื่อให้เป็นไปตามความต้องการของ Data Center ในขณะเดียวกันอุณหภูมิของน้ำหล่อเย็นซึ่งกลับเข้ามายังวัฏจักรตั้งค่าตามสมมุติฐานจากผลในการศึกษาก่อน ๆ อยู่ 15 °C

อุณหภูมิของ NG ขาออกจากกระบวนตั้งสมมุติฐานการจำลองให้อยู่ที่ 48.9 °C ซึ่งเป็นค่าอุณหภูมิสูงที่สุดเมื่อออกจากโครงการตามข้อกำหนดของโจทย์ แสดงดังตาราง 1.8

ตารางที่ 1.8 สรุปรายการค่าภาวะและสมรรถนะในการออกแบบ Cooling Data Center [48]

Condition	Value	Unit
Propane Cycle		
- Propane Stream Inlet Evaporator Temperature	1.230	°C
- Propane Stream Outlet Evaporator Temperature	- 6	°C
- Propane Stream Pressure	400	kPa
Cooling Water Cycle		
- Water Outlet Propane Evaporator Temperature	~ 5	°C
- Water Temperature Return from Data Center	15	°C
- Water Outlet Pump Pressure	350	kPa
LNG Stream		
- NG Outlet Propane Condenser Temperature	- 1.27	°C
- NG Outlet System Temperature	48.9	°C
Heat Exchanger Specification		
- Shell Side Pressure Drop	35	kPa
- Tube Side Pressure Drop	60	kPa
- NG Heater Minimum Temperature Approach	2.0	°C
- Propane Condenser Minimum Temperature Approach	2.5	°C

Assumptions ในการวิเคราะห์ทั้งหมด

1. การแลกเปลี่ยนความร้อนในอุปกรณ์เกิดอย่างสมบูรณ์ คือ ไม่มีการสูญเสียความร้อนออกจากเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (No Heat Loss) และพื้นที่ในการแลกเปลี่ยนความร้อนทั้งหมดจะเท่ากัน คือ 60.32 m^2

2. ไม่มีการเกิดตะกรันบนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (No Fouling)

3. ไม่มีการเปลี่ยนแปลงระดับความสูงภายในเครื่องสูบของเหลว (No Elevation)

4. ความเร็วที่ออกจาก Suction Line เท่ากับ Discharge Line ในเครื่องสูบของเหลว

5. สารจะไหลเต็มท่อ ไม่มีช่องว่างของอากาศ และทุกการวิเคราะห์จะมีปริมาณการใช้พลังงานความเย็นจาก LNG 100 ตันต่อชั่วโมง

6. การสูญเสียหรือการรั่วไหลจากอุปกรณ์ใด ๆ จึงไม่มีการพิจารณาการรั่วไหลของสาร

1.5 หลักการออกแบบ (Design Philosophy)

1.5.1 ในกรณีของเหลวมากลับมาเป็นแก๊สดังเดิม (Regasification)

กระบวนการ Regasification ที่ใช้งานกันอยู่ในปัจจุบัน เป็นหนึ่งในกระบวนการในการผลิตแก๊สธรรมชาติ (Natural Gas) โดยจะทำการรับ LNG มาจากถังเก็บโดยในภาวะนั้นจะมีสภาพเป็นของเหลวที่มีจุดเดือดต่ำมาก (Cryogenic Liquid State) จากนั้นจะนำ LNG เข้าสู่กระบวนการระเหย โดยการให้ความร้อนผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน ซึ่งส่วนใหญ่จะใช้เป็นเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนชนิด ORV (Open Rack Vaporizer) ซึ่งจะใช้ตัวกลางที่ให้ความร้อนเป็นน้ำทะเลด้วยเหตุผลทางด้านเศรษฐศาสตร์และเรื่องของความปลอดภัยภายในกระบวนการ แต่ในส่วนของตัวเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนชนิด ORV ในสภาพภูมิอากาศที่มีอุณหภูมิค่อนข้างต่ำที่ประมาณ 5 °C จะทำให้

การใช้งานของเครื่องใช้ได้ไม่เต็มประสิทธิภาพและอาจไม่คุ้มค่า จึงมีการออกแบบให้ใช้เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่เป็นชนิด SCV (Submerged Combustion Vaporizer) ซึ่งมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการผลิตที่สูงกว่า[37] ซึ่งได้มีการออกแบบกระบวนการโดยยึดโครงสร้างมาจากงานวิจัยของ Koku และคณะ[49]

กระบวนการนี้มีข้อดี คือ เป็นกระบวนการที่สามารถออกแบบได้ไม่ยาก และไม่ซับซ้อนมากนัก โดยเป็นการให้ LNG ที่มีอุณหภูมิต่ำซึ่งเป็นช่วง Deep Cold Temperature มาแลกเปลี่ยนความร้อนกับฝั่งน้ำทะเลโดยตรง ส่วนข้อเสียของกระบวนการนี้ คือ มีการใช้ Heat Exchanger เพียงตัวเดียวในการ Operate จึงทำให้อาจจะต้องใช้ตัว Heat Exchanger ที่มีขนาดใหญ่เพื่อให้ได้มีความสามารถเท่ากับที่ต้องการออกแบบ และมีค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูง โดยในกระบวนการนี้มีค่าใช้จ่ายในส่วนของ Capital Cost โดยประมาณเป็น 350,247,705 บาท อีกทั้งความเย็นที่สูญเสียออกจาก LNG ซึ่งเปรียบเสมือนพลังงานชนิดหนึ่ง จะถูกปล่อยทิ้งไปกับน้ำทะเลที่สุดท้ายแล้วต้องทำการปล่อยสู่สิ่งแวดล้อม อีกทั้งการปล่อยน้ำทะเลที่มีอุณหภูมิแตกต่างจากสิ่งแวดล้อมในปริมาณมากก็จะเกิดผลเสียกับระบบนิเวศในบริเวณนั้นอีกด้วย

ด้วยเหตุนี้ จึงได้มีการเสนอการออกแบบในการนำความเย็นไปใช้ในรูปของพลังงาน (Cold Energy) เพื่อให้เกิดประโยชน์มากขึ้นและส่งผลเสียต่อสิ่งแวดล้อมน้อยลง

1.5.2 ในกรณีพื้นฐาน (Base Case) และกรณีที่ 1-10

การนำพลังงานความเย็นจาก LNG มาใช้ประโยชน์นั้น มีด้วยกันหลายกระบวนการ เนื่องจาก LNG มีอัตราการไหลในปริมาณมาก จึงสามารถนำพลังงานความเย็นมาใช้ได้มากตามไปด้วย พร้อมทั้งสามารถแบ่งช่วงความเย็นได้หลายช่วง การผนวกกระบวนการหลายกระบวนการจึงเป็นวิธีการที่สนใจในครั้งนี้

กระบวนการที่น่าสนใจ คือ กระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) เป็นกระบวนการดักจับแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) โดยในกระบวนการนี้เป็นกระบวนการที่ต้องการอุณหภูมิต่ำมาก เพื่อให้มีความเหมาะสมต่อการใช้ประโยชน์จากความเย็นของ LNG ในช่วง Deep Cold ที่มีอุณหภูมิประมาณ -162 °C จะทำให้ไม่มีการสิ้นเปลืองพลังงานในการอัดเพิ่มความดัน ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงสถานะของ CO_2 และอัตราการ Recovery จึงทำให้มีความคุ้มค่า อีกทั้งจากงานวิจัยของ Baxter และคณะ[50] ได้ทำการศึกษา การดักจับ CO_2 แบบ Cryogenic สามารถแยก CO_2 ได้เป็นของแข็ง ก่อนไปผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Exchanger) ทำให้เปลี่ยนสถานะเป็นของเหลวได้ โดยแก๊สไนโตรเจน (N_2) แก๊สซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) แก๊สไนโตรเจนออกไซด์ (NO_2) และแก๊สออกซิเจน (O_2) ยังคงเป็นสถานะแก๊สจึงสามารถแยก CO_2 ได้ที่มีความบริสุทธิ์มากกว่า 90% โดยมวล โดยภายในโครงการนี้ได้มีต้นแบบกระบวนการดักจับคาร์บอน และกระบวนการการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC) ในการเทียบเคียงและดัดแปลงมาจากงานวิจัยของ Zhao และคณะ[39] โดยมีการนำอุปกรณ์และภาวะที่สำคัญของกระบวนการมาใช้สำหรับแบบจำลองของโครงการ ซึ่งมีการปรับปรุงที่สำคัญจากงานวิจัย คือ การลดจำนวนวัฏจักร ORC จากจำนวน 2 วัฏจักรในงานวิจัยเหลือเพียง 1 วัฏจักรในแบบจำลองของโครงการ เนื่องจากการใช้อุปกรณ์ที่มีขนาดใหญ่ขึ้นสามารถทดแทนการใช้อุปกรณ์หรือวัฏจักรที่ซ้ำกันได้ และมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากกว่าในทางอุตสาหกรรม[51]

ยิ่งไปกว่านั้นจากงานวิจัยของ Ouyang และคณะ[52] จะเห็นว่า การเรียงลำดับส่งผลต่อความคุ้มค่าและประสิทธิภาพของการใช้พลังงานความเย็น อีกทั้งยังชี้ให้เห็นว่า เมื่อกระบวนการ ORC มีลำดับก่อนกระบวนการ Air Condition หรือ ระบบ Cooling อื่น ๆ จะให้ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่มากกว่า และนอกจากนี้ ยังได้มีการใช้สารทำความเย็นหลายตัว คือ R-134A, R290, R125, R115 และ R116 โดยผลลัพธ์นั้น ได้ว่า R290 หรือ Propane เป็นสารทำความเย็นที่ให้ประสิทธิภาพที่ดีที่สุดในกระบวนการ ORC

กระบวนการ Cooling Data Center ที่ใช้ในการออกแบบและจำลองภายในโครงการ ได้มีการอ้างอิงภาวะของน้ำหล่อเย็นและอุปกรณ์ที่ใช้มาจากงานวิจัยของ Sermsuk และคณะ[48] โดยจำลองการใช้พลังงานความเย็นจาก LNG ผ่านเทคโนโลยี IFV (Intermediate Fluid Vaporizer) ในการสร้างระบบน้ำหล่อเย็นให้แก่ Data Center อีกทั้งในงานวิจัยได้มีการใช้สารทำความเย็น คือ R290 ที่สอดคล้องต่อแนวคิด เทคโนโลยีทำความเย็นสีเขียวของโครงการ และด้วยระบบมีความคล้ายคลึงกับการสร้างห้องเย็น หรือ Air Condition จึงมีการจัดเรียงจึงให้กระบวนการนี้อยู่เป็นกระบวนการสุดท้ายเพื่อให้สอดคล้องกับงานวิจัยข้างต้น

การออกแบบนั้นจึงเป็นการต่อกันของ 3 กระบวนการ คือ กระบวนการดักจับคาร์บอน กระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ และกระบวนการให้ความเย็นแก่ Data Center ตามลำดับ จากนั้นเมื่อพิจารณาที่ CO_2 ที่ดักจับได้พบว่ามีปริมาณมากเกินพอต่อความต้องการของตลาด[53] จึงได้มีการเพิ่มเติมกระบวนการสังเคราะห์เมทานอลและการทำบริสุทธิ์เมทานอล (Methanol Synthesis and Purification) เพื่อเพิ่มมูลค่าของผลิตภัณฑ์ อีกทั้งยังมีตลาดรองรับที่ขนาดใหญ่กว่าเนื่องจากเมทานอลมีการใช้งานอุตสาหกรรมที่หลากหลาย เช่น อุตสาหกรรมเชื้อเพลิง และผลิตสารเคมีชนิดอื่น ๆ โดยกระบวนการอ้างอิงนั้นมาจากงานวิจัยของ Al-Kalbani และคณะ[13] ที่มีการนำกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water) โดยใช้ Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis Cell (PEMEC) ซึ่งเป็นกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบพอลิเมอร์ของแข็ง โดยมีพื้นฐานมาจาก Solid Polymer Electrolyte (SPE)[46] ที่มีข้อดี คือ ไม่มีการไหลของอิเลคโตรไลต์ ไม่ต้องมีการกรองนอกเซลล์ และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม[15] เพื่อผลิตแก๊สไฮโดรเจน (H_2) จากนั้นจะนำเข้าสู่กระบวนการ Methanol Synthesis and Purification เพื่อผลิตเมทานอลที่มีความบริสุทธิ์มากถึง 99.5% โดยมวล

ในการออกแบบของโครงการนี้ ได้มีการเพิ่มอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนเพิ่มอีก 2 เครื่อง สำหรับใช้ในการผลิตไอน้ำและน้ำหล่อเย็นเพิ่มเติม โดยการนำพลังงานความร้อนไปผลิตไอน้ำ ซึ่งเป็นการปรับปรุงในกระบวนการดักจับคาร์บอน เนื่องจากการเพิ่มความดันก่อให้เกิดอุณหภูมิที่สูงขึ้นในกระแสของแก๊สไอเสีย หากนำความร้อนอุณหภูมิสูงในขั้นตอนนี้ไปแลกเปลี่ยนความร้อนทันทีกับ LNG จะเป็นการใช้พลังงานความร้อนโดยสูญเปล่า ดังนั้น การนำพลังงานความร้อนในส่วนนี้ไปใช้ในการผลิตไอน้ำจึงได้ประโยชน์มากขึ้น ในขณะเดียวกันมีการผลิตน้ำหล่อเย็นเพิ่มเติม โดยปรับปรุงในกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์เนื่องจากสารทำความเย็นมีอุณหภูมิต่ำ การนำพลังงานความเย็นไปใช้ในการเพิ่มผลผลิตก่อนการแลกเปลี่ยนความร้อนจึงเป็นการเพิ่มมูลค่าให้แก่กระบวนการ โดยในทุกกระบวนการดังกล่าวมีการแสดงตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลองตามงานวิจัยข้างต้นใน Appendix. A

การคำนึงถึงสิ่งแวดล้อมเป็นอีกหัวใจสำคัญของการออกแบบในโครงการนี้ คือ เน้นความเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมให้น้อยที่สุด จากแนวคิดการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก จึงได้มีกระบวนการดักจับคาร์บอน ที่สามารถดักจับ CO_2 ที่เป็นสาเหตุหลักของการเกิดปรากฏการณ์เรือนกระจก โดยผลิตภัณฑ์จะได้ CO_2 ที่มีความบริสุทธิ์ สามารถนำไปใช้ประโยชน์ต่อได้ในหลายอุตสาหกรรม กระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้จากพลังงานหมุนเวียนแทนการเผาไหม้ของแก๊สธรรมชาติที่มีการปล่อย CO_2 ออกมา และสารทำความเย็นสีเขียว คือ R290 มาเป็นสารทำความเย็นในกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ กระบวนการให้ความเย็นแก่ Data Center โดยเมื่อมีการรั่วไหลออกสู่สิ่งแวดล้อมจะไม่เกิดผลเสียและไม่ก่อมลพิษสะสม จึงไม่ทำลายชั้นโอโซน และไม่ส่งผลกระทบต่อภาวะโลกร้อน อีกทั้งยังสามารถช่วยลดการใช้ไฟฟ้าได้เมื่อเทียบกับสารทำความเย็นในกลุ่ม CFC จึงกล่าวได้ว่า ในการออกแบบนี้สอดคล้องกับทั้ง แนวทางการควบคุมการปล่อย CO_2 คือ Carbon Neutral เป็นการปล่อยแก๊ส CO_2 สุทธิเป็นศูนย์ อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าของ ORC ข้อตกลงพิธีสารเกียวโต พิธีสารมอนทรีออล และโครงการ Thailand RAC NAMA ที่ใช้สารทำความเย็น R290

อีกทั้งเพื่อเพิ่มความปลอดภัยของกระบวนการ ในการออกแบบจึงได้เพิ่มเติมส่วนของหอเผา (Flare) เข้ามาในโครงการ เนื่องจากสารทำความเย็นที่ใช้ คือ R290 ซึ่งเป็นไฮโดรคาร์บอนที่หนักมากกว่าอากาศ ดังนั้น เมื่อเกิดการรั่วไหลจะทำให้เกิดเพลิงไหม้ได้ อีกทั้งหอเผา

นั้นมีลักษณะสูงจากพื้นดินมากเพื่อป้องกันไม่ให้ความร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้ส่งรังสีความร้อนจนเป็นอันตรายต่อแหล่งชุมชนที่อยู่ใกล้โครงการด้วย[34] อีกทั้ง การดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับสารเคมีจำเป็นต้องอยู่ในแนวทางที่ปลอดภัยต่อสังคมโดยรวมอย่างยั่งยืน ตามแผนยุทธศาสตร์การจัดการสารเคมีแห่งชาติ ที่มีเป้าประสงค์ คือ สังคมและสิ่งแวดล้อมปลอดภัยบนพื้นฐานของการจัดการสารเคมีที่มีประสิทธิภาพ มีส่วนร่วมจากทุกภาคส่วน สอดคล้องกับการพัฒนาประเทศ ซึ่งสอดรับกับเป้าหมายของยุทธศาสตร์ระหว่างประเทศว่าด้วยการจัดการสารเคมี (Strategic Approach to International Chemicals Management, SAICM)[54]

นอกจากนี้ได้มีการเพิ่มเติมการทดลองด้วยวิธีการออกแบบการทดลองแบบผสม (Mixture Design) เพื่อสำรวจผลจากค่าพารามิเตอร์ของแต่ละกระบวนการเพื่อให้ได้สัดส่วนที่มีความคุ้มค่ามากที่สุด โดยหลักการของการทดลองแบบผสมในโครงการนี้ คือ การกำหนดสัดส่วนปริมาณของ LNG ที่เข้าไปยังแต่ละกระบวนการซึ่งต่อกันแบบขนาน โดยสัดส่วนจะรวมกันได้ 100 เปอร์เซ็นต์ โดยการทดลองจะถูกแบ่งออกเป็น 10 กรณี และแต่ละกรณีมีสัดส่วนของ LNG ที่กระจายไปยังแต่ละกระบวนการที่ต่างกัน สัดส่วนที่เปลี่ยนแปลงในแต่ละกรณีกำหนดตารางที่ 1.1 โดยผลลัพธ์จะพิจารณาในแง่เดียวกับกรณีพื้นฐาน

ในการทดลองแบบผสมซึ่งจะวิเคราะห์กระบวนการในช่วงตั้งแต่อุณหภูมิ -154.5 องศาสเซลเซียส จนกระทั่ง LNG เปลี่ยนแปลงไปสู่ NG ที่มีอุณหภูมิ 48.9 องศาสเซลเซียส ได้มีการปรับปรุงโดยเพิ่มวัฏจักร ORC เพิ่มอีก 1 วัฏจักร เพื่อให้สามารถนำความเย็นมาใช้ได้สมบูรณ์ จนกระทั้งอุณหภูมิของ NG มีค่าใกล้เคียง 48.9 องศาสเซลเซียส เนื่องจากหากใช้ ORC เพียง 1 วัฏจักร จะทำให้ผลต่างระหว่างอุณหภูมิขาเข้า LNG กับ ขาออก R290 มีค่าที่น้อย ทำให้ความเย็นนั้นถ่ายโอนได้น้อยตามไปด้วย หากเพิ่มผลต่างของอุณหภูมิจนทำให้ NG มีอุณหภูมิตามที่กำหนดจะทำให้ R290 ที่เข้าเครื่องสูบของเหลว ภายในวัฏจักรนั้น กลายเป็นไอ จึงไม่สามารถเข้า Pump ได้ ดังนั้นในการออกแบบนี้จึงกล่าวได้ว่า มีการใช้อุปกรณ์ที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในวัฏจักรนี้

1.6 หลักการควบคุม (Control Philosophy)

ระบบการควบคุม คือ รูปแบบของระบบใด ๆ ที่มีการจัดองค์ประกอบต่าง ๆ ภายในระบบเพื่อให้มีผลตอบสนองของระบบเป็นไปตามที่ต้องการ ส่วนมากอาศัยพื้นฐานทฤษฎีระบบเชิงเส้นมาช่วยในการวิเคราะห์ พิจารณาถึงความสัมพันธ์ระหว่างเหตุผล (Cause Effect) ของแต่ละองค์ประกอบของระบบ ซึ่งองค์ประกอบที่สำคัญ 3 ส่วน ดังนี้ วัตถุประสงค์ของการควบคุม (Input) กระบวนการ ขั้นตอนและหลักที่ใช้ในการควบคุม (Process) และค่าที่ได้รับจริง (Output) ในการวัดและการควบคุม เพื่อให้มีคุณสมบัติตามที่ต้องการมีตัวแปรที่เกี่ยวข้องที่ต้องการวัดค่า เช่น อุณหภูมิ (Temperature) ความดัน (Pressure) ความเร็ว (Velocity) ระดับ (Level) ปริมาณการไหล (Flow Rate) และความเข้มข้น (Concentration) [55,56]

1.6.1 หน้าที่หลักของการควบคุม[56] สามารถจำแนกได้ 3 ประการ คือ

1. Gathering Information เป็นการรับและรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับตัวแปรที่ต้องการควบคุม และเกี่ยวข้อง
2. Decision ประมวลผลและตัดสินใจในข้อมูลที่รับเข้ามาในขั้นตอน Gathering
3. Take Action ส่งค่า Output ออกไปสั่งการ Final Drive จากผลของ Decision

1.6.2 วัตถุประสงค์ของการควบคุม[56] คือ เพิ่มประสิทธิภาพในกระบวนการผลิต ป้องกันความเสียหายของระบบและผู้ปฏิบัติงาน ลดค่าใช้จ่ายในการผลิต เช่น ใช้ Operator น้อยลง และใช้กับกระบวนการผลิตแบบต่อเนื่องที่มีปริมาณมาก

1.6.3 รูปแบบของ Instrument[56] ที่นำมาใช้งานมีหลายแบบ ตามลักษณะความต้องการใช้งาน ได้แก่

1. Indicator เพื่อแสดงค่าของตัวแปร ไม่สามารถส่งสัญญาณไฟฟ้าได้ เช่น Pressure Indicator

2. Transmitter เพื่อแสดงค่าของตัวแปร โดยสามารถส่งเป็นสัญญาณไฟฟ้ามาตรฐานออกมา (Standard Signal คือ 4 – 20 mA) ได้ด้วย มีทั้ง Analog และ Digital Signal เช่น Pressure Transmitter

3. Switch เพื่อแสดงค่าของตัวแปร โดยส่งเป็นสัญญาณไฟฟ้าได้ด้วย เป็นแบบ On-Off (Digital Signal) เช่น Pressure Switch

4. Controller เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ควบคุมกระบวนการ เป็นลักษณะของการ Programming เช่น PID Control

5. Alarm Device เป็นอุปกรณ์ที่มีไว้เพื่อเตือนค่าของตัวแปรที่อาจเป็นอันตรายต่อระบบหรือ Process

6. Transducer มีคุณสมบัติคล้ายกับ Transmitter แต่สามารถเปลี่ยนสัญญาณไฟฟ้าเป็นสัญญาณอื่น ๆ ได้ เช่น เปลี่ยนจากสัญญาณไฟฟ้าเป็นสัญญาณลม

1.6.4 คำจำกัดความในการควบคุม (Process Control Terms)[56] มีดังนี้

1. Controlled Variable คือ ตัวแปรของ Process ที่ต้องการควบคุม ค่าตัวแปรควบคุมที่ใช้ส่วนมาก ได้แก่ อุณหภูมิ ความดัน อัตราการไหล และระดับ

2. Measured Variable เป็นการวัดค่าของตัวแปรที่ต้องการควบคุม โดยอาจเป็นตัวเดียวกับ Controlled Variable ได้

3. Set Point เป็นค่าเป้าหมายในการควบคุม

4. Deviation หรือ Error เป็นความแตกต่างระหว่าง 2 ค่า คือค่า Set Point และค่า Controlled Variable ถูกนำมาเปรียบเทียบกัน

1.6.5 ประเภทของระบบควบคุม (Control System) [55,56,57] สามารถแบ่งเป็น 2 ประเภท คือ

1. ระบบควบคุมแบบเปิด (Open Loop Control System) คือ ระบบที่มีการป้อน Input ซึ่งอาจอยู่ในรูปสัญญาณทางไฟฟ้า (Electrical Signal) เข้าที่ระบบ (System) และได้สัญญาณออก (Output Signal) โดยไม่มีการนำสัญญาณป้อนกลับ (Feedback Signal) มาที่ระบบ มีประโยชน์ คือ ระบบไม่มีความซับซ้อน ระบบใช้กับงานที่ไม่ต้องการความแม่นยำ และเป็นระบบควบคุมที่ประหยัด

2. ระบบควบคุมแบบปิด (Close Loop Control System) คือ ระบบที่มีการป้อน Input ซึ่งอาจอยู่ในรูปสัญญาณทางไฟฟ้าเข้าที่ระบบและมีอุปกรณ์เครื่องมือวัด (Measurement) นำสัญญาณออกป้อนกลับสู่ระบบเพื่อเปรียบ เทียบกับผลตอบสนองของสัญญาณออกที่ต้องการ ดังนั้น Manipulated Variable เมื่อมี Deviation เกิดขึ้นในการควบคุมตัวควบคุม (Controller) จะส่ง Control Output ออกไป เพื่อขจัดค่า Deviation นี้ Control Output นี้จะไปทำการปรับแต่งค่าตัวแปรที่เรียกว่า “Manipulated Variable” ซึ่งเป็นตัวแปรที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของ “Controlled Variable”

Feedback Control เป็นส่วนหนึ่งของ Closed Loop Control โดยที่ Control Action จะขึ้นอยู่กับ Process Output โดยการวัดค่าตัวแปรที่ต้องการควบคุมแล้วนำกลับเข้ามาเปรียบเทียบกับค่า Set Point

การควบคุมแบบ Feedback Control แบ่งได้เป็น 2 อย่าง คือ

- Negative Feedback เป็นการควบคุมที่นำค่าสัญญาณที่ต้องการควบคุมป้อนกลับเปรียบเทียบกับค่า Set Point โดยนำมาลบกับค่า Set Point
- Positive Feedback เป็นการควบคุมที่นำค่าสัญญาณที่วัดได้ป้อนกลับเข้ามาบวกกับค่า Set Point

โดยระบบควบคุมส่วนใหญ่จะอาศัยหลักการของ Feedback Control Loop ในการควบคุมแบบนี้จะใช้ Sensor เป็นตัววัดค่า Controlled Variable หรือ Measured Variable และส่งข้อมูลให้กับ Controller โดยมี Comparator ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งใน Controller จะทำการเปรียบเทียบสัญญาณ Controlled Variable นี้กับ Set Point ความแตกต่างที่ได้จากค่าทั้งสอง เรียกว่า Error หรือ Deviation จากนั้น Controller จะนำค่า Error Signal ไปเป็นตัวกำหนดขนาด และทิศทางการเปลี่ยนแปลงของ Final Control Element เช่น

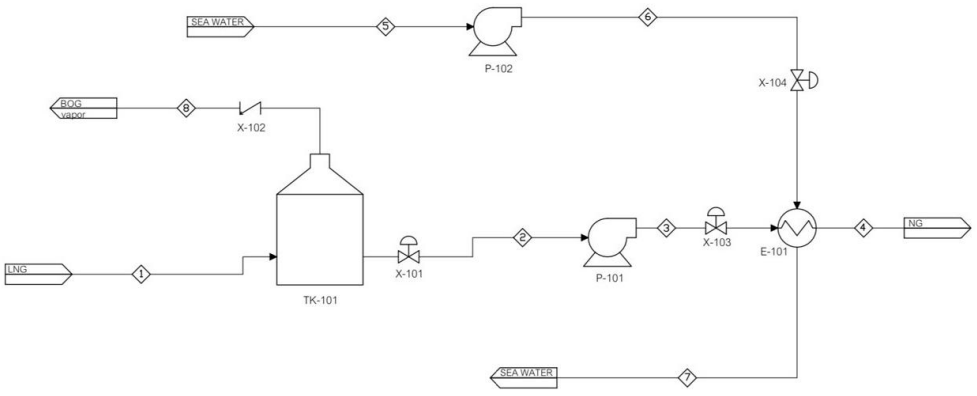
Control Valve Damper เป็นต้น เพื่อทำการเปลี่ยนค่า Manipulated Variable เพื่อรักษาค่า Controlled Variable ให้ได้ค่าตามที่ต้องการอยู่ตลอดเวลา

Feed Forward Control เป็นการควบคุมอีกแบบหนึ่งที่นำเอาค่าของสัญญาณของ Disturbance เข้ามาเพื่อทำการปรับแต่ง Manipulated Variable ก่อนที่ Controlled Variable จะเปลี่ยนแปลงไปมาก นิยมใช้กับ Process ที่มีการเปลี่ยนแปลงของ Load บ่อยครั้ง เมื่อนำการควบคุมชนิดนี้เข้ามาใช้ร่วมใน Feedback Loop จะทำให้ Controlled Variable เกิดเปลี่ยนแปลงหรือมี Deviation น้อยที่สุด

2. คำอธิบายกระบวนการ (Process Description)

2.1 การประเมินกรณี Regasification ดังรูปที่ 2.1

กระบวนการเปลี่ยนของเหลวมากลับมาเป็นแก๊ส (Regasification) เป็นกระบวนการพื้นฐานในการเปลี่ยนสถานะของแก๊สธรรมชาติเหลว (LNG) ให้เป็นแก๊สธรรมชาติ (NG) ที่สามารถส่งออกตามท่อไปที่ต่าง ๆ ได้ ไม่ว่าจะเป็นโรงงานอุตสาหกรรมหรือสถานีเชื้อบริการน้ำมันเชื้อเพลิง โดยเริ่มจาก LNG ที่มาจากต่างประเทศทางเรือจะถูกนำมาเก็บไว้ที่ถังเก็บ TK-101 ที่ถูกออกแบบเพื่อรักษาความดันและอุณหภูมิของ LNG ให้คงสถานะของเหลวไว้ โดยจะมีบางส่วนที่เปลี่ยนสถานะเป็น NG เรียก Boil Off Gas (BOG) ซึ่งจะอยู่ที่ประมาณ 0.1% ต่อวัน [58] โดยปกติ BOG จะไหลเข้าสู่ BOG Compressor ที่เป็นเครื่องอัดความดันสำหรับไอแก๊ส เพื่อเพิ่มความดันและส่งต่อไปยัง Re-Condenser ซึ่งเป็นอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนของแก๊สดังกล่าวกับ LNG บางส่วนที่มาจากถัง ดังนั้น จะทำให้ไอแก๊ส LNG เปลี่ยนสถานะกลับมาเป็นของเหลวดังเดิม หรือ Sub Cool จากนั้น LNG จากถังเก็บจะถูกสูบถ่ายโดย Intake Pump ไปรวมกับ LNG ที่ Re-Condenser ซึ่งขณะนี้เปลี่ยนสภาพจากไอแก๊สเป็นของเหลวแล้วไปยัง High Pressure Pump เพื่อเพิ่มความดันให้ได้ตามที่ต้องการ แต่งานวิจัยของ Shin และคณะ[37] พบว่า อัตราการไหลของ BOG น้อยมากจึงไม่มีการติดตั้ง BOG Compressor เนื่องจากเป็นการเพิ่มเงินลงทุนเริ่มต้น จึงได้นำ LNG เข้าสู่ Intake Pump ที่ P-101 โดยตรง จากนั้น LNG จะถูกส่งต่อไปยัง Open Rack Vaporizers หรือ ORV ที่ E-101 ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยน LNG ให้กลายเป็น NG โดยท่อ LNG จะปล่อยให้ LNG ไหลจากด้านล่างไปยังด้านบน ในขณะที่ท่อน้ำทะเลจะปล่อยน้ำทะเลจากด้านบนลงสู่ด้านล่าง ทางด้านนอกของท่อ ทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนความร้อนกัน ความร้อนจากน้ำทะเลจะทำให้ LNG เปลี่ยนสถานะเป็นแก๊ส โดยไม่มีการสัมผัสกัน จากนั้น แก๊สจะถูกส่งต่อไปยัง Metering Unit เพื่อตรวจวัดปริมาณและคุณภาพก่อนที่จะส่งเข้าสู่ระบบท่อส่งแก๊สธรรมชาติ และ น้ำทะเลที่มีอุณหภูมิต่ำจะถูกปล่อยลงสู่ทะเลดังเดิม[59]

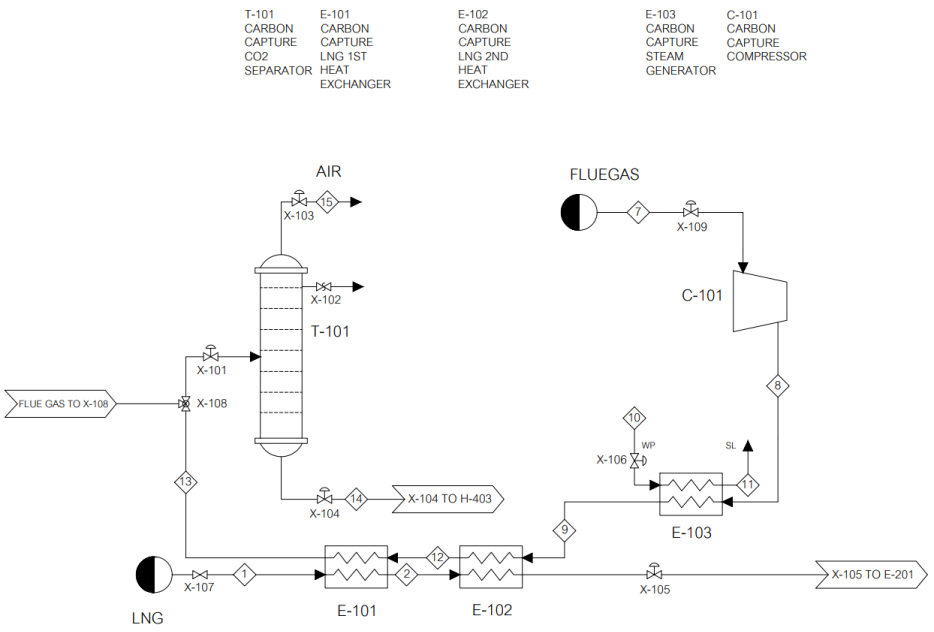


รูปที่ 2.1 Process Flow Diagram (PFD) ของกระบวนการ Regasification

2.2 การประเมินกรณีพื้นฐาน (Base Case Evaluation)

ส่วนที่ 1 กระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) ดังรูปที่ 2.2

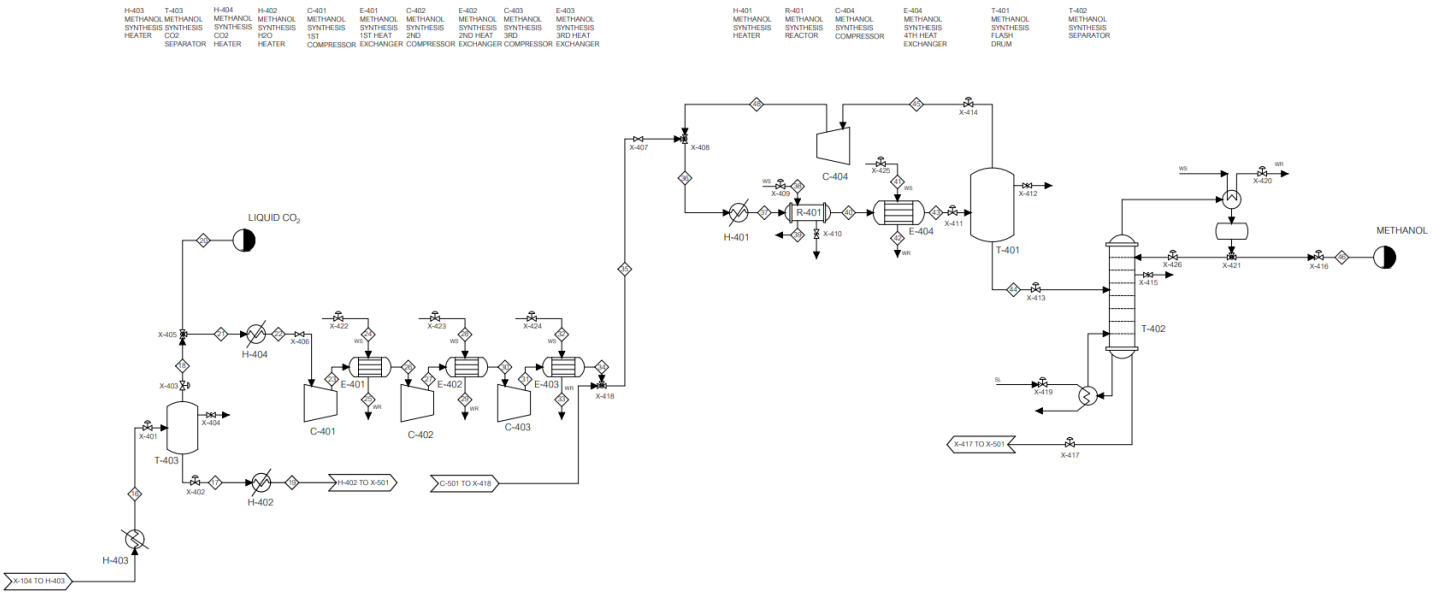
ในการออกแบบนี้เป็นการนำแก๊สไอเสีย (Flue Gas) มารับความเย็นจาก LNG โดยตรง ไม่ผ่านสารทำความเย็นอื่น ซึ่งกระบวนการเริ่มที่การนำส่ง Flue Gas จากโรงไฟฟ้าถ่านหินเข้ามายังระบบที่อุณหภูมิ 52 °C ความดัน 100 kPa ผ่านการเพิ่มความดันโดย Compressor C-101 ให้มีความดัน 2,900 kPa และเนื่องจากการเพิ่มความดันทำให้อุณหภูมิของแก๊สไอเสียมีค่าสูงขึ้นถึง 520 °C จึงนำพลังงานความร้อนในส่วนนี้ไปใช้ในการผลิตไอน้ำที่ความดัน 300 kPa ที่เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ E-103 ก่อน ดังนั้น อุณหภูมิของแก๊สจึงลดลงมาที่ 120 °C จากนั้นจึงส่งเข้าไปรับพลังงานความเย็นจาก LNG ในทิศทางสวนกัน (Counter Current) ภายในอุปกรณ์แลกเลี่ยนความร้อน (Heat Exchanger) 2 ลำดับ โดยเมื่อผ่าน Heat Exchanger ลำดับแรกที่ E-102 อุณหภูมิ Flue Gas ลดลงเหลือ -15.50 °C และมีแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ถูกควบแน่นบางส่วน จากนั้นเมื่อผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่ E-101 จะทำให้มีอุณหภูมิลดลงเหลือ -102 °C ซึ่งอยู่ในช่วงอุณหภูมิย้อนกลับการระเหิด (De-Sublimation) และจากนั้น CO_2 ที่ถูกทำให้แข็งตัวจะถูกแยกออกจากแก๊สเบาตัวอื่น ๆ เช่น แก๊สไนโตรเจน (N_2) และ แก๊สออกซิเจน (O_2) ภายในหอแยกของแข็ง-แก๊ส (Solid-Gas Separator) ที่ T-101 ดังนั้นการดักจับคาร์บอนในการออกแบบนี้จึงเป็นกระบวนการ Cryogenic Carbon Capture (CCC) โดย CO_2 จะถูกแยกออกมา 89.1% จาก Flue Gas ก่อนปล่อยแก๊สที่เหลือสู่บรรยากาศ โดยส่วนหนึ่งของ CO_2 ที่สามารถดักจับได้จะนำแยกออกมา แบ่งไปยังกระบวนการ Methanol Synthesis and Purification ในขณะที่ LNG ที่ออกจาก E-102 จะถูกส่งไปยังกระบวนการถัดไป คือ วัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC)



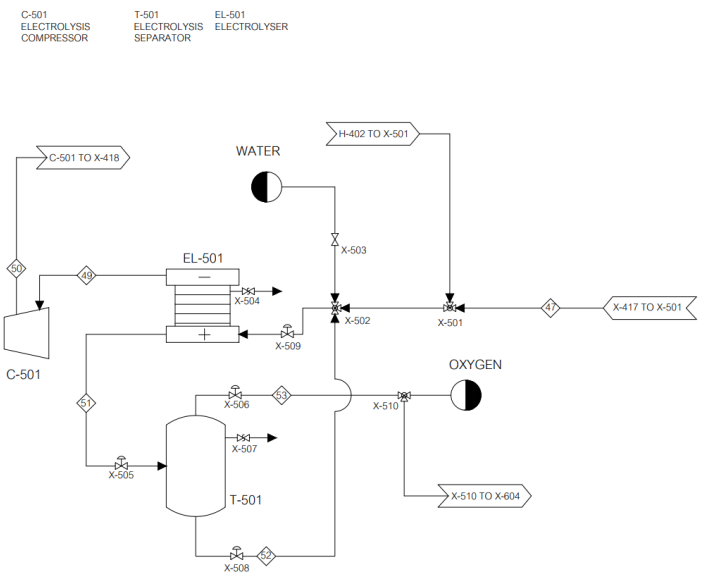
รูปที่ 2.2 Process Flow Diagram (PFD) ของกระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture)

ส่วนที่ 2 กระบวนการผลิตเมทานอล (Methanol Synthesis) กระบวนการทำบริสุทธิ์เมทานอล (Purification of Methanol) และกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water) ดังรูปที่ 2.3 และ 2.4

แก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ที่ได้จากกระบวนการดักจับคาร์บอน ถูกนำมาเพิ่มความดันด้วย Compressor ทั้งหมด 4 Stages ให้มีความดัน 6740 kPa เพื่อให้เท่ากับความดันในเครื่องปฏิกรณ์สังเคราะห์เมทานอล โดยที่มีการติดตั้ง Cooler ระหว่าง Stage เพื่อป้องกันการเกิดอุณหภูมิที่สูงเกินไป ในขณะเดียวกันแก๊สไฮโดรเจน (H_2) จากกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำจะถูกนำเข้ามาผ่าน Compressor C-501 และผสมกับ CO_2 ที่ผ่านการเพิ่มความดันเป็น 6,740 kPa จากนั้นจึงให้ความร้อนแก่สารผสมจนมีอุณหภูมิเป็น 265 °C ด้วย Heater H-401 ก่อนเข้าสู่เครื่องปฏิกรณ์สังเคราะห์เมทานอล R-401 แก๊สที่ได้หลังจากการเกิดปฏิกิริยาจะถูกทำให้เย็นลงด้วย Cooler H-404 จนเหลืออุณหภูมิ 40 °C และนำเข้าสู่ Flash Drum ซึ่งมีการแยกสาร 2 สถานะที่ T-401 แก๊สซึ่งไม่เกิดปฏิกิริยาบางส่วนจะถูกเพิ่มความดันและป้อนกลับเครื่องปฏิกรณ์อีกครั้งพร้อมกับสารป้อน ส่วนสารหลังเกิดปฏิกิริยาซึ่งถูกแยกออกมาจาก T-401 นำส่งเข้าสู่กระบวนการทำบริสุทธิ์เมทานอล ที่ Distillation Column T-402 เมทานอลที่กลั่นแยกออกมาได้จะถูกส่งไปเก็บยังถังเก็บ ส่วนน้ำซึ่งถูกแยกออกมาก็จะถูกนำกลับเข้าสู่กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ โดยในกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำที่ใช้ คือ กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบพอลิเมอร์ของแข็ง เป็นกระบวนการย้อนกลับของเซลล์เชื้อเพลิงซึ่งอิเล็กโตรดที่ใช้เป็นเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEM) โดยที่หลังจากผ่านกระบวนการน้ำที่ไม่เกิดการแตกตัวและแก๊สออกซิเจน (O_2) ที่ผ่านกระบวนการอิเล็กโทรไลซิส จะนำส่งต่อไปยัง Separator T-501 เพื่อแยกน้ำ และ O_2 ออกจากกัน โดย O_2 จะถูกนำเก็บไปยังถังเก็บ ขณะที่น้ำจะถูกป้อนกลับไปยังกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสอีกครั้ง อีกทั้ง ในกระบวนการดักจับคาร์บอนจะมีน้ำที่ปนมาในสายผลิตภัณฑ์ จึงได้นำเข้า Separator T-403 เพื่อเป็นการแยกน้ำออกมา ซึ่งสามารถนำไปใช้ในกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำได้อีกด้วย



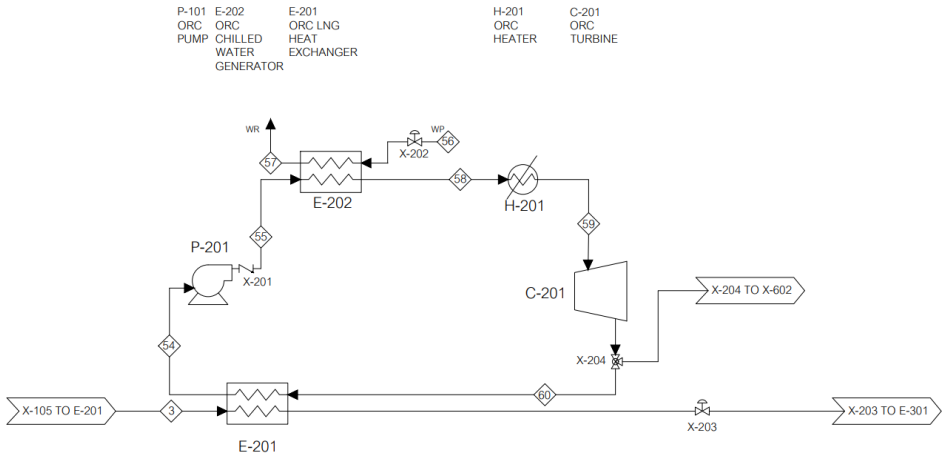
รูปที่ 2.3 Process Flow Diagram (PFD) ของกระบวนการผลิตเมทานอล (Methanol Synthesis) และกระบวนการทำบริสุทธิ์เมทานอล (Purification of Methanol)



รูปที่ 2.4 Process Flow Diagram (PFD) ของกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water)

ส่วนที่ 3 กระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC) ดังรูปที่ 2.5

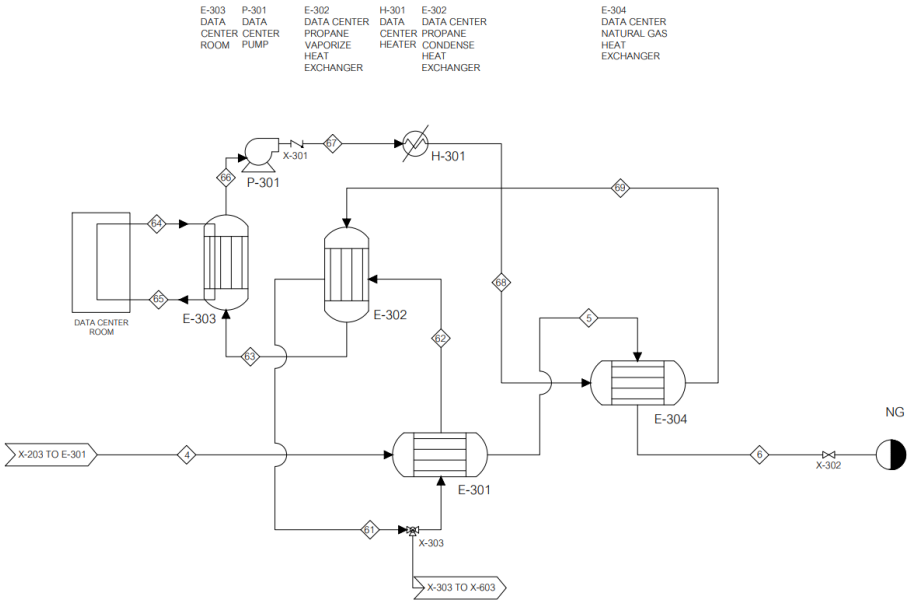
หลังจากกระบวนการดักจับคาร์บอน LNG มีอุณหภูมิประมาณ -127.8 °C นำไปเป็นแหล่งรับความร้อน (Heat Sink) ของกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ ผ่าน Heat Exchanger E-201 ในวัฏจักรมีสารทำความเย็นคือ R290 หรือ Propane หลังจากที่สารทำความเย็นได้รับพลังงานความเย็นจาก LNG จนเป็นของเหลวอิ่มตัวที่อุณหภูมิ -37.53 °C โดยกำหนดความดันเป็น 125 kPa และจะถูกเพิ่มความดันด้วย Pump P-201 ให้เป็น 945.2 kPa และนำพลังงานความเย็นที่ได้ไปใช้ในการผลิต Chilled Water อุณหภูมิ 5 องศา (ภาวะเช่นเดียวกับน้ำหล่อเย็นในกระบวนการ Cooling Data Center) ที่ E-202 โดยอุณหภูมิขาออกของ R290 จะอยู่ที่ 20 °C แล้วจึงรับความร้อนจากแหล่งให้ความร้อน (Heat Source) คือ Heater H-201 จนเป็นไอและมีอุณหภูมิอยู่ที่ 75 °C จากนั้นจึงนำเข้าสู่ Turbine C-201 เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า โดย NG จาก E-201 ซึ่งเหลือความเย็นอยู่จะถูกส่งต่อไปยังกระบวนการ Cooling Data Center เพื่อเป็นแหล่งของพลังงานความเย็นของน้ำหล่อเย็น



รูปที่ 2.5 Process Flow Diagram (PFD) ของกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC)

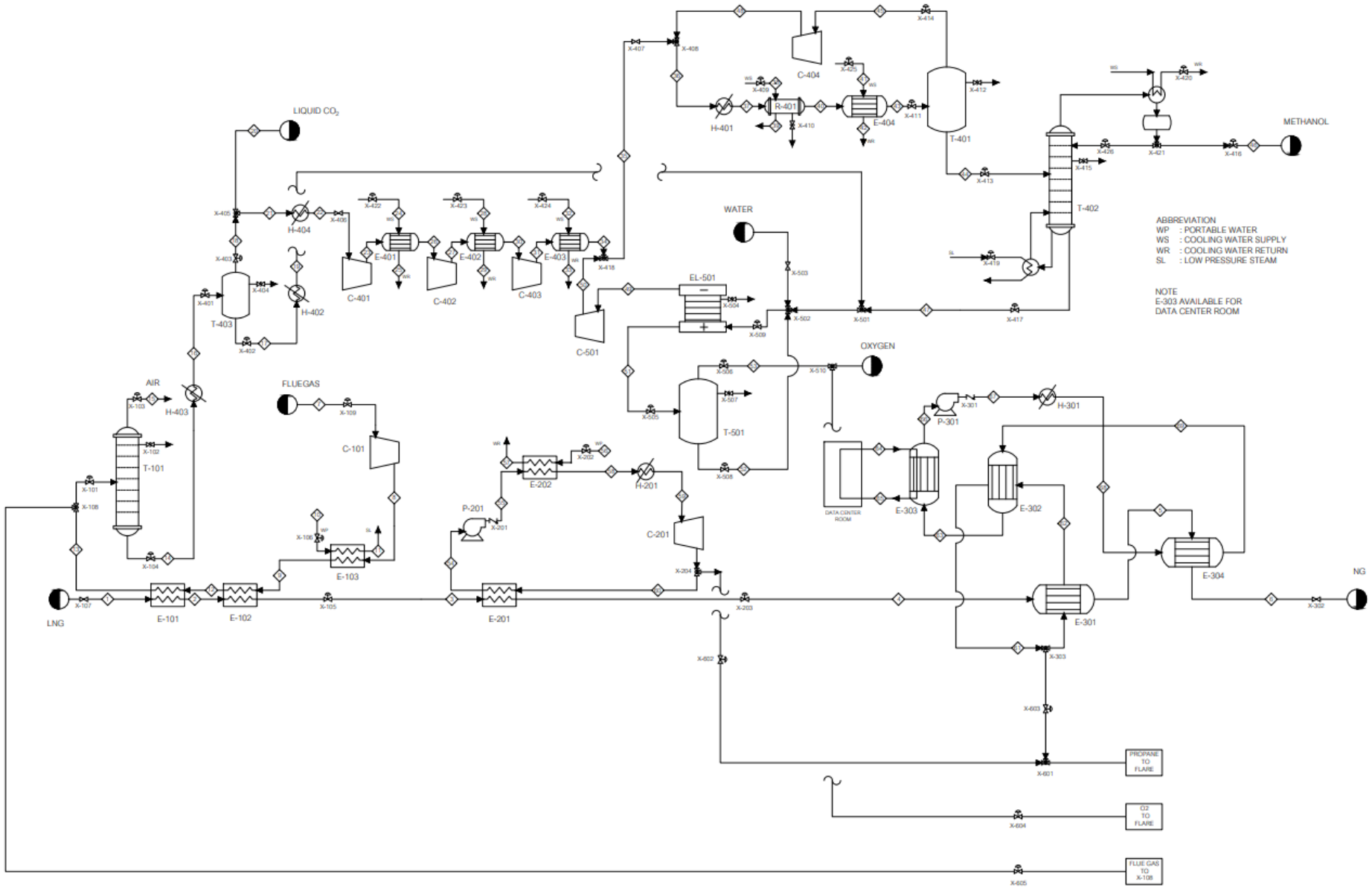
ส่วนที่ 4 กระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center (Cooling Data Center) ดังรูปที่ 2.6

กระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center เป็นกระบวนการถ่ายโอนความร้อนผ่านเทคโนโลยี IFV (Intermediate Fluid Vaporizer) โดยมีสารทำความเย็น คือ R290 หรือ Propane โดยใช้พลังงานความเย็นจาก NG ที่เหลือจากกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC) นำไปใช้กับน้ำหล่อเย็นในระบบทำความเย็นแก่ Data Center โดย NG จะผ่าน Heat Exchanger 2 ตัว คือ E-301 เพื่อถ่ายโอนความเย็นไปยังสารทำความเย็น Propane และ E-304 โดยรับความร้อนจากน้ำเป็นการเพิ่มอุณหภูมิของ NG อีกครั้งก่อนนำส่งกลับเข้าสู่ NG Header ที่อุณหภูมิ 48.9 °C ในกระบวนการนี้น้ำจะรับความเย็นจาก Propane มาอีกรอบหนึ่งผ่าน E-302 และมีอุณหภูมิ 4.993 °C ก่อนเข้าสู่การทำความเย็นให้กับ Data Center ที่ E-303 และกลับออกมามีอุณหภูมิ 15 °C แล้วจึงถูกสูบกลับไปรับความเย็นอีกครั้งหนึ่งผ่าน Pump P-301 จากนั้น NG จะถูกนำส่งออกต่อไป



รูปที่ 2.6 Process Flow Diagram (PFD) ของกระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center

ดังนั้น จากทุกกระบวนการดังกล่าวในข้างต้นจึงสามารถนำมาจัดทำ Process Flow Diagram ของกรณีพื้นฐานได้ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 Process Flow Diagram (PFD) of Cold Energy Utilization from LNG

2.2 การปรับเปลี่ยนโครงสร้างและพารามิเตอร์ในการผลิต (Topological and Parametric Changes to Base-Case Operation) ในกรณีศึกษาที่ 1-10

ในการปรับเปลี่ยนโครงสร้างมีการศึกษาเพิ่มเติม โดยลักษณะการผนวกกันของกระบวนการหลัก 3 กระบวนการเพื่อนำพลังงานความเย็นจาก LNG มาใช้อย่างคุ้มค่าและเกิดประโยชน์สูงสุด คือ การดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) วัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC) และการให้ความเย็นกับ Data Center โดยเปลี่ยนรูปแบบไปเป็นลักษณะของการต่อกันแบบขนาน พารามิเตอร์ที่ทำการศึกษา ได้แก่ สัดส่วนอัตราการไหลของ LNG ที่เข้าสู่กระบวนการแต่ละกระบวนการ ซึ่งใช้หลักการของการทดลองแบบผสม (Mixture Design) แบ่งออกได้เป็น 10 กรณี ดังตารางที่ 1.1

การออกแบบในโครงการนี้มีการปรับโครงสร้างของโครงการเล็กน้อย โดยอุณหภูมิของ LNG ที่เข้ามายังโครงการจะเริ่มต้นที่ -154.5 ^{o}C ตามอุณหภูมิที่โจทย์กำหนด จากนั้นมวลของ LNG จะถูกแบ่งเป็นสัดส่วนออกมาและกระจายไปยัง 3 กระบวนการตามสัดส่วนที่ได้ระบุไว้ ภายในกระบวนการดักจับคาร์บอนและกระบวนการให้ความเย็นแก่ Data Center จะมีลักษณะโครงสร้างและจำนวนอุปกรณ์คงเดิมดังในกรณีพื้นฐาน และอุณหภูมิของ NG หลังออกจากกระบวนการทั้ง 2 กระบวนการจะถูกกำหนดอยู่ที่ 48.9 ^{o}C

ขณะเดียวกันกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ จะมีการเพิ่มวัฏจักรเป็น 2 วัฏจักร ทำให้มีอุปกรณ์เพิ่มอีก 1 ชุด ได้แก่ Pump P-202 LNG Heat Exchanger E-203 Heater H-202 Heat Exchanger E-204 และ Turbine C-202 เนื่องจากต้องการเพิ่มการใช้พลังงานความเย็นจาก LNG เพื่อให้อุณหภูมิขาออกของ LNG สูงขึ้น โดยอุณหภูมิของ LNG ที่ขาออกจากกระบวนการจะมีค่าอยู่ที่ -4.119 ^{o}C และหากใช้ ORC เพียง 1 วัฏจักรเหมือนกรณีพื้นฐาน จะทำให้ผลต่างระหว่างอุณหภูมิขาเข้า LNG กับขาออก R290 มีค่าน้อย ทำให้ความเย็นนั้นถ่ายโอนได้น้อยตามไปด้วย หากเพิ่มผลต่างของอุณหภูมิจนทำให้ NG มีอุณหภูมิตามที่กำหนดจะทำให้ R290 ที่เข้าเครื่องสูบของเหลวภายในวัฏจักรกลายเป็นไอจึงไม่สามารถเข้าเครื่องสูบของเหลวได้

ในการเทียบเคียงกับกระบวนการอื่น ๆ จะมีการหาความเย็นส่วนเหลือที่สามารถใช้ในกระบวนเพิ่มเติมอื่นได้ ซึ่งในแต่ละกรณีของการทดลองแบบผสม จะให้ค่าความเย็นส่วนเหลือนี้แตกต่างกันไปในแต่ละกรณี

3. Preliminary Plot Plan

ในการออกแบบแผนผังโรงงาน (Plot Plan) เพื่อแสดงตำแหน่งการวางอุปกรณ์สำคัญและโครงสร้าง พื้นฐานของกระบวนการผลิตในโรงงาน ซึ่งครอบคลุมไปถึงพื้นที่อื่น ๆ เช่น พื้นที่จัดเก็บวัตถุดิบ (Raw Material) พื้นที่คลังสินค้าและพื้นที่สาธารณูปโภค เป็นต้น โดยในการออกแบบแผนผังโรงงานมีกฎเกณฑ์ หรือ แนวทางปฏิบัติ ดังนี้

1. พื้นที่ของโรงงานทั้งหมดต้องไม่เกิน 20 ไร่ (ตามโจทย์กำหนด)

2. ตำแหน่งวางอุปกรณ์มีการกำหนดระยะห่างขั้นต่ำตามกฎเกณฑ์สำหรับอุตสาหกรรมเคมี เพื่อเกิดความ สะดวกในการเคลื่อนย้าย การจัดการและการซ่อมบำรุง เป็นหลัก โดยระยะห่างขั้นต่ำระหว่างอุปกรณ์แสดงใน ตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ระยะห่างขั้นต่ำ (เมตร) ระหว่างอุปกรณ์สำหรับอุตสาหกรรมเคมี[60]

Equipment	Pumps	Compressors	Reactors	Towers	Exchangers
Pumps	M	25	M	M	M
Compressors		M	30	M	M
Reactors			M	15	M
Towers				M	M
Exchangers					M

M = Minimum for Maintenance Access

3. การจัดเรียงอุปกรณ์ในแต่ละหน่วยปฏิบัติการ/พื้นที่ มีการจัดเรียงตามแนวของ Pipe Rack ซึ่งรวมท่อ สำหรับขนส่งสาธารณูปโภค ท่อวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ระหว่างอุปกรณ์ เพื่อให้อุปกรณ์สามารถเข้าถึงและขนส่ง สารระหว่างอุปกรณ์ได้ง่าย

4. การวาง Pipe Rack ยึดตามการเดินท่อในระยะทางที่สั้นที่สุดและครอบคลุมในทุกหน่วยปฏิบัติการ/พื้นที่ ในกระบวนการผลิต เพื่อให้เป็นระเบียบและง่ายต่อการจัดการ โดยขนาดของ Pipe Rack มีขนาดมาตรฐาน เช่น 6 8 และ 10 เมตร เป็นต้น

5. การออกแบบถนน ให้รถบรรทุกที่ใช้ในการขนส่งอุปกรณ์สามารถ เข้า-ออกได้และเดินถนนรอบด้านของพื้นที่ต่าง ๆ ในกระบวนการผลิต

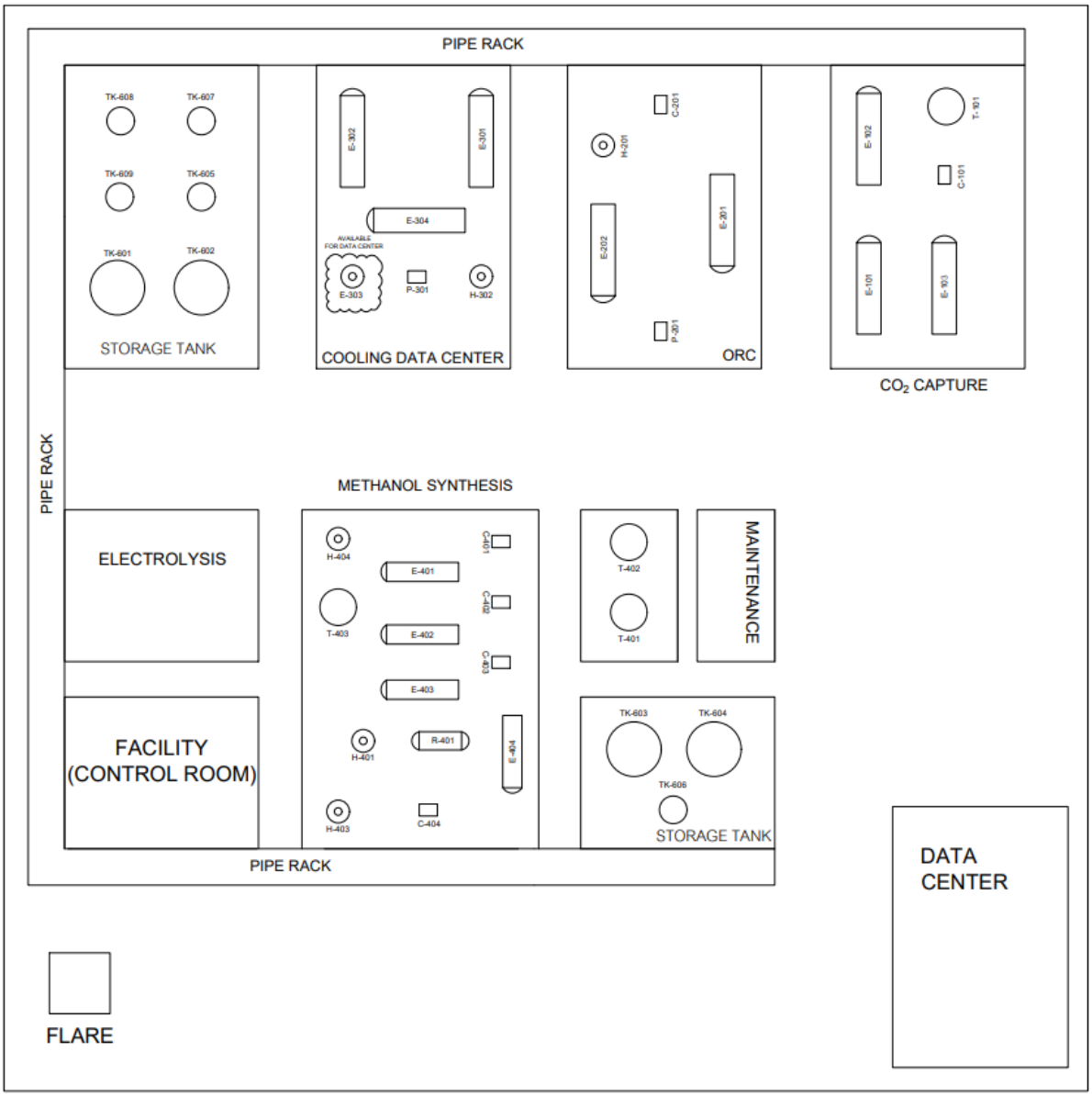
6. พื้นที่จัดเก็บวัตถุดิบ พื้นที่คลังสินค้าและพื้นที่สาธารณูปโภค มีการประมาณพื้นที่ตามพื้นที่รวมของ ภาชนะบรรจุโดยคำนวณจากอัตราการไหลของสาร

* ขนาดของอุปกรณ์และตัวอย่างการคำนวณพื้นที่ของอุปกรณ์และพื้นที่จัดเก็บแสดงในหัวข้อ Appendix. B

แนวคิดการจัดวางอุปกรณ์ใน Plot Plan

ในการออกแบบแผนผังโรงงาน ทางโครงการได้เลือกใช้พื้นที่ขนาด 20 ไร่ ดังรูปที่ 3.1 ในการออกแบบแผนผังโรงงาน โดยกำหนดให้แผนผังโรงงานมีลักษณะเป็นรูปสี่เหลี่ยมจัตุรัสที่มีความยาวด้านละประมาณ 179 เมตร มีด้านหนึ่งติดกับถนน โดยมีการแบ่งพื้นที่สำหรับหน่วยปฏิบัติการต่าง ๆ เป็น 7 ส่วน ซึ่งมีการออกแบบให้กระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) อยู่ด้านนอกสุดซึ่งเป็นบริเวณที่ติดกับถนนทางด้านบนของพื้นที่ ถัดจากนั้นจะเป็นพื้นที่ของกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC) กระบวนการให้ความเย็นแก่ Data Center (Cooling Data Center) ถังเก็บสารตั้งต้นและผลิตภัณฑ์ ตามลำดับ เนื่องจากจะมีท่อของ LNG ไหลผ่านตามแนวตรงเพื่อลดพลังงานความเย็นที่สามารถสูญเสียให้กับสิ่งแวดล้อม รวมทั้งให้ตรงกับท่อนำ LNG ตามโจทย์มากที่สุด ซึ่งด้านตรงข้ามของถังเก็บจะเป็นกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water) ซึ่งอยู่ติดกันกับห้องควบคุม ส่วนบริเวณที่ถัดจากห้องควบคุมจะเป็นกระบวนการสังเคราะห์และทำบริสุทธิ์เมทานอล (Methanol Synthesis and Purification of Methanol) พื้นที่การซ่อมบำรุงและถังเก็บสารตั้งต้นตามลำดับ เนื่องจากกระบวนการสังเคราะห์เมทานอลมีถังปฏิกรณ์ที่มีการคายพลังงานความร้อนออกสู่สิ่งแวดล้อม จึงอยู่ด้านหลังของกระบวนการ อีกทั้งยังกำหนดให้อยู่ไกลจากหอเผา (Flare) ที่อยู่ด้านหลังเพื่อลดความเสี่ยงจากแก๊สไฮโดรเจน (H_2) ที่เป็นสารตั้งต้นของกระบวนการ ซึ่งเป็นแก๊สไวไฟ ถังเก็บสารตั้งต้นนี้ คือ น้ำ และ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เนื่องจากน้ำเป็นสารที่ไม่เกิดการเผาไหม้ มีความอันตรายเมื่อได้รับพลังงานความร้อนน้อยที่สุด โดยหอเผานั้นจะอยู่ด้านหลังสุดของโครงการ เพื่อให้ห่างจากแนวชุมชนและกระบวนการที่มีการใช้พลังงานความเย็นมากที่สุด เนื่องจากหากมีการเผาไหม้จะทำให้มีพลังงานความร้อนออกมาจากกระบวนการสำหรับกรณีฉุกเฉินที่ R290 หรือ Propane ที่เป็นสารหล่อเย็นจากหน่วย ORC และ Cooling Data Center เกิดการรั่วไหลออกจากท่อ

การออกแบบ Pipe Rack ซึ่งรวมท่อ สำหรับขนส่งสาธารณูปโภค ท่อวัตถุดิบและผลิตภัณฑ์ระหว่างอุปกรณ์ จะออกแบบให้มีขนาดความกว้าง 6 เมตร วางล้อมรอบหน่วยปฏิบัติการต่าง ๆ เป็นแนวรูปตัว U เพื่อให้อุปกรณ์สามารถเข้าถึงและขนส่งสารระหว่างอุปกรณ์ได้ง่าย รวมถึงมีถนนให้รถบรรทุกเข้าออกได้อีกด้วย อีกทั้งยังมีการแบ่งพื้นที่ตรงกลางสำหรับการซ่อมบำรุงหรือการเคลื่อนย้าย และบริเวณ Cooling Data Center จะมี Data Center Cold Utilization Heat Exchanger E-303 ที่สามารถให้ความเย็นกับระบบ Data Center ได้ ซึ่งมีการแบ่งพื้นที่ให้กับระบบ Data Center ภายในโครงการ โดยจะอยู่ติดถนนใหญ่เพื่อสามารถเดินทางเข้าออกได้อย่างสะดวกมากที่สุด อีกทั้งยังห่างไกลจากบริเวณที่มีพลังงานความร้อนออกมาจากกระบวนการ และยังทำให้มีการสูญเสียพลังงานความเย็นน้อยที่สุด



รูปที่ 3.1 Preliminary Plot Plan of Cold Energy Utilization from LNG ในกรณีพื้นฐาน (Base Case)

4. การดุลมวลและพลังงาน (Material and Energy Balances)

การประเมินการทำงาน การควบคุมและการออกแบบเครื่องมือหรือหน่วยปฏิบัติการจำเป็นต้องตรวจสอบ การดุลมวลและพลังงานในระบบ โดยตามกฎอนุรักษ์มวลแล้วมวลต้องไม่สูญเสีย และตามกฎอนุรักษ์พลังงานแล้วพลังงานสามารถเปลี่ยนรูปไปอยู่ในรูปแบบอื่น เช่น งานที่ต้องการหรืองานที่ได้ในระบบ เป็นต้น ดังนั้น การทำดุลมวลและพลังงานเพื่อตรวจสอบและแสดงให้เห็นว่าปริมาณขาเข้าและออก รวมถึง พลังงานที่ใช้หรือได้รับจากหน่วยปฏิบัติการดุลได้อย่างถูกต้องและเป็นไปได้จริง โดยในทุกกระบวนการมีการตรวจสอบดุลมวลและพลังงานเพื่อยืนยันความถูกต้องของการ เปลี่ยนแปลงปริมาณมวลและพลังงานในแต่ละหน่วยปฏิบัติการ ทั้งนี้ ตารางและตัวอย่างการดุลมวลและพลังงาน แสดงใน Appendix. C โดยมีรายการ ดังนี้

1. ถัง LNG, TK-101 จากกระบวนการเปลี่ยนของเหลวมากลับมาเป็นแก๊ส
2. Pump, P-101 จากกระบวนการเปลี่ยนของเหลวมากลับมาเป็นแก๊ส
3. Heat Exchanger, E-101 จากกระบวนการเปลี่ยนของเหลวมากลับมาเป็นแก๊ส
4. Turbine, C-201 จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์
5. Compressor, C-101 จากกระบวนการดักจับคาร์บอน
6. Separator, T-101 จากกระบวนการดักจับคาร์บอน

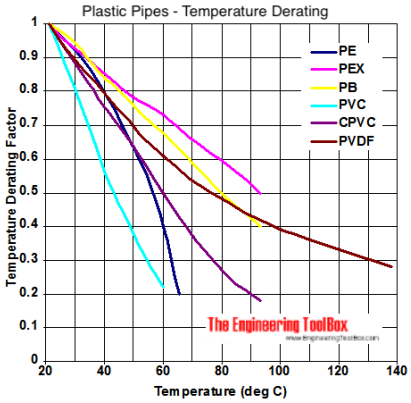
จากการทำสมการดุลมวลและพลังงานพบว่า ผลการคำนวณดุลมวลและพลังงานมีค่าใกล้เคียงกันกับการทำกระบวนการจำลองในโปรแกรม Aspen HYSYS V.11 โดยมีเปอร์เซ็นค่าความเชื่อมั่นที่ 90% ดังนั้นค่าความคลาดเคลื่อนในแต่ละกรณี ไม่เกิน 10% ซึ่งอยู่ในช่วงที่สามารถยอมรับได้[61]

5. การเลือกใช้วัสดุ (Material Selection)

การเลือกวัสดุของท่อที่ใช้ในกระบวนการผลิตมีการคำนึงถึงหลายปัจจัย โดยมีปัจจัยหลัก ดังนี้

1. อุณหภูมิและความดันใช้งาน
2. ชนิดของของไหล เช่น สารที่สามารถเกิดปฏิกิริยากับท่อหรือมีฤทธิ์ในการกัดกร่อน
3. สภาพแวดล้อม เช่น สภาพเปียกชื้นที่ทำให้เกิดการผุกร่อนของท่อโลหะ
4. ราคาของวัสดุ
5. ความสะดวกในการจัดซื้อ โดยชนิดของท่อสามารถแบ่งกลุ่มตามชนิดของวัสดุ เช่น ท่อโลหะ ท่อพลาสติก ท่อคอนกรีต เป็นต้น ซึ่งวัสดุ แต่ละชนิดมีคุณสมบัติ ข้อดีและข้อเสียแตกต่างกัน ซึ่งคุณสมบัติเบื้องต้นของวัสดุทำท่อดังแสดงในรูปด้านล่าง

รูปที่ 5.1 แสดงคุณสมบัติของท่อพลาสติก โดยจะมีอุณหภูมิต่ำที่สุดอยู่ที่ 20 °C ซึ่ง PVDF: PolyVinylidene Fluoride CPVC: Chlorinated Polyvinyl Chloride PVC: Polyvinyl Chloride PB: Polybutylene PEX: Cross Linked Polyethylene และ PE : Polyethylene อีกทั้งในรูปที่ 5.2-5.5 จะแสดงคุณสมบัติของท่อเหล็ก ท่อ Carbon Steel ท่อ Low and Intermediate Alloy Steel ท่อ Stainless Steel ตามลำดับ และรูปที่ 5.6 จะแสดงเกรดของท่อที่สอดคล้องกับอุณหภูมิต่ำสุดและสูงสุดที่ท่อสามารถรองรับได้ ส่วนรูปที่ 5.7 จะแสดงความเค้นดึงสูงสุดและความเค้นดึงสูงสุดแต่ละประเภทของ Stainless Steel อีกทั้ง ในตารางที่ 5.1 แสดงคุณสมบัติของท่ออะลูมิเนียม และทองแดง เพื่อนำมาพิจารณาวัสดุที่ใช้ทำอุปกรณ์และท่อที่มีปัจจัยของอุณหภูมิ ความดัน รวมทั้งองค์ประกอบของสารที่ใช้ในดำเนินการแตกต่างกัน โดยคำนึงถึงด้านการใช้งานและด้านความปลอดภัยเป็นหลักสำคัญ



รูปที่ 5.1 คุณสมบัติของท่อพลาสติก[62]

Material	Spec. No.	P-No. or S-No. (5)	Grade	Notes	Min. Temp., °F (6)	Specified Min. Strength, ksi Tensile	Yield	Basic Allowable Stress S, ksi (1), at Metal Temperature, °F (7) Min. Temp. to 100	200	300	400	500	600	650
Iron Castings (2)														
Gray	A 48	...	20	(8e)(48)	−20	20	...	2.0	2.0	2.0	2.0	...	...	...
Gray	A 278													
Gray	A 126	...	A	(8e)(9)(48)	−20	21	...	2.0	2.0	2.0	2.0	...	...	...
Gray	A 48	...	25	(8e)(48)	−20	25	...	2.5	2.5	2.5	2.5	...	...	...
Gray	A 278													

รูปที่ 5.2 คุณสมบัติของท่อเหล็ก[63]

Material	Spec. No.	P-No. or S-No. (5)	Grade	Notes	Min. Temp., °F (6)	Specified Min. Strength, ksi Tensile	Yield	Min. Temp. to 100	200	300
Carbon Steel Pipes and Tubes (2)										
A 285 Gr. A	A 134	1	...	(8b)(57)	B	45	24	15.0	14.6	14.2
A 285 Gr. A	A 672	1	A45	(57)(59)(67)	B	45	24	15.0	14.6	14.2
Butt weld	API 5L	S-1	A25	(8a)	−20	45	25	15.0	15.0	14.5
Smls & ERW	API 5L	S-1	A25	(57)(59)	B	45	25	15.0	15.0	14.5

รูปที่ 5.3 คุณสมบัติของท่อ Carbon Steel [63]

Material	Spec. No.	P-No. or S-No. (5)	Grade	Notes	Min. Temp., °F (6)	Specified Min. Strength, ksi Tensile	Yield	Min. Temp. to 100	200
Low and Intermediate Alloy Steel Pipes (2)									
½Cr–½Mo	A 335	3	P2	...	−20	55	30	18.3	18.3
½Cr–½Mo A 387 Gr. 2 Cl. 1	A 691	3	½CR	(11)(67)	−20	55	33	18.3	18.3
C–½Mo	A 335	3	P1						
C–½Mo	A 369	3	FP1	(58)	−20	55	30	18.3	18.3
½Cr–½Mo	A 369	3	FP2	...	−20	55	30	18.3	18.3
1Cr–½Mo A 387 Gr. 12 Cl. 1	A 691	4	1CR	(11)(67)	−20	55	33	18.3	18.3

รูปที่ 5.4 คุณสมบัติของท่อ Low and Intermediate Alloy Steel [63]

Material	Spec. No.	P-No. or S-No. (5)	Grade	Notes	Min. Temp., °F (6)	Specified Min. Strength, ksi		Min. Temp. to 100	200	300	400	500	600
						Tensile	Yield						
Stainless Steel (3)(4) (Cont'd) Pipes and Tubes (2) (Cont'd)													
18Cr–8Ni tube	A 269	8	TP304	(14)(26)(28)(31)(36)	−425								
18Cr–8Ni pipe	A 312	8	TP304	(26)(28)	−425								
Type 304 A 240	A 358	8	304	(26)(28)(31)(36)	−425	75	30	20.0	*20.0*	*20.0*	18.7	17.5	16.4
18Cr–8Ni pipe	A 376	8	TP304	(20)(26)(28)(31)(36)	−425								
18Cr–8Ni pipe	A 376	8	TP304H	(26)(31)(36)	−325								
18Cr–8Ni pipe	A 409	8	TP304	(26)(28)(31)(36)	−425								
18Cr–8Ni pipe	A 312	8	TP304H	(26)	−325	75	30	20.0	*20.0*	*20.0*	18.7	17.5	16.4
18Cr–10Ni–Mo	A 451	8	CPF8M	(26)(28)	−425	70	30	20.0	*20.0*	*20.0*	19.4	18.1	17.1

รูปที่ 5.5 คุณสมบัติของท่อ Stainless Steel[63]

Grade(s)	Metal Temperature, °C (°F)
1	−29 to 482 (−20 to 900)
2, 2H, and 2HM	−48 to 593 (−55 to 1100)
3	−29 to 593 (−20 to 1100)
4 [see Note (42a)]	−101 to 593 (−150 to 1100)
6	−29 to 427 (−20 to 800)
7 and 7M [see Note (42a)]	−101 to 593 (−150 to 1100)
8FA [see Note (39)]	−29 to 427 (−20 to 800)
8MA and 8TA	−198 to 816 (−325 to 1500)
8, 8A, and 8CA	−254 to 816 (−425 to 1500)

รูปที่ 5.6 เกรดของท่อที่สอดคล้องกับอุณหภูมิต่ำสุดและสูงสุดที่ท่อสามารถรองรับได้[63]

TABLE 4 Tensile Requirements

Grade	UNS Designation	Tensile Strength, min ksi [MPa]	Yield Strength, min ksi [MPa]
...	S20400	95 [635]	48 [330]
TPXM-19	S20910	100 [690]	55 [380]
TPXM-10	S21900	90 [620]	50 [345]
TPXM-11	S21904	90 [620]	50 [345]
TPXM-29	S24000	100 [690]	55 [380]
TP304	S30400	75 [515]	30 [205]
TP304L	S30403	70 [485]	25 [170]
TP304H	S30409	75 [515]	30 [205]
...	S30415	87 [600]	42 [290]

รูปที่ 5.7 ความเค้นดึงสูงสุดและความเค้นดึงสูงสุดแต่ละประเภทของ Stainless Steel[63]

ตารางที่ 5.1 คุณสมบัติของวัสดุทำท่อ[64]

วัสดุ	ความหนาแน่น (kg/m^3)	ความเค้นคราก (MPa)	ความเค้นสูงสุด (MPa)	โมดูลัสยืดหยุ่น (GPa)	สัมประสิทธิ์การขยายตัว (10^{-6} K^{-1})	สัมประสิทธิ์การนำความร้อน (W/m*K)	ความจุความร้อนจำเพาะ (J/kg*K)	จุดหลอมเหลว (°C)
อะลูมิเนียม	2800	72	72	72	22.5	192	910	660
ทองแดง	8940	69	220	110	16.5	398	385	1082

จากการวิเคราะห์ภาวะที่ใช้ในการกระบวนการผลิตทั้งในกรณีพื้นฐาน และกรณีศึกษา 1-10 พบว่า อุณหภูมิต่ำสุดในการใช้งานเท่ากับ -154.5 °C (Stream 1, LNG Deep Cold) โดยเป็นสายของ LNG ก่อนเข้ากระบวนการนำพลังงานความเย็นมาใช้ประโยชน์ซึ่งพบในกรณีพื้นฐาน ความดันต่ำสุด 100 kPa (Stream 7, Flue Gas) โดยเป็นสายจากการนำส่งแก๊สไอเสีย (Flue Gas) จากโรงงานไฟฟ้าเข้ามาใน

กระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) และพบความดันสูงสุดที่ใช้งานเท่ากับ 10,547 kPa โดยเป็นสายของ LNG ระหว่างเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนในกระบวนการดักจับคาร์บอน ก่อนเข้ากระบวนการนำพลังงานความเย็นมาใช้ประโยชน์เช่นกัน (Stream 2, LNG Deep Cold between E-101 and E-102) ซึ่งจะพบในทุกกรณี รวมถึงอุณหภูมิสูงสุดในการใช้งานเท่ากับ 698.67 °C (Stream 8, Flue Gas Outlet Turbine) โดยเป็นสายหลังจากผ่าน Turbine ของกระบวนการดักจับคาร์บอน เนื่องจากมีการเพิ่มความดันถึง 6,700 kPa และสายการผลิตอื่น ๆ มีอุณหภูมิเฉลี่ยเท่ากับ 8.801 °C ซึ่งพบในกรณีศึกษา 1-10 นอกจากนี้ พบสารที่มีฤทธิ์กัดกร่อนท่อ เช่น CO_2 เป็นต้น อีกทั้ง อุณหภูมิสูงสุดในการใช้งานเท่ากับ 3,000 °C โดยเป็นสายการผลิตที่ได้จากการเผาไหม้จากหอเผา (Flare) โดยใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์ ทำให้อุณภูมิหลังเผาไหม้มีอุณหภูมิสูงประมาณ 3,000 °C [65] รวมถึงสายน้ำหล่อเย็น ซึ่งโดยปกติในน้ำหล่อเย็นจะมีสารกลุ่มคลอไรด์ และโลหะแอลคาไลน์เอิร์ท[66] ทั้งนี้สามารถสรุปการเลือกใช้วัสดุในแต่ละภาวะสูงสุดในกระบวนการ ผลิตดังแสดงในตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 แสดงการเลือกใช้วัสดุในแต่ละภาวะสูงสุดและต่ำสุดในกระบวนการผลิต

Stream No.	กรณีศึกษา	Stream Name	ภาวะสูงสุดที่พบ	ภาวะต่ำสุดที่พบ	ชนิดวัสดุท่อ
63-69	ทุกกรณี	Cooling Water	<20 ppb[67]	-	Aluminum
ฉุกเฉิน	ทุกกรณี ยกเว้นกรณี 9	Flue Gas Outlet Flare	3,000 °C	-	Graphite
1	ทุกกรณี	LNG Deep Cold	-	-154.5 °C	304 Stainless Steel
7	ทุกกรณี ยกเว้น 4 5 และ 8	Flue Gas	-	100 kPa	304 Stainless Steel
8	1-10 ยกเว้น 4 5 และ 8	Flue Gas Outlet Turbine	698.67 °C	-	304 Stainless Steel
2	ทุกกรณี ยกเว้น 4 5 และ 8	LNG Deep Cold between E-101 and E-102	10,547 kPa	-	304 Stainless Steel
18,20,21	ทุกกรณี ยกเว้น 4 5 และ 8	Separation CO_2	99.96 %Mass	-	304 Stainless Steel
สายการผลิตทั่วไป					304 Stainless Steel

จากตางรางที่ 5.2 การเลือกชนิดวัสดุท่อสำหรับน้ำหล่อเย็นจึงมีการเลือกใช้อะลูมิเนียม เพื่อป้องกันการเกิดสนิม ตะกรัน[66] สำหรับการใช้งานที่อุณหูมิสูง ในช่วง 1,000-3,000 °C ชนิดของวัสดุท่อที่เลือกใช้ คือ กราไฟต์ (Graphite) ซึ่งทนต่อความร้อนได้ดีและสามารถใช้งานได้ที่อุณหภูมิสูงสุด 3,000 °C [68,69] และป้องกันการกัดกร่อน ทนต่อสภาพอากาศได้ดีรวมถึงมีความหยืดหยุ่นสูง จึงเหมาะสำหรับการใช้เป็นวัสดุท่อในส่วนของ Flare หลังจากที่ผ่านกระบวนการเผาไหม้แล้ว สารจะมีอุณหภูมิสูงประมาณ 2,000-3,000 °C และในกรณีการเลือกใช้วัสดุสำหรับใช้งานกับสารที่มีฤทธิ์กัดกร่อน การใช้เหล็กกล้าไร้สนิม (Stainless Steel) เป็นหนึ่งวัสดุที่ได้รับความนิยมเนื่องจากมีความแข็งแรง ทนทาน และทนต่อการกัดกร่อนได้ดี เช่น Stainless Steel 304 มี Maximum Corrosion Allowance เท่ากับ 3 มิลลิเมตร[70] รวมถึง สามารถทนอุณหภูมิสูงได้และอุณหภูมิต่ำได้ดี ป้องกันการเกิดสนิม จึงสามารถใช้เป็นวัสดุท่อสำหรับสายท่อทุกสายที่ไม่มีการไหลของน้ำหล่อเย็นและสายที่มีการเผาไหม้เกิดขึ้นได้ ทั้งนี้ควรมีการหุ้มฉนวนเพื่อป้องกันการสูญเสียความร้อน ความเย็น และเพื่อความปลอดภัยใน

การทำงาน[71] แม้เหล็กกล้าไร้สนิมจะมีต้นทุนสูงแต่ด้วยสมบัติของวัสดุซึ่งสามารถป้องกัน การกัดกร่อนของท่อได้ดี ทำให้สามารถลดต้นทุนในการซ่อมบำรุงหรือการเปลี่ยนใหม่เมื่อเกิดการชำรุดได้ในระยะยาว

6. วิธีคำนวณทางไฮดรอลิก (Preliminary Hydraulic Calculation)

การคำนวณไฮดรอลิกเป็นวิศวกรรมพื้นฐาน เพื่อแสดงขั้นตอนและรายละเอียดของโครงการและกำหนดขนาดอุปกรณ์ต่าง ๆ รวมถึงปั๊ม วาล์วควบคุม และท่อ รวมถึงส่วนประกอบท่อ การคำนวณเหล่านี้มีความจำเป็นเพื่อให้การออกแบบที่ดีที่สุดสำหรับขนาดอุปกรณ์และท่อตามเกณฑ์การออกแบบ โดยจะคำนวณตามหลักการอ้างอิงจาก API Recommended Practice 14E, Fifth Edition[72] ซึ่งข้อมูลเบื้องต้นก่อนการคำนวณ มีประเภทของไหล สถานะของไหล ความหนาแน่นของไหล ความหนืดของไหล อุณหภูมิของไหล ความดันอากาศ ภาวะของกระบวนการทั้งต้นและปลาย การเดินท่อ เช่น ความยาว โค้ง และระดับความสูง อีกทั้ง วัสดุก่อสร้าง ช่วงความเร็วของไหล และแรงดันตกคร่อม[73] โดยแสดงรายละเอียดการคำนวณใน Appendix. D ทั้งนี้ จากหลักการคำนวณดังกล่าวและจากโจทย์ มีข้อกำหนด ดังนี้

1. ความเร็วในการไหลของของไหลผ่านท่อ มีความเร็วน้อยกว่าความเร็วที่ทำเกิดการผุพังของท่อในแต่ละสาย (Velocity Erosion)
2. ความเร็วในการไหลของของไหลผ่านท่อจะถูกแบ่งออกเป็นช่วงตามอุปกรณ์ที่ของของไหลผ่าน กล่าวคือการคำนวณความเร็วของของไหลใหม่ในสายหลังจากผ่านอุปกรณ์ตัวหนึ่ง ๆ
3. ความเร็วในการไหลของของไหลผ่านท่อจะอยู่ในช่วงที่โจทย์มีการแนะนำให้ใช้ คือ

ของเหลว	3 – 6	เมตรต่อวินาที
แก๊ส	15 – 20	เมตรต่อวินาที

และไม่เกินความเร็วตามหลักการจาก API-14E

ของเหลว	15	ฟุตต่อวินาที	หรือ	4.572	เมตรต่อวินาที
แก๊ส	60	ฟุตต่อวินาที	หรือ	18.288	เมตรต่อวินาที

หากมากกว่าจะทำให้ก่อให้เกิดปัญหาทางเสียง ซึ่งมีทางแก้ไขปัญหา คือ กำหนดเส้นทางท่อและการเลือกใช้วาล์ว เพื่อลดหรือแยกสัญญาณรบกวน (Isolate Noise)

4. ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อกำหนดตามตาราง Schedule 40 ขนาดมาตรฐาน [74,75] โดยในสายที่มีการใช้น้ำหล่อเย็นจะใช้ท่ออลูมิเนียม (Aluminum) นอกจากนั้นจะใช้ท่อ 304-Stainless Steel
5. การคำนวณความเร็วในการไหลของของไหลผ่านท่อและการคำนวณความดันลดของของไหลภายในท่อ
6. ขนาดของท่อตามที่โจทย์กำหนด ณ จุด Tie-In LNG และ NG กำหนดเท่ากับ 12 นิ้ว และ 16 นิ้ว ตามลำดับ
7. ระยะ ณ จุด Tie-In LNG มายังพื้นที่เริ่มต้นกระบวนการ คือ 460 เมตร

จากการคำนวณท่อของสาย LNG และ NG ในกรณีพื้นฐานมีการใช้วัสดุท่อเป็น 304-Stainless Steel ทั้งหมด แสดงดังตารางที่ 6.1 มีความดันลดเท่ากับ 5.050 bar หรือ 505.0 kPa และกรณีที่ดีที่สุดเท่ากับ 3.129 bar หรือ 312.9 kPa ซึ่งเป็นไปตามที่โจทย์กำหนด คือ ในสายของ LNG และ NG จะต้องมีความดันลดไม่ต่ำกว่า 10 bar หรือ 1,000 kPa รวมทั้งความเร็วในการไหล เป็นไปตามหลักการของ API 14E ที่ได้กำหนดไว้อีกด้วย

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลสำคัญทางการคำนวณไฮดรอลิกของสาย LNG ในกรณีพื้นฐาน

Stream Name	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Flow Rate (Barrel/Day)	35,631.8	36,678.8	42,515.8	118,446.6	152,693.8	210,021.0
Gas Flow Rate at STD (MMSCFD)	-	-	-	124.76		
Pressure Inlet (psi)	1,530.00	1,529.56	1,529.13	1,528.68	1,492.31	1,486.49
Nominal Pipe Size	12	20	22	5	6	16
Pipe Inner Diameter (inches)	12.00	19.25	21.25	5.047	6.065	15.25
Material Structure	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel
Flow Velocity (ft/s)	29.69	11.95	10.40	57.48	50.31	10.95
Pressure Drop (psi/100 ft)	2.26×10^{-02}	2.22×10^{-03}	1.38×10^{-03}	5.53	2.82	0.04
Pressure Drop Across Stream (bar)	0.49	8.10×10^{-4}	0.01	27.68	0.73	0.47

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลสำคัญทางการคำนวณไฮดรอลิกของสาย LNG ในกรณีที่ดีที่สุด

Stream Name	**Tie-In LNG**	**Tie-In NG**
Flow Rate (Barrel/Day)	35,631.75	209,694.45
Gas Flow Rate at STD (MMSCFD)	-	124.76
Pressure Inlet (psi)	1,530.15	1,484.84
Nominal Pipe Size	12	16
Pipe Inner Diameter (inches)	12.00	15.25
Material Structure	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel
Flow Velocity (ft/s)	29.69	10.96
Pressure Drop (psi/100 ft)	0.0224	0.0413
Pressure Drop Across Stream (psi)	0.396	0.085

ตารางที่ 6.3 (a) ข้อมูลสำคัญทางการคำนวณไฮดรอลิกของสาย LNG ในกรณีที่ดีที่สุด

Stream Name	1	2	3
Flow Rate (Barrel/Day)	17,815.88	27,304.94	103,949.54
Gas Flow Rate at STD (MMSCFD)	-	-	62.38
Pressure Inlet (psi)	1,529.75	1,529.30	1,528.86
Nominal Pipe Size	14	18	5
Pipe Inner Diameter (inches)	13.25	17.26	5.047
Material Structure	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel
Flow Velocity (ft/s)	12.18	11.00	48.56
Pressure Drop (psi/100 ft)	0.0035	1.35×10^{-3}	2.470
Pressure Drop Across Stream (psi)	0.02	4.0×10^{-4}	18.63

ตารางที่ 6.3 (b) ข้อมูลสำคัญทางการคำนวณไฮดรอลิกของสาย LNG ในกรณีที่ดีที่สุด

Stream Name	4	5	6
Flow Rate (Barrel/Day)	17,540.44	76,269.54	104,912.90
Gas Flow Rate at STD (MMSCFD)	-	-	62.38
Pressure Inlet (psi)	1,529.75	1,521.03	1,514.87
Nominal Pipe Size	14	4	5
Pipe Inner Diameter (inches)	13.25	4.026	5.047
Material Structure	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel
Flow Velocity (ft/s)	11.99	56.00	49.05
Pressure Drop (psi/100 ft)	0.004	5.489	2.494
Pressure Drop Across Stream (psi)	0.02	1.09	28.92

ตารางที่ 6.4 ข้อมูลสำคัญทางการคำนวณไฮดรอลิกของสายกระบวนการดักจับคาร์บอน (CO_2 Capture) ในกรณีที่ดีที่สุด

Stream Name	15	14	13	12	9	8
Flow Rate (Barrel/Day)	171,852.0	3,415.8	152,978.5	292,470.7	499,480.4	1,090,318.2
Gas Flow Rate at STD (MMSCFD)	49.06	-	47.12	54.64	59.44	63.18
Pressure Inlet (psi)	414.78	418.13	418.87	420.13	420.61	414.78
Nominal Pipe Size	6	6	8	8	10	16
Pipe Inner Diameter (inches)	6.065	6.065	7.981	7.981	10.02	15.25
Material Structure	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel
Flow Velocity (ft/s)	50.55	11.14	28.61	54.42	59.27	55.75

Erosion Velocity (ft/s) (Gas/Liquid Mix)	-	-	42.46	58.71	76.73	-
Pressure Drop (psi/100 ft)	2.15	2.43	0.98	1.21	0.93	0.17
Pressure Drop Across Stream (psi)	-	34.25	3.35	0.30	0.83	0.04

ตารางที่ 6.5 ข้อมูลสำคัญทางการคำนวณไฮดรอลิกของสายกระบวนการทำความเย็นแก่ Data Center ในกรณีที่ดีที่สุด

Stream name	**68**	**69**	**63**	**66**	**67**	**61**	**62**
Flow Rate (Barrel/Day)	32,579.13	32,366.12	31,476.42	31,705.43	31,704.57	24,423.266	1,547,580.344
Gas Flow Rate at STD (MMSCFD)	-	-	-	-	-	-	39.48
Pressure Inlet (psi)	50.75	42.05	33.34	33.33	50.76	58.02	58.02
Nominal Pipe Size	20	20	20	20	20	16	20
Pipe Inner Diameter (inches)	18.81	18.81	18.81	18.81	18.81	15.25	19.25
Material Structure	Aluminum	Aluminum	Aluminum	Aluminum	Aluminum	304-Stainless Steel	304-Stainless Steel
Flow velocity (ft/s)	11.05	10.98	10.68	10.75	10.75	12.60	49.69
Pressure Drop (psi/100 ft)	5.02×10^{-3}	5.09×10^{-3}	5.94×10^{-3}	4.98×10^{-3}	4.98×10^{-3}	4.15×10^{-3}	0.0845
Pressure Drop Across Stream (psi)	4.7×10^{-3}	5.4×10^{-3}	0.0116	4.4×10^{-3}	0.0098	0.0058	0.1377

สำหรับ Net Positive Suction Head (NPSH) Required สำหรับ Pump P-301 มีค่าเท่ากับ 33.85 ft หรือ 10.317 เมตร โดย NPSH Required คือ ค่าสมรรถนะการดูดของปั๊ม จะแสดงแรงดันที่ต้องการนำเข้ามาโดยเครื่องสูบ ในการไหลที่กำหนด เพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดโพรงอากาศในของเหลว (Cavitation) ซึ่งเป็นปรากฏการณ์ที่มีเสียงดัง จากการเกิดโพรงอากาศภายในปั๊ม และเกิดการกัดกร่อนเสียหายในบริเวณห้องสูบ และใบพัดของปั๊มน้ำ[76]

โดยในกรณีที่ดีที่สุดจะมีการไหลของ LNG แบบขนาน (Parallel) โดยความดันลด (Pressure Drop) ของแต่ละสายระหว่างจุดแยกของ LNG ต้องเท่ากันจึงสามารถทำให้ของไหลไหลได้[77] จากการคำนวณในสาย LNG ของกระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) มีค่าน้อยกว่ากระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center ดังนั้น จึงอาจมีการติดวาล์วเพื่อเพิ่มความดันลดให้แก่กระบวนการดักจับคาร์บอน

7. พลังงานรวมและโหลดไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการ (Power Consumption and Electrical Load List)

พลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานที่มีความจำเป็น และมีความสำคัญกับการใช้ในการผลิตของโรงงาน พลังงานไฟฟ้าของโรงงานโดยทั่วไปมีปัจจัยที่นำมาพิจารณา คือ ขนาดของโรงงาน กำลังไฟฟ้าที่ต้องใช้ ลักษณะหรือกระบวนการผลิตของอุตสาหกรรม และประเภทของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในโรงงาน[78] ซึ่งไฟฟ้าภายในกระบวนการที่ออกแบบได้มาจากกระบวนการ Organic Rankine Cycle Unit ทำให้มีความจำเป็นต้องซื้อไฟฟ้าจากภายนอกน้อยลง ทั้งนี้ โดยไฟฟ้าถูกนำไปใช้เพื่อควบคุมความดันจากเครื่อง สูบของเหลว (Pump) และเครื่องอัดอากาศ (Compressor)

ในการคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้หอแยก (Separator) T-101 ในกระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) กระบวนการผลิตเมทานอล (Methanol Synthesis) รวมทั้งกระบวนการทำบริสุทธิ์เมทานอล (Purification of methanol) กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water) และ หอเผา (Flare) มีการอ้างอิงจากงานจากงานวิจัย และสมมติฐานตาม Appendix. E.1 ดังนี้

1. Separator T-101 ในกระบวนการดักจับคาร์บอน มีการใช้พลังงานไฟฟ้า 0.705 kW ต่อปริมาณที่สามารถดักจับได้ของผลผลิตด้านล่างของหอแยก (Bottom) ได้[79]
2. กระบวนการผลิตเมทานอล และกระบวนการทำบริสุทธิ์เมทานอล มีการใช้พลังงานไฟฟ้า 2.83 kW ต่อปริมาณเมทานอลที่สามารถผลิตได้[80] เนื่องจากมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในเครื่องให้ความร้อนหอแยกและเครื่องปฏิกรณ์
3. กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ มีการใช้พลังงานไฟฟ้า 11.777 MW ต่อตันของเมทานอลที่สามารถผลิตได้[44] เนื่องจากมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในการทำให้น้ำเกิดการแตกตัวเป็นผลิตภัณฑ์แก๊สไฮโดเจน (H_2) และแก๊สออกซิเจน (O_2)
4. หอเผา มีการใช้พลังงานไฟฟ้า 6.73 kW ต่ออัตราการไหลต่อตันต่อชั่วโมง โดยมวลของสารทำความเย็นที่สามารถไหลผ่านได้[81] เนื่องจากมีการดำเนินงานตลอด 24 ชั่วโมง เพื่อความปลอดภัยของกระบวนการ

ดังนั้น เพื่อหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการ โดยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการทั้งหมด (Requirement) จะไม่รวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก E-303 (Data Center Cold Utilization Heat Exchanger) เนื่องจากจะมีการนำพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้ไปคำนวณเป็นรายได้ของโครงการ ดังนี้

ตารางที่ 7.1 ความต้องการไฟฟ้าของแต่ละเครื่องของกรณีพื้นฐาน

Equipment ID	Equipment Name	Electricity Consumption (kWh)	Electricity Production (kWh)
C-101	Carbon Capture Compressor	2,959.82	-
T-101	Carbon Capture CO_2 Separator	3,098.44	-
P-201	ORC Pump	43.17	-
H-201	ORC Heater	12,860.62	-
C-201	ORC Turbine	-	3,008.22
E-303	Data Center Cold Utilization Heat Exchanger	-	1,427.54
P-301	Data Center Pump	5.21	-
H-301	Data Center Heater	5,117.88	-
Methanol Synthesis and Purification		5,104.71	-
Electrolysis of Water		21,243.16	-
Flare		832.62	-
Total		51,265.63	4,435.76

ตารางที่ 7.2 สรุปปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในแต่ละกรณี

List	Consumption (kWh)	Production (kWh)	Requirement (kWh)
Regasification	1,909.04	-	1,909.04
Base Case	51,265.63	4,435.76	48,257.41
Scenario 1	166,060.67	2,556.89	166,060.67
Scenario 2	213,251.29	1,557.73	212,545.79
Scenario 3	116,362.21	3,127.82	114,938.22
Scenario 4	19,422.64	4,673.10	17,306.13
Scenario 5	19,317.77	4,233.02	15,084.76
Scenario 6	66,679.07	4,114.64	65,973.56
Scenario 7	67,914.02	3,674.22	65,092.01
Scenario 8	18,355.55	5,115.76	18,355.55
Scenario 9	315,118.52	-	315,118.52
Scenario 10	166,067.98	2,116.51	163,951.47

8. ความต้องการสาธารณูปโภค (Utility Requirements)

สาธารณูปโภคเป็นสิ่งที่สำคัญในกระบวนการที่สนับสนุนหน่วยปฏิบัติการต่าง ๆ ให้มีภาวะดำเนินการที่เหมาะสม การควบคุมภาวะอุณหภูมิของสารสามารถทำได้โดยแลกเปลี่ยนความร้อนสารที่ต้องการผ่านหน่วยปฏิบัติการ Heat Exchanger กับสาธารณูปโภคในกระบวนการ เช่น สารหล่อเย็น น้ำเย็น ไอน้ำ หรือ ไฟฟ้า สำหรับการควบคุมความดันของของไหลภายในกระบวนการ ทำได้จากการใช้เครื่องสูบของเหลว (Pump) และเครื่องอัดอากาศ (Compressor) โดยใช้ไฟฟ้าเป็นแหล่งพลังงาน

ในการศึกษาการออกแบบกระบวนนี้ สาธารณูปโภคที่ใช้ประกอบไปด้วย 2 ชนิด คือ

1. ไฟฟ้าที่ผลิตได้เองจากกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle - ORC) และไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการผลิตต่าง ๆ จะรวมเป็นไฟฟ้าที่ต้องการในกระบวนการผลิต

2. สารหล่อเย็นชนิด คือ R290 และ น้ำหล่อเย็น โดยในกระบวนการผลิตเมทานอลและกระบวนการเมทานอลทำบริสุทธิ์ (Methanol Synthesis and Purification) มีการใช้พลังงานจากน้ำหล่อเย็น เท่ากับ 12.22 kW ต่อปริมาณเมทานอลที่สามารถผลิตได้[80] ดังนั้น การศึกษาการดำเนินกระบวนการเคมีของกรณีต่าง ๆ จะส่งผลต่อปริมาณการใช้สาธารณูปโภค ดังตารางที่ 8.1- 8.2

ตารางที่ 8.1 ความต้องการสาธารณูปโภคของแต่ละเครื่องของกรณีพื้นฐาน

Equipment ID	Equipment Name	Refrigeration R290 (kWh)	Refrigeration Water (kWh)
E-103	Carbon Capture Steam Generator	-	3,052.78
E-201	ORC LNG Heat Exchanger	13,877.78	-
E-202	ORC Chilled Water Generator	-	3,980.56
E-301	Data Center Propane Condense Heat Exchanger	2,229.44	-
E-302	Data Center Propane Vaporize Heat Exchanger	2,229.44	-
E-303	Data Center Cold Utilization Heat Exchanger	-	1,427.50
E-304	Data Center Natural Gas Heat Exchanger	-	4,322.22
Methanol Synthesis and Purification		-	22,042.24
Total		18,336.66	34,825.30

ตารางที่ 8.2 สรุปปริมาณการใช้สาธารณูปโภคในแต่ละกรณี

List	Requirement (kWh)	Refrigeration R290 (kWh)	Refrigeration Water (kWh)
Regasification	1,909.04	-	17,272.22
Base Case	48,257.41	18,336.66	34,825.30
Scenario 1	166,060.67	19,150.00	126,315.36
Scenario 2	212,545.79	9,527.10	165,216.44
Scenario 3	114,938.22	19,052.32	85,131.11
Scenario 4	17,306.13	28,579.30	7,188.18
Scenario 5	15,084.76	18,862.70	4,940.40
Scenario 6	65,973.56	28,683.10	46,257.87
Scenario 7	65,092.01	18,952.50	41,978.62
Scenario 8	18,355.55	38,300.00	9,448.00
Scenario 9	315,118.52	-	244,746.83
Scenario 10	163,951.47	9,429.30	124,145.77

9. Equipment and Control Valve Data Sheet

ตารางที่ 9.1 ข้อมูลของอุปกรณ์ Heat Exchanger, U-tube (Both Shell and Tube) ในกรณีพื้นฐาน (Base-Case)

Heat Exchanger		H-201	H-301	E-301		E-302		E-303	E-304	
Inlet Stream Name		58	67	4	61	62	69	63	5	68
Temperature	°C	20.00	15.01	-22.85	1.230	-6.000	20.61	4.996	-1.270	50.90
Pressure	kPa	945.2	350.0	10,540	400.0	400.0	290.0	230.0	10,480	350.0
Mass Flows	kg/h	103,500	119,000	100,000	20,230	20,230	119,000	119,000	100,000	119,000
Mole Flows	kmol/h	2,347	6,604	6,226	458.7	458.7	6,604	6,604	6,226	6,604
Mass Density	kg/m^3	500.2	1,015	122.7	8.473	536.9	1,011	1,022	98.86	987.6
Molar Vapor Fraction		0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000
Outlet Stream Name		59	68	5	62	61	63	66	6	69
Temperature	°C	75.00	50.90	-1.270	-6.000	1.230	4.996	15.00	48.90	20.61
Pressure	kPa	945.2	350.0	10,480	400.0	400.0	230.0	230.0	10,480	290.0
Mass Flows	kg/h	103,500	119,000	100,000	20,230	20,230	119,000	119,000	100,000	119,000
Mole Flows	kmol/h	2,347	6,604	6,226	458.7	458.7	6,604	6,604	6,226	6,604
Mass Density	kg/m^3	16.13	987.6	98.86	536.9	8.473	1,022	1,015	71.88	1,011
Molar Vapor Fraction		1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000
Utility	MW	12.86	5.118	2.230		2.230		1.428	4.321	

ตารางที่ 9.2 ข้อมูลของอุปกรณ์ Heat Exchanger, Plate – 304 SS ในกรณีพื้นฐาน (Base-Case)

Equipment ID		E-101		E-102		E-103		E-201	
Inlet Stream Name		1	12	2	9	8	10	3	60
Temperature	°C	-154.5	-15.50	-143.8	120.0	520.5	30.00	-127.8	5.323
Pressure	kPa	10,550	2,894	10,550	2,897	2,900	300	10,540	128
Mass Flows	kg/h	100,000	19,810	100,000	19,810	19,810	4,168	100,000	103,500
Mole Flows	kmol/h	6,226	693.5	6,226	693.5	693.5	231.3	6,226	2,347
Mass Density	kg/m^3	423.7	46.47	408.9	27.21	12.47	1,004	385.7	2.502
Molar Vapor Fraction		0.0000	0.8648	0.0000	0.9408	1.0000	0.0000	0.0000	1.0000
Outlet Stream Name		2	13	3	12	9	11	4	54
Temperature	°C	-143.8	-102.0	-127.8	-15.50	120.0	133.2	-22.85	-37.53
Pressure	kPa	10,550	2,890	10,540	2,894	2,897	297	10,540	125
Mass Flows	kg/h	100,000	19,810	100,000	19,810	19,810	4,168	100,000	103,500
Mole Flows	kmol/h	6,226	693.5	6,226	693.5	693.5	231.3	6,226	2,347
Mass Density	kg/m^3	408.9	88.84	385.7	46.47	27.21	1.617	122.7	574.9
Molar Vapor Fraction		0.0000	0.7458	0.0000	0.8648	0.9408	1.0000	1.0000	0.0000
Utility	MW	1.016		1.563		3.053		13.88	

ตารางที่ 9.3 ข้อมูลของอุปกรณ์ Heat Exchanger, Plate – 304 SS, Pump, Compressor, Turbine และ Separator ในกรณีพื้นฐาน (Base-Case)

Equipment ID		E-202		P-201	P-301	C-101	C-201	T-101	
Equipment		Heat Exchanger		Pump	Pump	Compressor	Turbine	Separator	
Inlet Stream Name		55	56	54	66	7	59	13	
Temperature	°C	-37.15	30.00	-37.53	15.00	52.00	75.00	-102.0	
Pressure	kPa	945.2	350.0	125.0	230.0	100.0	945.2	2,891	
Mass Flows	kg/h	103,500	132,700	103,500	119,000	19,810	103,500	19,810	
Mole Flows	kmol/h	2,347	7,366	2,347	6,604	693.5	2,347	693.5	
Mass Density	kg/m^3	575.5	1,004	574.9	1,015	1.058	16.13	88.84	
Molar Vapor Fraction		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	0.7458	
Outlet Stream Name		57	58	55	67	8	60	14	15
Temperature	°C	5.00	20.00	-37.15	15.01	520.5	5.323	-102.0	-102.0
Pressure	kPa	230.0	945.2	945.2	350.0	2,900	128.0	2,891	2,891
Mass Flows	kg/h	132,700	103,500	103,500	119,000	19,810	103,500	4,400	15,410
Mole Flows	kmol/h	7,366	2,347	2,347	6,604	693.5	2,347	155.1	538.4
Mass Density	kg/m^3	1,022	500.2	575.5	1,015	12.47	2.502	1,172	67.73
Molar Vapor Fraction		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	1.0000
Utility	MW	3.891		0.043	0.0052	2.960	3.008		

ตารางที่ 9.4 ข้อมูลของอุปกรณ์ Control Valve ในกรณีพื้นฐาน (Base-Case)

Equipment ID		X-101	X-103	X-104	X-105	X-106	X-109	X-202	X-203
Inlet Stream Name		13	15	14	3	10	7	56	4
Temperature	℃	-102.0	-102.0	-102.0	-127.8	30.00	52.00	30.00	-22.85
Pressure	kPa	2,891	2,891	2,891	10,540	300	100.0	350.0	10,540
Mass Flows	kg/h	19,810	15,410	4,400	100,000	4,168	19,810	132,700	100,000
Mole Flows	kmol/h	693.5	538.49	155.05	6,226	231.3	693.5	7,366	6,226
Mass Density	kg/m^3	88.84	67.73	1172	385.7	1,004	1.058	1,004	122.7
Molar Vapor Fraction		0.7458	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	1.0000

10. Equipment List

ตารางที่ 10.1 ตัวอย่างรายละเอียดของอุปกรณ์ที่ใช้ในกรณีพื้นฐาน (Base-Case)

No.	Equipment ID	Equipment Name	Number Required	Location
1	E-101	Carbon Capture LNG 1st Heat Exchanger	1	Carbon Capture Unit
2	E-102	Carbon capture LNG 2nd Heat Exchanger	1	Carbon Capture Unit
3	E-103	Carbon Capture Steam Generator	1	Carbon Capture Unit
4	C-101	Carbon Capture Compressor	1	Carbon Capture Unit
5	T-101	Carbon Capture CO_2 Separator	1	Carbon Capture Unit
6	X-101	Control Valve	1	Carbon Capture Unit
7	X-102	Safety Valve	1	Carbon Capture Unit
8	X-103	Control Valve	1	Carbon Capture Unit
9	X-104	Control Valve	1	Carbon Capture Unit
10	X-105	Control Valve	1	Carbon Capture Unit
11	X-106	Control Valve	1	Carbon Capture Unit
12	X-107	Globe Valve	1	Carbon Capture Unit
13	X-108	Mixing Valve	1	Carbon Capture Unit
14	X-109	Control Valve	1	Carbon Capture Unit
15	P-201	ORC Pump	1	Organic Rankine Cycle
16	C-201	ORC Turbine	1	Organic Rankine Cycle
17	H-201	ORC Heater	1	Organic Rankine Cycle
18	E-201	ORC LNG Heat Exchanger	1	Organic Rankine Cycle
19	E-202	ORC Chilled Water Generator	1	Organic Rankine Cycle
20	X-201	Check Valve	1	Organic Rankine Cycle
21	X-202	Control Valve	1	Organic Rankine Cycle
22	X-203	Control Valve	1	Organic Rankine Cycle
23	X-204	Mixing Valve	1	Organic Rankine Cycle

No.	Equipment ID	Equipment Name	Number Required	Location
24	E-301	Data Center Propane Condense Heat Exchanger	1	Cooling Data Center
25	E-302	Data Center Propane Vaporize Heat Exchanger	1	Cooling Data Center
26	E-303	Data Center Cold Utilization Heat Exchanger	1	Cooling Data Center
27	E-304	Data Center Natural Gas Heat Exchanger	1	Cooling Data Center
28	P-301	Data Center Pump	1	Cooling Data Center
29	H-301	Data Center Heater	1	Cooling Data Center
30	X-301	Check Valve	1	Cooling Data Center
31	X-302	Globe Valve	1	Cooling Data Center
32	X-303	Mixing Valve	1	Cooling Data Center
33	C-401	Methanol Synthesis 1st Compressor	1	Methanol Synthesis
34	C-402	Methanol Synthesis 2nd Compressor	1	Methanol Synthesis
35	C-403	Methanol Synthesis 3rd Compressor	1	Methanol Synthesis
36	C-404	Methanol Synthesis 4th Compressor	1	Methanol Synthesis
37	E-401	Methanol Synthesis 1st Heat Exchanger	1	Methanol Synthesis
38	E-402	Methanol Synthesis 2nd Heat Exchanger	1	Methanol Synthesis
39	E-403	Methanol Synthesis 3rd Heat Exchanger	1	Methanol Synthesis
40	E-404	Methanol Synthesis 4th Heat Exchanger	1	Methanol Synthesis
41	H-401	Methanol Synthesis Heater	1	Methanol Synthesis
42	H-402	Methanol Synthesis H_2O Heater	1	Methanol Synthesis
43	H-403	Methanol Synthesis CO_2 and H_2O Heater	1	Methanol Synthesis
44	H-404	Methanol Synthesis CO_2 Heater	1	Methanol Synthesis
45	R-401	Methanol Synthesis Reactor	1	Methanol Synthesis
46	T-401	Methanol Synthesis Flash Drum	1	Methanol Synthesis
47	T-402	Methanol Synthesis Separator	1	Methanol Purification
48	T-403	Methanol Synthesis CO_2 Separator	1	Methanol Synthesis
49	X-401	Control Valve	1	Methanol Synthesis

No.	Equipment ID	Equipment Name	Number Required	Location
50	X-402	Control Valve	1	Methanol Synthesis
51	X-403	Control Valve	1	Methanol Synthesis
52	X-404	Safety Valve	1	Methanol Synthesis
53	X-405	Mixing Valve	1	Methanol Synthesis
54	X-406	Globe Valve	1	Methanol Synthesis
55	X-407	Globe Valve	1	Methanol Synthesis
56	X-408	Mixing Valve	1	Methanol Synthesis
57	X-409	Control Valve	1	Methanol Synthesis
58	X-410	Safety Valve	1	Methanol Synthesis
59	X-411	Control Valve	1	Methanol Synthesis
60	X-412	Safety Valve	1	Methanol Synthesis
61	X-413	Control Valve	1	Methanol Purification
62	X-414	Control Valve	1	Methanol Synthesis
63	X-415	Safety Valve	1	Methanol Purification
64	X-416	Control Valve	1	Methanol Purification
65	X-417	Control Valve	1	Methanol Purification
66	X-418	Mixing Valve	1	Methanol Synthesis
67	X-419	Control Valve	1	Methanol Purification
68	X-420	Control Valve	1	Methanol Purification
69	X-421	Mixing Valve	1	Methanol Purification
70	X-422	Control Valve	1	Methanol Synthesis
71	X-423	Control Valve	1	Methanol Synthesis
72	X-424	Control Valve	1	Methanol Synthesis
73	X-425	Control Valve	1	Methanol Synthesis
74	X-426	Control Valve	1	Methanol Purification
75	C-501	Electrolysis Compressor	1	Electrolysis of Water

No.	Equipment ID	Equipment Name	Number Required	Location
76	EL-501	Electrolyser	1	Electrolysis of Water
77	T-503	Electrolysis Separator	1	Electrolysis of Water
78	X-501	Mixing Valve	1	Electrolysis of Water
79	X-502	Mixing Valve	1	Electrolysis of Water
80	X-503	Globe Valve	1	Electrolysis of Water
81	X-504	Safety Valve	1	Electrolysis of Water
82	X-505	Control Valve	1	Electrolysis of Water
83	X-506	Control Valve	1	Electrolysis of Water
84	X-507	Safety Valve	1	Electrolysis of Water
85	X-508	Control Valve	1	Electrolysis of Water
85	X-509	Control Valve	1	Electrolysis of Water
86	X-510	Mixing Valve	1	Electrolysis of Water
87	H-601	Flare	1	Flare
88	X-601	Mixing Valve	1	Flare
89	X-602	Control Valve	1	Flare
90	X-603	Control Valve	1	Flare
91	X-604	Control Valve	1	Flare
92	X-605	Control Valve	1	Flare

11. คุณสมบัติของอุปกรณ์ (Equipment Specification)

เมื่อผ่านการออกแบบการดำเนินการของกระบวนการทางเคมี ข้อมูลคุณสมบัติของอุปกรณ์จะแสดงคุณสมบัติของอุปกรณ์ที่จำเป็นในการกระบวนการ เพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ตามที่ต้องการ โดยอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกรณีพื้นฐานจะถูกแสดงดังตารางที่ 11.1 - 11.6 สำหรับอุปกรณ์ Heat exchanger เพื่อการถ่ายโอนความร้อน โดยข้อมูลดังกล่าวแสดงปริมาณพื้นที่ผิวสำหรับการแลกเปลี่ยนความร้อนจากโปรแกรม ASPEN HYSYS (AspenTech) และประเมินราคาเพิ่มเติม ใน Appendix. E.5 การคำนวณราคาต้นทุนอุปกรณ์ และยังมีการกำหนดจุดความดันมากที่สุดที่เป็นไปได้ที่ออกแบบไว้สำหรับการใช้งาน (Maximum Operating Pressure, MOP) ของแต่ละอุปกรณ์อีกด้วย[82]

ตารางที่ 11.1 คุณสมบัติของอุปกรณ์ Heat Exchanger, U-tube (Both Shell and Tube) ในกรณีพื้นฐาน

Heat Exchanger		H-201	H-301	E-301	E-302	E-303	E-304
Material		Shell – Al Tube – Al	Shell – Al Tube – Al	Shell – 304 SS Tube – 304 SS	Shell – Al Tube – Al	Shell – Al Tube – Al	Shell – Al Tube – Al
TEMA Type		AFL	AFL	AFL	AFL	AFL	AFL
Heat Transfer Area	sqm	60.32	60.32	60.32	60.32	60.32	60.32
Minimum Approach	°C	5.000	5.000	2.500	10.462	5.000	2.000
Shell Diameter	m	0.739	0.739	0.739	0.739	0.739	0.739
Number of Tubes per Shell		160	160	160	160	160	160
Shell Volume per Shell	cum	2.272	2.272	2.272	2.272	2.272	2.272
Tube Volume per Shell	cum	0.1930	0.1930	0.1930	0.1930	0.1930	0.1930
Tube Length Extended	m	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Tube Pitch	m	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Net Duty	MW	12.86	5.118	2.230	2.230	1.428	4.321
Maximum Operating Pressure (MOP)	kPa	11,594	385	11,594	440	253	11,594

ตารางที่ 11.2 คุณสมบัติของอุปกรณ์, Plate – 304 SS ในกรณีพื้นฐาน

Heat Exchanger		E-101	E-102	E-103	E-201	E-202
Heat Transfer Area	sqm	60.32	60.32	60.32	60.32	60.32
Layer		2	2	2	2	2
Pitch Fins	m	530.0	530.0	530.0	530.0	530.0
Fin Thick	m	0.000419	0.000419	0.000419	0.000419	0.000419
Plate Thick	m	0.00122	0.00122	0.00122	0.00122	0.00122
Min Approach	°C	52.50	128.273	3.688	0.616	10.00
LTMD	°C	78.47	195.3	54.83	14.53	21.31
Net Duty	MW	1.016	1.563	3.053	13.88	3.981
Maximum Operating Pressure (MOP)	kPa	11,594	11,594	3,190	11,594	1,039.72

ตารางที่ 11.3 คุณสมบัติของอุปกรณ์ Pump ในกรณีพื้นฐาน

Pump		P-201	P-301
Type		Centrifugal	Centrifugal
Liquid Flow Rate	cum/sec	0.057	0.033
Rotor Power	kW	43.17	5.21
Pump Efficiency	%	95.0	75.0
NPSH Available	m	33.06	36.97
Pressure Head	m	145.5	12.06
Synchronous Speed	rpm	1,800	1,800
Motor Inertia	kg*sqm	1,000	1,000
Gear Ratio		1.000	1.000
Materials of Construction		304-SS	304-SS
Maximum Operating Pressure (MOP)	kPa	1,039.72	385

ตารางที่ 11.4 คุณสมบัติของอุปกรณ์ Compressor ในกรณีพื้นฐาน

Compressor		C-101
Type		Centrifugal
Adiabatic Head	m	52,110
Polytropic Head	m	52,970
Fluid Head	m	519.4
Adiabatic Fluid Head	kJ/kg	511.1
Polytropic Fluid Head	kJ/kg	519.4
Power Requirement	kW	2,960
Synchronous Speed	rpm	1,800
Motor Inertia	kg*sqm	1,000
Gear Ratio		1.000
Adiabatic Efficiency		95.000
Polytropic Efficiency		96.552
Materials of Construction		304-SS
Maximum Operating Pressure (MOP)	kPa	3190

ตารางที่ 11.5 คุณสมบัติของอุปกรณ์ Turbine ในกรณีพื้นฐาน

Turbine		C-201
Adiabatic Head	m	11,230
Polytropic Head	m	11,310
Fluid Head	m	110.9
Adiabatic Fluid Head	kJ/kg	110.2
Potential Fluid Head	kJ/kg	110.9
Fluid Power	kW	3,008
Isentropic Efficiency		95.000
Polytropic Efficiency		94.382
Materials of Construction		304-SS
Maximum Operating Pressure (MOP)	kPa	1,039.72

ตารางที่ 11.6 คุณสมบัติของอุปกรณ์ Separator ในกรณีพื้นฐาน

Separator		T-101
Type Separator		Solid Gas Separator
Orientation		Vertical
Geometry		Flat Cylinder
PV Work Term Contribution		100.0
Volume	m^3	0.9786
Vessel Pressure	kPa	2,891
Temperature	°C	-102
Maximum Operating Pressure (MOP)	kPa	3,180.1

12. สรุปราคาอุปกรณ์ (Equipment Cost Summary)

การวิเคราะห์ราคาอุปกรณ์ จะใช้การตั้งสมมติฐานจาก 4 แหล่งอ้างอิง ได้แก่

12.1 ราคาอุปกรณ์โดยอาศัย หลักการการประมาณราคาอ้างอิงจากงานวิจัย Thermo-Economic Modeling of An Atmospheric SOFC/CHP Cycle: An Exergy Based Approach[83]

12.2 ราคาอุปกรณ์ของกระบวนการอิเล็กโตรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water) มีการอ้างอิงจากงานวิจัย Techno-Economic and Sensitivity Analysis of Biomethane Production Via Landfill Biogas Upgrading and Power-to-Gas Technology[45]

12.3 ราคาอุปกรณ์ของกระบวนการผลิตเมทานอลและทำให้เมทานอลบริสุทธิ์ (Methanol Synthesis and Purification) มีการอ้างอิงจากงานวิจัย Techno-Economic Assessment and Early-Stage Screening of CO_2 Direct Hydrogenation Catalysts for Methanol Production Using Knowledge-Based Surrogate Modeling[43]

12.4 ราคาอุปกรณ์ของกระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon capture) โดยรวม T-101 มีการอ้างอิงจากงานวิจัย Detailed Design and Economic Evaluation of A Cryogenic Air Separation Unit with Recent Literature Solutions[84]

12.5 ราคาอุปกรณ์ของหอเผา (Flare) มีการอ้างอิงจากงานวิจัย Flare Gas-to-Power By Direct Intercooled Oxy-Combustion Supercritical CO_2 Power Cycles[81]

ตามหลักการข้อที่ 12.1 จะมีการใช้ Chemical Engineering Plant Cost Index เพื่อหาราคาอุปกรณ์ตามปีปัจจุบัน โดยในการคำนวณแสดงใน Appendix. E.7.2 และการคำนวณตามหลักการข้อที่ 12.2 ถึง 12.5 เป็นการคำนวณเพื่อหาราคาอุปกรณ์ตามสมมติฐานที่ได้กำหนดไว้ใน Appendix. E.1 เนื่องจากงานวิจัยที่ได้อ้างอิงมีการกำหนดเป็นราคาลงทุนเริ่มต้น (Total Capital Cost) อีกทั้งในกระบวนการผลิตและทำบริสุทธิ์เมทานอล กระบวนการดักจับคาร์บอน และกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ ซึ่งรวมราคาอุปกรณ์ในส่วนของถังเก็บผลิตภัณฑ์ไว้เรียบร้อยแล้ว

ตาราง 12.1 ราคาอุปกรณ์ของกระบวนการ Regasification และกรณีพื้นฐาน (Base Case)

กรณี Regasification		
Equipment Name	Equipment ID	THB
Regasification LNG Tank	TK-101	19,728,653.00
Regasification Intake Pump	P-101	12,402,479.89
Open Rack Vaporizers	E-101	2,380,582.02
Regasification Sea Water Pump	P-102	22,273,710.08
	Total	60,572,942.81
กรณีพื้นฐาน (Base Case)		
Carbon Capture		
Equipment Name	Equipment ID	THB
Carbon Capture LNG 1st Heat Exchanger	E-101	2,380,582.02
Carbon Capture LNG 2nd Heat Exchanger	E-102	2,380,582.02
Carbon Capture Steam Generator	E-103	2,380,582.02
Carbon Capture Compressor	C-101	516,932.03
Carbon Capture CO_2 Separator	T-101	2,230,400.00
	Total	9,889,078.10
Organic Rankine Cycle – ORC		
Equipment Name	Equipment ID	THB
ORC Pump	P-201	2,005,539.01
ORC Turbine	C-201	64,288,722.08
ORC LNG Heat Exchanger	E-201	2,380,582.02
ORC Chilled Water Generator	E-202	2,380,582.02
ORC Heater	H-201	2,380,582.02
	Total	73,436,007.15
Cooling Data Center		
Equipment Name	Equipment ID	THB
Data Center Propane Condense Heat Exchanger	E-301	2,380,582.02
Data Center Natural Gas Heat Exchanger	E-304	2,380,582.02
Data Center Propane Vaporize Heat Exchanger	E-302	2,380,582.02
Data Center Cold Utilization Heat Exchanger	E-303	2,380,582.02
Data Center Pump	P-301	446,923.15
Data Center Heater	H-301	2,380,582.02
	Total	12,349,833.25
Flare		1,239,758.00
Methanol Synthesis and Purification		68,133,550.00
Electrolysis of Water		42,795,000.00

ตาราง 12.2 สรุปราคาอุปกรณ์ทุกกรณีตาราง

Case	Equipment Cost (Baht)
Regasification	60,572,942.81
Base Case	207,843,226.50
Scenario 1	452,233,608.84
Scenario 2	599,288,357.41
Scenario 3	367,783,924.92
Scenario 4	85,298,204.97
Scenario 5	109,900,127.68
Scenario 6	239,171,573.80
Scenario 7	267,955,130.43
Scenario 8	14,854,405.03
Scenario 9	834,269,114.54
Scenario 10	486,540,015.41

13. การวิเคราะห์ต้นทุนการลงทุน (Investment Cost Summary) และ การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Analysis)

การวิเคราะห์ต้นทุนการลงทุน จะใช้การตั้งสมมติฐานจาก 2 แหล่งอ้างอิง ได้แก่

13.1 การประมาณต้นทุนการลงทุนที่อาศัยการตั้งสมมติฐานและหลักการ โดยอ้างอิงจากหลักการ หนังสือ Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes, Third Edition[85] และ Chemical Engineering Design[86] รวมทั้งจาก Appendix. C ที่มีการดุลมวลของสารในแต่ละอุปกรณ์

13.2 การประมาณต้นทุนการลงทุนที่อาศัยการตั้งสมมติฐานและหลักการ โดยอ้างอิงจากงานวิจัย

13.2.1 Techno-Economic and Sensitivity Analysis of Biomethane Production Via Landfill Biogas Upgrading and Power-to-Gas Technology[45]

13.2.2 Techno-Economic Assessment and Early-Stage Screening of CO_2 Direct Hydrogenation Catalysts for Methanol Production Using Knowledge-Based Surrogate Modeling[43]

13.2.3 Detailed Design and Economic Evaluation of A Cryogenic Air Separation Unit with Recent Literature Solutions[84]

13.2.4 Flare Gas-to-Power By Direct Intercooled Oxy-Combustion Supercritical CO_2 Power Cycles[81]

โดยตัวอย่างผลการคำนวณตามหลักการข้อที่ 13.1 แสดงสรุปการวิเคราะห์ต้นทุนการลงทุน (Capital Investment) ของกรณีพื้นฐานใน Appendix E.7.2 การวิเคราะห์ต้นทุนการลงทุน โดยอาศัยหลักการการประมาณต้นทุนการลงทุนอ้างอิงจากหนังสือ Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes, Third Edition และ Chemical Engineering Design โดยราคาต้นทุนการลงทุนทั้งหมด (Total Capital Investment, TCI) จะประกอบด้วย เงินลงทุนเริ่มต้น (Fixed Capital Investment, FCI) และ เงินทุนหมุนเวียน (Working Capital, WC) คิดเป็น 15% ของเงินลงทุนทั้งหมด ตามสมมติฐานที่ได้กำหนดไว้ใน Appendix. E.1 เริ่มต้นจากการประมาณราคาอุปกรณ์โดยอาศัยหลักการการประมาณราคาอ้างอิงจากงานวิจัย Arab และคณะ[83] ซึ่งสามารถนำมาหาคำนวณเงินด้านที่เป็นขอบเขตความรับผิดชอบของโรงงาน ISBL (Inside Battery Limits) Plant Costs ได้ โดยเงินลงทุนเริ่มต้น (Fixed Capital Investment) ประมาณค่าเป็น 6 เท่าของ ISBL Plant Costs ซึ่งรวมต้นทุนสำหรับ Total Module Cost (CTM) และสิ่งอำนวยความสะดวกเสริม (Auxiliary Facilities Cost, CM) Total Module Cost ประกอบด้วย Total Bare Module Cost (CBM) ค่าธรรมเนียมและเงิน สำรองฉุกเฉินหากเกิดเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดและทำให้การดำเนินกระบวนการของโรงงานไม่สามารถดำเนินได้ เป็นปกติ สิ่งอำนวยความสะดวกเสริม ประกอบด้วย ระบบสาธารณูปโภคและ สิ่งอำนวยความสะดวกภายนอก เช่น ถังเก็บวัตถุดิบ ถังเก็บผลิตภัณฑ์ ระบบการผลิตสาธารณูปโภคสำหรับน้ำ หล่อเย็น สารหล่อเย็น ไอน้ำ ระบบปรับปรุงสิ่งแวดล้อมส่วนกลางสำหรับ ระบบเผาไหม้ และระบบป้องกันอัคคีภัย การปรับปรุงและพัฒนาพื้นที่สำหรับ ถนน ทางเดิน ที่จอดรถ การติดตั้งระบบไฟฟ้า ระบบน้ำดีและระบบน้ำเสีย การก่อสร้างตึกเสริม ตึกสำนักงาน โรงซ่อมแซม ห้องควบคุมและโกดัง[85] และในการคำนวณราคาต้นทุนในการผลิตทั้งหมด (Total Operating Cost) แต่ละปีจะเท่ากับ ต้นทุนผันแปร (Variable Production Costs) โดยจะรวมค่าจ้างคนงาน และจะขึ้นกับกับปริมาณการผลิตที่ได้ คือ สาธารณูปโภค ค่าซ่อมแซม ค่าเช่าที่ดิน ในแต่ละปีรวมกับ ต้นทุนคงที่ (Fixed Costs) ที่ขึ้นกับค่าเสื่อมราคา (Depreciation) ในแต่ละปี และในการคำนวณราคาของสารทำความเย็น (Refrigerant) ทั้งน้ำและ R290 (Propane) จะถูกนำไปคำนวณในราคาต้นทุนการลงทุนทั้งหมด โดยมีการคิดราคาการบำรุงในการรักษาทุกปีอีกด้วย

จากหลักการข้อที่ 12.2 สามารถกำหนดได้ดังนี้ กระบวนการดักจับคาร์บอน[84] มีการคำนวณ Total Capital Cost เท่ากับ 1,800,000 USD ได้และ Total Operating Cost เท่ากับร้อยละ 7.5 ของ Total Operating Cost โดยยังไม่รวมกับปริมาณของไฟฟ้าที่ใช้กระบวนการสังเคราะห์เมทานอล รวมทั้งกระบวนการทำบริสุทธิ์เมทานอล[43] มีการคำนวณ Total Capital Cost เท่ากับ 55,000,000 USD และ Total Operating Cost เท่ากับ 1.5 USD ต่อกิโลกรัมของเมทานอลที่สามารถผลิตได้ ซึ่งรวมราคาของตัวเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ คือ $Cu/ZnO/Al_2O_3$[44] ปริมาณ 1,459.41 กิโลกรัม[87] การกำจัดและเปลี่ยนตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีอายุการใช้งาน 8 ปี[88] รวมทั้งสาธารณูปโภคอื่น ๆ กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ Electrolysis of Water [45] มีการคำนวณ Total Capital Cost เท่ากับ 30,000,000 EURO ซึ่งจะมีการรวมอุปกรณ์ในการแยกน้ำ กับแก๊สออกซิเจนเรียบร้อยแล้ว และ Total Operating Cost จะเท่ากับร้อยละ 25 ของ Total Capital Cost โดยรวมราคาของการกำจัดอุปกรณ์ที่ใช้ในกระบวนการ คือ เยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอนที่ใช้ในการแตกตัวของน้ำ อีกทั้งเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการแตกตัวของน้ำ ในฝั่งขั้วแคโทดจะมีตัวเร่งปฏิกิริยา คือ Platinum Black High Surface Area (HSA) เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีความบริสุทธิ์สูงทำให้ไม่ปนเปื้อนในสารผลิตภัณฑ์ ในฝั่งขั้วแอโนดจะมีตัวเร่งปฏิกิริยา คือ Iridium Black จะเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีพื้นที่ผิวสูงและทนทาน[47] ซึ่งจะมีอายุการใช้งาน เท่ากับ 70,000 ชั่วโมง[46] และขั้วแคโทด เป็นแพลตตินัม (Platinum) ขั้วแอโนดเป็นรูทีเนียมออกไซด์ (RuO_2) (Ruthenium Dioxide) โดยมูลค่าที่คาดว่าจะขายสินทรัพย์ถาวรนั้นได้เมื่อหมดอายุการใช้งาน (Salvage Value, Sa) ซึ่งยังไม่รวมราคาของน้ำที่เป็นวัตถุดิบ (Raw Material) และหอเผา[81] มีการคำนวณ Total Capital Cost เท่ากับ 1,000,000 USD และ Total Operating Cost เท่ากับร้อยละ 21 ของ Total Capital Cost เนื่องจากต้องมีการเปิดเครื่องอยู่ตลอดเวลาจึงมีการคิดค่าไฟและการซ่อมบำรุง ซึ่งมีอัตราการไหลการไหลที่รองรับได้มากกว่าจำนวนสารทำความเย็นของทั้งหมด และรวมค่าซ่อมบำรุงในแต่ละปีเรียบร้อยแล้ว ซึ่งในกระบวนการดังกล่าว มีการคิด Total Capital Cost จากงานวิจัยเท่ากับกรณีพื้นฐาน เนื่องจากอัตราการไหลของสารตั้งต้นของงานวิจัยนั้นเพียงพอต่ออัตราการไหลของสารตั้งต้นในโครงการ โดยในกรณีศึกษา 1-10 จะมีการคิดเทียบพื้นที่ตามสมการ E.3 ที่กำหนดใน Appendix. E.5

13.3 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะเป็นอีกหนึ่งเครื่องมือสำหรับพิจารณาความเหมาะสมในกรณีต่าง ๆ โดยการวิเคราะห์กระแสเงินที่เกิดขึ้นในแต่ละปีในช่วงระยะเวลาโครงการที่สนใจ ในโครงการนี้การวิเคราะห์ผลกำไรจะพิจารณาจากระยะคืนทุน (Discounted Payback Period, DPBP) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) และอัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ (Internal Rate of Return, IRR) ทั้งนี้ วิธีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Analysis) และการวิเคราะห์ผลกำไร (Profit Analysis) จะอ้างอิงจากหลักการวิเคราะห์จากหนังสือ Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes, Third Edition[85] และ Chemical Engineering Design[86]

การสมมติฐานสำหรับการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมแสดงใน Appendix. E.1 อย่างละเอียด ซึ่งการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมในรายงานฉบับนี้ใช้การคำนวณอย่างง่าย โดยไม่คิดค่าเงินเฟ้อ (Inflation) และกำหนดให้กระแสเงินเข้าออกที่ช่วงเวลาจบปีใด ๆ และ โรงงานสามารถเริ่มต้นดำเนินกระบวนการผลิตได้ตั้งแต่จบปีที่ 0 และดำเนินโครงการ 25 ปี อัตราคิดลด (Discount Rate, i) 10% กำหนดให้ค่าเสื่อมราคา (Depreciation, d_k) ในระยะเวลา 25 ปี และมูลค่าที่คาดว่าจะขายสินทรัพย์ถาวรนั้นได้เมื่อหมดอายุการใช้งาน คิดเป็น 20% ของมูลค่าอุปกรณ์ ณ ตอนที่ซื้อมาในปีที่เริ่มต้นโครงการ โดยการบำบัดของเสีย คือ สารทำความเย็นทั้งน้ำหล่อเย็นและ R290 ที่อยู่ในวัฏจักร จะรวมในราคาขายสินทรัพย์ถาวรของกระบวนการนั้น ๆ เมื่อจบระยะเวลาของโครงการ

สำหรับการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และการวิเคราะห์ผลกำไรจะต้องพิจารณาลักษณะผลตอบแทนที่ได้รับด้วยหลายปัจจัยประกอบการตัดสินใจของนักลงทุน โดยการพิจารณามูลค่าปัจจุบันสุทธิ ในเชิงการลงทุนควรเลือกการลงทุนที่ให้ผลตอบแทนมูลค่าปัจจุบัน

สุทธิที่เป็นบวกและมีค่าสูงสุดเพื่อให้ได้การลงทุนได้ประกอบการสูงสุด หรือนักลงทุนต้องการให้โครงการได้รับเงินลงทุนคืนในระยะเวลาสั้น จึงควรเลือกโครงการที่มีระยะคืนทุน ต่ำ นอกจากนี้ หากนักลงทุนต้องการผลกำไรตอบแทนสูงในเชิงการลงทุนควรเลือกโครงการที่ให้อัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการสูง ตารางการคำนวณกระแสเงินที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาโครงการ 25 ปี ของกรณีพื้นฐานจะแสดงใน Appendix. E.7.3 แสดงให้เห็นว่า รายจ่ายและรายได้สะสม (Cumulative Cash Flow) มีการเปลี่ยนเครื่องหมายเพียงครั้งเดียวทั้งระยะเวลาที่กำหนดของโครงการ ดังนั้น IRR ที่คำนวณได้มีเพียงค่าเดียว (IRR Unique) อีกทั้งกระแสเงินของแต่ละปีจะมีการกำหนดให้เท่ากัน จึงไม่ต้องมีการคำนวณเปรียบเทียบ IRR อีกทั้งจะแสดงผลของผลิตภัณฑ์ตามที่กระบวนการสามารถผลิตได้ ดังนั้น ผลการศึกษาการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะเป็นไป ดังนี้

กรณี Regasification

Production		
Carbon Dioxide	-	ton/year
Overall Electricity Production	-	MWh in a year
Cold Energy	-	ton/yr
Methanol	-	ton/year
Water	-	ton/year
Oxygen	-	ton/year
Operating Cost Summary (THB/yr)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Water	-	
Total Raw Material Cost	-	
Electricity	56,521,370	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**65,281,370**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**84,526,380**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**77,277,010**	
Net Present Value	**-2,246,896,857**	**THB**
Annual Value	**-247,536,295**	**THB**
Internal Rate of Return	**-**	**%**
Discounted Payback Period	-	**years**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	1.00	Rai
Total Land Cost	200,000	THB/yr
Installed Equipment Cost (THB)		
ORV Regasification	212,377,489	
CO_2 Capture	**-**	
Organic Rankine Cycle	**-**	
Cooling Data Center	-	
Water Electrolysis	-	
Methanol Synthesis and Purification	-	
Total Installed Equipment Cost	**212,377,489**	
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land	**1,274,264,937**	
The Sum of Working Capital	**229,367,689**	
Total Capital Investment	**1,503,632,625**	
Revenue	**-**	**THB/yr**
Gross Profit with Depreciation	-	THB/yr
Gross Profit without Depreciation	-	THB/yr
Net Profit	-	THB/yr

กรณี Base Case

Production		
Carbon Dioxide	2,089.09	ton/year
Overall Electricity Production	26,351.99	MW in a year
Steam	36,509.48	ton/year
Cold Energy	15,370.36	MW in a year
Methanol	15,801.15	ton/year
Demin Water	23,607.22	ton/year
Oxygen	23,701.72	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	183,433	
Total Raw Material Cost	**183,433**	
Electricity	738,450,800	
Water	24,026,236	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**771,237,036**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**1,874,556,840**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**1,849,764,248**	
Net Present Value	**2,957,912,716**	**THB**
Annual Value	**325,867,542**	**THB**
Internal Rate of Return	**16.6**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		6,198,790
CO_2 Capture		36,985,152
Organic Rankine Cycle		274,650,667
Cooling Data Center		42,061,106
Water Electrolysis		160,053,300
Methanol Synthesis and Purification		254,819,477
Total Installed Equipment Cost		**774,768,492**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		**4,639,519,511**
The Sum of Working Capital		**835,113,512**
Total Capital Investment		**5,474,648,732**
Revenue	**2,801,980,298**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	1,985,930,191	THB/year
Discounted Payback Period	**10**	**years**

กรณี Scenario 1

Production		
Carbon Dioxide	2,081.858	ton/year
Overall Electricity Production	-	MW in a year
Steam	165,966.58	ton/year
Cold Energy	22,398.40	MW in a year
Methanol	77,218.01	ton/year
Demin Water	110,342.22	ton/year
Oxygen	115,827.01	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	332,107	
Total Raw Material Cost	**332,107**	
Electricity	1,125,761,521	
Water	3,326,030	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**1,137,847,551**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**5,982,003,269**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**5,927,972,322**	
Net Present Value	**22,270,506,920**	**THB**
Annual Value	**2,453,498,814**	**THB**
Internal Rate of Return	**31.5**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		5,299,904
CO_2 Capture		73,415,584
Organic Rankine Cycle		-
Cooling Data Center		42,823,560
Water Electrolysis		569,454,400
Methanol Synthesis and Purification		997,473,649
Total Installed Equipment Cost		**1,688,467,097**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		**10,122,788,977**
The Sum of Working Capital		**1,822,102,016**
Total Capital Investment		**11,944,906,703**
Revenue	**9,751,181,514**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	8,549,910,399	THB/year
Discounted Payback Period	**5**	**years**

กรณี Scenario 2

Production		
Carbon Dioxide	2,061.97	ton/year
Overall Electricity Production	6,180.20	MW in a year
Steam	221,282.01	ton/year
Cold Energy	10,346.94	MW in a year
Methanol	103,473.30	ton/year
Demin Water	147,410.46	ton/year
Oxygen	155,209.95	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	1,632,044	
Total Raw Material Cost	**1,632,044**	
Electricity	1,312,992,662	
Water	9,121,288	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**1,330,873,951**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**7,751,006,405**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**7,679,382,960**	
Net Present Value	**31,512,617,861**	**THB**
Annual Value	**3,471,684,359**	**THB**
Internal Rate of Return	**32.9**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		3,828,428
CO_2 Capture		88,982,133
Organic Rankine Cycle		148,481,626
Cooling Data Center		41,605,540
Water Electrolysis		719,692,049
Methanol Synthesis and Purification		1,235,642,881
Total Installed Equipment Cost		**2,238,232,657**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		**13,423,607,357**
The Sum of Working Capital		**2,416,249,324**
Total Capital Investment		**15,839,872,391**
Revenue	**12,967,274,259**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	11,549,149,809	THB/year
Discounted Payback Period	**4**	**years**

กรณี Scenario 3

Production		
Carbon Dioxide	2,061.92	ton/year
Overall Electricity Production	12,474.20	MW in a year
Steam	110,641.93	ton/year
Cold Energy	20,569.23	MW in a year
Methanol	50,985.57	ton/year
Demin Water	73,281.63	ton/year
Oxygen	76,478.35	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	765,391	
Total Raw Material Cost	**765,391**	
Electricity	937,484,848	
Water	11,646,458	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**957,891,307**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**4,237,138,541**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**4,193,201,833**	
Net Present Value	**11,305,964,510**	**THB**
Annual Value	**1,245,556,314**	**THB**
Internal Rate of Return	**23.7**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		6596916.58
CO_2 Capture		57,845,366
Organic Rankine Cycle		207,128,927
Cooling Data Center		42,261,108
Water Electrolysis		408,546,866
Methanol Synthesis and Purification		650,642,954
Total Installed Equipment Cost		**1,373,022,137**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		**8,228,156,701**
The Sum of Working Capital		**1,481,068,206**
Total Capital Investment		**9,709,240,616**
Revenue	**6,551,769,782**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	5,532,509,160	THB/year
Discounted Payback Period	**6**	**years**

กรณี Scenario 4

Production		
Carbon Dioxide	-	ton/year
Overall Electricity Production	18,540.62	MW in a year
Steam	-	ton/year
Cold Energy	31,048.19	MW in a year
Methanol	-	ton/year
Demin Water	-	ton/year
Oxygen	-	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	-	
Total Raw Material Cost	-	
Electricity	559,683,705	
Water	14,455,838	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**582,899,543**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**621,336,298**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**610,333,846**	
Net Present Value	**-6,279,291,826**	**THB**
Annual Value	**-691,777,475**	**THB**
Internal Rate of Return	**-**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		9,219,699
CO_2 Capture		-
Organic Rankine Cycle		265,073,216
Cooling Data Center		42,823,560
Water Electrolysis		-
Methanol Synthesis and Purification		-
Total Installed Equipment Cost		**317,116,475**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		**1,888,758,663**
The Sum of Working Capital		**339,976,559**
Total Capital Investment		**2,228,750,932**
Revenue	**173,560,831**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	-	THB/year
Discounted Payback Period	**-**	**years**

กรณี Scenario 5

Production		
Carbon Dioxide	-	ton/year
Overall Electricity Production	37,081.24	MW in a year
Steam	-	ton/year
Cold Energy	17,304.89	MW in a year
Methanol	-	ton/year
Demin Water	-	ton/year
Oxygen	-	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	-	
Total Raw Material Cost	-	
Electricity	556,507,200	
Water	28,911,673	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**594,178,873**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**643,008,326**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**629,781,195**	
Net Present Value	**-7,029,709,354**	**THB**
Annual Value	**-774,449,528**	**THB**
Internal Rate of Return	**-**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		9,211,729
CO_2 Capture		-
Organic Rankine Cycle		404,136,104
Cooling Data Center		-
Water Electrolysis		-
Methanol Synthesis and Purification		-
Total Installed Equipment Cost		**413,347,833**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		**2,466,158,865**
The Sum of Working Capital		**443,908,596**
Total Capital Investment		**2,910,083,170**
Revenue	**190,351,476**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	-	THB/year
Discounted Payback Period	**-**	**years**

กรณี Scenario 6

Production		
Carbon Dioxide	2,062.05	ton/year
Overall Electricity Production	6,180.20	MW in a year
Steam	55,322.81	ton/year
Cold Energy	32,669.25	MW in a year
Methanol	24,744.65	ton/year
Demin Water	36,221.47	ton/year
Oxygen	37,116.97	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	332,107	
Total Raw Material Cost	**332,107**	
Electricity	749,457,799	
Water	5,922,727	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**764,140,526**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**2,423,712,668**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**2,395,157,210**	
Net Present Value	**5,325,504,428**	**THB**
Annual Value	**586,700,556**	**THB**
Internal Rate of Return	**20.8**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		8,500,000
CO_2 Capture		42,271,772
Organic Rankine Cycle		148,481,623
Cooling Data Center		43,333,165
Water Electrolysis		250,628,620
Methanol Synthesis and Purification		399,142,898
Total Installed Equipment Cost		**892,358,078**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		**5,004,460,563**
The Sum of Working Capital		**900,802,901**
Total Capital Investment		**5,905,279,173**
Revenue	**3,660,536,094**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	2,853,866,000	THB/year
Discounted Payback Period	**7**	**years**

กรณี Scenario 7

Production		
Carbon Dioxide	2,004.77	ton/year
Overall Electricity Production	24,720.80	MW in a year
Steam	55,322.81	ton/year
Cold Energy	18,686.15	MW in a year
Methanol	24,786.30	ton/year
Demin Water	36,244.91	ton/year
Oxygen	37,179.46	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	334,919	
Total Raw Material Cost	**334,919**	
Electricity	749,025,224	
Water	19,855,545	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**777,640,770**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**2,452,733,975**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**2,420,731,139**	
Net Present Value	**1,110,291,724**	**THB**
Annual Value	**122,318,699**	**THB**
Internal Rate of Return	**12.6**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		7,964,279
CO_2 Capture		41,270,777
Organic Rankine Cycle		314,428,403
Cooling Data Center		41,605,540
Water Electrolysis		229,431,728
Methanol Synthesis and Purification		365,387,895
Total Installed Equipment Cost		**1,000,088,622**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		**5,988,489,744**
The Sum of Working Capital		**1,077,928,154**
Total Capital Investment		**7,066,433,607**
Revenue	**3,352,763,730**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	2,520,932,246	THB/year
Discounted Payback Period	**17**	**years**

กรณี Scenario 8

Production		
Carbon Dioxide	-	ton/year
Overall Electricity Production	-	MW in a year
Steam	-	ton/year
Cold Energy	44,814.07	MW in a year
Methanol	-	ton/year
Demin Water	-	ton/year
Oxygen	-	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	-	
Total Raw Material Cost	-	
Electricity	562,781,150	
Water	-	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**571,541,150**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**587,512,143**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**585,800,760**	
Net Present Value	**-4,269,030,176**	**THB**
Annual Value	**-470,310,825**	**THB**
Internal Rate of Return	**-**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		9,227,670
CO_2 Capture		-
Organic Rankine Cycle		-
Cooling Data Center		44,253,066
Water Electrolysis		-
Methanol Synthesis and Purification		-
Total Installed Equipment Cost		**53,480,736**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		**306,932,176**
The Sum of Working Capital		**55,247,792**
Total Capital Investment		**362,181,764**
Revenue	**156,849,237**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	-	THB/year
Discounted Payback Period	**-**	**years**

กรณี Scenario 9

Production		
Carbon Dioxide	2,081.86	ton/year
Overall Electricity Production	-	MW in a year
Steam	331,933.16	ton/year
Cold Energy	-	MW in a year
Methanol	155,950.10	ton/year
Demin Water	221,536.11	ton/year
Oxygen	233,925.15	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	2,497,781	
Total Raw Material Cost	**2,497,781**	
Electricity	1,688,662,832	
Water	6,652,060	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**1,704,074,892**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**11,201,491,556**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**11,101,646,228**	
Net Present Value	**52,174,150,730**	**THB**
Annual Value	**5,747,925,604**	**THB**
Internal Rate of Return	**37.0**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		-
CO_2 Capture		120,120,987
Organic Rankine Cycle		-
Cooling Data Center		-
Water Electrolysis		999,247,148
Methanol Synthesis and Purification		2,000,798,353
Total Installed Equipment Cost		**3,120,166,488**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		**18,720,984,829**
The Sum of Working Capital		**3,369,777,269**
Total Capital Investment		**22,090,762,098**
Revenue	**19,382,831,927**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	17,566,931,359	THB/year
Discounted Payback Period	**4**	**years**

กรณี Scenario 10

Production		
Carbon Dioxide	2,004.75	ton/year
Overall Electricity Production	18,540.62	MW in a year
Steam	165,966.58	ton/year
Cold Energy	8,652.45	MW in a year
Methanol	77,274.09	ton/year
Demin Water	110,373.76	ton/year
Oxygen	115,911.13	ton/year
Operating Cost Summary (THB/year)		
LNG	-	
Sea Water	-	
Demin Water	1,201,576	
Total Raw Material Cost	**1,201,576**	
Electricity	1,123,157,311	
Water	17,781,868	
Cold Energy Utilization	8,760,000	
Total Utility	**1,149,699,179.24**	
Total Operating Labor	**568,500**	
The Cost of Manufacturing	**6,015,418,736**	
The Cost of Manufacturing without Depreciation	**5,957,146,963**	
Net Present Value	**21,197,685,574**	**THB**
Annual Value	**2,335,308,155**	**THB**
Internal Rate of Return	**29.1**	**%**

Investment Cost Summary		
Land Cost		
Area	20.00	Rai
Total Land Cost	2,000,000	THB/year
Installed Equipment Cost (THB)		
Flare		5,290,749
CO_2 Capture		73,415,5834
Organic Rankine Cycle		265,073,222
Cooling Data Center		-
Water Electrolysis		569,785,533
Methanol Synthesis and Purification		907,427,838
Total Installed Equipment Cost		**1,820,992,926**
The Sum of Fixed Capital Investment Minus The Cost of Land		10,917,952,830
The Sum of Working Capital		**1,965,231,509**
Total Capital Investment		**12,883,198,252**
Revenue	**9,769,342,766**	**THB/year**
Gross Profit with Depreciation	8,542,572,466	THB/year
Discounted Payback Period	**5**	**years**

14. ความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (Safety, Health and Environmental Considerations)

การประเมินความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อมในการกระบวนการผลิตสามารถแบ่งออกเป็น 3 ด้าน ดังนี้

1. ด้านอาชีวอนามัย โดยการประเมินความอันตรายของสารตลอดทั้งกระบวนการผลิต ผลกระทบต่อสุขภาพและแนวทางในการป้องกัน

2. ด้านสิ่งแวดล้อม มีการใช้ข้อกำหนดและมาตรฐานของน้ำเสียและอากาศเสียของประเทศไทยในการควบคุมการปล่อยของเสียในกระบวนการผลิตตลอดจนรูปแบบในการกำจัดของเสีย

3. ด้านความปลอดภัย โดยการประเมิน ความอันตรายของระดับอุณหภูมิและความดันที่ใช้กระบวนการผลิตรวมถึงการประเมินความเสี่ยง บ่งชี้ความอันตรายและแนวทางในการควบคุมการผลิต (Hazard and Operability Studied, HAZOP)

14.1 การประเมินความอันตรายของสารในกระบวนการผลิต รวมทั้งในอุปกรณ์การผลิต และผลกระทบต่อสุขภาพ

14.1.1 ข้อมูลความเป็นอันตรายของสารในกระบวนการผลิต

ตารางที่ 14.1 ความอันตรายของสารในกระบวนการผลิตตามเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมีแสดงใน Appendix F.

สารเคมี	การเกิดอัคคีภัยและการระเบิด	อันตรายต่อสุขภาพ	อันตรายต่อสิ่งแวดล้อม
LNG [89]	- แก๊สไวไฟก่อให้เกิดประกายไฟได้ง่าย ประกอบด้วยแก๊สทำความเย็น อาจทำให้เกิดแผลไหม้หรือบาดเจ็บจากการแข็งด้วยความเย็นได้ - สารดับเพลิงที่เหมาะสม เช่น คาร์บอนไดออกไซด์ สารเคมีแห้ง และโฟม	- ทำให้เกิดการระคายเคืองตา ระคายเคืองต่อผิวหนัง เกิดอาการหายใจลำบาก ง่วงนอน และปวดหัวเมื่อสูดดมสารเคมีเข้าสู่ร่างกาย	- การสะสมของสารเคมีในชั้นบรรยากาศ ก่อให้เกิดภาวะเรือนกระจก
R-290 (Propane) [90]	- แก๊สไวไฟ อาจระเบิดได้หากได้รับความร้อน - สารดับเพลิงที่เหมาะสม เช่น คาร์บอนไดออกไซด์ และ สารเคมีแห้ง	- ส่งผลกระทบต่ออวัยวะภายใน และระบบประสาท ร่างกายเกิดภาวะขาดออกซิเจน	- ไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
Hydrogen (H_2) [91]	- แก๊สไวไฟก่อให้เกิดประกายไฟได้ง่าย อาจเกิดสารผสมที่ระเบิดได้ เมื่อเจออากาศ - ใช้สารดับเพลิงที่เหมาะสมกับไฟและสิ่งแวดล้อมโดยรอบ	- ทำให้เกิดแผลไหม้หรืออาการบวมบริเวณดวงตาและผิวหนัง	- ไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
Carbon dioxide (CO_2) [92]	- เกิดระเบิดได้เมื่อสัมผัสกับไฟและภาวะความดันสูง - ใช้สารดับเพลิงที่เหมาะสมกับไฟและสิ่งแวดล้อมโดยรอบ	- สารเคมีที่มีความดันสูงและอุณหภูมิต่ำ อาจทำให้เกิดแผลไหม้หรือบาดเจ็บจากความเย็นเมื่อสัมผัส - เกิดอาการขาดอากาศหายใจและสูญเสียความสามารถในการเคลื่อนไหวหากสูดดม สารเคมีที่ความเข้มข้นสูง	- ไม่เป็นมลพิษทางน้ำแต่ไม่ควรปล่อยสู่บรรยากาศจำนวนมากซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อภาวะเรือนกระจก

Oxygen (O_2) [93]	- อาจระเบิดได้หากถูกความร้อน และอาจก่อให้เกิดหรือทำให้ไฟลุกลาม เนื่องจากเป็นตัวออกซิไดซ์ - ใช้สารดับเพลิงที่เหมาะสมกับไฟและสิ่งแวดล้อมโดยรอบ	- การสูดดมความเข้มข้นสูงกว่า 75% อย่างต่อเนื่องอาจทำให้เกิดอาการคลื่นไส้ เวียนศีรษะ หายใจลำบาก และอาการชัก	- ไม่มีมาตรการจัดการความเสี่ยง
Natural gas (NG) [94]	- แก๊สไวไฟก่อให้เกิดประกายไฟได้ง่ายสามารถสะสมได้ดีหากอากาศร้อนและมีความชื้นสูง - สารดับเพลิงที่เหมาะสม เช่น คาร์บอนไดออกไซด์, สารเคมีแห้ง และโฟม	- เกิดอาการอ่อนเพลีย ปวดศีรษะและหมดสติ เมื่อสูดดมสารเคมีเข้าสู่ร่างกาย	- การสะสมของสารเคมีในชั้นบรรยากาศก่อให้เกิดภาวะเรือนกระจก
Sulfur dioxide (SO_2) [95]	- อาจระเบิดได้หากถูกความร้อน - ใช้สารดับเพลิงที่เหมาะสมกับไฟและสิ่งแวดล้อมโดยรอบ	- อันตรายต่อดวงตา ทางเดินหายใจ และอาจทำให้ผิวหนังไหม้	- ทำให้เกิดภาวะฝนกรด
Nitrogen dioxide (NO_2) [96]	- อาจก่อให้เกิดหรือทำให้ไฟลุกลาม เนื่องจากเป็นสารออกซิไดซ์ อาจระเบิดได้หากถูกความร้อน - ใช้สารดับเพลิงที่เหมาะสมกับไฟและสิ่งแวดล้อมโดยรอบ	- อันตรายถึงชีวิตหากสูดดมทำให้ผิวหนังไหม้อย่างรุนแรงและทำลายดวงตา และทำให้ผิวหนังไหม้	- ทำให้เกิดภาวะฝนกรด - อาจปนเปื้อนธรรมชาติที่เป็นอาหารของสัตว์ ทำให้สัตว์บางชนิดสูญพันธุ์ได้
Methanol (MeOH) [97]	- สารไวไฟทั้งสถานะของเหลวและไอระเหย - สารดับเพลิงที่เหมาะสม เช่น คาร์บอนไดออกไซด์, สารเคมีแห้ง, ทรายแห้ง และโฟม	- อันตรายต่อดวงตา ทางเดินหายใจ และผิวหนังเมื่อมีการสัมผัส	- ไม่มีมาตรการจัดการความเสี่ยง

14.1.2 ข้อมูลความเป็นอันตรายของสารภายในอุปกรณ์การผลิต

ตารางที่ 14.2 ความอันตรายของสารภายในอุปกรณ์การผลิตตามเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมีแสดงใน Appendix. F

สารเคมี	การเกิดอัคคีภัยและการระเบิด	อันตรายต่อสุขภาพ	อันตรายต่อสิ่งแวดล้อม
Silica-polymer composite proton exchange membrane [98]	- ผลิตภัณฑ์จากการสลายตัวที่เป็นอันตรายซึ่งเกิดขึ้นภายใต้ภาวะที่เกิดไฟไหม้ - สารดับเพลิงที่เหมาะสม เช่น คาร์บอนไดออกไซด์ สารเคมีแห้ง และโฟม	- ทำให้เกิดการระคายเคืองต่อผิวหนัง ระคายเคืองต่อดวงตาอย่างรุนแรง และอาจระคายเคืองต่อทางเดินหายใจ	- ไม่มีมาตรการจัดการความเสี่ยง
Alumina Catalyst (Al_2O_3) [99]	- เกิดการลุกติดไฟได้ ระวังความร้อน พื้นผิวที่ร้อน ประกายไฟ เปลวไฟ และการจุดติดไฟอื่นๆ - ใช้สารดับเพลิงที่เหมาะสมกับไฟและสิ่งแวดล้อมโดยรอบ ยกเว้น น้ำ	- ทำให้เกิดการระคายเคืองดวงตาอย่างรุนแรง เป็นพิษหากสูดดม อาจระคายเคืองต่อทางเดินหายใจ - อาจก่อให้เกิดอาการแพ้หรือหอบหืด อาการหรือหายใจลำบาก อาจทำให้เกิดปฏิกิริยาแพ้ทางผิวหนัง	- อาจก่อให้เกิดความเข้มข้นของฝุ่นที่ติดไฟได้ในอากาศ

Copper zinc oxide (Cu/ZnO) [100]	- เกิดการลุกติดไฟได้ ระวังความร้อน พื้นผิวที่ร้อน ประกายไฟ เปลวไฟ และการจุดติดไฟอื่นๆ - สารดับเพลิงที่เหมาะสม เช่น คาร์บอนไดออกไซด์ สารเคมีแห้ง และโฟม	- ทำให้เกิดการระคายเคืองดวงตาอย่างรุนแรง อาจระคายเคืองต่อทางเดินหายใจ และระคายเคืองต่อผิวหนัง	- เป็นพิษร้ายแรงต่อสิ่งมีชีวิตในน้ำ อาจก่อให้เกิดผลเสียระยะยาวต่อสิ่งแวดล้อมทางน้ำ - เมื่อเกิดการเผาไหม้ ก่อให้เกิดควันของโลหะออกไซด์
Platinum (Pt) [101]	- สารไม่ติดไฟ - สารดับเพลิงที่เหมาะสมสำหรับไฟโดยรอบ ห้ามใช้น้ำดับไฟในบริเวณที่เกี่ยวข้องกับโลหะหลอมเหลว เนื่องจากอาจเกิดไอน้ำระเบิดได้	- บุคคลที่อาจมีอาการแพ้โลหะหรือความไว อาจพบผื่นที่ผิวหนังหรือผิวหนังอักเสบ หากสัมผัสทางผิวหนัง - บุคคลที่มีความบกพร่องในการทำงานของปอด อาจได้รับความเสียหายเพิ่มเติมหากสูดดมฝุ่นหรือควัน	- ในรูปแบบของแข็งไม่ก่อให้เกิดปัญหาสิ่งแวดล้อม - ในรูปของผงโลหะหรือฝุ่นอาจมีผลกระทบต่ออากาศ
Ruthenium(IV) oxide (RuO_2) [102]	- อาจก่อให้เกิดไฟไหม้ เนื่องจากเป็นตัวออกซิไดซ์ที่รุนแรง - สารดับเพลิงที่เหมาะสม เช่น คาร์บอนไดออกไซด์ สารเคมีแห้ง และโฟม	- ทำให้ระคายเคืองตาอย่างรุนแรง	- ไม่มีมาตรการจัดการความเสี่ยง
Platinum black high surface ahas (HSA) [103]	- สารติดไฟ ระวังความร้อน พื้นผิวที่ร้อน ประกายไฟ เปลวไฟ และการจุดติดไฟอื่นๆ - สารดับเพลิงที่เหมาะสม เช่น คาร์บอนไดออกไซด์และสารเคมีแห้ง ห้ามใช้น้ำและโฟม	- บุคคลที่อาจมีอาการแพ้โลหะหรือความไว อาจพบผื่นที่ผิวหนังหรือผิวหนังอักเสบ หากสัมผัสทางผิวหนัง - บุคคลที่มีความบกพร่องในการทำงานของปอด อาจได้รับความเสียหายเพิ่มเติมหากสูดดมฝุ่นหรือควัน	- อาจก่อให้เกิดผลเสียระยะยาวต่อสิ่งแวดล้อม ไม่ให้ปนเปื้อนระบบน้ำ
Iridium black [104]	- สารติดไฟ ระวังความร้อน พื้นผิวที่ร้อน ประกายไฟ เปลวไฟ และการจุดติดไฟอื่นๆ - สารดับเพลิงที่เหมาะสม เช่น คาร์บอนไดออกไซด์ และสารเคมีแห้ง ห้ามใช้น้ำ	- ทำให้เกิดการระคายเคืองต่อผิวหนัง ระคายเคืองต่อดวงตา และระคายเคืองต่อทางเดินหายใจ	- ไม่มีมาตรการจัดการความเสี่ยง

14.1.3 การวิเคราะห์ผลกระทบต่อสุขภาพและแนวทางในการป้องกัน

จากการวิเคราะห์ความเป็นอันตรายต่อสุขภาพของสารเคมีที่ใช้และผลิตภัณฑ์ที่ได้ในกระบวนการผลิต รวมถึงแนวทางในการป้องกัน สามารถสรุป ได้ดังตารางที่ 14.3

ตารางที่ 14.3 ภาพรวมของสารเคมีที่เป็นอันตรายในกระบวนการผลิตและแนวทางการป้องกันในกรณีพื้นฐาน (Base-Case)

Stream No.	ชนิดสารเคมีที่เป็นอันตราย	ความบริสุทธิ์ (%Mol)	แนวทางการป้องกัน
1-3	LNG	100	ป้องกันไม่ให้สารเคมีเกิดการรั่วไหล โดยมีภาชนะบรรจุที่ปิดมิดชิดเพื่อส่งกำจัดหรือนำไปใช้งานต่อและเก็บให้ห่างจากแหล่งความร้อน มีการระบาย อากาศเพียงพอและสวมอุปกรณ์ ป้องกันส่วนบุคคลเมื่ออยู่ใกล้หรือ สัมผัสกับสารเคมี
7-9, 12-13	CO_2	9.99960	
	SO_2	0.00134	
	NO_2	0.00266	
14, 16	CO_2	39.8573	
	H_2O	60.1426	
18, 20, 21	CO_2	99.96	
15	CO_2	1.3993	
	SO_2	1.72049×10^{-3}	
	NO_2	3.42193×10^{-3}	
4-6	NG	100	
54-55, 58-60, 61-62	R290	100	

14.2 การประเมินมาตรฐานคุณภาพสิ่งแวดล้อม

14.2.1 ข้อกำหนดและมาตรฐานการควบคุมอากาศเสียของประเทศไทย

จากการควบคุมมาตรฐานของอากาศในกระบวนการผลิตมีการปรับใช้ข้อกำหนดการควบคุม มาตรฐานอากาศเสียของประเทศไทย จากกระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยี และสิ่งแวดล้อม โดยใช้เกณฑ์สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมทั่วไปดังแสดงใน Appendix. G.

ตารางที่ 14.4 การปล่อยของอากาศเสียโดยภาพรวมของกระบวนการผลิตในกรณีพื้นฐาน (Base-Case)

Stream No.	รายการ	ปริมาณ (Mol Fraction)	รูปแบบการจัดการ
15	แก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)	0.0140	ปล่อยสู่อากาศ
	แก๊สไนโตรเจน (N_2)	0.8921	
	แก๊สซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)	1.72×10^{-5}	
	แก๊สไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2)	3.42×10^{-5}	
	แก๊สออกซิเจน (O_2)	0.0938	

จากตารางที่ 14.4 ของการจัดการอากาศเสียจากกระบวนการผลิต พบว่า การปล่อยอากาศเสียมาจากกระบวนการดักจับคาร์บอน (Stream 15) มีองค์ประกอบหลัก คือ แก๊สไนโตรเจน โดยองค์ประกอบอื่น ๆ เป็นไปตามข้อกำหนดตาม Appendix. G. จึงสามารถปล่อยออกสู่อากาศ (สิ่งแวดล้อม) ได้โดยตรง

14.2.2 การวิเคราะห์การควบคุมมาตรฐานสิ่งแวดล้อม รูปแบบการจัดการ และบำบัดของเสียในกระบวนการผลิต

การดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับสารเคมีจำเป็นต้องอยู่ในแนวทางที่ปลอดภัยต่อสังคมโดยรวมอย่างยั่งยืน สำหรับประเทศไทยปัจจุบันนี้มีการบริหารจัดการตามแผนยุทธศาสตร์การจัดการสารเคมีแห่งชาติ ฉบับที่ 4 (พ.ศ. 2555 – 2564) โดยมีเป้าประสงค์ภายในปี พ.ศ. 2564 สังคมและสิ่งแวดล้อมปลอดภัยบนพื้นฐานของการจัดการสารเคมีที่มีประสิทธิภาพ มีส่วนร่วมจากทุกภาคส่วน และสอดคล้องกับการพัฒนาประเทศ ซึ่งสอดรับกับเป้าหมายของยุทธศาสตร์ระหว่างประเทศว่าด้วยการจัดการสารเคมี (Strategic Approach to International Chemicals Management, SAICM)[54] ดังนั้น จากกระบวนการใช้ประโยชน์จากพลังงานความเย็นและการนำผลิตภัณฑ์ที่ได้ไปใช้ประโยชน์ สามารถสรุปการปล่อยและการจัดการของเสียจากโรงงานได้ดังตารางที่ 14.5

ตาราง 14.5 รูปแบบการกำจัดและบำบัดของเสียในกระบวนการผลิตของกรณีพื้นฐาน

กระบวนการ	รายการ	ปริมาณของเสีย	หน่วย	รูปแบบการจัดการและบำบัดของเสีย
กระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC)	R290 (Propane)	556.53	kg	ติดต่อบริการกำจัดขยะที่ได้รับใบอนุญาตเพื่อกำจัด [90]
กระบวนการให้ความเย็นแก่ Data center (Cooling Data Center)		70.90	kg	
กระบวนการให้ความเย็นแก่ Data Center (Cooling Data Center)	น้ำหล่อเย็น (Cooling Water)	1,189.60	kg	ติดต่อบริการบำบัด เช่น การกรอง (Filtration, Ultrafiltration) เพื่อขจัดอนุภาคแขวนลอย คือ ตะกอน ความขุ่น และอินทรียวัตถุบางชนิด และการแลกเปลี่ยนไอออน (Ion Exchange)[105]
กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water)	เยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (Membrane)			ติดต่อบริการกำจัดขยะที่ได้รับใบอนุญาตเพื่อกำจัดวัสดุ โดยละลายหรือผสมวัสดุที่มีตัวทำละลายที่ติดไฟได้และเผาไหม้ในเตาเผาเคมีที่มีการติดตั้งเครื่องฟอก (Scrubber)[98]
กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water)	ขั้วแพลตตินัม (Pt)			ติดต่อบริการกำจัดขยะที่ได้รับใบอนุญาตเพื่อกำจัด [101]
กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water)	ขั้วรูทีเนียม ออกไซด์ (RuO_2)			ติดต่อบริการกำจัดขยะที่ได้รับใบอนุญาตเพื่อกำจัดวัสดุ โดยละลายหรือผสมวัสดุที่มีตัวทำละลายที่ติดไฟได้และเผาไหม้ในเตาเผาเคมีที่มีการติดตั้งเครื่องฟอก (Scrubber)[102]
กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water)	ตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) Platinum Black High Surfacehasrea (HSA)	0.00179	kg	ติดต่อบริการกำจัดขยะที่ได้รับใบอนุญาตเพื่อกำจัด [103]
กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water)	ตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) Iridium Black			ติดต่อบริการกำจัดขยะที่ได้รับใบอนุญาตเพื่อกำจัด [104]

กระบวนการสังเคราะห์เมทานอล (Methanol Synthesis)	ตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) Al_2O_3	1,459.41	kg	ติดต่อบริการกำจัดขยะที่ได้รับใบอนุญาตเพื่อกำจัดวัสดุ ไม่ควรทิ้งของเสียที่ไม่ผ่านการบำบัดไปยังท่อระบายน้ำ ควรพิจารณาการเผาหรือฝังกลบเท่านั้น[99]
กระบวนการสังเคราะห์เมทานอล (Methanol Synthesis)	ตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) Cu/ZnO			ติดต่อบริการกำจัดขยะที่ได้รับใบอนุญาตเพื่อกำจัดวัสดุ ไม่ควรทิ้งของเสียที่ไม่ผ่านการบำบัดไปยังท่อระบายน้ำ[100]

ตามพระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ.2535 การอนุญาตนำกากอุตสาหกรรม (สิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว) ต้องมี การกำจัดของเสียของโรงงานอุตสาหกรรม ต้องมีการกำจัดให้ถูกวิธี โดยส่งกำจัดตามรายชื่อศูนย์บำบัดกำจัดของเสียอันตรายในประเทศไทยที่ได้รับอนุญาต [106] ตามกระทรวงอุตสาหกรรม

1. การกำจัดแบบคัดแยกของเสีย ฝังกลบตรง ปรับเสถียรภาพและฝังกลบอย่างปลอดภัย โดยบริษัท บริหารและพัฒนาเพื่ออนุรักษ์สิ่งแวดล้อม จำกัด (มหาชน) บริษัท โปรเฟสชันแนล เวสต์ เทคโนโลยี (1999) จำกัด (มหาชน) และ บริษัท เบตเตอร์ เวิลด์ กรีน จำกัด (มหาชน)[107] โดยการนำเอากากที่เป็นอันตรายไปทำการปรับเสถียรภาพเพื่อลดความเป็นพิษ ด้วยวิธีปรับสภาพความเป็นกรดด่างของกากของเสียให้มีค่าเป็นกลาง จากนั้นจึงนำไปฝังกลบในหลุมฝังกลบอย่างปลอดภัยที่ป้องกันไม่ให้น้ำและกากของเสียที่อยู่ในหลุมสามารถซึมออกไปสู่ภายนอกได้หลุม[108]

2. การกำจัดแบบเผาทำลายของเสียอันตรายโดยใช้อุณหภูมิสูงในเตาเผาปูนซีเมนต์ ซึ่งใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนและเชื้อเพลิงทดแทน โดย บริษัท ปูนซีเมนต์ไทยอุตสาหกรรม จำกัด บริษัท ทีพีไอ โพลีน จำกัด (มหาชน) และ บริษัท ปูนซีเมนต์ นครหลวง จำกัด (มหาชน) โดยนำของเสียมาใช้ประโยชน์เป็นพลังงานและวัตถุดิบทดแทนในกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์โดยเผาในหม้อเผาซีเมนต์ (Cement Kiln) ที่อุณหภูมิสูงกว่า 1,400 °C สามารถกำจัดโลหะหนักได้โดยไม่มีสารตกค้างในผลิตภัณฑ์ และไม่มีมลพิษออกสู่สิ่งแวดล้อม ซึ่งโรงงานดังกล่าวเป็นโรงงานที่ได้รับตราสัญลักษณ์มาตรฐานโรงงานจัดการกากอุตสาหกรรมเหรียญทอง อีกด้วย [107,109]

3. การบำบัดกำจัดของเสียอันตรายจากโรงงานอุตสาหกรรมทุกประเภท โดยศูนย์กำจัดกากอุตสาหกรรมมาบตาพุด[110]

14.3 การประเมินความปลอดภัยและภาวะในกระบวนการผลิต

14.3.1 การวิเคราะห์ภาวะที่ใช้ในกระบวนการผลิตและแนวทางการแก้ไข

ตารางที่ 14.6 อุณหภูมิและความดันสูงสุดและต่ำสุดที่ใช้ในกระบวนการผลิตของกรณีพื้นฐาน

รายการ	ค่า/ระดับ	ระดับความเสี่ยง*	แหล่งที่มา
ความดัน (kPa)	10,547	มาก	Stream 2
	100	ปานกลาง	Stream 7
อุณหภูมิ (°C)	3,000	มาก	Stream ฉุกเฉิน
	-154.4	น้อย	Stream 1

*หมายเหตุ[60]

1. ความดัน ระดับความเสี่ยง น้อยกว่า 100 kPa = น้อย, 100 kPa – 10,000 kPa = ปานกลาง และมากกว่า 10,000 kPa = มาก

2. อุณหภูมิ ระดับความเสี่ยง น้อยกว่า 40 °C = น้อย, 40 °C – 260 °C = ปานกลาง และมากกว่า 260 °C = มาก

จากการวิเคราะห์ภาวะที่ใช้ในกระบวนการผลิตที่อุณหภูมิและความดันสูงสุดและต่ำสุด หากความดันสูงเกินไปสามารถแก้ไขได้ด้วยการใช้ท่อที่มีความหนาเพื่อทนต่อความดันที่เกินขึ้น โดยรายละเอียดในการเลือกวัสดุท่อให้เหมาะสมกับ ภาวะแสดงในหัวข้อ Material Selection ซึ่งท่อที่เลือกใช้สามารถทนความดันและอุณหภูมิได้[63,64,69,111,112] ตามตารางที่ 14.7

ตารางที่ 14.7 ความดันสูงสุดและช่วงของอุณหภูมิตามวัสดุของท่อที่สามารถทนได้

Material	Pressure (kPa)	Temperature (^{o}C)
304 Stainless Steel	205,000	-254 - 816
Aluminum	124,106	-200 - 205
Graphite	15,000	20 – 3,000

14.3.2 การประเมินความเสี่ยงในกระบวนการผลิตและแนวทางในการควบคุมการผลิต

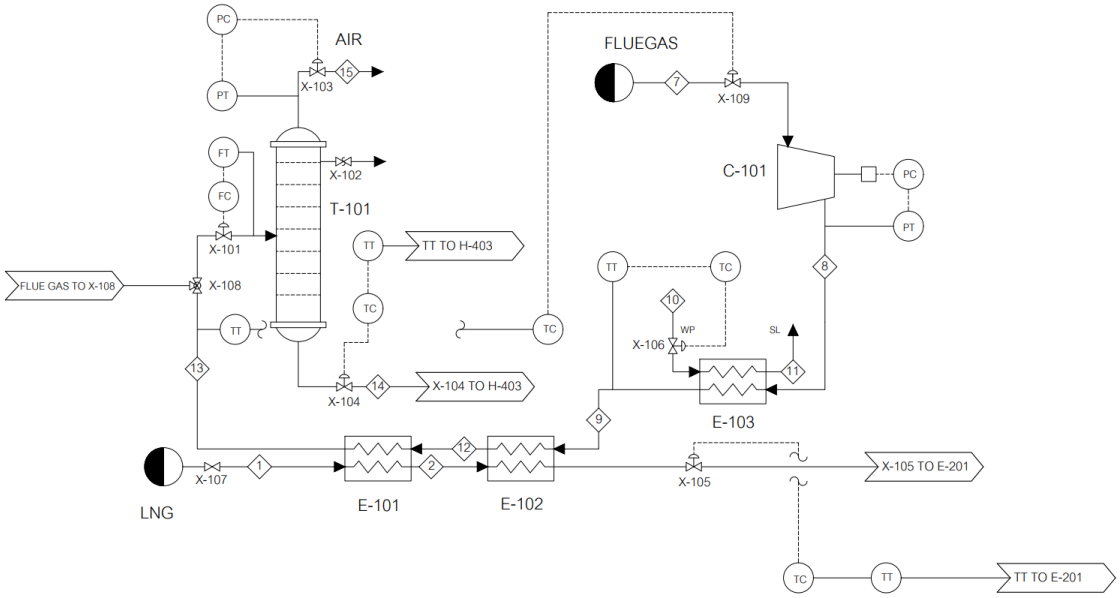
Hazard and Operability Studied (HAZOP) เป็นเทคนิคการศึกษา วิเคราะห์ และทบทวนเพื่อ ชี้บ่งอันตรายและค้นหาปัญหาที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานโรงงาน โดยการแจกแจงอันตรายต่าง ๆ ที่มีและที่แอบแฝงอยู่ซึ่งอาจเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิต วิธีการปฏิบัติงาน เครื่องจักรหรือ อุปกรณ์ที่ใชในการผลิต ในการวิเคราะห์ใช้การตั้งคำถามที่สมมติสถานการณ์ของการผลิตในภาวะต่าง ๆ โดยการใช้ HAZOP Guide Words ดังแสดงในตารางที่ 14.8 มาประกอบกับปัจจัยการผลิตที่ได้ออกแบบไว้ หรือความบกพร่องและความผิดปกติในการทำงาน เช่น อัตราการไหล อุณหภูมิ และความดัน เป็นต้น เพื่อนำมาชี้บ่งอันตรายหรือค้นหาปัญหา ในกระบวนการผลิตซึ่งอาจทำให้เกิดอุบัติเหตุหรืออุบัติภัยร้ายแรงขึ้นได้ โดยการวิเคราะห์ HAZOP เป็นไปตาม ระเบียบของกรมโรงงานอุตสาหกรรม (ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรมฉบับที่ 3 พ.ศ. 2542) และระเบียบกรม โรงงานอุตสาหกรรม ว่าด้วยหลักเกณฑ์การชี้บ่งอันตราย การประเมินความเสี่ยงและการจัดทำแผนงานบริหาร จัดการความเสี่ยง พ.ศ. 2543[113]

ตารางที่ 14.8 รายละเอียดของ HAZOP Guide Words ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรมฉบับที่ 3 พ.ศ. 2543

Guide Words	ความบกพร่องหรือความผิดปกติในการทำงาน (Operating Deviation)
ไม่ (None)	- ไม่มีการไหล (No Flow) - ไหลย้อนกลับ (Reverse Flow)
มากกว่า (More)	- อัตราการไหลเพิ่มขึ้น (Increased Flow) - ความดันเพิ่มขึ้น (Increased Pressure) - อุณหภูมิเพิ่มขึ้น (Increased Temperature)
น้อยกว่า (Less)	- อัตราการไหลลดลง (Reduced Flow) - ความดันลดลง (Reduced Pressure) - อุณหภูมิลดลง (Reduced Temperature)
ปัจจัยอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง (Part of, as well as other)	- ภาวะโรงงานที่แตกต่างจากการปฏิบัติอย่างปกติ (Different Plant Conditions from Normal Operation) - การเดินเครื่องจักร (Startup) - การหยุดเครื่องจักร (Shut Down) - การปล่อยสารเคมี ความดัน ฯลฯ (Relief) - การใช้เครื่องมือ (Instrumentation) - การเก็บตัวอย่าง (Sampling)

	- ความบกพร่องของระบบน้ำ ระบบไฟ เป็นต้น (Utility Failure) - การกัดกร่อน (Corrosion) - การซ่อมบำรุง (Maintenance) - การกัดเซาะ (Erosion) - ไฟฟ้าสถิต (Grounding / Static)

ผลการศึกษาวิเคราะห์และทบทวนการดำเนินงานในโรงงานเพื่อการชี้บ่งอันตรายและการประเมินความ เสี่ยงด้วยวิธี HAZOP ของกรณีพื้นฐาน



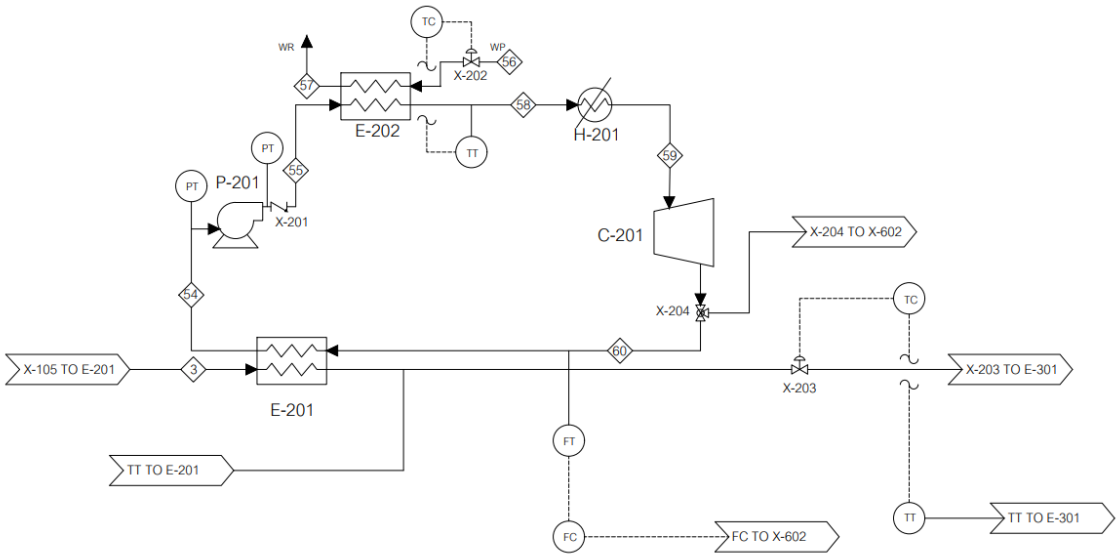
รูปที่ 14.1 P&ID ของกระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon capture) หลังจากการวิเคราะห์ HAZOP

พื้นที่ : Area 100 (Carbon Capture Unit)

เครื่องจักร/หน่วยปฏิบัติการผลิต : T-101, C-101, E-103 ปัจจัยการผลิต : อุณหภูมิ ความดัน

สถานการณ์จำลองที่อาจก่อให้เกิดอุบัติภัยร้ายแรง	อันตรายหรือผลที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกันและควบคุมอันตราย
อุณหภูมิของแก๊สไอเสียขาเข้าหอแยกมีอุณหภูมิสูงกว่าที่กำหนด	คุณภาพและปริมาณของคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถดักจับได้ ไม่ได้ตามที่ต้องการ และอาจทำให้มีสารจากแก๊สไอเสียปนเข้าไปในกระบวนการสังเคราะห์เมทานอลซึ่งส่งผลกระทบต่อกระบวนการ	ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณหอแยก เพื่อตรวจวัดและควบคุมอุณหภูมิโดยการปรับอัตราการไหลของแก๊สไอเสีย
ความดันของแก๊สไอเสียภายในหอแยกมีความดันมากกว่าที่กำหนด	เกิดการสะสมความดันมากเกินไปในหอแยกและวัสดุไม่สามารถทนต่อการสะสมของความดันได้จนเกิดการระเบิด	- ติดตั้ง Pressure Transmitter บริเวณยอดหอเพื่อควบคุมความดันโดยการปรับอัตราการไหลของแก๊สขาออก - ติดตั้ง Safety Valve ระบายความดันส่วนเกินออกบริเวณยอดหอเพื่อป้องกันการระเบิดจากการขยายตัวของแก๊ส

อัตราการไหลของแก๊สไอเสียขาเข้าหอแยกสูงกว่าที่กำหนด	ปริมาณสารภายในหอแยกมากเกินไป อาจทำให้สารล้นออกมาจากหอแยกได้ และ ประสิทธิภาพการดักจับคาร์บอนไดออกไซด์ของแก๊สไอเสียลดลงเนื่องจากปริมาณแก๊สขาเข้ามากเกินไป	ติดตั้ง Flow Transmitter บริเวณขาเข้าของแก๊สไอเสียก่อนเข้าหอแยกโดยทำการตรวจวัดและทำการควบคุมอัตราการไหลของแก๊สไอเสีย
ความดันของแก๊สไอเสียภายในท่อหลังการเพิ่มความดัน มีความดันมากกว่าที่กำหนด	เกิดการสะสมความดันมากเกินไปในท่อและวัสดุไม่สามารถทนต่อการสะสมของความดันได้จนเกิดการระเบิด	ติดตั้ง Pressure Transmitter บริเวณท่อเพื่อควบคุมความดันโดยการปรับกำลังไฟฟ้าของเครื่องเพิ่มความดันแก๊ส (Compressor)
อุณหภูมิของสารที่สามารถดักจับได้ หลังจากผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนมีอุณหภูมิที่สูงเกินไป	เกิดการเปลี่ยนสถานะของสารในสายเป็นสถานะแก๊ส คือ คาร์บอนไดออกไซด์ ทำให้ส่งผลต่อความดันที่มากเกินไปในถังเก็บผลิตภัณฑ์	ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณหลังออกจากเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน เพื่อควบคุมอุณหภูมิโดยการปรับอัตราการไหลของสารที่ดักจับได้ใต้หอแยก
อุณหภูมิของแก๊สไอเสียหลังจากผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนมีอุณหภูมิที่สูงเกินไป	น้ำที่นำมาแลกเปลี่ยนความร้อนมีอุณหภูมิที่ต่ำกว่าข้อกำหนด ทำให้กระบวนการที่นำไอน้ำไปใช้ประโยชน์เกิดความเสียหายได้	ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณหลังออกจากเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน เพื่อควบคุมอุณหภูมิโดยการปรับอัตราการไหลของน้ำขาเข้าเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน



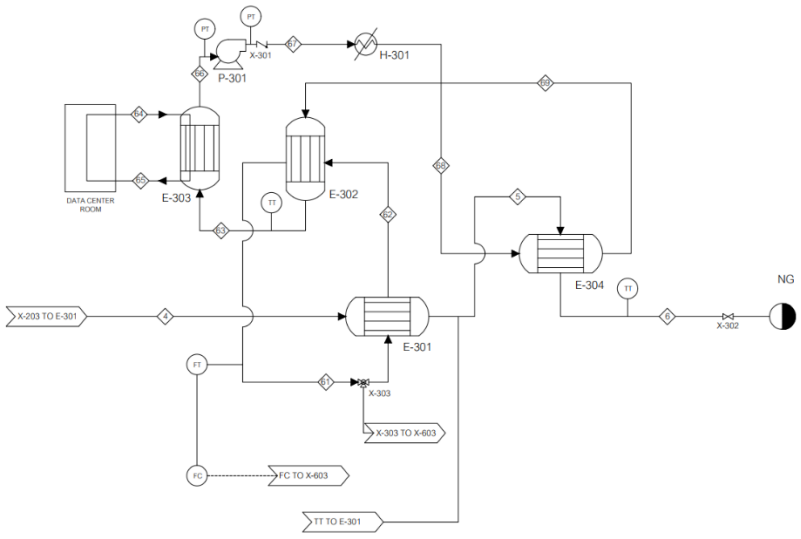
รูปที่ 14.2 P&ID ของกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC)

หลังจากการวิเคราะห์ HAZOP

พื้นที่ : Area 200 (Organic Rankine Cycle Unit)

เครื่องจักร/หน่วยปฏิบัติการผลิต : P-201, E-202 ปัจจัยการผลิต : อุณหภูมิ ความดัน

สถานการณ์จำลองที่อาจก่อให้เกิดอุบัติภัยร้ายแรง	อันตรายหรือผลที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกันและควบคุมอันตราย
การไหลย้อนกลับของของเหลวเข้าสู่ปั๊ม	เกิดการสึกกร่อนหรือการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์	ติดตั้ง Check Valve ที่ขาออกของปั๊มเพื่อป้องกันการไหลย้อนกลับของของเหลวเข้าสู่ปั๊ม
อุณหภูมิของแก๊สธรรมชาติเหลวขาออกจากเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน มีอุณหภูมิต่ำกว่าที่กำหนด	สถานะของโพนเพนยังคงเป็นแก๊สบางส่วน ทำให้เครื่องเพิ่มความดันของเหลว (Pump) ชำรุดเสียหายได้	ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณท่อเพื่อควบคุมอุณหภูมิโดยการปรับอัตราการไหลของ LNG
อุณหภูมิของโพรเพนหลังจากผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนมีอุณหภูมิที่ต่ำเกินไป	ไอน้ำที่นำมาแลกเปลี่ยนความร้อนมีอุณหภูมิที่สูงกว่าข้อกำหนด ทำให้กระบวนการที่นำน้ำเย็นไปใช้ประโยชน์เกิดความเสียหายได้ และอุณหภูมิขาออกของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน ก่อนเข้ากังหันยังมีสถานะเป็นของเหลวอยู่ ทำให้เกิดความเสียหายแก่อุปกรณ์	ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณหลังออกจากเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน เพื่อควบคุมอุณหภูมิโดยการปรับอัตราการไหลของน้ำขาเข้าเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน
ความดันของของเหลวก่อนเข้าปั๊มต่ำกว่าความดันไอของของเหลว ทำให้ของเหลวเกิดการเปลี่ยนสถานะเป็นแก๊ส เมื่อผ่านปั๊มที่เกิดแรงดันจึงทำให้เกิดการบีบอัดอย่างรุนแรงและรวดเร็ว เกิดเป็นปรากฏการณ์การเกิดโพรงไอ	อุปกรณ์และระบบท่อเกิดการเสียหาย เกิดเสียงดัง ทำให้วาล์วมีอายุการใช้งานที่สั้นลง สมรรถนะของวาล์วลดลง	ติดตั้ง Pressure Transmitter บริเวณท่อ เพื่อตรวจวัดและสังเกตไม่ให้เกิดปรากฏการณ์การเกิดโพรงไอ



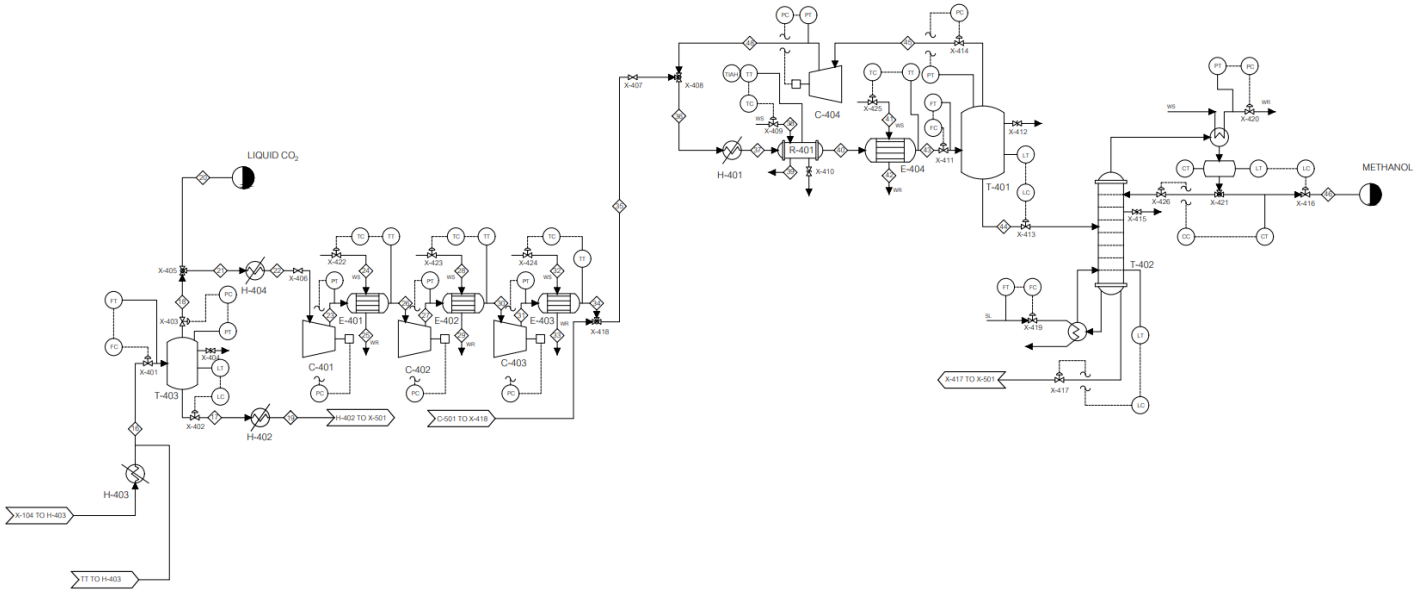
รูปที่ 14.3 P&ID ของกระบวนการให้ความเย็นแก่ Data center (Cooling Data Center)

หลังจากการวิเคราะห์ HAZOP

พื้นที่ : Area 300 (Cooling Data Center)

เครื่องจักร/หน่วยปฏิบัติการผลิต : P-301, E-301, E-303 ปัจจัยการผลิต : อุณหภูมิ ความดัน

สถานการณ์จำลองที่อาจก่อให้เกิดอุบัติภัยร้ายแรง	อันตรายหรือผลที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกันและควบคุมอันตราย
ความดันของของเหลวก่อนเข้าปั๊มต่ำกว่าความดันไอของของเหลว ทำให้ของเหลวเกิดการเปลี่ยนสถานะเป็นแก๊ส เมื่อผ่านปั๊มที่เกิดแรงดันจึงทำให้เกิดการบีบอัดอย่างรุนแรงและรวดเร็ว เกิดเป็นปรากฏการณ์การเกิดโพรงไอ	อุปกรณ์และระบบท่อเกิดการเสียหาย เกิดเสียงดัง ทำให้วาล์วมีอายุการใช้งานที่สั้นลง สมรรถนะของวาล์วลดลง	ติดตั้ง Pressure Transmitter บริเวณท่อ เพื่อตรวจวัดและสังเกตไม่ให้เกิดปรากฏการณ์การเกิดโพรงไอ
การไหลย้อนกลับของของเหลวเข้าสู่ปั๊ม	เกิดการสึกกร่อนหรือการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์	ติดตั้ง Check Valve ที่ขาออกของปั๊มเพื่อป้องกันการไหลย้อนกลับของของเหลวเข้าสู่ปั๊ม
อุณหภูมิของแก๊สธรรมชาติขาออกจากเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนกับโพรเพนมีอุณหภูมิสูงกว่าที่กำหนด	อุณหภูมิภายในห้อง Data Center ไม่เป็นไปตามที่กำหนด ทำให้อุปกรณ์ระบายความร้อนไม่ทัน จึงเกิดความเสียหายได้	ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณท่อเพื่อตรวจวัดและควบคุมอุณหภูมิโดยการปรับอัตราการไหลของแก๊สธรรมชาติขาเข้ากระบวนการ
อุณหภูมิของแก๊สธรรมชาติขาออกจากกระบวนการต่ำเกินไปกว่าที่กำหนด	ใช้พลังงานความเย็นไม่คุ้มค่า อาจส่งผลในการส่งออก NG ไปตามที่ต่าง ๆ	ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณท่อเพื่อตรวจวัดและสังเกตอุณหภูมิ
อุณหภูมิของโพรเพนขาออกจากจากเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำหล่อเย็นมีอุณหภูมิสูงกว่าที่กำหนด	อุณหภูมิภายในห้อง Data center ไม่เป็นไปตามที่กำหนด ทำให้อุปกรณ์ระบายความร้อนไม่ทัน จึงเกิดความเสียหายได้	ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณท่อเพื่อตรวจวัดและสังเกตอุณหภูมิ



รูปที่ 14.4 P&ID ของกระบวนการสังเคราะห์และทำบริสุทธิ์เมทานอล

(Synthesis and Purification of Methanol) หลังจากการวิเคราะห์ HAZOP

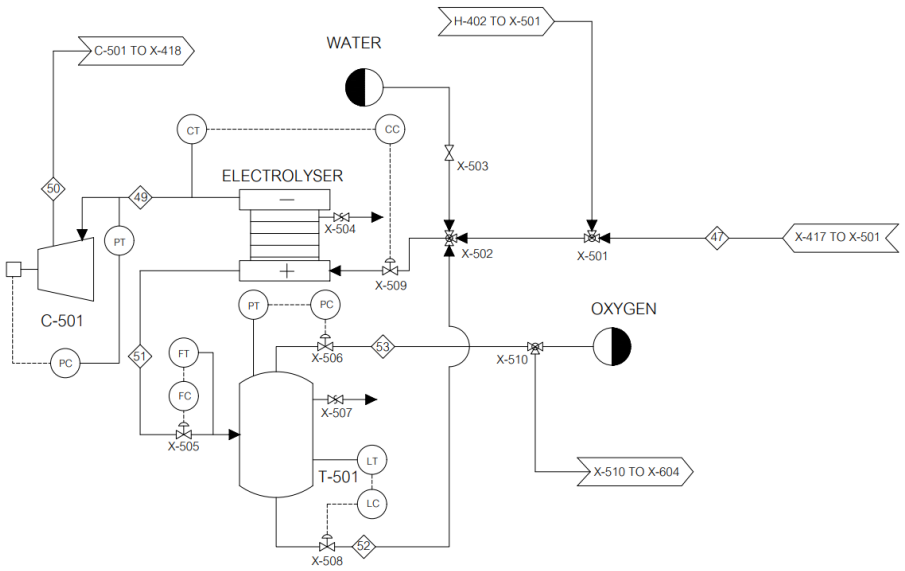
พื้นที่ : Area 400 (Methanol Synthesis and Purification of Methanol)

เครื่องจักร/หน่วยปฏิบัติการผลิต : T-401, T-402, T-403, C-401, C-402, C-403, C-404, E-401, E-402, E-403, E-404, R-401

ปัจจัยการผลิต : อุณหภูมิ ความดัน

สถานการณ์จำลองที่อาจก่อให้เกิดอุบัติภัยร้ายแรง	อันตรายหรือผลที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกันและควบคุมอันตราย
ความดันของแก๊สไอเสียภายในท่อหลังการเพิ่มความดัน มีความดันมากกว่าที่กำหนด	เกิดการสะสมความดันมากเกินไปในท่อและวัสดุไม่สามารถทนต่อการสะสมของความดันได้จนเกิดการระเบิด	ติดตั้ง Pressure Transmitter บริเวณท่อเพื่อควบคุมความดันโดยการปรับกำลังไฟฟ้าของเครื่องเพิ่มความดันแก๊ส (Compressor)
อุณหภูมิภายในของเครื่องปฏิกรณ์มีอุณหภูมิสูงกว่าที่กำหนด จากการคายความร้อนของปฏิกิริยา	เครื่องปฏิกรณ์ไม่สามารถทนความร้อนภายในได้จนเกิดการระเบิด และไม่สามารถควบคุมภาวะที่สามารถทำให้เกิดปฏิกิริยาได้	- ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณเครื่องปฏิกรณ์ เพื่อตรวจวัดและควบคุมอุณหภูมิโดยการปรับอัตราการไหลของสารตั้งต้น - ติดตั้ง TIAH เพื่อส่งสัญญาณ หากมีอุณหภูมิที่สูงมากเกินไป - ติดตั้ง Safety Valve ระบายความดันส่วนเกินออกบริเวณยอดหอเพื่อป้องกันการระเบิดจากการขยายตัวของแก๊ส
ความดันของแก๊สภายในหอแยกมีความดันมากกว่าที่กำหนด	เกิดการสะสมความดันมากเกินไปในหอแยกและวัสดุไม่สามารถทนต่อการสะสมของความดันได้จนเกิดการระเบิด	- ติดตั้ง Pressure Transmitter บริเวณยอดหอเพื่อควบคุมความดันโดยการปรับอัตราการไหลของแก๊สขาออก - ติดตั้ง Safety Valve ระบายความดันส่วนเกินออกบริเวณยอดหอเพื่อป้องกันการระเบิดจากการขยายตัวของแก๊ส
อัตราการไหลของผลิตภัณฑ์ขาเข้าหอแยก สูงกว่าที่กำหนด	เกิดอันตรายภายในหอแยก เนื่องจากมีปริมาณสารภายในหอที่มากเกินไป อาจทำให้สารภายในหอแยกล้นได้ และ	ติดตั้ง Flow Transmitter บริเวณขาเข้าของสารก่อนเข้าหอแยกโดยทำการตรวจวัดและทำการควบคุมอัตราการไหลสารที่เข้าหอแยก

	คุณภาพของผลิตภัณฑ์หลังการแยกไม่ได้ตามต้องการ	
ระดับของเหลวภายในหอมากเกินไปหรือล้นออกมาที่บริเวณยอดหอ	อาจเกิดการปะทุของของเหลวบริเวณยอด หอทำให้เกิดการรั่วไหลของสารเคมี	ติดตั้ง Level Transmitter บริเวณขาออกของของเหลวภายในหอเพื่อตรวจวัดและควบคุมระดับของเหลวโดยการปรับอัตราการไหลขาออกของของเหลวจากหอแยก
อุณหภูมิภายในหอแยกสูงกว่าที่กำหนด	หอกลั่นแยกไม่สามารถทนความร้อนภายในได้จนเกิดการระเบิด	ติดตั้ง Flow Transmitter บริเวณขาเข้าของไอน้ำก่อนเข้าคอยล์เย็นโดยทำการตรวจวัดและทำการควบคุมอัตราการไหลไอน้ำที่เข้าคอยล์เย็น
ความดันของไอน้ำบริเวณคอยล์ร้อน มีความดันมากกว่าที่กำหนด	เกิดการสะสมความดันมากเกินไปและวัสดุไม่สามารถทนต่อการสะสมของความดันได้จนเกิดการระเบิด	ติดตั้ง Pressure Transmitter ขาออกของไอน้ำบริเวณคอยล์ร้อนเพื่อควบคุมความดันโดยการปรับอัตราการไหลของไอน้ำขาออกบริเวณคอยล์ร้อน
ความเข้มข้นของเมทานอลต่ำกว่าที่กำหนด	คุณภาพของเมทานอลที่สามารถผลิตได้ไม่ได้ตามที่ต้องการ	ติดตั้ง Concentration Transmitter บริเวณขาออกของผลิตภัณฑ์ยอดหอ เพื่อควบคุมความเข้มข้นโดยการปรับอัตราการไหลย้อนกลับของสารผลิตภัณฑ์ยอดหอ (Reflux)
ระดับของเหลวภายในคอยล์ร้อนเกินไปหรือล้นออกมาที่บริเวณยอดหอ	อาจเกิดการปะทุของของเหลวบริเวณคอยล์ร้อนทำให้เกิดการรั่วไหลของสารเคมี	ติดตั้ง Level Transmitter บริเวณขาออกของของเหลวภายในหอเพื่อตรวจวัดและควบคุมระดับของเหลวโดยการปรับอัตราการไหลขาออกของของเหลวจากคอยล์ร้อน
ความดันของแก๊สไอเสียภายในท่อหลังการเพิ่มความดัน มีความดันมากกว่าที่กำหนด	เกิดการสะสมความดันมากเกินไปในท่อและวัสดุไม่สามารถทนต่อการสะสมของความดันได้จนเกิดการระเบิด	ติดตั้ง Pressure Transmitter บริเวณท่อเพื่อควบคุมความดันโดยการปรับกำลังไฟฟ้าของเครื่องเพิ่มความดันแก๊ส
อุณหภูมิของแก๊สไอเสียขาเข้าเครื่องเพิ่มความดันแก๊ส มีอุณหภูมิต่ำกว่าที่กำหนด	เกิดการเปลี่ยนสถานะของสารก่อนเข้าเครื่องเพิ่มความดันแก๊ส ทำให้อุปกรณ์เกิดความเสียหายได้	ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณสายหลังออกจากเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน เพื่อตรวจวัดและควบคุมอุณหภูมิโดยการปรับอัตราการไหลของน้ำหล่อเย็น
อุณหภูมิของสารผลิตภัณฑ์หลังออกจากเครื่องปฏิกรณ์ มีอุณหภูมิสูงกว่าที่กำหนด	การแยกไม่ตรงตามภาวะที่กำหนด ประสิทธิภาพในการแยกไม่ตรงตามต้องการ	ติดตั้ง Temperature Transmitter บริเวณสายหลังออกจากเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน เพื่อตรวจวัดและควบคุมอุณหภูมิโดยการปรับอัตราการไหลของน้ำหล่อเย็น



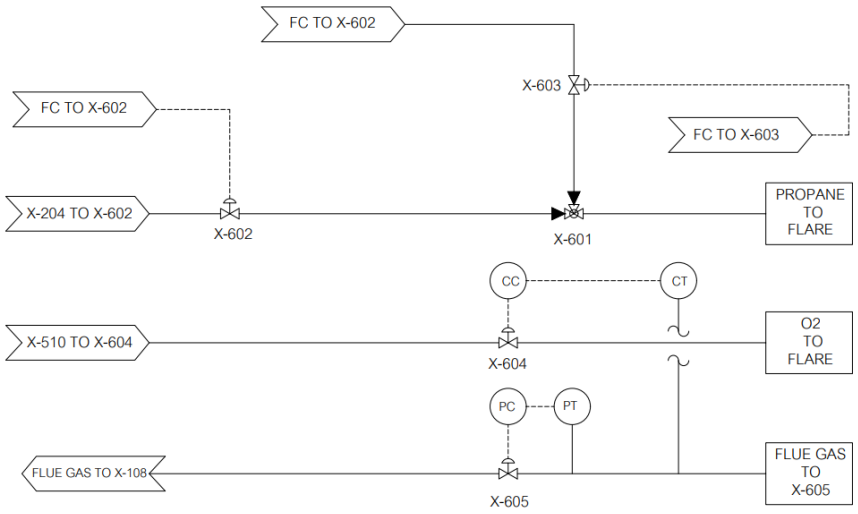
รูปที่ 14.5 P&ID ของกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water)

หลังจากการวิเคราะห์ HAZOP

พื้นที่ : Area 500 (Electrolysis of Water) เครื่องจักร/หน่วยปฏิบัติการผลิต : T-501, C-501, EL-501

ปัจจัยการผลิต : อุณหภูมิ ความดัน

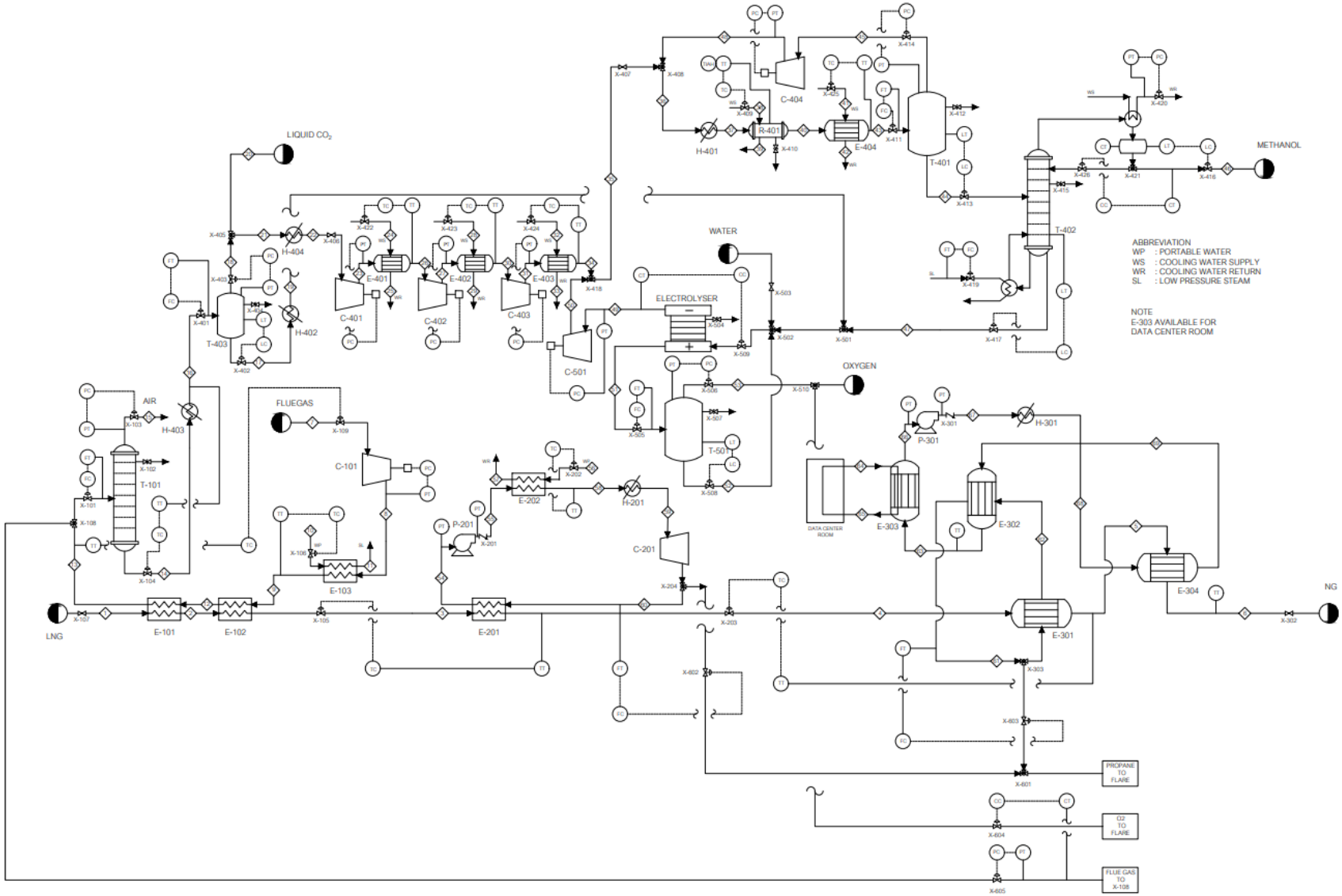
สถานการณ์จำลองที่อาจก่อให้เกิดอุบัติภัยร้ายแรง	อันตรายหรือผลที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกันและควบคุมอันตราย
ความดันของแก๊สออกซิเจนภายในหอแยกมีความดันมากกว่าที่กำหนด	เกิดการสะสมความดันมากเกินไปในหอแยกและวัสดุไม่สามารถทนต่อการสะสมของความดันได้จนเกิดการระเบิด	- ติดตั้ง Pressure Transmitter บริเวณยอดหอเพื่อควบคุมความดันโดยการปรับอัตราการไหลของแก๊สขาออก - ติดตั้ง Safety Valve ระบายความดันส่วนเกินออกบริเวณยอดหอเพื่อป้องกันการระเบิดจากการขยายตัวของแก๊ส
ระดับของเหลวภายในหอมากเกินไปหรือล้นออกมาที่บริเวณยอดหอ	อาจเกิดการปะทุของของเหลวบริเวณยอดหอทำให้เกิดการรั่วไหลของสารเคมี	ติดตั้ง Level Transmitter บริเวณขาออกของของเหลวภายในหอเพื่อตรวจวัดและควบคุมระดับของเหลวโดยการปรับอัตราการไหลขาออกของของเหลวจากหอแยก
ความเข้มข้นของแก๊สไฮโดรเจนต่ำกว่าที่กำหนด	คุณภาพของแก๊สไฮโดรเจนที่สามารถผลิตได้ไม่ได้ตามที่ต้องการ	ติดตั้ง Concentration Transmitter บริเวณขาออกของแก๊สไฮโดรเจน โดยควบคุมอัตราการไหลน้ำก่อนเข้าอิเล็กโตรไลเซอร์
อัตราการไหลของผลิตภัณฑ์ขาเข้าหอแยกสูงกว่าที่กำหนด	เกิดอันตรายภายในหอแยก เนื่องจากมีปริมาณสารภายในหอที่มากเกินไป อาจทำให้สารภายในหอแยกล้นได้ และคุณภาพของผลิตภัณฑ์หลังการแยกไม่ได้ตามต้องการ	ติดตั้ง Flow Transmitter บริเวณขาเข้าของสารก่อนเข้าหอแยกโดยทำการตรวจวัดและทำการควบคุมอัตราการไหลสารที่เข้าหอแยก
ความดันของแก๊สไอเสียภายในท่อหลังการเพิ่มความดัน มีความดันมากกว่าที่กำหนด	เกิดการสะสมความดันมากเกินไปในท่อและวัสดุไม่สามารถทนต่อการสะสมของความดันได้จนเกิดการระเบิด	ติดตั้ง Pressure Transmitter บริเวณท่อขาออกจาก Electrolyser เพื่อควบคุมความดันโดยการปรับกำลังไฟฟ้าของเครื่องเพิ่มความดันแก๊ส



รูปที่ 14.6 P&ID ของหอเผา (Flare) หลังจากการวิเคราะห์ HAZOP

พื้นที่ : Area 600 (Flare) ปัจจัยการผลิต : อุณหภูมิ ความดัน

สถานการณ์จำลองที่อาจก่อให้เกิดอุบัติภัยร้ายแรง	อันตรายหรือผลที่เกิดขึ้นตามมา	มาตรการป้องกันและควบคุมอันตราย
ความเข้มข้นของแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ขาออกจากหอเผา มีอัตราส่วนต่ำกว่าที่กำหนด	คุณภาพและปริมาณของแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถดักจับได้ ไม่ได้ตามที่ต้องการ เนื่องจากเกิดการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ของสารทำความเย็น ทำให้เกิดแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ ซึ่งไม่สามารถดักจับได้ และอาจส่งผลต่อสิ่งแวดล้อม	ติดตั้ง Concentration Transmitter บริเวณท่อขาออกของหอเผาเพื่อควบคุมความเข้มข้น โดยการปรับปริมาณแก๊สออกซิเจนที่เข้าหอเผา
ความดันของแก๊สภายในหอเผามีความดันมากกว่าที่กำหนด	เกิดการสะสมความดันมากเกินไปในหอเผาและวัสดุไม่สามารถทนต่อการสะสมของความดันได้จนเกิดการระเบิด	ติดตั้ง Pressure Transmitter บริเวณยอดหอเพื่อควบคุมความดันโดยการปรับอัตราการไหลของแก๊สขาออก
อัตราการไหลภายในท่อของวัฏจักรโพรเพนในกระบวนการน้อยกว่าที่กำหนด	มีการรั่วไหลของโพรเพนซึ่งหนักกว่าอากาศทำให้อาจเกิดเพลิงไหม้ได้	ติดตั้ง Flow Transmitter บริเวณวัฏจักรของสารทำความเย็นโดยทำการตรวจวัดและทำการควบคุมอัตราการไหลสารที่เข้าหอเผา



รูปที่ 14.7 P&ID ของกระบวนการหลังจากการวิเคราะห์ HAZOP

15.Conclusions and Recommendations

15.1 บทวิเคราะห์และสรุปผลกรณีศึกษา

การออกแบบกระบวนการทางวิศวกรรมเคมี ในหัวข้อ Cold Energy Utilization from LNG ภายใต้โครงการการประกวดการออกแบบทางวิศวกรรมเคมีแห่งชาติสำหรับนิสิตนักศึกษา ปี 2563-2564 ซึ่งเป็นการนำพลังงานความเย็นจากแก๊สธรรมชาติเหลวหรือ LNG โดยปกติจะมีกระบวนการ Regasification เป็นการแลกเปลี่ยนความร้อนกับระหว่างน้ำทะเลกับ LNG ซึ่งทำให้มีความเย็นที่สูญเสียออกจาก LNG ซึ่งเปรียบเสมือนพลังงานชนิดหนึ่ง จะถูกปล่อยทิ้งไปอย่างสูญเปล่าไปกับน้ำทะเลที่สุดท้ายแล้วต้องทำการปล่อยสู่สิ่งแวดล้อม อีกทั้งการปล่อยน้ำทะเลที่มีอุณหภูมิแตกต่างจากสิ่งแวดล้อมในปริมาณมาก ก็จะเกิดผลเสียกับระบบนิเวศในบริเวณนั้นอีกด้วย ด้วยเหตุนี้ จึงได้มีการเสนอการออกแบบในการนำความเย็นไปใช้ในรูปของพลังงาน เพื่อให้เกิดประโยชน์มากขึ้นและส่งผลเสียต่อสิ่งแวดล้อมให้น้อยลง มาดำเนินการทำให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยอาศัยเทคนิคการออกแบบการทดลองแบบผสม ภายใต้แนวคิดในด้านการใช้ทรัพยากรด้านพลังงานอย่างคุ้มค่าและเกิดประโยชน์สูงสุด และการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก อีกทั้งในประเทศไทยก็มีการตอบสนองต่อแนวคิดนี้โดยมีการบริหารจัดการสารทำความเย็นธรรมชาติที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม หรือ “เทคโนโลยีทำความเย็นสีเขียว” อีกด้วย

ในการออกแบบโครงการนี้ ได้มีออกแบบกระบวนการที่ใช้พลังงานความเย็นจาก LNG โดยแบ่งเป็นการนำไปใช้งานใน 3 กระบวนการหลัก ตามวัตถุประสงค์ในการออกแบบกระบวนการ สำหรับกรณีพื้นฐาน ระบบจะนำ LNG ที่มีอุณหภูมิที่ต่ำเข้ามาทำการแลกเปลี่ยนอุณหภูมิกับกระบวนการดักจับคาร์บอน ใช้ดักจับคาร์บอนไดออกไซด์จากแก๊สไอเสียที่มาจากโรงไฟฟ้าถ่านหิน ทำให้มีความบริสุทธิ์ร้อยละ 99.96 โดยมวล เพื่อลดการปล่อย CO_2 สู่บรรยากาศ ที่ในปัจจุบันมีสถานการณ์ภาวะโลกร้อนสาเหตุหลักมาจากการเกิดปรากฏการณ์เรือนกระจกที่มี CO_2 เป็นส่วนประกอบของแก๊สเรือนกระจก (Greenhouse Gas หรือ GHG) จากกิจกรรมการเผาไหม้เชื้อเพลิงต่าง ๆ อีกทั้งยังเป็นการเพิ่มมูลค่าของ CO_2 จากการจำหน่ายและนำไปใช้ประโยชน์ได้ทั้งในอุตสาหกรรมอาหาร ยา การแพทย์ เคมีและอิเล็กทรอนิกส์ รวมทั้งมีการปล่อยแก๊สที่ผ่านการดักจับคาร์บอนแล้วกลับสิ่งแวดล้อม โดยตรงกับข้อกำหนดและมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อมตาม Appendix G. โดยจากการเพิ่มความดันก่อให้เกิดอุณหภูมิที่สูงขึ้นในกระแสของแก๊สไอเสีย หากนำความร้อนอุณหภูมิสูงในขั้นตอนนี้ไปแลกเปลี่ยนความร้อนทันทีกับ LNG จะเป็นการใช้พลังงานความร้อนโดยสูญเปล่า ดังนั้น การนำพลังงานความร้อนในส่วนนี้ไปใช้ในการผลิตไอน้ำจึงได้ประโยชน์มากขึ้น จากนั้นเมื่อพิจารณาที่ CO_2 ที่ดักจับได้พบว่ามีปริมาณมากเกินพอต่อความต้องการของตลาด จึงได้มีการเพิ่มเติมกระบวนการสังเคราะห์เมทานอลจาก CO_2 และแก๊สไฮโดเจนเพื่อเพิ่มมูลค่าของผลิตภัณฑ์ อีกทั้งยังมีตลาดรองรับที่ขนาดใหญ่กว่าเนื่องจากเมทานอลมีการใช้งานอุตสาหกรรมที่หลากหลาย เช่น อุตสาหกรรมเชื้อเพลิง และผลิตสารเคมีชนิดอื่น ๆ โดยคาดว่าความต้องการเมทานอลในประเทศไทยคาดว่าจะเติบโตในอัตราที่ประเมินค่าได้ โดยได้แรงหนุนจาก อุตสาหกรรมเคมีและปิโตรเคมีเพื่อผลิต Formaldehyde และ Acetic Acid โดยเมทานอลที่ผลิตได้จะเข้าสู่กระบวนการทำบริสุทธิ์เมทานอล เพื่อผลิตเมทานอลที่มีความบริสุทธิ์มากถึง 99.5% โดยมวล นอกจากนี้ จากความต้องการที่เพิ่มขึ้นสำหรับเมทานอลในการใช้งานด้านเภสัชกรรมเฉพาะกลุ่มพร้อมกับการขยายตัวอย่างรวดเร็วของอุตสาหกรรมยาทั่วโลกมีแนวโน้มที่จะตอบสนองได้ดีในความต้องการที่เพิ่มขึ้นในช่วงเวลาคาดการณ์การระบาดของ COVID-19 โดยการนำกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำมาผลิต H_2 โดยใช้ Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis Cell (PEMEC) ซึ่งเป็นกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบโพลีเมอร์ของแข็งที่มีข้อดี คือ ไม่มีการไหลของอิเลคโตรไลต์ ไม่ต้องมีการกรองนอกเซลล์ และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม อีกทั้งยังสามารถผลิตแก๊สออกซิเจนทางการแพทย์ที่สอดคล้องกับการใช้งานในสถานการณ์ COVID-19 ได้อีกด้วย นอกจากนี้ LNG จะสามารถผ่านเข้ากระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ เป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมทั้งเป็นเทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่สามารถนำความเย็นที่อุณหภูมิต่ำไปใช้ผลิตไฟฟ้าและนำไฟฟ้าที่ผลิตได้มาใช้ในกิจการของตนเองเป็นการช่วยลดภาระการซื้อไฟฟ้าจาก

ภายนอกได้ซึ่งสอดคล้องกับการดำเนินกิจการอย่างยั่งยืน และลดมลพิษทางอากาศที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าโดยการเผาไหม้ของแก๊สธรรมชาติ ซึ่งมีการปรับปรุงกระบวนการ คือ การนำพลังงานความเย็นไปใช้ในการเพิ่มผลผลิตก่อนการแลกเปลี่ยนความร้อนจากแหล่งให้ความร้อนอื่น จึงเป็นการเพิ่มมูลค่าให้แก่กระบวนการ เนื่องจากสารทำความเย็นมีอุณหภูมิต่ำ การนำพลังงานความเย็นไปใช้ในการเพิ่มผลผลิตก่อนการแลกเปลี่ยนความร้อนจากแหล่งให้ความร้อนอื่นจึงเป็นการเพิ่มมูลค่าให้แก่กระบวนการได้อีกทางหนึ่ง ในขั้นตอนสุดท้าย LNG จะถูกส่งผ่านเข้ากระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center ที่เป็นศูนย์ข้อมูลขององค์กรที่มีเครื่องคอมพิวเตอร์ Server ระบบโทรคมนาคม รวมทั้งอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมโยงสัญญาณ ที่จำเป็นต้องเปิดใช้งานตลอด 24 ชั่วโมง ซึ่งจะทำให้เกิดความร้อน ดังนั้น จึงต้องติดตั้งระบบทำความเย็นเพื่อให้ระบายความร้อนได้ดี อีกทั้ง ยังเป็นกระบวนการที่มีการคาดว่าจะเติบโตต่อเนื่องในอนาคต เนื่องจากสามารถตอบโจทย์การใช้งานในระดับองค์กรภายใต้วิถีใหม่ (New Normal) ได้เป็นอย่างดี โดยปริมาณการใช้ข้อมูลที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามการพัฒนาของเทคโนโลยีดิจิทัล และอัตราการเข้าถึงสมาร์ตโฟนและอินเทอร์เน็ตความเร็วสูงของผู้บริโภคที่เพิ่มมากขึ้น ดังนั้นกระบวนการดังกล่าว จะทำให้ LNG เปลี่ยนสถานะจากของเหลวเป็นแก๊ส คือ NG ที่สามารถส่งออกไปยังที่ต่าง ๆ ได้ โดยเป็นไปตามจุดประสงค์ จากการนำพลังงานความเย็นมาใช้ประโยชน์ในทุกภาคส่วนอย่างคุ้มค่ามากที่สุด

โดยการออกแบบกระบวนการของโครงการยังเน้นความเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมให้น้อยที่สุด จากการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจก และสารทำความเย็นสีเขียว คือ การนำ R290 หรือ Propane มาเป็นสารทำความเย็นในกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ กระบวนการให้ความเย็นแก่ Data Center โดยเมื่อมีการรั่วไหลออกสู่สิ่งแวดล้อมจะไม่เกิดผลเสียและไม่ก่อมลพิษสะสม จึงไม่ทำลายชั้นโอโซน ไม่ส่งผลกระทบต่อภาวะโลกร้อน อีกทั้งยังสามารถช่วยลดการใช้ไฟฟ้าได้เมื่อเทียบกับสารทำความเย็นในกลุ่ม CFC จึงกล่าวได้ว่า ในการออกแบบนี้สอดคล้องกับทั้งแนวทางการควบคุมการปล่อย CO_2 คือ Carbon Neutral เป็นการปล่อยแก๊ส CO_2 สุทธิเป็นศูนย์ อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าของ ORC ข้อตกลง พิธีสารเกียวโต และ พิธีสารมอนทรีออล โครงการ Thailand RAC NAMA ที่ใช้สารทำความเย็น R290

ความปลอดภัยของกระบวนการยังเป็นอีกหลักสำคัญในการออกแบบกระบวนการ จึงได้เพิ่มเติมส่วนของหอเผา (Flare) เข้ามาในโครงการ เนื่องจากสารทำความเย็นที่ใช้ คือ R290 หรือ Propane ซึ่งเป็นไฮโดรคาร์บอนที่หนักมากกว่าอากาศ ดังนั้น เมื่อเกิดการรั่วไหลจะทำให้เกิดเพลิงไหม้ได้ อีกทั้งหอเผานั้นมีลักษณะสูงจากพื้นดินและไกลจากแหล่งชุมชมมาก เพื่อป้องกันไม่ให้ความร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้ส่งรังสีความร้อนจนเป็นอันตรายต่อแหล่งชุมชนที่อยู่ใกล้โครงการด้วย การดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับสารเคมีจึงจำเป็นต้องอยู่ในรูปแบบ ที่ปลอดภัยต่อสังคมโดยรวมอย่างยั่งยืน ตามแผนยุทธศาสตร์การจัดการสารเคมีแห่งชาติที่สอดคล้องกับการพัฒนาประเทศ ซึ่งสอดรับกับเป้าหมายของยุทธศาสตร์ระหว่างประเทศว่าด้วยการจัดการสารเคมี (Strategic Approach to International Chemicals Management, SAICM) โดยมีระเบียบการกำจัดและบำบัดสารเคมี รวมทั้งอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้ในกระบวนการผลิตตามข้อกำหนดทางกฎหมาย เอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี (Safety Data Sheet, SDS)

กล่าวโดยสรุป การออกแบบกระบวนการที่เสนอโครงการไม่เพียงเป็นการลดปัญหาสิ่งแวดล้อมแต่ยังสามารถเพิ่มมูลค่าและสร้างรายได้อีกหนึ่งช่องทาง เป็นการเพิ่มความยั่งยืนให้แก่กระบวนการและดำเนินภารกิจในการ อำนวยประโยชน์แก่สังคมอย่างมีจิตสำนึกต่อสิ่งแวดล้อม โดยเพื่อบรรลุวัตถุประสงค์ของโครงการให้มากยิ่งขึ้นจึงมีการออกแบบโครงการโดยอาศัยเทคนิคการออกแบบการทดลองแบบผสม เพื่อสำรวจผลจากค่าพารามิเตอร์ของแต่ละกระบวนการเพื่อให้ได้สัดส่วนที่มีความคุ้มค่ามากที่สุด และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ จึงได้ผลการวิเคราะห์ทางคณิตศาสตร์ ซึ่ง A คือ กระบวนการดักจับคาร์บอน รวมทั้งกระบวนการสังเคราะห์เมทานอลและการทำบริสุทธิ์เมทานอล และกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ B คือ กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ C คือ กระบวนการให้ความ

เย็นกับ Data Center และ Linear mixture คือ กระบวนการ A B หรือ C กระบวนการใดกระบวนการหนึ่งโดยไม่มีกระบวนการอื่น ๆ เข้ามาเกี่ยวข้อง โดยใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) เป็นผลการทดสอบ ที่ระดับความเชื่อมั่น 0.95 ซึ่งแสดงผลการวิเคราะห์ออกมาได้ในเชิงสถิติ คือ P-value ที่เป็นความน่าจะเป็นที่จะได้ผลลัพธ์เท่ากับหรือเกินกว่าที่สังเกตได้ ภายใต้สมมุติฐานหลัก (Null Hypothesis)[114] ดังนี้

Source	Sum of Squares	df	Mean Square	F-value	p-value	
Model	3.30E+21	6	5.50E+20	407.82	0.0002	significant
Linear Mixture	3.29E+21	2	1.65E+21	1221.59	< 0.0001	
AB	1.65E+18	1	1.65E+18	1.23	0.3491	
AC	1.59E+18	1	1.59E+18	1.18	0.3565	
BC	2.56E+17	1	2.56E+17	0.1895	0.6927	
ABC	6.44E+16	1	6.44E+16	0.0478	0.841	
Residual	4.04E+18	3	1.35E+18			
Cor Total	3.30E+21	9				

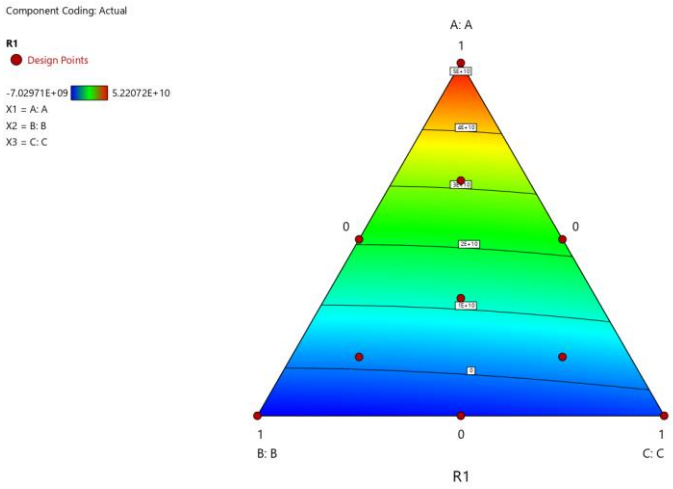
ผลการวิเคราะห์จาก Mixture Design ของตัวแปรต่าง ๆ

Std. Dev.	1.16E+09	R^2	0.9988
Mean	1.27E+10	Adjusted R^2	0.9963
C.V. %	9.11	Predicted R^2	0.9583
		Adeq Precision	61.302

ผลการวิเคราะห์จาก Mixture Design ที่มี NPV เป็นการแสดงผลลัพธ์

R1	=
5.22E+10	A
-7.35E+09	B
-3.68E+09	C
-6.25E+09	A * B
-6.14E+09	A * C
-2.46E+09	B * C
-8.14E+09	A * B * C

ผลการวิเคราะห์แสดงถึงสัมประสิทธิ์ของตัวแปรต่าง ๆ จาก Mixture Design ที่ส่งผลต่อ NPV



ผล Contour ของ Mixture Design ตามตัวแปรต่าง ๆ

จากการวิเคราะห์ทางสถิติ คือ ค่า P-Value พบว่า Linear Mixture มีค่าน้อยกว่า 0.05 แสดงถึงตัวแปร A B และ C เป็นตัวแปรหลักที่มีผลต่อตัวแปรขาออกที่สนใจ เมื่อพิจารณาผลของตัวแปรที่มีต่อ NPV จากตารางที่แสดงค่าสัมประสิทธิ์ของตัวแปรต่าง ๆ พบว่า ตัวแปร A มีผลกระทบเชิงบวกมากที่สุด ส่วนตัวแปร B มีผลกระทบเชิงลบมากที่สุด โดยตัวแปร C มีผลกระทบเชิงลบรองลงมา ดังนั้น กระบวนการกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ จึงให้ผลเชิงลบในทางเศรษฐศาสตร์มากที่สุด เนื่องจากการอ้างอิงตามงานวิจัยของ Zhao และคณะ[39] จะเห็นได้ว่าการผลิตกระแสไฟฟ้าภายในวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์โดยใช้ความเย็นจากการกระบวนการ Regasification ของ LNG ไม่สามารถทดแทนหรือเทียบเท่าพลังงานความร้อนที่ต้องได้รับจากแหล่งความร้อนอื่นได้ และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยส่วนใหญ่จากงานวิจัยมาจากการขยายตัวของแก๊สธรรมชาติหลังการเปลี่ยนสถานะเอง รวมทั้งมีการวิเคราะห์ทางด้านพลังงานความเย็นที่เหลือในแต่ละกรณีศึกษา มาพิจารณาดังตาราง 15.1 ดังนี้

ตารางที่ 15.1 ตารางสรุปผลการดำเนินงาน

กรณีศึกษา	ปีที่คืนทุน	IRR	CO_2 ที่สามารถดักจับได้ (พันตัน/ปี)	พลังงานความเย็นที่เหลือ (kW)	จุดเด่น	ข้อสังเกต
Regasification	-	-	-	0	สามารถออกแบบง่ายและระบบไม่มีความซับซ้อน	มีการใช้ Heat Exchanger เพียงตัวเดียวจึงมีขนาดใหญ่ เพื่อให้ได้มีความสามารถเท่ากับที่ต้องการออกแบบ และมีค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูง
กรณีพื้นฐาน	10	16.6	23.82	0	มีการเรียงลำดับการใช้พลังงานความเย็นทุกช่วงในกระบวนการต่าง ๆ อย่างเป็นระบบ	มีการใช้กระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle - ORC) เพียง 1 วัฏจักร เพียงพอต่อพลังงานความเย็นในระบบ
1	5	31.5	108.26	0.177	มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุนสูง และคืนทุนได้รวดเร็ว	ผลิตภัณฑ์เมทานอลที่ได้เพียงพอต่อความต้องการของตลาด และยังคงมีการใช้พลังงานความเย็นได้อย่างคุ้มค่า

2	4	32.9	144.34	766.07	มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุนสูง และคืนทุนได้รวดเร็วที่สุด	ผลิตภัณฑ์เมทานอลที่ได้อาจมากเกินความต้องการของตลาด
3	6	23.7	72.17	1531.01	มีการใช้พลังงานความเย็นเท่ากันทุกกระบวนการ	ระบบมีการใช้พลังงานความเย็นน้อย ทำให้กระบวนการไม่สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า
4	-	-	-	2296.08	มีความเสี่ยงในกระบวนการน้อย เนื่องจากมีการใช้ประเภทสารเคมีน้อย	ไม่มีการคืนทุน จึงไม่มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุน ระบบมีการใช้พลังงานความเย็นน้อย ทำให้กระบวนการไม่สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า
5	-	-	-	4592.16	สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุด มีความเสี่ยงในกระบวนการน้อย เนื่องจากมีการใช้ประเภทสารเคมีน้อย	ไม่มีการคืนทุน จึงไม่มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุน และระบบมีการใช้พลังงานความเย็นน้อยที่สุด ทำให้กระบวนการไม่สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า
6	8	20.8	36.09	765.37	ผลิตภัณฑ์ที่ได้เพียงพอต่อความต้องการของตลาด	สามารถให้ความเย็นกับ Data Center ได้มาก ที่มีอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจที่สูงในอนาคต
7	20	12.6	36.09	3061.45	สามารถผลิตไฟฟ้าได้มาก	คืนทุนได้ช้าที่สุด ระบบมีการใช้พลังงานความเย็นน้อย ทำให้กระบวนการไม่สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า
8	-	-	-	0	มีการใช้พลังงานความเย็นอย่างคุ้มค่ามากที่สุด มีความเสี่ยงในกระบวนการน้อย เนื่องจากมีการใช้ประเภทสารเคมีน้อย	ไม่มีการคืนทุน จึงไม่มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุน และสามารถให้ความเย็นกับ Data Center ได้มากที่สุด ที่มีอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจที่สูงในอนาคต
9	4	37.0	216.51	0.354	มีอัตราผลตอบแทนในการลงทุนสูงที่สุด และคืนทุนได้รวดเร็วที่สุด	ผลิตภัณฑ์เมทานอลที่ได้อาจมากเกินความต้องการของตลาด
10	5	29.1	108.26	2296.26	คืนทุนได้รวดเร็ว	ระบบมีการใช้พลังงานความเย็นน้อย ทำให้กระบวนการไม่สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างคุ้มค่า

การดำเนินงานของทั้ง Regasification และ 11 กรณีศึกษาสามารถสรุปภาพรวมของแต่ละกรณีศึกษาออกมาได้ดัง ตารางที่ 15.1 ดังนั้น จากผลที่ได้ทั้งหมดสามารถสรุปได้ว่า จากแนวคิดที่ต้องการนำพลังงานความเย็นมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดนั้น ในกรณีพื้นฐานจะไม่มีพลังงานความเย็นคงเหลือ ซึ่งมีค่าใกล้เคียงกับกรณีศึกษาที่ 1 คือ 0.177 kW ซึ่งประกอบด้วยการนำไปใช้ในกระบวนการดักจับคาร์บอน และกระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center มีสัดส่วนของปริมาณ LNG ที่นำเข้าแต่ละกระบวนการคิดเป็น 1 : 1 และจะสังเกตได้ว่า เมื่อมีกระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center จะทำให้การให้พลังงานความเย็นมีความคุ้มค่ามากที่สุดอีกด้วย โดยภายในระยะเวลา 25 ปีของโครงการสามารถลด CO_2 ได้มากถึง 2.71 ล้านตันซึ่งสอดคล้องต่อการปล่อยแก๊ส CO_2 สุทธิเป็นศูนย์ อีกทั้ง ในแง่มุมทางเศรษฐศาสตร์พบว่ามีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ 22.27 พันล้านบาท ซึ่งมากกว่ากรณีพื้นฐานถึง 7.53% และยังให้อัตราผลตอบแทนในการลงทุนที่สูงอยู่ที่ 31.5% คืนทุนในระยะเวลาที่รวดเร็ว คือ 5 ปี รวมทั้ง อัตราการผลิตของผลิตภัณฑ์เพียงพอกับความต้องของตลาดอีกด้วย ดังนั้นจึงเป็นกรณีศึกษาที่มีความเหมาะสมทั้งในมุมมองทางด้านการพัฒนาที่ยั่งยืนซึ่งเป็นการนำความรู้ เทคโนโลยี และนวัตกรรม มาพัฒนาต่อยอดเพิ่มมูลค่า ให้กับทรัพยากรพลังงาน มุมมองทางด้านเศรษฐกิจที่เป็นการนำทรัพยากรพลังงานมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด และคุ้มค่าที่สุด โดยมุ่งไปลดปริมาณของเสียให้

น้อยลงหรือเท่ากับศูนย์ ด้วยการปรับกระบวนการผลิต และ มุมมองทางด้านเศรษฐกิจสีเขียวที่มุ่งเน้นการลดผลกระทบต่อโลกอย่างยั่งยืน โดยเฉพาะความยั่งยืนด้าน สิ่งแวดล้อมนั่นเอง

ดังนั้น ผู้ออกแบบมีความเห็นว่ากรณีศึกษาที่ 1 เป็นกรณีศึกษาที่เหมาะสมเพราะสามารถตอบ โจทย์ทั้งในแง่กระบวนการผลิตและเศรษฐศาสตร์ซึ่งเป็นการนำแนวคิดการนำทรัพยากรด้านพลังงานความเย็นมาใช้ได้อย่างมี ประสิทธิภาพสูงที่สุด สามารถนำไปออกแบบกระบวนการเพื่อตอบโจทย์การนำพลังงานความเย็นช่วง Medium Cold ถึง Low Cold ไปใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด รวมทั้ง ทำให้ไทยบรรลุเป้าหมายของการลดการปล่อยแก๊สเรือนกระจกโดยการเน้นใช้สารทำความเย็นจากธรรมชาติ ตามองค์การสหประชาชาติอีกด้วย

15.2 ข้อเสนอแนะ

จากการออกแบบและเปรียบเทียบในแต่ละกรณีศึกษาพบว่าทุกกรณีศึกษา ยกเว้นกรณีศึกษาที่ 4, 5 และ 8 สามารถคืนทุนภายใน 25 ปีโดยเรียงลำดับการคืนทุนจากน้อยไปมากได้ ดังนี้ กรณีศึกษาที่ 7 (20 ปี) กรณีพื้นฐาน (10 ปี) กรณีศึกษาที่ 6 (8 ปี) กรณีศึกษาที่ 3 (6 ปี) กรณีศึกษาที่ 1 (5 ปี) กรณีศึกษาที่ 10 (5 ปี) กรณีศึกษาที่ 2 (4 ปี) และ กรณีศึกษา 9 (4 ปี) จะเห็นว่ากรณีศึกษากระบวนการที่ออกแบบที่สอดคล้องกับแนวคิดการนำทรัพยากรด้านพลังงานความเย็นมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงที่สุด คือ กรณีศึกษา 1 มีข้อสังเกต คือ CO_2 ที่ออกจากกระบวนการ เมื่อถูกจำหน่ายในรูปแบบ CO_2 บริสุทธิ์ที่ใช้ในอุตสาหกรรมทั้งหมดโดยตรงซึ่งอาจจะมากเกินความต้องการของตลาดอุตสาหกรรม ดังนั้นจึงทำการแปรรูป CO_2 ไปเป็นสารตั้งต้นของการสังเคราะห์เมทานอลผ่านกระบวนการเพิ่มเติมจึงทำให้มีค่าใช้จ่ายมากกว่า เพราะฉะนั้นจึงควรลดต้นทุนการแปรรูปของสารตั้งต้นสังเคราะห์เมทานอลยกตัวอย่างเช่น การเปลี่ยนกระบวนการที่ใช้ หรือ ปรับเปลี่ยนองค์ประกอบที่ส่งผลอย่างค่าดำเนินการหรือภาวะที่ดำเนินงาน หรือ ปรับคุณภาพของ CO_2 ให้มีคุณภาพอยู่ในระดับที่สามารถนำไปใช้ทางการแพทย์ซึ่งมีราคาสูงกว่าระดับอุตสาหกรรมรวมทั้งยังตอบโจทย์สังคมผู้สูงวัยในอนาคต การปรับทางด้านเทคนิคการควบคุม ภาวะของอุปกรณ์ในกระบวนการก็สามารถช่วยพัฒนาระบบได้ เช่น การปรับเปลี่ยนอุณหภูมิหรือความดันในบางอุปกรณ์ให้ลดลงเพื่อเป็นง่ายต่อการควบคุมรวมถึงส่งผลต่อด้านความปลอดภัยภายในโรงงานโดยเฉพาะ เรื่องค่าใช้จ่ายที่ลดตามมาเนื่องจากถ้าใช้ ภาวะที่ค่อนข้างเฉพาะเจาะจงมาก ๆ ที่อุณหภูมิสูงหรือความดันสูงทำให้วัสดุที่ใช้ในอุปกรณ์อาจไม่สามารถหาได้ในท้องตลาดส่งผลให้ราคาสูงขึ้นตามไปด้วย เพราะฉะนั้นการปรับดุลของภาวะที่เหมาะสมแล้วยังคงประสิทธิภาพและคุณภาพการผลิตก็เป็นสิ่งหนึ่งที่สามารถพัฒนาระบบได้ อีกทั้ง ในการออกแบบกรณีที่มีกระบวนการวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ จะเห็นว่า มีปริมาณความร้อนที่ต้องการสูงกว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้อย่างเห็นได้ชัดทั้งในกรณีพื้นฐานและกรณีทุกกรณีของการทำการออกแบบผสม (Mixture Design) โดยคิดเป็นกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ร้อยละ 18.3 ของพลังงานที่ต้องการจากแหล่งให้ความร้อนในการทำระเหยสารทำความเย็น อ้างอิงจากงานวิจัยของ Lee และคณะ[115] จะเห็นได้ว่าโดยปกติการผลิตกำลังไฟฟ้าภายในวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ ไม่สามารถชดเชยพลังงานที่ต้องใช้ดังกล่าวได้ด้วยวัฏจักรเอง นอกจากนี้ในงานวิจัยซึ่งกล่าวไว้ข้างต้นชี้ให้เห็นอีกว่า ถึงแม้การใช้น้ำทะเลเป็นแหล่งให้ความร้อนแก่วัฏจักรจะสามารถใช้ได้เช่นกัน แต่ในท างปฏิบัติมีข้อควรระวังที่สำคัญอย่างหนึ่ง ในเรื่องอุณหภูมิของน้ำทะเลหลังจากที่ได้มีการแลกเปลี่ยนความร้อนแล้วจะมีอุณหภูมิต่ำ การปล่อยกลับคืนอาจมีผลกระทบต่อธรรมชาติ รวมทั้งสิ่งแวดล้อมรอบโครงการ เป็นการใช้ประโยชน์จากพลังงานความเย็นได้อย่างไม่คุ้มค่าและเป็นการใช้ทรัพยากรทางน้ำอย่างไม่ยั่งยืน ดังนั้น การใช้วัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ร่วมกับกระบวนการอื่นจึงเป็นทางเลือกที่ดีกว่า โดยการมีกระบวนการอื่นเพิ่มเติมเข้ามาเป็นแหล่งให้ความร้อนแก่วัฏจักร จะทำให้มีความคุ้มทางการใช้ประโยชน์พลังงานความเย็นจาก LNG ได้มากยิ่งขึ้น ดังจะเห็นได้จากงานวิจัยของ Zhao และคณะ[39]

เมื่อพิจารณาการนำกระบวนการดักจับคาร์บอน และกระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center ต่อกันเป็นแบบขนานตามกรณีที่ 1 โดยกำหนดอุณหภูมิขาเข้าเป็น Medium Cold และขาออกเป็น Low Cold ตามที่โจทย์สนใจนั้น ในการออกแบบนี้จะทำให้ไม่มีพลังงาน

ความเย็นที่คงเหลือ สามารถดักจับ CO_2 ได้มากถึง 53.18 พันตันต่อปี อีกทั้งทางด้านเศรษฐศาสตร์ ยังสามารถคืนทุนได้ในปีที่ 4 อัตราผลตอบแทนในการลงทุนร้อยละ 32.5 สามารถผลิต CO_2 ได้ 1.97 พันตัน/ปี เมทานอล 37.24 พันตัน/ปี พลังงานความเย็นให้ Data Center 2153.29 กิโลวัตต์/ชั่วโมง และไอน้ำ (Steam) คือ 260.06 พันตัน/ปี โดยมีเงินทุนทั้งหมดในการเริ่มโครงการ คือ 6.74 พันล้านบาท ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมดต่อปี คือ 3.32 พันล้านบาท และมูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ 13.20 พันล้านบาท โดยการปล่อยแก๊สในกระบวนการดักจับคาร์บอนออกจากโรงงานยังเป็นไปตามข้อกำหนดใน Appendix. F และความบริสุทธิ์ของ CO_2 ยังสามารถคงให้ความบริสุทธิ์อยู่ที่ร้อยละ 99.96 โดยมวลได้อีกด้วย

กิตติกรรมประกาศ

โครงการการประกวดฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีด้วยความอนุเคราะห์และความกรุณาของอาจารย์ ที่ปรึกษาโครงการที่กรุณาให้คำปรึกษา ความรู้ ข้อเสนอแนะ แนวทางในการทำโครงการและปรับปรุงแก้ไข ข้อบกพร่องต่าง ๆ และให้คำปรึกษากับปัญหาที่เกิดขึ้นตลอดการทำโครงการเพื่อให้การทำโครงการฉบับนี้ สมบูรณ์ทางคณะผู้จัดทำจึงขอกราบขอบพระคุณในความเอาใส่ใจและความจริงใจของอาจารย์เป็นอย่างสูงไว้ ณ ที่นี้

ขอขอบพระคุณ นักวิจัยและคณะทุกท่านที่คอยให้คำแนะนำและคำปรึกษาด้านกระบวน การดำเนินงาน รวมถึงถ่ายทอดวิชาความรู้ต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์ คอยติดตามและช่วยเหลือจนโครงการ สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

คณะผู้จัดทำ

บรรณานุกรม (Bibliography)

[1] PTT News. พลังงานความเย็นจาก LNG. (2021, August 11). https://www.facebook.com/PTTNews/posts/4253257928048016/

[2] ประกาศทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. อุตสาหกรรมแยกหรือแปรสภาพแก๊สธรรมชาติ ทุกขนาด. (2021, December 7). http://www.onep.go.th/eia/wp-content/uploads/2020/04/L7002.pdf

[3] สถาบันพลังงาน มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. LNG คืออะไร. (2021, August 11). https://erdi.cmu.ac.th/?p=3169

[4] กรุงเทพธุรกิจ. ทิวลิปบานกับ LNG ที่ระยอง. (2021, August 15). https://www.bangkokbiznews.com/blogs/columnist/112424

[5] BIG Infinite Innovation. การใช้ความเย็นจากแก๊สธรรมชาติเหลว. (2021, August 10). https://www.bigth.com/th/blog/lng-cold-energy-in-asu/

[6] Greenhouse Effect. (2021, August 9). https://th.wikipedia.org/wiki/%E0%B8%81

[7] สถาบันการมองอนาคตนวัตกรรมสถาบันการมองอนาคตนวัตกรรม. Carbon Capture Utilization and Storage: CCUS. (2021, August 9). https://ifi.nia.or.th/carbon-capture-utilization-and-storage-ccus

[8] BBC News Thailand. การประชุม COP26 ในกลาสโกว์. (2021, August 9). https://www.bbc.com/thai/international-59264622

[9] National Geographic Thailand. เครื่องดักจับคาร์บอน โดยเยาวชนไทย เสนอต่ออีลอน มัสก์. (2021, August 9). https://ngthai.com/environment/33745/carbon-capture-technology/

[10] Carbon Capture and Storage (CCS). การดักจับและการจัดเก็บคาร์บอน. (2021, August 9). https://th.wikipedia.org/wiki/%E0%B8%E0/

[11] BBC News. คาร์บอนไดออกไซด์ การขาดแคลน ในสหราชอาณาจักร. (2021, November 18). https://www.bbc.com/thai/international-58635674

[12] Infinite Innovation. คาร์บอนไดออกไซด์. (2021, November 20). https://www.chembid.com/en/results/Currency=usd/

[13] Al-Kalbani, H., Xuan, J., García, S., & Wang, H. (2016). Comparative Energetic Assessment of Methanol Production from CO2: Chemical versus electrochemical process. Applied Energy, 165, 1-13. doi:10.1016/j.apenergy.2015.12.027

[14] Chem Analysis. Thailand Methanol Market Analysis. (2022, January 17). https://www.chemanalyst.com/industry-report/thailand-methanol-market-200. สืบค้นวันที่ 17 ธันวาคม 2564

[15] กระทรวงพลังงาน. การแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis). (2022, January 5). http://www2.dede.go.th/hydronet/01Knowledge/02Electrolysis/ElectrolsisMain.html

[16] กรุงเทพธุรกิจ. Happy Hypoxemia. (2021, August 20). https://www.bangkokbiznews.com/news/951770

[17] ไทยรัฐ. ถังออกซิเจนขาดแคลน. (2021, August 20). https://www.thairath.co.th/news/society/2153428

[18] Workpoint News. ไฟฟ้าในประเทศไทย. (2021, August 20). https://workpointtoday.com/

[19] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอนาคต. (2021, August 22). https://erdi.cmu.ac.th/?p=3169

[20] การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนอุณหภูมิต่ำโดยวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์. Organic Rankine Cycle – ORC. (2021, August 9). http://www.ecct-th.org/acf/virat_s_Organic%Rankine%KMT.pdf/

[21] ORGANIC RANKINE CYCLE-ORC. (2021, August 9). https://www.parameth.info/post/orc-organic-rankine-cycle/

[22] Mechanical System Design. การนำความร้อนทิ้งมาใช้ประโยชน์. (2021, August 10). http://www.mechdesign.co.th/16027336/

[23] ศูนย์วิจัยเศรษฐกิจและธุรกิจ EIC. ตลาด Data Center ไทย. (2021, August 10). https://mgronline.com/greeninnovation/detail/9640000084828/

[24] ศูนย์ข้อมูล (Data Center). Data Center. (2021, August 10). https://www.ryt9.com/s/prg/3251278/

[25] Data Center. ห้องเซิฟเวอร์. (2021, August 10). https://www.quickserv.co.th/knowledge-base/solutions/Data-Center/

[26] Data Center. ระบบทำความเย็นสำหรับ Data Center. (2021, August 10). http://fusiontechs.net/%E0%B8-data/

[27] Data Center Cooling. ระบายความร้อนศูนย์ดาต้าเซนเตอร์. (2021, August 10). https://www.alfalaval.co.th/industries/hvac/data-center-cooling/

[28] Cold Aisle Containment. ระบบกักเก็บลมเย็นภายในศูนย์คอมพิวเตอร์. (2021, August 10). https://sitem.co.th/language/th/cold-aisle-containment-th/#.Ybw4fNBBxPY/

[29] สารทำความเย็นในระบบทำความเย็น. ประเภทของสารทำความเย็น. (2021, August 15). https://en.coolinnotech.com/type-refrigerant

[30] ไทยรัฐ. Thailand RAC NAMA. (2021, August 20). https://www.thairath.co.th/lifestyle/life/1973823

[31] German-Cooperation. การเติบโตแบบสีเขียวของอุตสาหกรรม. (2021, August 15). https://www.thai-german-cooperation.info/th/green-revolution/

[32] Maheshwar, C. (2016). Lessons Learned from The 2013 Flooding of Emma Maersk. Marine Technology, 53(3), 54-58.

[33] Hydrocarbon21. Technical Arguments Seen for R290. (2021, December 7). https://hydrocarbons21.com/articles/10107/strong_environmental_technical_arguments_seen_for_r290_window_acs. 17

[34] สถาบันพลังงาน เชียงใหม่. Flare (แฟลร์). (2021, November 30). https://erdi.cmu.ac.th/?p=968

[35] มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. การออกแบบการทดลอง. (2021, December 7). https://archive.lib.cmu.ac.th/full/T/2553/enin20453as_ch2.pdf

[36] การประชุมวิชาการ การพัฒนาชนบทที่ยั่งยืน. การพัฒนาสูตรที่เหมาะสมสำหรับลูกชิ้นเอ็นไก่ผสมผักพื้นบ้านโดยวิธีการออกแบบการทดลอง. (2021, December 7). https://cscd.kku.ac.th/uploads/proceeding/080714_094243.pdf

[37] Yongbeom Shin, Dongil Shin. Deep Learning and AutoML for Dynamic Modeling of LNG Regasification Process Using Seawater, Computer Aided Chemical Engineering. Elsevier, (2021). Volume 50, Pages 1617-1622.

[38] Lu, S., Fang, M., Li, Q., Chen, H., Chen, F., Sun, W., Liu, H. (2021). The Experience in The Research and Design of a 2 Million tons/year Flue Gas CO2 Capture Project for Coal-Fired Power Plants. International Journal of Greenhouse Gas Control, 110 doi:10.1016/j.ijggc.2021.103423

[39] Zhao, L., Dong, H., Tang, J., & Cai, J. (2016). Cold Energy Utilization of Liquefied Natural Gas for Capturing Carbon Dioxide in The Flue Gas from The Magnesite Processing Industry. Energy, 105, 45-56. doi:10.1016/j.energy.2015.08.110

[40] Climate Protal. How Efficient is Carbon Capture and Storage. (2021, November 30). https://climate.mit.edu/ask-mit/how-efficient-carbon-capture-and-storage

[41] Chemical Engineering Design, Second Edition. Utilities and Energy Efficient Design. (2021, December 20). https://booksite.elsevier.com/samplechapters/9780080966595/Chapter_3.pdf

[42] AMT. อุณหภูมิน้ำประปา. (2022, January 27). https://www.amtskincare.com/32%E2%84%83

[43] Cho, S., Kim, C., & Kim, J. (2021). Techno-Economic Assessment and Early-Stage Screening of CO2 Direct Hydrogenation Catalysts for Methanol Production Using Knowledge-Based Surrogate Modeling. Energy Conversion and Management, 244doi:10.1016/j.enconman.2021.114477

[44] Mar Pérez-Fortes, Evangelos Tzimas, (2016). Techno-Economic and Environmental Evaluation of CO2 Utilization for Fuel Production. JRC science for policy report, European commission.

[45] Ghafoori, M. S., Loubar, K., Marin-Gallego, M., & Tazerout, M. (2022). Techno-Economic and Sensitivity Analysis of Biomethane Production Via Landfill Biogas Upgrading and Power-to-Gas Technology. Energy, 239 doi:10.1016/j.energy.2021.122086

[46] Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future Cost and Performance of Water Electrolysis: An expert elicitation study. International Journal of Hydrogen Energy, 42(52), 30470-30492. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.10.045

[47] PEM Electrolysis. OER and HER Catalysts. (2022, January 22). https://matthey.com/en/markets/other-industrial/pem-electrolysis#:~:text=Pgms%20are%20ideal%20catalysts%20for,and%20maximise%20an%20electrolyser's%20lifetime

[48] Sermsuk, M., Sukjai, Y., Wiboonrat, M., Kiatkittipong, K. (2021). Utilising Cold Energy from Liquefied Natural Gas (LNG) to Reduce the Electricity Cost of Data Centres. Energies, 14(19), 6269; doi:org/10.3390/en14196269

[49] Oludolapo Koku, Simon Perry, Jin-Kuk Kim. Techno-Economic Evaluation for The Heat Integration of Vaporisation Cold Energy in Natural Gas Processing. Applied Energy, (2014). Volume 114, Pages 250-261.

[50] Baxter, L., Baxter, A., & Burt, S. (2009). Cryogenic CO2 Capture as a Cost-Effective CO2 Capture Process. Paper presented at the 26th Annual International Pittsburgh Coal Conference 2009, PCC 2009, 1, 762-775.

[51] The DELMIA Blog. Device Manufacturing, Smaller Companies Have Big Advantages. (2021, December 5). https://blogs.3ds.com/delmia/in-medical-device-manufacturing-smaller-companies-have-big-advantages

[52] Ouyang, T., Tan, J., Xie, S., Wu, W., & Su, Z. (2021). A New Scheme for Large Marine Vessels LNG Cold Energy Utilization from Thermodynamic and Thermoeconomic Viewpoints. Energy Conversion and Management, 229. doi:10.1016/j.enconman.2020.113770

[53] Carbon Dioxide (CO_2). Putting CO_2 to Use. (2021, November 14). https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use

[54] ศสอ สบว. ศูนย์ความเป็นเลิศด้านการจัดการสารและของเสียอันตราย (ศสอ.). (2022, January 12). https://hsm.chula.ac.th/website/cru/

[55] ระบบควบคุมเชิงเส้น. Introduction to Control System. (2021, November 30). http://kucsc.blogspot.com/p/1.html

[56] Thailand Industry. Process Control. (2021, November 30). http://www.thailandindustry.com/indust_newweb/articles_preview.php?cid=9996

[57] Primus. ระบบการควบคุม. (2021, November 30). https://www.primusthai.com/primus/Knowledge/info?ID=210

[58] LNG Thailand. แก๊สธรรมชาติเหลว (LNG) และการนำเข้าในประเทศไทย. (2021, December 5). https://www.netenergy-tech.com/doc/knowledge/cng.pdf

[59] PTT LNG. การดำเนินงานของสถานีรับ-จ่ายแก๊สธรรมชาติเหลวของ PTTLNG. (2021, December 5). http://www.pttlng.com/f_content.aspx?str=z9%2BjoVK86z3nCJaPrsNeBQ%3D%3D

[60] Turton R., Bailie R., Whiting W., Shaeiwitz J. Bhattacharyya D. (2012). Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes. Fourth Edition.

[61] Rodríguez, F., Insausti, X., Etxezarreta, G., Galarza, A., & Guerrero, J. M. (2022). Very Short-Term Parametric Ambient Temperature Confidence Interval Forecasting to Compute Key Control Parameters for Photovoltaic Generators. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 51 doi:10.1016/j.seta.2021.101931

[62] The engineering Toolbox. Thermoplastic Materials Pipe. (2021, August 22).https://www.engineeringtoolbox.com/thermoplastic-pipes-temperature-strength-d_794.html

[63] Basic Allowable Stresses in Tension for Metals. ASME B31.3-2008. (2021, August 30). https://pdfcoffee.com/table-a-1-basic-allowable-stresses-in-tension-for-metals-pdf-free.html

[64] ดุลยโชติ ชลศึกษ์. การออกแบบระบบท่อทางวิศวกรรม. ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2557.

[65] Shi B, Zhu Z, Wang N, Lub P, (2015). Ishizuka S. An Experimental Study on Oxy-FuelCombustion of Methane Under Various Oxygen Mole Fractions. In: The 8th international symposium on coal combustion. Beijing,China.

[66] Rules of Thumb for Chemical Engineers.: Gulf Publishing C. Cooling water. (2021, December 14). https://digilib.bppt.go.id/sampul/Rules_of_Thumb_for_Chemical_Engineers.pdf.

[67] Chemical Composition of Cooling Water. Assessment And Comparison of Oxides Grown on 304L ODS Steel And 304L SS In Water Environment in Supercritical Condition. (2021, December 17). https://www.researchgate.net/figure/Chemical-composition-of-cooling-water-2_tbl5_263464281

[68] Sotoodeh K., (2018). Analysis and Improvement of Material Selection for Process Piping System in Offshore Industry. American Journal of Mechanical Engineering, 6:17-26.

[69] Graphite Mold. ท่อกราไฟท์. (2021, December 14). http://th.graphite moldfactory.com/graphite-ring/graphite-pipe/graphite-tube-pipe.html

[70] Selecting the Right Pipe Material. Selecting the Right Pipe Material for Fluid Handling Operations. (2021, November 6). https://www.semcor.net/blog/selecting-the-right-pipe-material

[71] Design guidelines for stainless steel in piping systems. (2020). American iron and steel institute.

[72] Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. API RECOMMENDED PRACTICE 14E. (2021, December 14). http//API-RP-14E-Design-and-Installation-of-Offshore-Production-Platform-Piping-Systems-2013.pdf

[73] SAIYL. A Guide to Performing Pipeline Hydraulic Calculations. (2021, December 16). https://saiyl.com/wp-content/uploads/2021/02/Its-in-the-Pipeline-Dewald.pdf

[74] Unified Alloys. STAINLESS STEEL PIPE CHART. (2021, December 16). https://www.unifiedalloys.com/p/stainless-steel-pipe-data

[75] Energy model. Pipe Sizing Charts Tables. (2021, December 16). https://energy-models.com/pipe-sizing-charts-tables

[76] Calpeda. NPSH (Net Positive Suction Head). (2022, January 23). https://www.calpeda.co.th/Knowledge/npsh.html

[77] Yanus A., John M., (2014). Fluid Mechanics Fundamental and Applications (Third edition). McGraw-Hill, Page 381-382

[78] Power Meter Line. ระบบไฟฟ้าในโรงงานอุตสาหกรรม. (2021, December 16). https://www.powermeterline.com/%E0%

[79] Sun, R., Tian, H., Song, C., Deng, S., Shi, L., Kang, K., & Shu, G. (2021). Performance Analysis and Comparison of Cryogenic CO2 Capture System. International Journal of Green Energy, 18(8), 822-833. doi:10.1080/15435075.2021.1880916

[80] Kontou, V., Grimekis, D., Braimakis, K., & Karellas, S. (2022). Techno-Economic Assessment of Dimethyl Carbonate Production Based on Carbon Capture and Utilization and Power-to-Fuel Technology. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 157 doi:10.1016/j.rser.2021.112006

[81] Sleiti, A. K., Al-Ammari, W. A., & Aboueata, K. M. (2022). Flare Gas-to-Power By Direct Intercooled Oxy-Combustion Supercritical CO2 power cycles. Fuel, 308 doi:10.1016/j.fuel.2021.121808

[82] Static Equipment. ข้อแตกต่างของ MAWP, Design Pressure, และ Operating Pressure. (2022, January 12). https://naichangmashare.com/2020/02/15/-mawp-design-pressure-operating-pressure/

[83] Arab, G., Ghadamian, H., & Abbasi, S. (2014). Thermo-Economic Modeling of An Atmospheric SOFC/CHP cycle: An Exergy Based Approach. Mechanics and Industry, 15(2), 113-121. doi:10.1051/meca/2014005

[84] Young, A. F., Villardi, H. G. D., Araujo, L. S., Raptopoulos, L. S. C., & Dutra, M. S. (2021). Detailed Design and Economic Evaluation of A Cryogenic Air Separation Unit with Recent Literature Solutions. Industrial and Engineering Chemistry Research, 60(41), 14830-14844. doi:10.1021/acs.iecr.1c02818

[85] Turton R, C. Bailie R, B. Whiting w, A. Shaeiwitz J. (2003). Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes. Prentice Hall: New Jersey.

[86] Towlwe G, Sinnott R, (2008). CHEMICAL ENGINEERINGDESIGN. California: Burlington.

[87] Pérez-Fortes, M., Schöneberger, J. C., Boulamanti, A., & Tzimas, E. (2016). Methanol Synthesis Using Captured CO2 as Raw Material: Techno-Economic and Environmental Assessment. Applied Energy, 161, 718-732. doi:10.1016/j.apenergy.2015.07.067

[88] Methanol. Methanol Synthesis Kinetics. (2022, January 5). https://slideplayer.com/slide/16123893/

[89] Liquefied Natural Gas. SDS No. 2015001. (2021, November 6). https://www.pgworks.com/uploads/pdfs/LNGSafetyData.pdf

[90] National Refrigerants Propane. CAS No. 74-98-6. (2021, November 9). https://refrigerants.com/wp-content/uploads/2019/12/SDS-R290-Propane.pdf

[91] Hydrogen. SDS No. 001026. (2021, November 11). https://www.airgas.com/msds/001026.pdf

[92] Carbon Dioxide. SDS No. 001013. (2021, November 9). https://www.airgas.com/msds/001013.pdf

[93] Safety Data Sheet. Safety Data Sheet Oxygen. (2021, November 10). https://www.airgas.com/msds/001043.pdf

[94] Natural Gas. Safety Data Sheet - Natural Gas. (2021, November 14). https://www.atco.com/content/dam/web/for-business/natural-gas/documents/natural-gas-safety-data-sheet.pdf

[95] Safety Data Sheet. Sulfur Dioxide. (2021, December 5). https://www.airgas.com/msds/001047.pdf

[96] Safety Data Sheet. Nitrogen Dioxide. (2021, December 5). https://www.airgas.com/msds/001041.pdf

[97] Safety Data Sheet. Methanol. (2021, December 20). https://www.sigmaaldrich.com/TH/en/sds/sial/322415.

[98] Safety Data Sheet. Silica-Polymer Composite Proton Exchange Membrane. (2022, January 10). https://www.sigmaaldrich.com/TH/en/product/aldrich/595780

[99] Safety Data Sheet. Alumina Catalyst. (2022, January 10). https://s2.q4cdn.com/255514451/files/doc_downloads/safety/2017/12/Spent-Catalyst-(Various)_RSD-HollyFrontier-ISS-SDS-GHS-United-pdf

[100] Safety Data Sheet. Copper Based Methanol Synthesis Catalyst. (2022, January 11). https://us.vwr.com/assetsvc/asset/en_US/id/16168265/contents

[101] Safety Data Sheet. Platinum. (2022, January 22). https://louisville.edu/micronano/files/documents/safety-data-sheets-sds/platinum

[102] Safety Data Sheet. Ruthenium(IV) Oxide. (2022, January 15). https://www.sigmaaldrich.com/TH/en/sds/aldrich/238058

[103] Safety Data Sheet. Platinum Black High Surface Area (HSA). (2022, January 22). https://www.alfa.com/en/msds/?language=EE&subformat=CLP1&sku=44728.

[104] Safety Data Sheet. Iridium Black. (2022, January 22). https://rsc.aux.eng.ufl.edu/_files/msds/2/Iridium.pdf

[105] Samco. Cooling Tower Water Treatment System. (2022, January 12). https://www.samcotech.com/cooling-tower-water-treatment-system-process/

[106] กรมโรงงานอุตสาหกรรม. กองบริหารจัดการกากอุตสาหกรรม. (2022, January 15). http://webintra.diw.go.th/iwmb/response3.asp

[107] กรมโรงงานอุตสาหกรรม. รายชื่อศูนย์บำบัดกำจัดของเสียอันตรายในประเทศไทย. (2022, January 15). http://infofile.pcd.go.th/haz/NameList_waste.pdf

[108] Genco. ธุรกิจการบำบัดและกำจัดของเสียจากอุตสาหกรรม. (2022, January 16). http://www.genco.co.th/TH-Fac.htm

[109] กรมโรงงานอุตสาหกรรม. โรงงานที่ได้รับการรับรองมาตรฐานการจัดการกากของเสียของโรงงานอุตสาหกรรม. (2022, January 16). https://www.boi.go.th/upload/content/WP_33280.pdf

[110] ศูนย์ช่วยเหลือให้ปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อม. รายชื่อหน่วยงานที่รับกำจัดของเสียอันตราย. (2022, January 15). http://cac.pcd.go.th/index.php/ourservices/2017-02-05-14-04-09/cac-menu-gas-station/284-gasstation-treatment04

[111] Welder. Aluminum. (2021, December 22). https://www.thefabricator.com/thewelder/article/aluminumwelding/aluminum-workshop-how-hot-is-too-hot-for-aluminum

[112] Motion and flow. Temperature Rating for Common Tubing Materials. (2021, December 22). https://www.mfcp.com/technical-info/metal-tubing-temperature-rating

[113] Chembid Price. Methanol. (2021, November 19). https://www.chembid.com/en/results/Currency=usd/

[114] IWCDWAFI. P-Value. (2022, January 13). https://medium.com/@iwishcognitivedissonance/p-value99-f7601c841318

[115] Lee J, Son Y, Lee KS, Won W. (2019). Economic Analysis and Environmental Impact Assessment of Heat Pump-Assisted Distillation in a Gas Fractionation Unit. Energies. 12(5):85

[116] Tijani, A., Kamarudin, N., & Mazlan, F. (2018). Investigation of the effect of charge transfer coefficient (CTC) on the operating voltage of polymer electrolyte membrane (PEM) electrolyzer. ScienceDirect, Faculty of Mechanical Engineering, Universiti Teknologi MARA, 40450 Shah Alam, Selangor, Malaysia.

[117] Its tank. Typical API 650 Tank Sizes. (2021, December 22). https://www.sigmaaldrich.com/TH/en/sds/sial/322415

[118] Yanus A., John M., (2014). Fluid Mechanics Fundamental and Applications (Third edition). McGraw-Hill, Page 220.

[119] Yanus A., Afshin J., (2015). Heat and Mass Transfer Fundamental and Applications (Fifth edition). McGraw-Hill, page 918.

[120] Engineering toolbox. Roughness Coefficient. (2021, December 17). https://www.engineeringtoolbox.com/surface-roughness-ventilation-ducts-d_209.html

[121] Economics. Chemical Engineering Plant Cost Index (averaged over year). (2021, November 30).
https:// folk.ntnu.no/magnehi/cepci_2011_py.pdf

[122] Cost Indices. Chemical Engineering Plant Cost Index. (2021, August 30). https://www.toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/

[123] Economics. CEPCI 2019. (2021, November 30). https://www.chemengonline.com/2019-chemical-engineering-plant-cost-index-annual-average/

[124] กระทรวงแรงงาน. อัตราจ้างขั้นต่ำ. (2021, November 1). https://www.mol.go.th/%E0%B8%AD%E0%B8%B1/

[125] เงินเดือน. อัตราเงินเดือนวิศวกรแต่ละสาขา. (2021, November 1). https://www.admissionpremium.com/engineer/news/3991/

[126] การแปลงค่าสกุลเงิน. USD/THB. (2021, November 8). https://th.investing.com/currencies/usd-thb-converter/

[127] การแปลงค่าสกุลเงิน. EUR/THB. (2021, November 8). https://th.investing.com/currencies/usd-thb-converter/

[128] U.S. Geological Survey. Peng-Robinson Equation of State. (2021, December 15). https://pubs.usgs.gov/of/2005/1451/equation.html

[129] Shabbir, I., Mirzaeian, M., Mooney, J., & Anvari, F. (2016). Energy efficiency improvement potentials of pulp and paper sector through energy benchmarking and cogeneration. Paper presented at the ECOS 2016 - Proceedings of the 29th International Conference on Efficiency, Cost, Optimisation, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems.

[130] James R., Couper, W., Roy Penney, (2005). Chemical Process Equipment second edition. doi.org/10.1016/B978-0-7506-7510-9.X5000-1

[131] Bai, H., Zhang, J., Wang, H., Xiang, Y., & Lu, S. (2022). Highly Conductive Quaternary Ammonium-Containing Cross-Linked Poly(vinyl pyrrolidone) for High-Temperature PEM Fuel Cells with High-Performance. Journal of Membrane Science, 645 doi:10.1016/j.memsci.2021.120194

[132] API Price Trend. Carbon dioxide. (2021, November 19). https://www.pharmacompass.com/price/carbon-dioxide/

[133] API Price Trend. Oxygen. (2021, November 20). https://www.pharmacompass.com/price/oxygen/

[134] ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิต สง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2547. กระทรวงอุตสาหกรรม, 2547.

[135] ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงาน พ.ศ. 2549. กระทรวงอุตสาหกรรม, 2549.

[136] ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสงแวดล้อม เรื่อง กำหนดค่ามาตรฐานควบคุมการปลอยทิ้งอากาศเสียจากโรงงานอุตสาหกรรม. กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดลอม, 2459

Appendix.

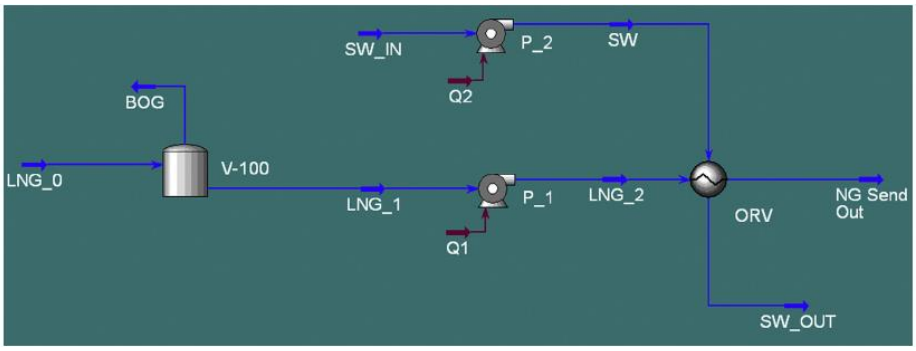
A. แบบจำลองกระบวนการ (Simulation Models)

ทุกกระบวนการในการออกแบบในครั้งนี้ใช้โปรแกรม Aspen HYSYS Version 11.0 เป็นส่วนหนึ่งของ Aspen Engineering Suite 11 จากบริษัท AspenTech

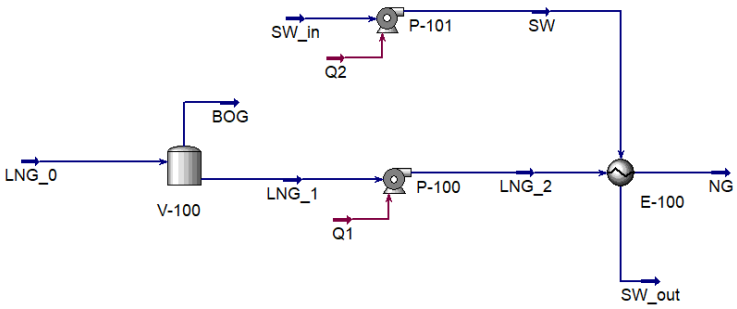
ก่อนเริ่มการทำการจำลองกระบวนการในกระบวนการที่มีความหลากหลายและซับซ้อนการตรวจสอบ ความถูกต้อง (Validation) เป็นสิ่งที่ต้องทำก่อนจะประเมินค่าการออกแบบโดยค่าที่ทำการจำลองออกมา ทั้งหมดจะทำการเปรียบเทียบค่าจากวารสารและงานวิจัยที่ตีพิมพ์ รวมทั้งแหล่งอ้างอิงทางอุตสาหกรรม จากการทำการ ปรับเปลี่ยนแบบจำลองและเปรียบเทียบค่าผลลัพธ์ที่ได้จากแหล่งอ้างอิงจะสามารถนำไปสู่ความแม่นยำและ ถูกต้องของข้อมูลของแบบจำลองได้ โดยแบบจำลองทั้งหมดใช้ Property Method เป็น Peng-Robinson

<u>กระบวนการเปลี่ยนสถานะของ LNG จากของเหลวมากลับมาเป็นแก๊สดังเดิม (Regasification)</u>

เป็นกระบวนการเป็นการนำ LNG จากฝั่งของเรือบรรทุก LNG มาเข้าที่ Tank ภายใน Tank จะมีการดึง Vapor ที่เกิดขึ้นจากกระบวนการขนส่งออกไปบางส่วน จากนั้น จะนำ LNG ไปเข้า Pump เพื่อทำการเพิ่มความดันก่อนที่จะเข้าสู่ตัว Open Rack Vaporizer (ORV) ซึ่งเป็นเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่นิยมใช้ในกระบวนการ Regasification โดยจะนำน้ำทะเลที่สูบขึ้นมาผ่านตัว Pump มาแลกเปลี่ยนความร้อนกับ LNG โดยในการออกแบบได้มีการกำหนดค่า Minimum Temperature Approach เป็น 10 °C และไม่มีการสูญเสียความดันในกระบวการนี้ ซึ่งในที่นี้การ Operate ในตัว ORV จะใช้เป็นตัว Shell and Tube Heat Exchanger โดยฝั่ง Shell จะเป็นน้ำทะเลที่สูบขึ้นมา ซึ่งเป็นสารที่สูญเสียความร้อนให้กับ LNG ส่วนฝั่ง Tube จะเป็น LNG ซึ่งจะเกิดการระเหยและมีการเปลี่ยน Phase จากของเหลวกลายเป็นไอ ซึ่งก็คือ Natural Gas (NG) โดยเมื่อทำตรวจสอบความถูกต้อง (Validation) พบว่ามีผลลัพธ์ตามตาราง A.1 [37]



แผนภาพต้นแบบ Regasification จากแหล่งอ้างอิง[37]



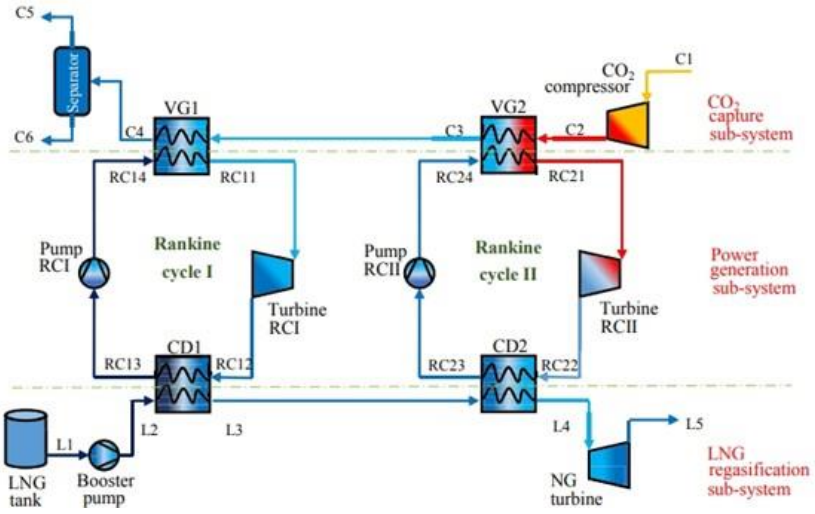
แผนภาพแบบจำลอง Regasification ของการจำลองการออกแบบ

ตารางที่ A.1 ผลลัพธ์ของการตรวจสอบความถูกต้องของกระบวนการ Regasification

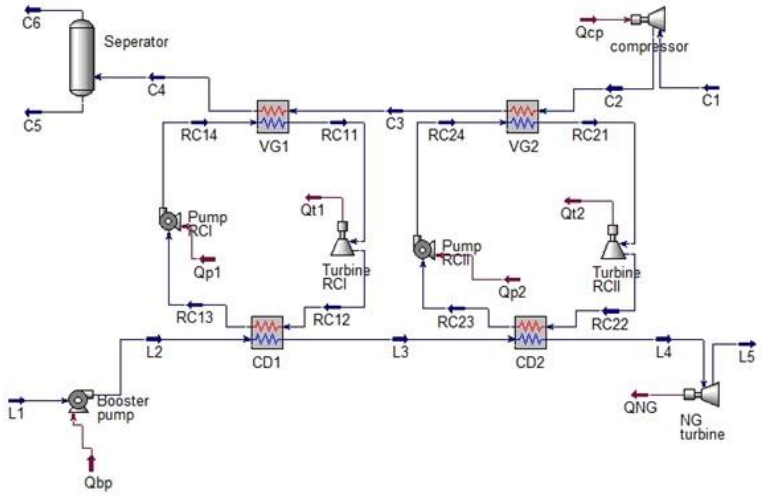
	ข้อมูลจากเอกสารอ้างอิง		ข้อมูลจากแบบจำลอง		%Error	
	LNG	NG	LNG	NG	LNG	NG
อุณหภูมิ [°C]	-161	0	-161	5.01	0.00%	1.84%
ความดัน [kPa]	130	7,000	130	7,000	0.00%	0.00%
กระแสของมวลรวม [kg/h]	630,000	630,000	630,000	628,329.085	0.00%	0.27%
	Mol Fraction		Mol Fraction			
methane	0.9648	0.9648	0.9648	0.9652		
ethane	0.0196	0.0196	0.0196	0.0196		
propane	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036		
n-butane	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007		
i-butane	0.0009	0.0009	0.0009	0.0009		
nitrogen	0.0104	0.0104	0.0104	0.0099		

จากผลลัพธ์ของการตรวจสอบความความถูกต้องของตัวแบบจำลอง พบว่ามีค่า %Error ของอุณหภูมิ ความดัน และกระแสมวลรวมที่ขาออกต่ำเมื่อเทียบกับการศึกษาที่ผ่านมา จึงสามารถใช้แบบจำลองนี้ในการจำลองกระบวนการได้

<u>กระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) จากแก๊สเผาไหม้ ร่วมกับวัฏจักรแรงคิน (Rankine Cycle)</u>



แผนภาพต้นแบบกระบวนการดักจับคาร์บอนจากแก๊สเผาไหม้ ร่วมกับวัฏจักรแรงคิน จากแหล่งอ้างอิง[39]



แผนภาพแบบจำลองกระบวนการดักจับคาร์บอนจากแก๊สเผาไหม้ ร่วมกับวัฏจักรแรงคิน

กระบวนการที่ทำการจำลองเป็นการร่วมกันของทั้ง 2 กระบวนการโดยมีวัฏจักรแรงคินจำนวน 2 วัฏจักรเทียบเคียงจากงานวิจัยของ Zhao และคณะ[39] ในการเริ่มต้นการนำความเย็นจาก LNG มาใช้ที่ Heat Exchanger CD1, CD2 ซึ่งมีกระแสแก๊สไอเสีย (Flue Gas) คือ C1 โดยภายในกระบวนการดักจับคาร์บอนเป็นแหล่งให้ความร้อนของวัฏจักร แลกเปลี่ยนความร้อนกันที่ Heat Exchanger VG2, VG1 ซึ่งต้นแบบที่ใช้ในการจำลองเมื่อทำการอัดความดันแก๊สไอเสียที่ 150 kPa และความดันในการ Regasification LNG อยู่ที่ 600 kPa จะมีแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ที่ดักจับได้อยู่ที่ 0.83 ตันต่อตัน LNG การคำนวณของต้นแบบและการออกแบบการจำลอง ใช้ Peng-Robinson Equation ซึ่งค่าพารามิเตอร์ที่ป้อนเข้าในต้นแบบและที่ใช้ในการจำลองมี ดังนี้

ตารางที่ A.2 การเปรียบเทียบข้อมูลของกระบวนการ

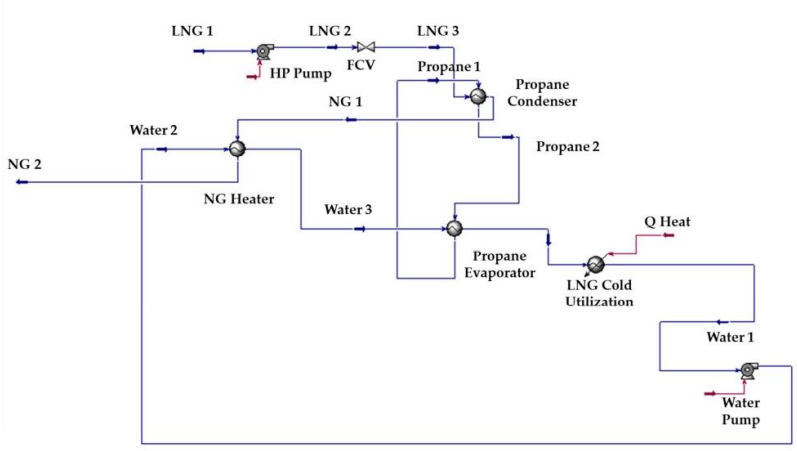
	ข้อมูลจากเอกสารอ้างอิง	ข้อมูลจากแบบจำลอง
ความดันลดภายใน Heat Exchanger (kPa)	3	3
Pump, Compressor, Turbine Adiabatic Efficiency	0.95	0.95
CO_2 Capture Subsystem		
สัดส่วน CO_2 ในแก๊สไอเสีย โดยปริมาตร	0.45	0.45
ความดัน C1 (kPa)	100	100
ความดัน C2 (kPa)	150	150
อุณหภูมิ C3 (°C)	-18	-15.5
อุณหภูมิ C4 (°C)	-110	-102
ORC Power Generation Subsystem		
อุณหภูมิ RC13 (°C)	-160	-160
ความดัน RC13 (kPa)	185	185
ความดัน RC14 (kPa)	400	400
ความดัน RC12 (kPa)	188	188
อุณหภูมิ RC23 (°C)	-100	-105
ความดัน RC23 (kPa)	130	125
ความดัน RC24 (kPa)	900	945.2
ความดัน RC22 (kPa)	133	133
LNG Regasification Subsystem		
อุณหภูมิ L1 (°C)	-162	-162
ความดัน L1 (kPa)	100	100
ความดัน L2 (kPa)	600	600
อุณหภูมิ L3 (°C)	-105	-105
ความดัน L5 (kPa)	150	150

ตารางที่ A.3 ผลลัพธ์ของการตรวจสอบความถูกต้องของกระบวนการ

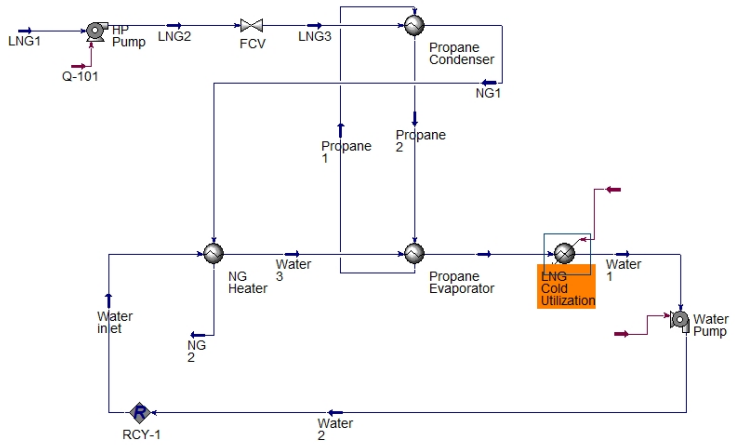
	ผลลัพธ์จากเอกสารอ้างอิง	ผลลัพธ์จากการจำลอง	%Error
กำลังไฟฟ้าที่ได้สุทธิ (kW)	105	102.9	2.00
CO_2 ที่สามารถดักจับได้ (ton/ton LNG)	0.83	0.87	4.82

<u>กระบวนการทำความเย็นแก่ Data Center (Cooling Data Center)</u>

กระบวนการใช้เทคโนโลยี IFV โดยมี Propane เป็นสารตัวกลางนำความเย็นจาก LNG มาควบคุมระบบของน้ำหล่อเย็น โดยในกระบวนการจะรักษาความเย็นของน้ำหล่อเย็นที่เข้าไปยัง Data Center ที่ 5 °C โดยค่าพารามิเตอร์ที่ป้อนเข้าในต้นแบบและที่ใช้ในการจำลองจะแสดงในตารางที่ A.4 ซึ่งเป็นการเทียบเคียงกับงานวิจัยของ Sermsuk และคณะ[48]



แผนภาพต้นแบบกระบวนการกระบวนการทำความเย็นแก่ห้อง Data Center[48]



แผนภาพจำลองกระบวนการทำความเย็นแก่ห้อง Data Center ที่ใช้ในการจำลอง

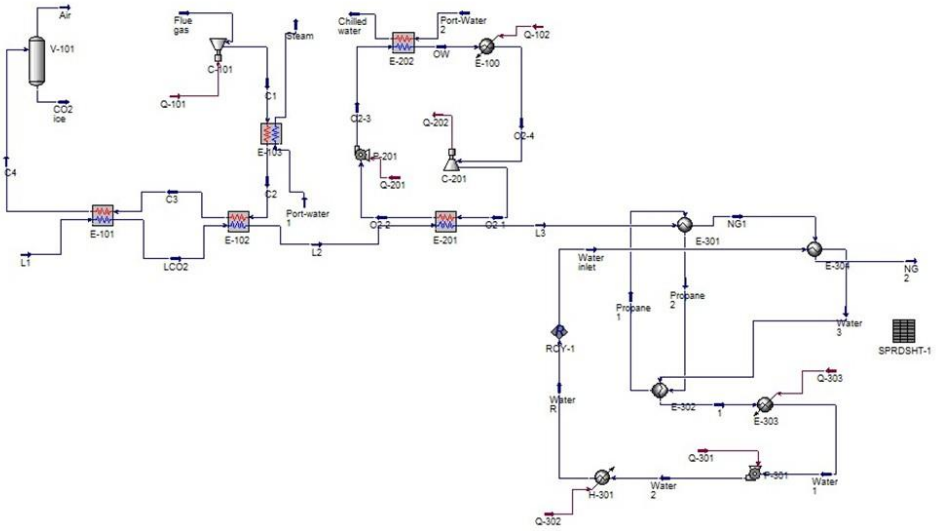
ตารางที่ A.4 การเปรียบเทียบข้อมูลของกระบวนการ

	ข้อมูลจากเอกสารอ้างอิง	ข้อมูลจากแบบจำลอง
LNG1		
ความดัน (kPa)	830	830
อุณหภูมิ (°C)	-160	-160
NG2		
ความดัน (kPa)	7,000	7,000
อุณหภูมิ (°C)	10	13
Working Fluid (Propane)		
ความดัน (kPa)	400	400
อุณหภูมิ (°C)	-6	-6
Cooling Water		
ความดัน (kPa)	350	350
อุณหภูมิ (°C)	12	15
Condenser, Evaporator, Gas Heater		
ความดันลดด้าน Tube (kPa)	60	60
ความดันลดด้าน Shell (kPa)	35	35
Min. Temperature Approach (°C)	2.5	2.0, 2.5
Pump, Compressor, Turbine		
Isentropic Efficiency (%)	75	75

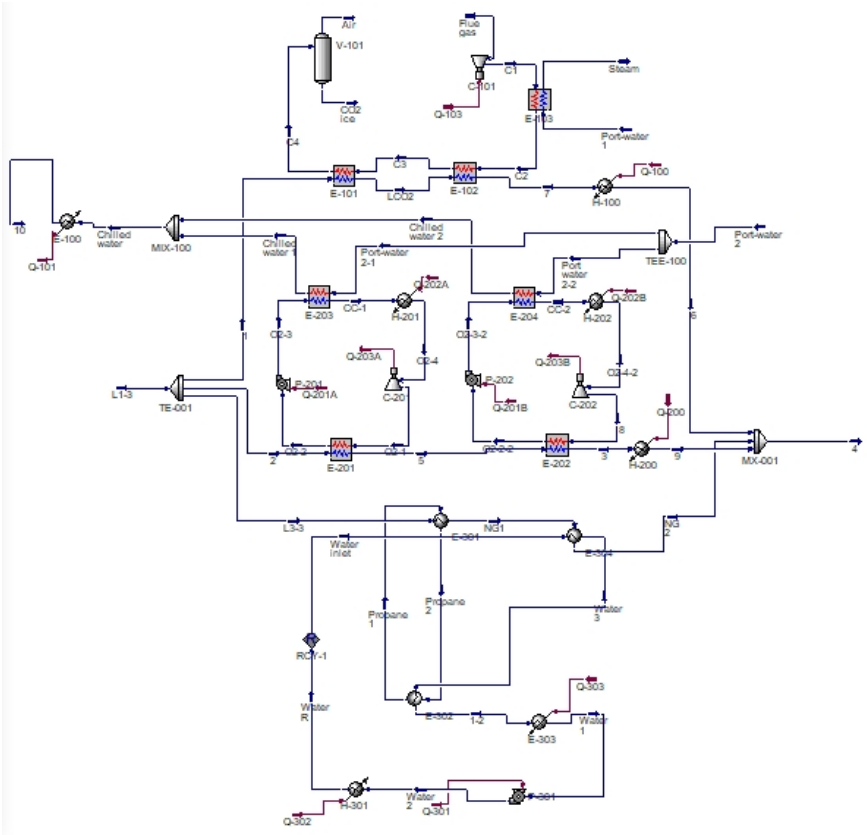
ตารางที่ A.5 ผลลัพธ์ของการตรวจสอบความถูกต้องของกระบวนการ

	ผลลัพธ์จากเอกสารอ้างอิง	ผลลัพธ์จากการจำลอง	%Error
อัตราการไหลของ LNG (m^3/h)	176.41	180	2.03
อัตราการไหลของน้ำหล่อเย็น (m^3/h)	1,503.32	1,500	0.22
อุณหภูมิ NG1 (°C)	-1.27	-1.27	0

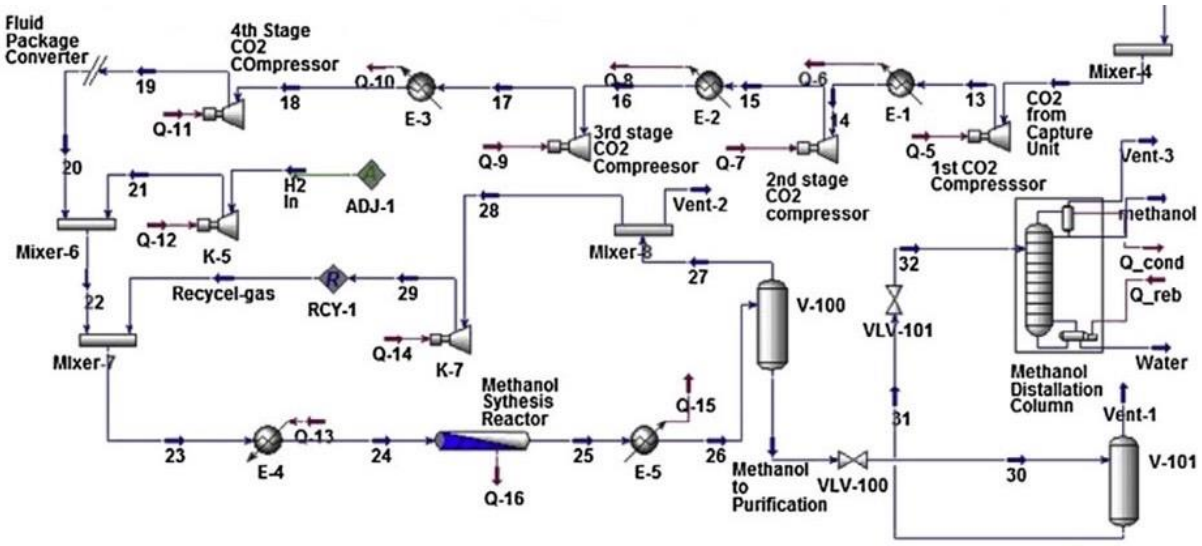
กระบวนการในกรณีพื้นฐาน (Base Case) และในกรณี 1-10 (Scenario 1-10)



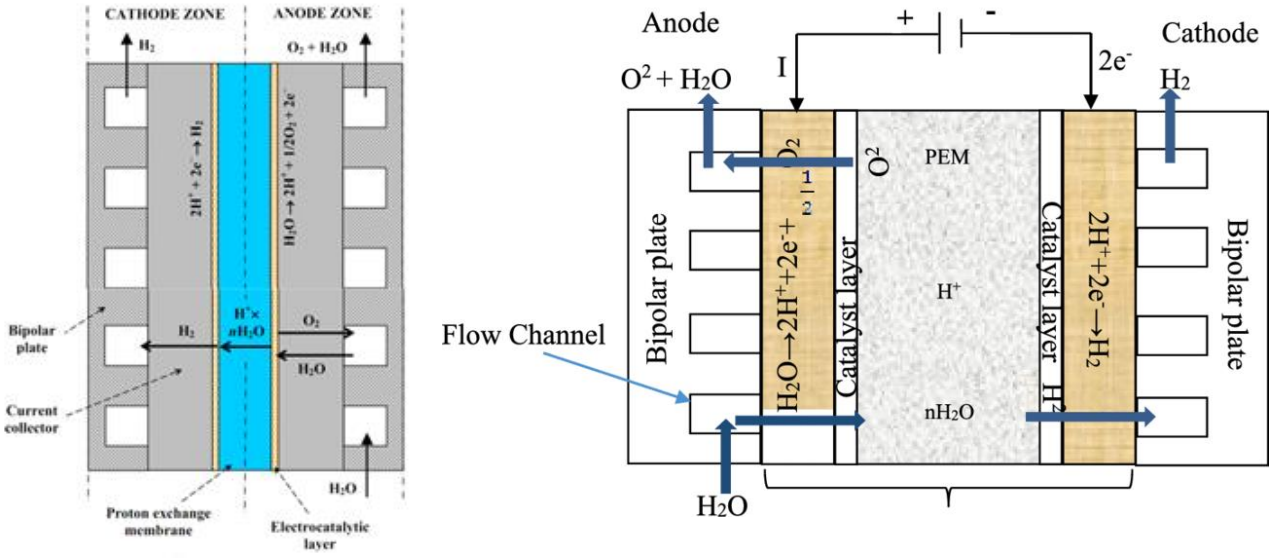
แผนภาพจำลองกระบวนการที่ใช้ในการจำลองของกรณีพื้นฐาน (Base Case)



แผนภาพจำลองกระบวนการที่ใช้ในการจำลองของกรณี 1-10 (Scenario 1-10)



แผนภาพต้นแบบกระบวนการสังเคราะห์เมทานอลและการทำบริสุทธิ์เมทานอล (Methanol Synthesis and Purification) ของกรณีพื้นฐาน (Base Case) รวมทั้งกรณี 1-10 (Scenario 1-10)[13]



แผนภาพต้นแบบกระบวนการกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water) ของกรณีพื้นฐาน (Base Case) รวมทั้งกรณี 1-10 (Scenario 1-10)[15,116]

B. ขนาดพื้นที่ของอุปกรณ์ที่ใช้และพื้นที่จัดเก็บวัตถุดิบ

B.1 ขนาดอุปกรณ์ (Sizing Equipment Spreadsheets)

No.	Equipment ID	Equipment Name	Number Required	Length (m)	Width (m)	Diameter (m)
1	E-101	Carbon Capture LNG 1st Heat Exchanger	1	15.08	4	
2	E-102	Carbon capture LNG 2nd Heat Exchanger	1	15.08	4	
3	E-103	Carbon Capture Steam Generator	1	15.08	4	
4	C-101	Carbon Capture Compressor	1	3	2	
5	T-101	Carbon Capture CO_2 Separator	1			6
6	P-201	ORC Pump	1	3	2	
7	C-201	ORC Turbine	1	3	2	
8	H-201	ORC Heater	1	15.08	4	
9	E-201	ORC LNG Heat Exchanger	1	15.08	4	
10	E-202	ORC Chilled Water Generator	1	15.08	4	
11	E-301	Data Center Propane Condensed Heat Exchanger	1	15.08	4	
12	E-302	Data Center Propane Vaporized Heat Exchanger	1	15.08	4	
13	E-303	Data Center Cold Utilization Heat Exchanger	1	15.08	4	
14	E-304	Data Center Natural Gas Heat Exchanger	1	15.08	4	
15	P-301	Data Center Pump	1	3	2	
16	H-301	Data Center Heater	1	15.08	4	
17	C-401	Methanol Synthesis 1st Compressor	1	3	2	
18	C-402	Methanol Synthesis 2nd Compressor	1	3	2	
19	C-403	Methanol Synthesis 3rd Compressor	1	3	2	
20	C-404	Methanol Synthesis 4th Compressor	1	3	2	
21	E-401	Methanol Synthesis 1st Heat Exchanger	1	15.08	4	
22	E-402	Methanol Synthesis 2nd Heat Exchanger	1	15.08	4	
23	E-403	Methanol Synthesis 3rd Heat Exchanger	1	15.08	4	
24	E-404	Methanol Synthesis 4th Heat Exchanger	1	15.08	4	
25	H-401	Methanol Synthesis Heater	1	15.08	4	
26	H-402	Methanol Synthesis H_2O Heater	1	15.08	4	
27	H-403	Methanol Synthesis CO_2 and H_2O Heater	1	15.08	4	
28	H-404	Methanol Synthesis CO_2 Heater	1	15.08	4	
29	R-401	Methanol Synthesis Reactor	1	7	3	
30	T-401	Methanol Synthesis Flash Drum	1			6
31	T-402	Methanol Synthesis Separator	1			6
32	T-403	Methanol Synthesis CO_2 Separator	1			6
33	C-501	Electrolysis Compressor	1	3	2	
34	EL-501	Electrolyser	1	15	8	
35	T-503	Electrolysis Separator	1			6
36	H-701	Flare	1	10*	10*	
37	TK-601	Water Tank	1			9

No.	Equipment ID	Equipment Name	Number Required	Length (m)	Width (m)	Diameter (m)
38	TK-602	Water Tank	1			9
39	TK-603	Water Tank	1			9
40	TK-604	Water Tank	1			9
41	TK-605	Carbon Dioxide Tank	1			4.572
42	TK-606	Oxygen Tank	1			4.572
43	TK-607	Oxygen Tank	1			4.572
44	TK-608	Methanol Tank	1			4.572
45	TK-609	Methanol Tank	1			4.572

*รวมพื้นที่ของอันตรายจากเปลวไฟการเผาไหม้ (Ignition Area) ของหอเผา (Flare) เรียบร้อยแล้ว

B.2 ตัวอย่างการคำนวณ

ตัวอย่าง การคำนวณขนาดพื้นที่เก็บเมทานอล (Methanol Storage)

กำหนดให้ ระยะเวลาในการกักเก็บเมทานอลต่อถัง = 48 hr

ความหนาแน่นของเมทานอล = 792 kg/m³ [97]

ในแต่ละถังบรรจุเมทานอลมีปริมาตรว่าง (Free Volume) ไม่ต่ำกว่า 20 % ของปริมาตรทั้งหมด

เส้นผ่านศูนย์กลางถัง (D) เท่ากับ 4.572 เมตร และความสูงเท่ากับ 5.49 เมตร[117]

จากกำลังการผลิตเมทานอล = 2.278 m^3/h

ดังนั้นปริมาตรของเมทานอลที่ต้องบรรจุทั้งหมดเท่ากับ = 2.278 m^3/h × 48 h = 109.32 m^3

คำนวณหาจำนวนของถังเก็บจาก Volume Methanol = π (D^2) × H × N / 4 ฉะนั้น N = 1.46 หรือ 2 ถัง

ดังนั้นขนาดพื้นที่ต่อถังเก็บรวมทั้งหมด = $\pi(4.572^2)$ /4 x 2 = 16.42 m^2

ตัวอย่าง การคำนวณขนาดพื้นที่เก็บแก๊สออกซิเจน (Oxygen Storage)

กำหนดให้ ระยะเวลาในการกักเก็บแก๊สออกซิเจนต่อถัง = 48 hr

ความหนาแน่นของออกซิเจน = 1141 kg/m³ [93]

ในแต่ละถังบรรจุแก๊สมีปริมาตรว่าง (Free Volume) ไม่ต่ำกว่า 20 % ของปริมาตรทั้งหมด

เส้นผ่านศูนย์กลางถัง (D) เท่ากับ 4.572 เมตร และความสูงเท่ากับ 5.49 เมตร[117]

จากกำลังการผลิตแก๊สออกซิเจน = 2.371 m^3/h

ดังนั้นปริมาตรของแก๊สออกซิเจนที่ต้องบรรจุทั้งหมดเท่ากับ = 2.371 m^3/h × 48 h = 113.82 m^3

คำนวณหาจำนวนของถังเก็บจาก Volume Oxygen = π (D^2) × H × N / 4 ฉะนั้น N = 1.51 หรือ 2 ถัง

ดังนั้นขนาดพื้นที่ต่อถังเก็บรวมทั้งหมด = $\pi(4.572^2)$ /4 x 2 = 16.42 m^2

C. การดุลมวลและพลังงาน (Material and Energy Balances)

C.1 การดุลมวลในกรณีพื้นฐาน

Equipment		H-201		H-301		E-301			
Type Flow		Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Inlet	Outlet	Outlet
Stream Name		58	59	67	68	4	61	5	62
Mass Flows	kg/h	103,500	103,500	119,000	119,000	100,000	20,230	100,000	20,230
Mole Flows	kmol/h	2,346.52	2,346.52	6,603.62	6,603.62	6,225.77	458.71	6,225.77	458.71
Comp Mole Frac (Methane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.9984	0.00	0.9984	0.00
Comp Mole Frac (Ethane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0001	0.00	0.0001	0.00
Comp Mole Frac (Propane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	1.00	0.0000	1.00
Comp Mole Frac (CO_2)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (Nitrogen)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0015	0.00	0.0015	0.00
Comp Mole Frac (n-Pentane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (i-Pentane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (i-Butane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (n-Butane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (Air)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (H_2O)		0.00	0.00	1.00	1.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (Refrig-290)		1.00	1.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (SO_2)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (NO_2)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (Oxygen)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Total mole Frac		1.00	1.00	1.00	1.00	1.0000	1.00	1.0000	1.00
Mole Flow (Methane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	6,215.81	0.00	6,215.81	0.00
Mole Flow (Ethane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.62	0.00	0.62	0.00
Mole Flow (Propane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	458.71	0.00	458.71
Mole Flow (CO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Nitrogen)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	9.34	0.00	9.34	0.00
Mole Flow (n-Pentane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (i-Pentane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (i-Butane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (n-Butane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Air)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (H_2O)	kmol/h	0.00	0.00	6,603.62	6,603.62	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Refrig-290)	kmol/h	2,346.52	2,346.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (SO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (NO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Oxygen)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Equipment		E-303		P-201		E-302			
Type Flow		Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Inlet	Outlet	Outlet
Stream Name		63	66	54	55	62	69	61	63
Mass Flows	kg/h	119,000	119,000	103,500	103,500	20,230	119,000	20,230	119,000
Mole Flows	kmol/h	6,603.62	6,603.62	2,346.52	2,346.52	6,603.62	458.71	6,603.62	458.71
Comp Mole Frac (Methane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (Ethane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (Propane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00
Comp Mole Frac (CO_2)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (Nitrogen)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (n-Pentane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (i-Pentane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (i-Butane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (n-Butane)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (Air)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (H_2O)		1.00	1.00	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00
Comp Mole Frac (Refrig-290)		0.00	0.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (SO_2)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (NO_2)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (Oxygen)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total mole Frac		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Mole Flow (Methane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Ethane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Propane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	458.71	0.00	458.71
Mole Flow (CO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Nitrogen)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (n-Pentane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (i-Pentane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (i-Butane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (n-Butane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Air)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (H_2O)	kmol/h	6,603.62	6,603.62	0.00	0.00	6,603.62	0.00	6,603.62	0.00
Mole Flow (Refrig-290)	kmol/h	0.00	0.00	2,346.52	2,346.52	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (SO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (NO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Oxygen)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Equipment		E-304				E-101			
Type Flow		Inlet	Inlet	Outlet	Outlet	Inlet	Inlet	Outlet	Outlet
Stream Name		5	68	6	69	1	12	2	13
Mass Flows	kg/h	100,000	119,000	100,000	119,000	100,000	19,810	100,000	19,810
Mole Flows	kmol/h	6,225.77	6,603.62	6,225.77	6,603.62	6,225.77	693.54	6,225.77	693.54
Comp Mole Frac (Methane)		0.9984	0.00	0.9984	0.00	0.9984	0.0000	0.9984	0.0000
Comp Mole Frac (Ethane)		0.0001	0.00	0.0001	0.00	0.0001	0.0000	0.0001	0.0000
Comp Mole Frac (Propane)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (CO_2)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.1000	0.0000	0.1000
Comp Mole Frac (Nitrogen)		0.0015	0.00	0.0015	0.00	0.0015	0.6927	0.0015	0.6927
Comp Mole Frac (n-Pentane)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (i-Pentane)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (i-Butane)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (n-Butane)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (Air)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (H_2O)		0.0000	1.00	0.0000	1.00	0.0000	0.1345	0.0000	0.1345
Comp Mole Frac (Refrig-290)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (SO_2)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (NO_2)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (Oxygen)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0728	0.0000	0.0728
Total mole Frac		1.0000	1.00	1.0000	1.00	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Mole Flow (Methane)	kmol/h	6,215.81	0.00	6,215.81	0.00	6,215.81	0.0000	6,215.81	0.0000
Mole Flow (Ethane)	kmol/h	0.62	0.00	0.62	0.00	0.62	0.0000	0.62	0.0000
Mole Flow (Propane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000
Mole Flow (CO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	69.3515	0.00	69.3515
Mole Flow (Nitrogen)	kmol/h	9.34	0.00	9.34	0.00	9.34	480.40	9.34	480.40
Mole Flow (n-Pentane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000
Mole Flow (i-Pentane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000
Mole Flow (i-Butane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000
Mole Flow (n-Butane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000
Mole Flow (Air)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000
Mole Flow (H_2O)	kmol/h	0.00	6.603.62	0.00	6,603.62	0.00	93.28	0.00	93.28
Mole Flow (Refrig-290)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000
Mole Flow (SO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0093	0.00	0.0093
Mole Flow (NO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0184	0.00	0.0184
Mole Flow (Oxygen)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50.49	0.00	50.49

Equipment		E-102				E-103			
Type Flow		Inlet	Inlet	Outlet	Outlet	Inlet	Inlet	Outlet	Outlet
Stream Name		2	9	3	12	8	10	9	11
Mass Flows	kg/h	100,000	19,810	100,000	19,810	19,810	4,167.75	19,810	4,167.75
Mole Flows	kmol/h	6,225.77	693.54	6,225.77	693.54	693.54	231.35	693.54	231.35
Comp Mole Frac (Methane)		0.9984	0.0000	0.9984	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (Ethane)		0.0001	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (Propane)		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (CO_2)		0.0000	0.1000	0.0000	0.1000	0.1000	0.00	0.1000	0.00
Comp Mole Frac (Nitrogen)		0.0015	0.6927	0.0015	0.6927	0.6927	0.00	0.6927	0.00
Comp Mole Frac (n-Pentane)		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (i-Pentane)		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (i-Butane)		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (n-Butane)		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (Air)		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (H_2O)		0.0000	0.1345	0.0000	0.1345	0.1345	1.00	0.1345	1.00
Comp Mole Frac (Refrig-290)		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (SO_2)		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (NO_2)		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Comp Mole Frac (Oxygen)		0.0000	0.0728	0.0000	0.0728	0.0728	0.00	0.0728	0.00
Total mole Frac		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.00	1.0000	1.00
Mole Flow (Methane)	kmol/h	6,215.81	0.0000	6,215.81	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Mole Flow (Ethane)	kmol/h	0.62	0.0000	0.62	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Mole Flow (Propane)	kmol/h	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Mole Flow (CO_2)	kmol/h	0.00	69.35	0.00	69.35	69.35	0.00	69.35	0.00
Mole Flow (Nitrogen)	kmol/h	9.34	480.40	9.34	480.40	480.40	0.00	480.40	0.00
Mole Flow (n-Pentane)	kmol/h	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Mole Flow (i-Pentane)	kmol/h	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Mole Flow (i-Butane)	kmol/h	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Mole Flow (n-Butane)	kmol/h	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Mole Flow (Air)	kmol/h	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Mole Flow (H_2O)	kmol/h	0.00	93.28	0.00	93.28	93.28	231.35	93.28	231.35
Mole Flow (Refrig-290)	kmol/h	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.00
Mole Flow (SO_2)	kmol/h	0.00	0.0093	0.00	0.0093	0.0093	0.00	0.0093	0.00
Mole Flow (NO_2)	kmol/h	0.00	0.0184	0.00	0.0184	0.0184	0.00	0.0184	0.00
Mole Flow (Oxygen)	kmol/h	0.00	50.49	0.00	50.49	50.49	0.00	50.49	0.00

Equipment		E-201				E-202			
Type Flow		Inlet	Inlet	Outlet	Outlet	Inlet	Inlet	Outlet	Outlet
Stream Name		3	60	4	54	55	56	58	57
Mass Flows	kg/h	100,000	103,500	100,000	103,500	103,500	132,692.11	103,500	132,692.11
Mole Flows	kmol/h	6,225.77	2,346.52	6,225.77	2,346.52	2,346.52	7,365.60	2,346.52	7,365.60
Comp Mole Frac (Methane)		0.9984	0.00	0.9984	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (Ethane)		0.0001	0.00	0.0001	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (Propane)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (CO_2)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (Nitrogen)		0.0015	0.00	0.0015	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (n-Pentane)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (i-Pentane)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (i-Butane)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (n-Butane)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (Air)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (H_2O)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00
Comp Mole Frac (Refrig-290)		0.0000	1.00	0.0000	1.00	1.00	0.00	1.00	0.00
Comp Mole Frac (SO_2)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (NO_2)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Comp Mole Frac (Oxygen)		0.0000	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total mole Frac		1.0000	1.00	1.0000	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Mole Flow (Methane)	kmol/h	6,215.81	0.00	6,215.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Ethane)	kmol/h	0.62	0.00	0.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Propane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (CO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Nitrogen)	kmol/h	9.34	0.00	9.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (n-Pentane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (i-Pentane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (i-Butane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (n-Butane)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Air)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (H_2O)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7,365.60	0.00	7,365.60
Mole Flow (Refrig-290)	kmol/h	0.00	2,346.52	0.00	2,346.52	2,346.52	0.00	2,346.52	0.00
Mole Flow (SO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (NO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mole Flow (Oxygen)	kmol/h	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Equipment		P-301		C-101		C-201		T-101		
Type Flow		Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Inlet	Inlet	Outlet	Outlet
Stream Name		66	67	7	8	59	60	13	14	15
Mass Flows	kg/h	119,000	119,000	19,810	19,810	103,500	103,500	19,810	4,400	15,410
Mole Flows	kmol/h	6,603.62	6,603.62	693.54	693.54	2,346.52	2,346.52	693.54	155.09	538.45
Comp Mole Frac (Methane)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00000
Comp Mole Frac (Ethane)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00000
Comp Mole Frac (Propane)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00000
Comp Mole Frac (CO_2)		0.00	0.00	0.1000	0.1000	0.00	0.00	0.1000	0.3986	0.01399
Comp Mole Frac (Nitrogen)		0.00	0.00	0.6927	0.6927	0.00	0.00	0.6927	0.0000	0.89219
Comp Mole Frac (n-Pentane)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00000
Comp Mole Frac (i-Pentane)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00000
Comp Mole Frac (i-Butane)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00000
Comp Mole Frac (n-Butane)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00000
Comp Mole Frac (Air)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00000
Comp Mole Frac (H_2O)		1.00	1.00	0.1345	0.1345	0.00	0.00	0.1345	0.6014	0.00000
Comp Mole Frac (Refrig-290)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	1.00	1.00	0.0000	0.0000	0.00000
Comp Mole Frac (SO_2)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00002
Comp Mole Frac (NO_2)		0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00003
Comp Mole Frac (Oxygen)		0.00	0.00	0.0728	0.0728	0.00	0.00	0.0728	0.0000	0.09377
Total mole Frac		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.0000	1.0000	1.0000
Mole Flow (Methane)	kmol/h	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.0000
Mole Flow (Ethane)	kmol/h	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.0000
Mole Flow (Propane)	kmol/h	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.0000
Mole Flow (CO_2)	kmol/h	0.00	0.00	69.35	69.35	0.00	0.00	69.35	61.82	7.54
Mole Flow (Nitrogen)	kmol/h	0.00	0.00	480.40	480.40	0.00	0.00	480.40	0.0000	480.40
Mole Flow (n-Pentane)	kmol/h	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.0000
Mole Flow (i-Pentane)	kmol/h	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.0000
Mole Flow (i-Butane)	kmol/h	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.0000
Mole Flow (n-Butane)	kmol/h	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.0000
Mole Flow (Air)	kmol/h	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.00	0.00	0.0000	0.0000	0.0000
Mole Flow (H_2O)	kmol/h	6,603.62	6,603.62	93.28	93.28	0.00	0.00	93.28	93.28	0.0000
Mole Flow (Refrig-290)	kmol/h	0.00	0.00	0.0000	0.0000	2,346.52	2,346.52	0.0000	0.0000	0.0000
Mole Flow (SO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.0093	0.0093	0.00	0.00	0.0093	0.0000	0.0093
Mole Flow (NO_2)	kmol/h	0.00	0.00	0.0184	0.0184	0.00	0.00	0.0184	0.0000	0.0184
Mole Flow (Oxygen)	kmol/h	0.00	0.00	50.49	50.49	0.00	0.00	50.49	0.0000	50.49

C.2 การดุลพลังงานในกรณีพื้นฐาน

Equipment		H-201		H-301		E-301			
Type Flow		Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet
Stream Name		58	59	67	68	4	5	61	62
Mass Flows	kg/h	103,500	103,500	119,000	119,000	100,000	100,000	20,230	20,230
Mole Flows	kmol/h	2,346.52	2,346.52	6,603.62	6,603.62	6,225.77	6225.77	458.71	458.71
Temperature	°C	20.00	75.00	15.01	50.90	-22.85	-1.270	1.230	-6.000
Pressure	kPa	945.2	945.2	350.0	350.0	10,540	10,480	400.0	400.0
Mass Enthalpy	kJ/kg	-2,765	-2,318	-15,930	-15,780	-4,935	-4,855	-2,407	-2,804
Heat Flow	MJ/h	-286,130.40	-239,832.15	-1,895,192.62	-1,876,768.24	-493,545.82	-485,519.44	-48,691.90	-56,718.29
Net Energy	MJ/h	-46,298.25		-18,424.38		-8,026.39		8,026.39	
Net Energy	kW	12,860.62		5,117.88		-2,229.55		2,229.55	

Equipment		E-302				E-304			
Type Flow		Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet
Stream Name		62	61	69	63	5	6	68	69
Mass Flows	kg/h	20,230	20,230	119,000	119,000	100,000	100,000	119,000	119,000
Mole Flows	kmol/h	6,603.62	6,603.62	458.71	458.71	6,225.77	6,225.77	6,603.62	6,603.62
Temperature	°C	-6.000	1.230	20.61	4.996	-1.270	48.90	50.90	20.61
Pressure	kPa	400.0	400.0	290.0	230.0	10,480	10,480	350.0	290.0
Mass Enthalpy	kJ/kg	-2,804	-2,407	-15,910	-15,970	-4,855	-4,700	-15,780	-15,910
Heat Flow	MJ/h	-56,718.29	-48,691.90	-1,892,324.13	-1,900,350.52	-485,519.44	-469,963.54	-1,876,768.24	-1,892,324.14
Net Energy	MJ/h	-8,026.39		8,026.39		15,555.90		-15,555.90	
Net Energy	kW	-2,229.55		2,229.55		4,321.08		-4,321.08	

Equipment		E-303		P-201		E-101			
Type Flow		Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet
Stream Name		63	66	54	55	1	2	12	13
Mass Flows	kg/h	119,000	119,000	103,500	103,500	100,000	100,000	19,810	19,810
Mole Flows	kmol/h	6,603.62	6,603.62	2,346.52	2,346.52	6,225.77	6,225.77	693.54	693.54
Temperature	°C	4.996	15.00	-37.53	-37.15	-154.5	-143.8	-15.50	-102.0
Pressure	kPa	230.0	230.0	125.0	945.2	10,550	10,550	2,894	2,890
Mass Enthalpy	kJ/kg	-15,970	-15,930	-2,905	-2,904	-5,528	-5,491	-2,790	-2,975
Heat Flow	MJ/h	-1,900,350.52	-1,895,211.37	-300,617.63	-300,462.23	-552,787.36	-549,129.75	-55,267.10	-58,924.90
Net Energy	MJ/h	5,139.15		155.40		3,657.61		-3,657.61	
Net Energy	kW	1,427.54		43.17		1,016.00		-1,016.00	

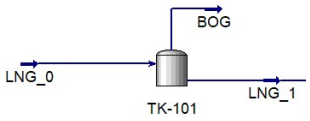
Equipment		E-102				E-103			
Type Flow		Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet
Stream Name		2	3	9	12	8	9	10	11
Mass Flows	kg/h	100,000	100,000	19,810	19,810	19,810	19,810	4,167.75	4,167.75
Mole Flows	kmol/h	6,225.7748	6,225.7748	693.54	693.54	693.54	693.54	231.35	231.35
Temperature	°C	-143.8	-127.8	120.0	-15.50	520.5	120.0	30.00	133.2
Pressure	kPa	10,550	10,540	2,897	2,894	2,900	2,897	300	297
Mass Enthalpy	kJ/kg	-5,491	-5,435	-2,506	-2,790	-1,951	-2,506	-15,870	-13,230
Heat Flow	MJ/h	-549,129.75	-543,501.73	-49,638.80	-55,267.10	-38,648.91	-49,638.80	-66,125.78	-55,136.45
Net Energy	MJ/h	5,628.02		-5,628.02		-10,989.89		10,989.89	
Net Energy	kW	1,563.33		-1,563.33		-3,052.75		3,052.75	

Equipment		E-201				E-202			
Type Flow		Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet
Stream Name		3	4	60	54	55	58	56	57
Mass Flows	kg/h	100,000	100,000	103,500	103,500	103,500	103,500	132,692.11	132,692.11
Mole Flows	kmol/h	6,225.7748	6,225.7748	2,346.52	2,346.52	2,346.52	2,346.52	7,365.60	7,365.60
Temperature	°C	-127.8	-22.85	5.323	-37.53	-37.15	20.00	30.00	5.00
Pressure	kPa	10,540	10,540	128	125	945.2	945.2	350.0	230.0
Mass Enthalpy	kJ/kg	-5,435	-4,935	-2,423	-2,905	-2,904	-2,765	-15,870	-15,970
Heat Flow	MJ/h	-543,501.73	-493,545.83	-250,661.73	-300,617.63	-300,462.23	-286,130.40	-2,105,295.76	-2,119,626.97
Net Energy	MJ/h	49,955.90		-49,955.90		14,331.83		-14,331.83	
Net Energy	kW	13,876.64		-13,876.64		3,981.06		-3,981.06	

Equipment		P-301		C-101		C-201		T-101		
Type Flow		Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Inlet	Outlet	Outlet
Stream Name		66	67	7	8	59	60	13	14	15
Mass Flows	kg/h	119,000	119,000	19,810	19,810	103,500	103,500	19,810	4,400	15,410
Mole Flows	kmol/h	6,603.62	6,603.62	693.54	693.54	2,346.52	2,346.52	693.54	155.16	538.38
Temperature	°C	15.00	15.01	52.00	520.5	75.00	5.323	-102.0	-102.0	-102.0
Pressure	kPa	230.0	350.0	100.0	2,900	945.2	128.0	2,891	2,891	2,891
Mass Enthalpy	kJ/kg	-15,930	-15,930	-2,489	-1,951	-2,318	-2,423	-2,975	-9,821.86	-295.54
Heat Flow	MJ/h	-1,895,211.37	-1,895,192.62	-49,304.28	-38,648.91	-239,832.15	-250,661.73	-58,924.90	-43,216.17	-4,554.32
Net Energy	MJ/h	18.75		10,655..37		-10,829.58		-58,924.90	-47,770.50	
Net Energy	kW	5.21		2,959.83		-3,008.22		3,098.44		

C.3 ตัวอย่างการคำนวณ

1. ถัง LNG



รูปที่ C.3.1 สายการเข้าออกของสารรอบถัง LNG

Assumptions

1. ไม่เกิดความดันลดในถัง
2. อุณหภูมิภายในถังมีค่าคงที่
3. ไม่มีการสูญเสียความร้อนในถังเก็บ
4. อุณหภูมิและความดันที่ใช้อ้างอิง คือ 0 °C และ 1 atm ตามลำดับ

สมการดุลมวล

$$\dot{m}_{LNG_0} = \dot{m}_{LNG_1} + \dot{m}_{BOG}$$

จากสัดส่วนโดยโมลของสารในแต่ละสาย

ตารางที่ C.3.1 สัดส่วนโดยโมลของแต่ละสารในสาย LNG_0 และ LNG_1

Comp	Mol Fraction LNG_0	Mol Fraction LNG_1
C1	0.8724	0.8724
C2	0.0845	0.0845
C3	0.0315	0.0315
i-C4	0.0111	0.0111
i-C5	0.0005	0.0005
Total	1	1

และมีอัตราการป้อนเข้าโดยโมลของ LNG เป็น 5,374.310 kmol/h

เมื่อคำนวณอัตราการไหลโดยโมลของสารแต่ละตัวจากสมการ

$$F_i = F \times x_i$$

โดย x_i คือ สัดส่วนโดยโมลของแต่ละองค์ประกอบ และ F คือ อัตราการไหลโดยโมลของสาย

จากนั้นทำการเปลี่ยนอัตราการไหลโดยโมลเป็นอัตราการไหลโดยมวลตามสมการ

$$m_i = F_i \times MW_i$$

โดย m_i คือ อัตราการไหลโดยมวล และ MW_i คือ มวลโมเลกุลของสารแต่ละชนิด

จาก สมการดุลมวล จะได้ว่า m_{BOG} ในแต่ละองค์ประกอบจะมีค่าเป็น 0 ดังนี้

ตารางที่ C.3.2 ค่าการคำนวณจากสมการดุลมวลของถัง LNG

Comp	Mol Fraction LNG_0	Mol Fraction LNG_1	Mol Flow LNG_0 (kmol/h)	Mol Flow LNG_1 (kmol/h)	Mass Flow LNG_0 (kg/h)	Mass Flow LNG_1 (kg/h)	Mass Flow BOG (kg/h)
C1	0.8724	0.8724	4,688.548	4,688.548	75,016.768	75,016.768	0.000
C2	0.0845	0.0845	454.129	454.129	13,623.876	13,623.876	0.000
C3	0.0315	0.0315	169.291	169.291	7,448.794	7,448.794	0.000
i-C4	0.0111	0.0111	59.655	59.655	3,459.981	3,459.981	0.000
i-C5	0.0005	0.0005	2.687	2.687	193.475	193.475	0.000
Total	1	1	5,374.310	5,374.310	99,742.893	99,742.893	0.000

จากการคำนวณจะพบว่า อัตราการไหลโดยมวลของ LNG_0 และ LNG_1 มีค่าเป็น 99,742.89 kg/h

ส่วนค่าอัตราการไหลเชิงมวลที่ได้จากโปรแกรม Aspen HYSYS คือ 100,000 kg/h

เมื่อทำการคำนวณหา %Error จะมีค่าเท่ากับ 0.25%

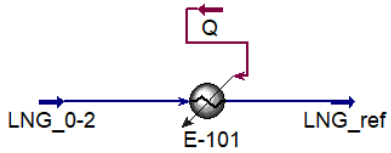
<u>สมการดุลพลังงาน</u>

จากภาวะขาเข้าและขาออกของถังมีค่า -154.5 °C และ 1.065×10^4 kPa

$$E_{in} = E_{out}$$
$$m_{in}\Delta H_{in} = m_{out}\Delta H_{out}$$

จาก อัตราการไหลโดยมวลและอุณหภูมิของสาย LNG_0 กับ LNG_1 มีค่าที่เท่ากัน โดย LNG_1 จะมีอุณหภูมิเท่ากับ -141.9 °C จึงทำให้ $E_{in} = E_{out}$ ตามสมการ

โดยการคำนวณค่า Enthalpy จากโปรแกรม Aspen HYSYS มีวิธี ดังนี้



รูปที่ C.3.2 สายการเข้าออกของสารและพลังงานรอบ Heater

1. สร้างสาย LNG_0-2 ที่มีการกำหนดอุณหภูมิและความดันเช่นเดียวกับ LNG_0 คือ -141.9 °C และ 9901 kPa ตามลำดับ
2. สร้างสาย LNG_ref ที่มีการกำหนดอุณหภูมิและความดันเป็นที่ Reference Condition คือ 0 °C และ 1 atm ตามลำดับ
3. สร้าง Heater แล้วป้อนสายขาเข้าเป็น LNG_0-2 สายของพลังงาน คือ Q โดยที่ Heater จะมีการให้พลังงานแก่สายขาเข้าของสาร Q จึงเป็นสายขาเข้าของพลังงาน และสายขาออกเป็น LNG_ref
4. จากนั้นนำค่า Enthalpy ของ LNG_0-2 และ LNG_ref มาลบกัน เพื่อใช้เป็นค่า Enthalpy สำหรับการคำนวณ ซึ่งค่า Enthalpy จะมีค่าเท่ากับ 754 kJ/h

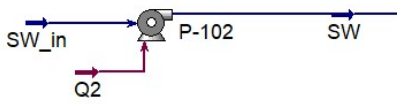
ดังนั้นจะได้ว่า

$$E_{in} = m_{in}\Delta H_{in} = \left(99{,}742.89\frac{kg}{h}\right)\left(754\frac{kJ}{kg}\right) = 75{,}206{,}141.18\ kJ/h$$

จากค่าพลังงานที่ได้จากโปรแกรม Aspen HYSYS คือ 75,369,751.12 kJ/h

เมื่อทำการคำนวณหา %Error จะมีค่าเท่ากับ 0.22%

2. เครื่องสูบ (Pump)



รูปที่ C.3.3 สายการเข้าออกของสารและพลังงานรอบเครื่องสูบ

Assumptions

1. ไม่มีการเปลี่ยนแปลงระดับความสูง (No Elevation)
2. ความหนาแน่นของน้ำ เท่ากับ 1,050 kg/m^3
3. ความเร็วที่ออกจาก Suction Line เท่ากับ Discharge Line
4. ประสิทธิภาพของ Pump (Pump Efficiency) เท่ากับ 75%
5. แรงโน้มถ่วง (g) เท่ากับ 9.81 m/s^2

สมการดุลมวล

$$\dot{m}_{SW_1} = \dot{m}_{SW}$$

ตารางที่ C.3.3 ค่าสัดส่วนโดยโมลและการคำนวณดุลมวล

Comp	Mol Fraction SW_in	Mol Fraction SW	Mol Flow SW_in (kmol/h)	Mass Flow SW_in (kg/h)
Water	1	1	1,167,421	21,013,578

จากอัตราการไหลโดยมวลที่ได้จากโปรแกรม Aspen HYSYS คือ 21,031,200 kg/h

เมื่อทำการคำนวณหา %Error จะมีค่าเท่ากับ 0.08%

สมการดุลพลังงาน

การคำนวณพลังงานที่เกิดขึ้นรอบ Pump โดยใช้สมการ Energy Equation[118]

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 + h_{pump,u} = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2 + h_{turbine,u} + h_L$$

จาก Assumptions ข้างต้น จะสามารถลดพจน์ของสมการได้เหลือเพียง

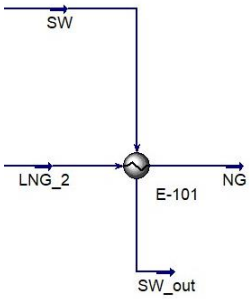
$$\frac{P_1}{\rho g} + h_{pump,u} = \frac{P_2}{\rho g}$$

และ

$$W_{pump} = \frac{h_{pump,u}\dot{m}g}{\eta_{pump}}$$

จากภาวะขาเข้าของเครื่องสูบมีค่าเท่ากับ 30 °C และ 1 atm ส่วนภาวะขาออกมีค่าเท่ากับ 30.02 °C และ 275 kPa
จากการคำนวณพบว่า $h_{pump,u}$ เท่ากับ 16.769 m
และจาก Pump Efficiency เท่ากับ 75% จะได้ว่า W_{pump} เท่ากับ 1,281.397 kW
โดยค่าจากโปรแกรม Aspen HYSYS มีค่าเป็น W_{pump} เท่ากับ 1,281.64 kW
เมื่อทำการคำนวณหา %Error จะมีค่าเท่ากับ 0.02%

3. เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Exchanger)



รูปที่ C.3.4 สายการเข้าออกของสารรอบเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน

Assumptions

1. การแลกเปลี่ยนความร้อนในอุปกรณ์เกิดอย่างสมบูรณ์ คือ ไม่มีการสูญเสียความร้อนออกจากเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (No Heat Loss)
2. ไม่มีการเกิดตะกรันบนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (No Fouling)
3. ไม่มีการเกิดความดันลด (No Pressure Drop)

สมการดุลมวล

โดยจะแบ่งจากเป็น 2 Stream คือ
Heating stream จะมีสมการ ดังนี้

$$\dot{m}_{SW} = \dot{m}_{SW_out}$$

Cooling Stream จะมีสมการ ดังนี้

$$\dot{m}_{LNG_2} = \dot{m}_{NG}$$

จากสัดส่วนโดยโมลของ Cooling Stream จะได้ดังตารางที่ C.3.4

ตารางที่ C.3.4 ค่าสัดส่วนโดยโมลของ Cooling Stream

Comp	Mol Fraction LNG_2	Mol Fraction NG
C1	0.8724	0.8724
C2	0.0845	0.0845
C3	0.0315	0.0315
i-C4	0.0111	0.0111
i-C5	0.0005	0.0005
Total	1	1

จากค่าอัตราการไหลโดยมวลของ LNG จากการทำดุลมวล ในข้อที่ 1 จะได้ดังตารางที่ C.3.5

ตารางที่ C.3.5 ค่าที่ได้จากการคำนวณดุลมวล ของ Cooling Stream

Comp	Mol Fraction LNG_2	Mol Fraction NG	Mass Flow LNG_2 (kg/h)	Mass Flow NG (kg/h)
C1	0.8724	0.8724	75,016.768	75,016.768
C2	0.0845	0.0845	13,623.876	13,623.876
C3	0.0315	0.0315	7,448.794	7,448.794
i-C4	0.0111	0.0111	3,459.981	3,459.981
i-C5	0.0005	0.0005	193.475	193.475
Total	1	1	99,742.893	99,742.893

ตารางที่ C.3.6 ค่าที่ได้จากการคำนวณดุลมวล ของ Heating Stream

Comp	SW Mass Flow (kg/h)	SW_out Mass Flow (kg/h)
Water	2,1013,578	21,013,578

ค่าอัตราการไหลเชิงมวลของ LNG ที่ได้จากโปรแกรม Aspen HYSYS คือ 100,000 kg/h

ค่าอัตราการไหลเชิงมวลที่ได้จากโปรแกรม Aspen HYSYS คือ 21,031,200 kg/h

เมื่อทำการคำนวณหา %Error ของสาย LNG และ SW จะมีค่าเท่ากับ 0.25% และ 0.08% ตามลำดับ

<u>สมการดุลพลังงาน</u>

จากภาวะขาเข้าของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนฝั่ง Cooling เท่ากับ 30.02 °C 275 kPa และ Heating เท่ากับ -150.9 °C 1.752×10^4 kPa

จากภาวะขาออกของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนฝั่ง Cooling เท่ากับ 29.32 °C 275 kPa และ Heating เท่ากับ 20.02 °C 1.752×10^4 kPa

จากสมการ

$$Q = \dot{m}\Delta H$$

การคำนวณหาค่า Enthalpy แต่ละองค์ประกอบ

อ้างอิงจากค่า Properties ของ Fluid package ของ Peng-Robinson โดยดำเนินการตามขั้นตอน ดังนี้

1. ทำการสร้าง Stream ของสารบริสุทธิ์ 1 ตัว โดยใช้ อุณหภูมิ ความดัน และค่าสัดส่วนของไอ เป็นค่าของฝั่งขาเข้า
2. หาค่า Enthalpy จาก Properties เป็นค่า H_{in}
3. ทำการสร้าง stream ของสารบริสุทธิ์ตัวเดียวกัน โดยใช้ อุณหภูมิ ความดัน และค่าสัดส่วนของไอ เป็นค่าของฝั่งขาออก
4. หาค่า Enthalpy จาก Properties เป็นค่า H_{out}
5. จากนั้นหาค่าจาก $\Delta H = H_{in} - H_{out}$

ตารางที่ C.3.7 การคำนวณดุลพลังงานของ Cooling Stream

Comp	Mass Flow LNG_2 (kg/h)	Mass Flow NG (kg/h)	H,LNG_2 (kJ/kg)	H,NG (kJ/kg)	Delta(H) (kW)
C1	75,016.76769	75,016.76769	-5,478	-4,908	11,877.65488
C2	13,623.87567	13,623.87567	-3,572	-3,234	1,279.130549
C3	7,448.79356	7,448.79356	-3,051	-2,768	585.5579382
i-C4	3,459.980731	3,459.980731	-2,946	-2,692	244.1208627
i-C5	193.4751574	193.4751574	-2,753	-2,516	12.73711453
Total	99,742.89281	99,742.89281			13,999.20135

ดังนั้น $Q_{cooling}$ เท่ากับ 13,999.201 kW

จากสมการ

$$Q = \dot{m} C_p \Delta T$$

ตารางที่ C.3.8 การคำนวณดุลพลังงานของ Heating stream

Comp	SW Mass Flow (kg/h)	SW_out Mass Flow (kg/h)	Cp,Water[119] (kJ/(kg*K))	Delta(H) (kW)
Water	21,031,200	21,031,200	4.316	14,274.38887

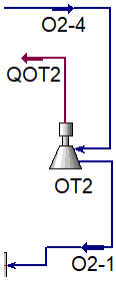
ดังนั้น $Q_{heating}$ เท่ากับ 14,274.389 kW

จากค่าความร้อนที่เกิดการแลกเปลี่ยนใน Heat Exchanger ที่คำนวณได้จากโปรแกรม Aspen HYSYS คือ 14,275 kW

เมื่อทำการหา %Error ของ Heating Stream และ Cooling Stream เท่ากับ 0.00% และ 1.93% ตามลำดับ

<u>หมายเหตุ</u> ใช้หลักการเดียวกับ LNG Heat Exchanger

4. Turbine



รูปที่ C.3.5 สายการเข้าออกของสารและพลังงานรอบ Turbine

Assumptions

1. Isentropic Efficiency เท่ากับ 95%
2. ไม่มีการสูญเสียพลังงาน

สมการดุลมวล

$$\dot{m}_{O2-4} = \dot{m}_{O2-1}$$

จากทั้งสอง Material Stream มีเพียง 1 องค์ประกอบ คือ R-290

และ O2-4 มีอัตราการไหลโดยมวล เท่ากับ 81,268 kg/h

จะได้ว่าค่าอัตราการไหลโดยมวลที่ได้จากโปรแกรมคือ 81,452.7 kg/h

เมื่อทำการหา %Error จะมีค่าเท่ากับ 0.23%

สมการดุลพลังงาน

จากภาวะขาเข้าของเท่ากับ 75 °C 945.2 kPa และภาวะขาออกเท่ากับ 5.323 °C 128 kPa

$$W = -\dot{m}\Delta H$$

ตารางที่ C.3.9 ค่า Enthalpy ในแต่ละสายการไหล

Stream	H (kJ/kg)
O2-4	-2,318
O2-1	-2,422

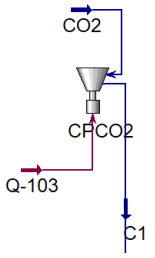
หมายเหตุ ค่า Enthalpy อ้างอิงจากโปรแกรม Aspen HYSYS

จากการคำนวณจะได้ว่า $W_{turbine}$ เท่ากับ 8.469×10^{6} kJ/h

ค่าที่ได้จากโปรแกรมคือ W เท่ากับ 8.512×10^{6} kJ/h

เมื่อทำการหา %Error จะมีค่าเท่ากับ 0.51%

5. Compressor



รูปที่ C.3.6 สายการเข้าออกของสารและพลังงานรอบ Compressor

Assumptions

1. ปริมาณของ SO_2 และ NO_2 มีอยู่ใน Flue Gas (สาย CO_2) น้อยมาก
2. Adiabatic Efficiency เท่ากับ 95%
3. อุณหภูมิที่ใช้อ้างอิง คือ 25 °C

สมการดุลมวล

$$\dot{m}_{CO2} = \dot{m}_{C1}$$

จากอัตราการไหลโดยโมลของ Flue Gas (สาย CO_2) เท่ากับ 601.034 kmol/h

และสัดส่วนโดยโมลของแต่ละสายเป็นไปดังนี้

ตารางที่ C.3.10 ค่าสัดส่วนโดยโมลของสารแต่ละชนิดในสาย

Comp	Mol Fraction C1	Mol Fraction CO_2
CO_2	0.1000	0.1000
N_2	0.6927	0.6927
H_2O	0.1345	0.1345
SO_2	0.0000	0.0000
NO_2	0.0000	0.0000
O_2	0.0728	0.0728
Total	1.0000	1.0000

จากสัดส่วนโดยโมลของสารแต่ละชนิดในแต่ละสายมีค่าเท่ากัน ดังนั้น $m_{CO2} = m_{C1}$

ตารางที่ C.3.11 ค่าการทำดุลมวลของสารแต่ละสาย

Comp	Mol Fraction C1	Mol Fraction CO_2	Mol Flow (kmol/h)	Mw (kg/kmol)	Mass Flow (kg/h)
CO_2	0.1000	0.1000	73.5287	44	3,235.2619
N_2	0.6927	0.6927	509.3332	28	14,261.3284
H_2O	0.1345	0.1345	98.8961	18	1,780.1293
SO_2	0.0000	0.0000	0.0000	64	0.0000
NO_2	0.0000	0.0000	0.0000	46	0.0000
O_2	0.0728	0.0728	53.5289	32	1,712.9241
Total	1.0000	1.0000	735.3161		20,989.6437

ค่าอัตราการไหลเชิงมวลที่ได้จากโปรแกรม Aspen HYSYS คือ 21000 kg/h

เมื่อทำการหา %Error จะมีค่าเท่ากับ 0.05%

<u>สมการดุลพลังงาน</u>

จากภาวะขาเข้าของเท่ากับ 52 °C 100 kPa และภาวะขาออกมีค่าเท่ากับ 404.44 °C 1540 kPa

$$W = E_{out} - E_{in} = m\left(C_{p,out}\left(T_{out} - T_{ref}\right) - C_{p,in}\left(T_{in} - T_{ref}\right)\right)$$

จากค่า $C_{p,in}$ เท่ากับ 1.084 kJ/kg°C และ $C_{p,in}$ เท่ากับ 1.190 kJ/kg°C (อ้างอิงจากโปรแกรม Aspen HYSYS)
จะได้ว่า

$$E_{out} = mC_{p,out}\left(T_{out} - T_{ref}\right) = \left(\frac{20989.6437kg}{h}\right)\left(1.190\frac{kJ}{kg℃}\right)(404.4 - 25℃) = 9476530.27\frac{kJ}{h}$$

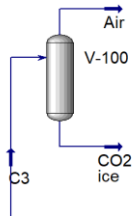
$$E_{in} = mC_{p,in}\left(T_{in} - T_{ref}\right) = \left(\frac{20989.6437kg}{h}\right)\left(1.0840\frac{kJ}{kg℃}\right)(52 - 25℃) = 614324.89\frac{kJ}{h}$$

ดังนั้น W เท่ากับ 8,862,205.38 kJ/h

และกำลังที่ Compressor ใช้จากโปรแกรม Aspen HYSYS คือ 8,371,067.91 kJ/h

เมื่อทำการหา %Error จะมีค่าเท่ากับ 5.87%

6. Separator



รูปที่ C.3.7 สายการเข้าออกของสารและพลังงานรอบ Separator

Assumption

1. ไม่มีการใช้และการให้พลังงานเกิดขึ้นใน Separator
2. ไม่มีการเปลี่ยนแปลงของความดันภายใน Separator
3. ไม่มีปฏิกิริยาเคมีเกิดขึ้นภายใน Separator
4. ภาวะอ้างอิงคือ 25 °C และ 1 atm

สมการดุลมวล

$$\dot{m}_{C3} = \dot{m}_{Air} + \dot{m}_{CO2ice}$$

จากอัตราการไหลโดยโมลที่สาย C3 มีค่าเป็น 571.15 kmol/h

และในแต่ละสายมีค่าสัดส่วนโดยโมลเป็นดังนี้

ตารางที่ C.3.12 ค่าสัดส่วนโดยโมลของสารแต่ละชนิดในสาย

Comp	Mol Fraction		
	C3	CO_2 ice	Air
CO_2	0.1000	0.3504	0.0146
N_2	0.6927	0.1204	0.8878
H_2O	0.1345	0.5290	0.0000
O_2	0.0728	0.0000	0.0976
SO_2	0.0000	0.0001	0.0000
NO_2	0.0000	0.0001	0.0000
Total	1.0000	1.0000	1.0000

เมื่อทำการคำนวณสมการดุลมวลจะได้ผลลัพธ์ตามตาราง ดังนี้

ตารางที่ C.3.13 ค่าการทำดุลมวลของสารแต่ละสาย

	Mol Fraction			Mol Flow				Mass flow			%Error Mass Flow		
Comp	C3	CO2 ice	Air	C3	CO2 ice	Air	MW	C3	CO2 ice	Air	C3	CO2 ice	Air
co_2	0.1000	0.3504	0.0146	57.112	50.876	6.237	44	2,512.948	2,238.527	274.420			
N_2	0.6927	0.1204	0.8878	395.618	17.480	378.138	28	11,077.301	489.436	10,587.865			
H_2O	0.1345	0.5290	0.0000	76.816	76.816	0.000	18	1,382.692	1,382.692	0.000			
O_2	0.0728	0.0000	0.0976	41.578	0.005	41.573	32	1,330.491	0.149	1,330.343			
SO_2	0.0000	0.0001	0.0000	0.008	0.008	0.000	64	0.488	0.486	0.002			
NO_2	0.0000	0.0001	0.0000	0.015	0.015	0.000	46	0.698	0.698	0.000			
Total	1.0000	1.0000	1.0000	571.147	145.199	425.948		16,304.619	4,111.989	12,192.630	0.04%	0.05%	0.04%

<u>สมการดุลพลังงาน</u>

จากค่าภาวะขาเข้าและขาออกเท่ากับ -102 °C และ 2,894 kPa

$$Q = -\dot{m}\Delta H$$

โดยใช้ค่า enthalpy ที่เทียบกับภาวะอ้างอิงที่ได้จากโปรแกรม Aspen HYSYS

เมื่อทำการคำนวณดุลพลังงานจะได้ผลลัพธ์ตามตารางดังนี้

ตารางที่ C.3.14 ค่า Enthalpy และพลังงานในแต่ละสายการไหล

Stream	dH (kJ/kg)	dH ref (kJ/kg)	H (kJ/kg)	Mass Flow (kg/h)	Q (kJ/h)	Qsim (kJ/h)	%Error
C3	-2,975.00	-2,684.00	-291.00	16,304.62	-4,744,644.07	-4,746,000.00	0.03%
Air	-351.90	-201.10	-150.80	12,192.63	-1,838,648.64	-1,840,000.00	0.07%
CO_2 ice	-10,750.00	-10,190.00	-560.00	4,111.99	-2,302,713.60	-2,299,000.00	0.16%

D. วิธีคำนวณทางไฮดรอลิก (Preliminary Hydraulic Calculation)

จากข้อกำหนดและกฎเกณฑ์ตามโจทย์กำหนดสามารถสรุปได้ดังตารางที่ D.1 และภาพรวมของกระบวนการผลิตในกรณีพื้นฐาน (Base-Case) โดยในมีปริมาณของ LNG ตามโจทย์กำหนดรวมถึงอุณหภูมิ ความดันและความเร็วในการไหลเป็นไปตามมาตรฐานและกฎเกณฑ์ที่กำหนดไว้

ตารางที่ D.1 ข้อกำหนดและข้อชี้แนะของสาย LNG ตามโจทย์กำหนด

List	Requirement	Unit
HP LNG Header	10	bar (Pressure Drop)
to HP NG Header	12 and 16	inches
Velocity in Pipe	3-6	m/s
	15-20	m/s

1. การกำหนดขนาดท่อและความเร็วของของไหลที่เป็นของเหลว

Stream Name: 2

ตารางที่ D.2 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ Stream 2

List	Value of	Unit
Volume Flow Rate (Q_l)	36,678.77	barrels/day
Mass Density ($\boldsymbol{\rho}$)	25.69	lb/ft^3
Liquid Viscosity (μ)	0.084	centipoise
Specific Gravity (Sp. Gr.)	0.412	N/A
Pipe Material	Stainless Steel	N/A
Roughness ($\boldsymbol{\varepsilon}$)[120]	3.28×10^{-7}	ft

วิธีการคำนวณ

1. กำหนดอัตราการไหลเผื่อการพรั่งพรู (Surge Factor) คิดเป็นร้อยละ 20 จากอัตราการไหลโดยปกติ

   ดังนั้น อัตราการไหลสูงสุดมีค่าเท่ากับ 1.2 เท่าของอัตราการไหลโดยปกติ

   จะได้ อัตราการไหลสูงสุด (Q_m) เท่ากับ 44,014.52 barrels/day

2. กำหนดให้ความเร็วของของไหลเมื่อมีอัตราการไหลสูงสุด (V_m) มีค่าไม่เกินหรือเท่ากับ 15 ฟุตต่อวินาที

   จากสมการ

$$V_l = \frac{0.12\ Q_l}{d_i^2} \qquad \text{---------- (D.1.1)}$$

   โดย

   V_l = ความเร็วของของเหลวผ่านท่อ, ft/s

   Q_l = อัตราการไหลของของเหลว, barrels/day

d_i = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อ, inches

และเมื่อให้ $V_l = V_m$,$Q_l = Q_m$ จะได้

$$d_i = \sqrt{\frac{0.12\ Q_m}{V_m}} \qquad \text{---------- (D.1.2)}$$

ดังนั้น การคำนวณขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (d_i) จะได้จากสมการ D.1.2 จะได้

$$d_i = \sqrt{\frac{0.12\ (44014.52)}{15}}$$

$d_i = 18.76$ inches

เพราะฉะนั้น ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อจะต้องมีค่าไม่ต่ำกว่า 18.76 inches

จึงกำหนดให้มีการใช้ขนาดท่อ 20 (เส้นผ่านศูนย์กลางภายในเท่ากับ 19.25 inches)

*ตามตารางขนาดท่อ Schedule 40S

3. นำขนาดภายในท่อที่ใช้และอัตราการไหลโดยแทนค่าลงในสมการ D.1.1

จะได้ $$V_l = \frac{0.12\ (36{,}678.77)}{19.25^2}$$

$V_l = 11.88$ ft/s

4. ทำการหาค่า Reynolds Number (Re) จากสมการ

$$Re = \frac{\rho_l d_f V_l}{\mu_l} \qquad \text{---------- (D.1.3)}$$

โดย

Re = Reynolds Number

ρ_l = ความหนาแน่นของของเหลว, lb/ft^3

d_f = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อ, ft

V_l = ความเร็วของของเหลว, ft/s

μ_l = ความหนืดของของเหลวในหน่วย Centipoise (cP) หารด้วย 1488

จะได้ $$Re = \frac{(25.69)(18.76/12)(11.88)}{0.084/1{,}488}$$

$Re = 8{,}655{,}846$

5. นำค่า Re ที่ได้ และ ค่า Relative Roughness (ε/D) ไปใช้ในการหาค่า Friction Factor (f) จาก Moody Chart โดยจะได้ค่า f มีค่าเท่ากับ 0.0092

6. ทำการคำนวณ Pressure Drop ที่เกิดขึ้นต่อ 100 ฟุตของความยาวเทียบเท่า

จากสมการ $$\Delta P = \frac{0.00115 f\ Q_l^2 S_l}{d_i^5} \qquad \text{---------- (D.1.4)}$$

โดย

ΔP = ความดันลด, psi ต่อ 100 ft

Q_l = อัตราการไหลของของเหลว, barrel/day

d_i = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อ, inches

S_l = ความถ่วงจำเพาะของของเหลว

f = ค่า Friction Factor จาก Moody Chart ตารางที่

จะได้ ความดันลด ΔP = 0.00222 psi/100 ft

2. การกำหนดขนาดท่อและความเร็วของของไหลที่เป็นแก๊ส

Stream name: 5

ตารางที่ D.3 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ Stream 5

List	Value of	Unit
Volume Flow Rate (Q_l)	152,693.75	barrels/day
Volume Flow of Gas at STD (Q_g)	124.76	MMSCFD
Operating Pressure (P)	1,522.90	psi
Operating Temperature (T)	29.71	°F
Molecular Weight	16.06	N/A
Gas Compressibility Factor (Z)	0.753	N/A
Mass Density at STD (ρ)	0.0415	lb/ft^3
Viscosity (μ)	0.014	centipoise
Specific Gravity at STD (Sp.Gr.)	0.54	N/A
Pipe Material	Stainless Steel	N/A
Roughness (ε)	3.28×10^{-7}	ft

วิธีการคำนวณ

1. กำหนดอัตราการไหลเผื่อการพรั่งพรู คิดเป็นร้อยละ 20 จากอัตราการไหลโดยปกติ
   ดังนั้น อัตราการไหลสูงสุดมีค่าเท่ากับ 1.2 เท่าของอัตราการไหลโดยปกติ
   จะได้ อัตราการไหลสูงสุด (Q_{mg}) เท่ากับ 149.72 MMSCFD
2. กำหนดให้ความเร็วของของไหลเมื่อมีอัตราการไหลสูงสุด (V_m) มีค่าเกิน 60 ft/s
   จากสมการ

$$V_g = \frac{60\, Z\, Q_g\, T}{d_i^2 P} \qquad \text{---------- (D.1.5)}$$

โดย

V_g = ความเร็วของแก๊ส, ft/s

Q_g = อัตราการไหลของแก๊ส, MMSCFD

d_i = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อ, inches

T = อุณหภูมิดำเนินการ, °R

P = ความดันดำเนินการ, psia

Z = Gas Compressibility Factor

และเมื่อให้ $V_g = V_{mg}$, $Q_g = Q_{mg}$ จะได้

$$d_i = \sqrt{\frac{60ZQ_{mg}T}{PV_{mg}}} \qquad \text{---------- (D.1.6)}$$

ดังนั้น การคำนวณขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน (d_i) จะได้จากสมการ C.1.6

จะได้

$$d_i = \sqrt{\frac{60\ (0.54)(149.72)(29.71+460)}{(1{,}522.90)(60)}}$$

d_i = 6.08 inches

เพราะฉะนั้น ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อจะต้องมีค่าประมาณ 6.02 inches

จึงกำหนดให้มีการใช้ขนาดท่อ 6 (เส้นผ่านศูนย์กลางภายในเท่ากับ 6.065 inches)

*ตามตารางขนาดท่อ Schedule 40S

3. นำขนาดภายในท่อที่ใช้และอัตราการไหลโดยปกติแทนค่าลงในสมการ D.1.5
   จะได้ว่าความเร็วของแก๊สอยู่ที่ 50.31 ft/s
4. ทำการหาค่า Reynolds number (Re) จากสมการ D.1.3
   จะได้ Re มีค่าเท่ากับ 16,314,679
5. นำค่า Re ที่ได้ และ ค่า Relative Roughness (ε/D) ไปใช้ในการหาค่า Friction Factor (f) จาก Moody Chart
   โดยจะได้ค่า f มีค่าเท่ากับ 0.0088
6. ทำการคำนวณ Pressure Drop ที่เกิดขึ้นต่อ 100 ฟุตของความยาวท่อ
   จากสมการ

$$\Delta P = 12.6 \frac{S Q_g^2 Z T_1 f L}{P_1 d^5} \qquad \text{---------- (D.1.7)}$$

โดย

ΔP = ความดันลด, psi

Q_g = อัตราการไหลของแก๊ส, MMSCFD

d = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อ, inches

T_1 = อุณหภูมิดำเนินการ, °R

Z = Gas Compressibility Factor

f = ค่า Friction Factor จาก Moody Chart ตารางที่

P1 = ความดันขาเข้า Stream (Psia)

L = ความยาวของท่อที่แก๊สไหลผ่าน, ft (ในที่นี้ใช้ 100 ft)

จะได้ ความดันลด ΔP = 2.820 psi/100 ft

3. การกำหนดขนาดท่อและความเร็วของของไหลที่เป็นของเหลวผสมแก๊ส

Stream Name: 8

ตารางที่ D.4 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ Stream 8

List	Value of	Unit
Volume Flow Rate (Q_l)	499,480.41	barrels/day
Volume Flow of Gas at STD (Q_g)	59.44	MMSCFD
Operating Pressure (P)	420.17	psi
Operating Temperature (T)	248.00	°F
Molecular Weight (Vapour)	28.56	N/A
Gas Compressibility Factor (Z)	0.988	N/A
Mass Density Gas at STD (ρ_g)	0.0661	lb/ft^3
Mass Density Liquid (ρ_l)	58.19	lb/ft^3
Mass Density (ρm)	1.70	lb/ft^3
Viscosity (μ)	0.230	centipoise
Specific Gravity of Gas at STD	0.86	N/A
Specific Gravity of Liquid	0.933	N/A
Pipe Material	Stainless Steel	N/A
Roughness (ε)	3.28×10^{-7}	ft

วิธีการคำนวณ

1. คำนวณหาความเร็วที่ก่อให้เกิดการผุพัง (Erosion Velocity) เพื่อหาความเร็วสูงสุดของของไหลภายในท่อ จากสมการ

$$V_e = \frac{c}{\sqrt{\rho m}} \quad \text{---------- (D.1.8)}$$

โดย

V_e = ความเร็วที่ก่อให้เกิดการผุพัง, ft/s

c = ค่าคงที่จากการศึกษา

ρm = ความหนาแน่นของของไหลผสม, lbs/ft^3

กำหนดให้ ค่าคงที่ c มีค่าเท่ากับ 100 สำหรับการดำเนินการของไหลปลอดจากของแข็งและทำงานต่อเนื่อง

จะได้ว่า ความเร็วที่ก่อให้เกิดการผุพัง V_e = 76.73 ft/s

2. คำนวณขนาดพื้นที่หน้าตัดของท่อที่น้อยที่สุดที่ไม่ก่อให้เกิดการผุพังจากการไหลของของไหล

จากสมการ

$$A = \frac{9.35 + \frac{ZRT}{21.25P}}{V_e} \quad \text{---------- (D.1.9)}$$

โดย

A = ขนาดพื้นที่หน้าตัดของท่อน้อยที่สุดที่จำเป็นต่อการไหล, in^2/1000 barrels liquid per day

จะได้ พื้นที่หน้าตัด A = 111.50 in^2/ 1000 barrels liquid per day

เมื่ออัตราการไหลของของเหลวภายในท่อมีค่าเท่ากับ 544.71 barrels liquid per day

ดังนั้นขนาดพื้นที่ตัดของท่อต้องมีค่ามากกว่า $\frac{111.50}{1000} \times 544.71 = 60.73$ in^2

และเส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อที่ใช้ต้องมีค่ามากกว่า $2 \times \sqrt{\frac{60.73}{\pi}} = 8.79$ in

เพราะฉะนั้น จึงกำหนดให้มีการใช้ขนาดท่อ 10 (เส้นผ่านศูนย์กลางภายในเท่ากับ 10.02 inches)

*ตามตารางขนาดท่อ Schedule 40S

3. คำนวณความเร็วของของไหลภายในท่อเมื่อใช้ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายในตามที่กำหนด

จากสมการ

$$V = \frac{Q}{\pi \times d_f^2/4} \quad \text{---------- (D.1.10)}$$

โดย

V = ความเร็วของของไหลผ่านท่อ, ft/s

Q = อัตราการไหลของของไหล, barrels/day

d_f = เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อ, ft

จะได้ V = 59.27 ft/s

4. ทำการหาค่า Reynolds Number (Re) จากสมการ D.1.3

จะได้ Re มีค่าเท่ากับ 544,084

5. นำค่า Re ที่ได้ และค่า Relative Roughness (ε/D) ไปใช้ในการหาค่า Friction Factor (f) จาก Moody Chart โดยจะได้ค่า f มีค่าเท่ากับ 0.012
6. ทำการคำนวณ Pressure Drop ที่เกิดขึ้นต่อ 100 ฟุตของความยาวท่อ จากสมการ

$$\Delta P = \frac{0.000336 f W^2}{d_i^5 \rho_m} \qquad \text{---------- (D.1.11)}$$

โดย

ΔP	=	ความดันลด, psi/100 feet
d_i	=	เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อ, inches
f	=	ค่า Friction Factor จาก Moody Chart ตารางที่
ρm	=	ความหนาแน่นของของไหลผสม, lbs/ft^3
W	=	อัตราการไหลโดยมวลของของไหลผสม, lbs/hr

จะได้ ความดันลด ΔP = 0.9259 psi/100 ft

4. การคำนวณการไหลภายในท่อที่มีของแข็งปน

ในการหาขนาดท่อที่ใช้และความเร็วของการไหลภายในท่อใช้วิธีการคำนวณเฉพาะส่วนของของไหล ตามภาวะของของไหลนั้น ๆ (ของเหลว, แก๊ส, ของเหลว/แก๊ส) จากวิธีการซึ่งกล่าวมาในหัวข้อก่อนหน้า

จากนั้นในส่วนของความดันลดที่เกิดขึ้น จะเป็นผลรวมของความดันลดอันเนื่องจากการมีของแข็งร่วมในการไหลและความดันลดอันเนื่องจากการไหลของของไหล (คำนวณความดันลดจากของไหลจากหัวข้อก่อนหน้า)

โดยความดันลดอันเนื่องจากของแข็งร่วมในการไหลคำนวณได้จากสมการ

$$\Delta P_{solid} = \lambda_s \emptyset \rho_{fluid} V_{fluid}^2 \frac{\Delta L}{2D} \qquad \text{---------- (D.1.12)}$$

โดย

ΔP_{solid}	=	ความดันลด, lbm/ft.s^2
λ_s	=	Solid friction factor
ρ_{fluid}	=	ความหนาแน่นของของไหล, lbm/ft^3
V_{fluid}	=	ความเร็วของการไหล, ft/s
ΔL	=	ความยาวของท่อที่ของผสมไหลผ่าน, ft (ในที่นี้ใช้ 100 ft)
D	=	เส้นผ่านศูนย์กลางภายในของท่อ, ft

และจึงนำความดันลดนี้มารวมกับความดันลดจากของไหล จะได้เป็นความดันลดของการไหลภายในท่อ ณ ช่วงนั้น ต่อระยะทางเทียบเท่า 100 ft

5. การคำนวณความดันลดที่เกิดขึ้นระหว่างอุปกรณ์และตลอดสายของการไหล

วิธีการคำนวณ

1. ทำการระบุอุปกรณ์ ข้อต่อ และข้องอ ทุกชนิด ที่อยู่ภายในสายหรือช่วงการไหลนั้น ๆ พร้อมกับระบุจำนวนของอุปกรณ์หรือข้องอนั้น ๆ
2. นำข้อมูลขนาดท่อในช่วงการไหลที่ต้องการคำนวณมาเรียบเรียง เพื่อใช้ในการกำหนดความยาวเทียบเท่าอันเนื่องข้อต่อและข้องอแต่ละชิ้น จากรูป D.1 ในหลักการ API-14E[72]
3. ทำการหาผลรวมของความยาวเทียบเท่าอันเกิดจากข้อต่อหรือข้องอและความยาวของท่อในช่วงการไหลทีต้องการคำนวณ
4. นำผลรวมของความยาวเทียบเท่าไปคำนวณหาความดันลดอันเกิดขึ้นในแต่ละช่วงการไหลระหว่างอุปกรณ์ซึ่งคำนวณแฟกเตอร์การคูณไว้ในหัวข้อก่อนหน้า
5. นำความดันลดอันเนื่องจากอุปกรณ์ชนิดต่าง ๆ ซึ่งกำหนดไว้มารวม เมื่อทำการหาความดันลดตลอดสาย

ตารางที่ D.5 ตัวอย่างการระบุความยาวเทียบเท่าในแต่ละช่วงการไหลสาย LNG กรณีพื้นฐาน

Stream Name	Nominal Pipe Size	Length (m)	Length (ft)	Valve Amount		Valve Le (ft) / Equip		Total Le (ft)
				Globe Valve	90 Elbow	Globe Valve	90 Elbow	
1	12	76.27	250.23	1	1	400	14	664.23
2	20	11.06	36.29			60	23	36.29
3	22	47.61	156.20	1	2	688	25	894.20
4	5	93.12	305.51	1	4	165	7.5	500.51
5	6	5.5	18.04		1	200	8	26.04
6	16	186.99	613.48	1	2	500	18	1149.48

TABLE 2.2
EQUIVALENT LENGTH OF 100 PERCENT OPENING VALVES AND FITTINGS IN FEET

Nominal Pipe Size (Inches)	Globe Valve or Ball Check Valve	Angle Valve	Swing Check Valve	Plug Valve, Gate Valve or Ball Valve	45° Ell		Short Radius Ell		Long Radius Ell		Branch of Tee		Run of Tee		Enlargement					Contraction				
															Sudden			Standard Reducer		Sudden			Standard Reducer	
															Equivalent length in terms of small diameter									
					Weld	Thread	Weld	Thread	Weld	Thread	Weld	Thread	Weld	Thread	d/D=1/4	d/D=1/2	d/D=3/4	d/D=1/2	d/D=3/4	d/D=1/4	d/D=1/2	d/D=3/4	d/D=1/2	d/D=3/4
1½	55	26	13	1	1	2	3	5	2	3	8	9	2	3	5	3	1	4	1	3	2	1	1	
2	70	33	17	2	2	3	4	5	3	4	10	11	3	4	7	4	1	5	1	3	3	1	1	
2½	80	40	20	2	2		5		3		12		3		8	5	2	6	2	4	3	2	2	
3	100	50	25	2	2		6		4		14		4		10	6	2	8	2	5	4	2	2	
4	130	65	32	3	3		7		5		19		5		12	8	3	10	3	6	5	3	3	
6	200	100	48	4	4		11		8		28		8		18	12	4	14	4	9	7	4	4	1
8	260	125	64	6	6		15		9		37		9		25	16	5	19	5	12	9	5	5	2
10	330	160	80	7	7		18		12		47		12		31	20	7	24	7	15	12	6	6	2
12	400	190	95	9	9		22		14		55		14		37	24	8	28	8	18	14	7	7	2
14	450	210	105	10	10		26		16		62		16		42	26	9			20	16	8		
16	500	240	120	11	11		29		18		72		18		47	30	10			24	18	9		
18	550	280	140	12	12		33		20		82		20		53	35	11			26	20	10		
20	650	300	155	14	14		36		23		90		23		60	38	13			30	23	11		
22	688	335	170	15	15		40		25		100		25		65	42	14			32	25	12		
24	750	370	185	16	16		44		27		110		27		70	46	15			35	27	13		
30				21	21		55		40		140		40											
36				25	25		66		47		170		47											
42				30	30		77		55		200		55											
48				35	35		88		65		220		65											
54				40	40		99		70		250		70											
60				45	45		110		80		260		80											

NOTES:
1. Source of data is GPSA Data Book, 1981 Revision.
2. d is inside diameter of smaller outlet.
D is inside diameter of larger outlet.

รูปที่ D.1 ความยาวเทียบเท่าของวาล์วและข้อต่อข้องอในหน่วยฟุต ตามมาตรฐาน API-14E[72]

E. การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

E.1 กำหนด Assumptions ในการคำนวณทั้งหมด ดังนี้

ตารางสรุป ข้อมูลดัชนีราคาของ Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) ที่ใช้ในการคำนวณ

Year	Chemical Engineering Plant Cost Index	Reference
2549	500	[121]
2550	525.4	
2551	575.4	
2552	521.9	
2553	550.8	
2557	576.1	[122]
2560	558.3	
2562	607.5	[123]
2563	596.2	[122]
2564	686.7	
2565	686.7	

Process	Year	Chemical Engineering plant Cost index
Equipment Equation	2557	576.1
Carbon Capture	2564	686.7
Flare	2564	686.7
Methanol Synthesis and Purification	2564	686.7
Electrolysis of Water	2564	686.7

1. ระยะเวลาทั้งหมดที่โครงการดำเนินการ (Project Life) คือ 25 ปี โดยเครื่องจะดำเนินการ ใน 1 ปี มี 12 เดือน รวมวันทั้งหมดเป็นจำนวน 365 วัน ใน 1 วัน เป็นเวลา 24 ชั่วโมง ดังนั้นจะมีจำนวนชั่วโมงทั้งหมดที่ใช้ดำเนินการ คือ 8,760 ชั่วโมง ต่อ 1 ปี
2. ระยะเวลาที่อุปกรณ์เสื่อม (Depreciable Life) จะเท่ากับระเวลาทั้งหมดที่ใช้ดำเนินโครงการ คือ 25 ปี
3. อุปกรณ์ทั้งหมดจะมีอัตราการเสื่อมของราคาที่เท่ากันโดยจะใช้วิธี Straight Line Method ในการคำนวณ
4. ราคาค่าซากของอุปกรณ์ทั้งหมดเมื่อหมดระยะเวลาของการดำเนินโครงการ (Salvage Value, Sa) กำหนด คือ 20% ของราคาอุปกรณ์นั้น ๆ จากปีที่เริ่มดำเนินโครงการ
5. อัตราดอกเบี้ยปกติซึ่งหักผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงของราคาออก (Interest Rate) เท่ากับ 10.0% และมีค่าเท่ากับอัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ยอมรับได้ต่อปี (MARR) เท่ากับ 10.0%
6. อัตราการผลิตผลิตภัณฑ์จะมีค่าที่เท่ากันทุกปีตลอดระยะเวลาที่โครงการดำเนินงาน
7. ในการคำนวณไม่มีการคิดผลของอัตราเงินเฟ้อ (Inflation)
8. รายได้และค่าใช้จ่ายต่อปีทั้งหมดจะมีจำนวนที่เท่ากันทั้งหมดทุกปีจนจบระยะเวลาของโครงการ
9. ไม่มีการคำนวณภาษีและการประกันภัยต่างๆ ในโครงการ (Annual Tax and Insurance)

10. อัตราการผลิตผลิตภัณฑ์จะขึ้นอยู่กับวัตถุดิบตั้งต้นในกระบวนการผลิตเท่านั้น

11. มีการคำนวณค่าบำรุงรักษา (Maintenance Cost) เท่ากับ 5% ของ ISBL (Inside Battery Limits)

12. ในโครงการจะมีการจ้างแรงงานผู้ชายทั้งหมด 3 คน ต่อวัน (N_{OL}) และวิศวกรที่ควบคุมดูแลโครงการ 1 คน

13. ค่าที่ดินที่ใช้ในการติดตั้งอุปกรณ์ทั้งหมด คือ 100,000 บาท/ไร่/ปี

14. ไม่มีค่าใช้จ่ายด้านสิ่งแวดล้อมใด ๆ ในการดำเนินการ รวมทั้งไม่มีค่าธรรมเนียมใบอนุญาตดำเนินการ ค่าลิขสิทธิ์ต่าง ๆ และ การขนส่งเพื่อขายผลิตภัณฑ์จากโครงการ

15. ไม่มีหนี้หรือเงินกู้เพื่อใช้ในโครงการ ไม่มีค่าใช้จ่ายในการขายและการตลาด

16. อายุของสารทำความเย็นเท่ากับ 25 ปี โดยประสิทธิภาพของสารทำความเย็นจะไม่ลดลงและไม่มีการรั่วไหลของสารทำความเย็นทั้งน้ำและ R-290 (Propane)

17. ความหนาแน่นของน้ำในการคิดราคา เท่ากับ 1,000 kg/m^3

18. ในการเกิดปฏิกิริยา Methanol Synthesis และ Electrolysis ของน้ำ จะได้ผลิตภัณฑ์ตามการดุลโมลของสมการปฏิกิริยาที่เกิดขึ้น จะมี Conversion 100% โดยผลิตภัณฑ์จะขึ้นกับสารตั้งต้นเพียงอย่างเดียวตามปริมาณสารสัมพันธ์

19. สายจาก Carbon Capture ที่เข้าสู่กระบวนการ Methanol Synthesis จะมีการคำนวณปริมาณแต่ CO_2 เท่านั้น และปริมาณน้ำจะนำเข้าสู่กระบวนการ Electrolysis

20. Working Capital Cost เท่ากับ 15% ของ Total Capital Cost เมื่อคำนวณเป็น factor จะได้ 1.18 ของ Fixed Capital Investment (บาท)

21. ทุกการวิเคราะห์จะมีปริมาณการใช้พลังงานความเย็นจาก LNG 100 ตันต่อชั่วโมง

22. การบำบัดของเสีย คือ สารทำความเย็นทั้งน้ำหล่อเย็น และ R290 ที่อยู่ในวัฏจักร จะรวมในราคาขายสินทรัพย์ถาวร (Salvage Value, Sa) ของกระบวนการนั้น ๆ เมื่อจบระยะเวลาของโครงการในปีที่ 25

ซึ่งในการประมาณต้นทุนการลงทุนที่อาศัยการตั้งสมมติฐานและหลักการ โดยอ้างอิงจากหลักการ หนังสือ Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes, Third Edition[85] และ Chemical Engineering Design[86] รวมทั้งจาก Appendix. C ที่มีการดุลมวลของสารในแต่ละอุปกรณ์

E.2 การกำหนดราคาของวัตถุดิบ สาร และค่าจ้างแรงงาน

การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิต (The Cost of Manufacturing) การประเมินต้นทุนการผลิต โดยต้นทุนการผลิตโดยรวม (The Cost of Manufacturing, COM) ถูกแบ่งออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ ต้นทุนการผลิตทางตรง (Total Direct Manufacturing Costs, DME) ต้นทุนการผลิตคงที่ (Total Fixed Manufacturing Costs, FMC) และต้นทุนการผลิตโดยทั่วไป (Total General Manufacturing Costs, GE)

1. ต้นทุนการผลิตทางตรง ประกอบด้วย ต้นทุนวัตถุดิบ (Total Raw Material Cost, C_{RM}) ต้นทุน สาธารณูปโภค (Total Utility Cost, C_{UT}) ต้นทุนบำบัดของเสีย (Waste Treatment Cost, C_{WT}) ต้นทุน ค่าแรงคนงานที่ใช้ในการดำเนินกระบวนการ (Operating Labor cost, C_{OL}) ผู้เชี่ยวชาญโดยตรงและพนักงาน ค่าซ่อมบำรุง ค่าบริการทางการตรวจสอบคุณภาพของผลิตภัณฑ์ที่จำเป็น

2. ต้นทุนการผลิตคงที่ ประกอบด้วยค่าเสื่อมราคา ภาษีท้องถิ่น ประกัน และค่าบริการสิ่งอำนวยความสะดวก ต่อการดำเนินกระบวนการการผลิต

3. ต้นทุนการผลิตโดยทั่วไป ประกอบด้วย ต้นทุนสำหรับการบริหาร เช่น เงินเดือน กิจกรรมต่าง ๆ ที่เกิดจาก การสั่งการ ควบคุม และการดำเนินการของการบริหาร

Raw Material น้ำทะเล ไม่มีค่าใช้จ่ายด้านต้นทุน

Demin Water เท่ากับ 60 Baht/m^3

Utility ไฟฟ้า เท่ากับ 3.5 Baht/kW*h

Cold Energy Utilization เท่ากับ 10 Baht/ton LNG

Propane Refrigerant เท่ากับ 25 Baht/kg (รวมกับ Capital Cost)

น้ำหล่อเย็น (Cooling Water) และน้ำประปา เท่ากับ 20 Baht/m^3 (รวมกับ Capital Cost)

Labor ค่าจ้างคนงาน จะมีการคิดค่าแรงเป็นวัน โดยที่ 1 วันจะทำงาน 8 ชม. และชั่วโมง 37.5 บาท[124]

ดังนั้น ใน 1 ปี จะมีราคา เท่ากับ 109,500 บาทต่อคน ซึ่ง ใน 1 วันจะมีคนงานทั้งหมด 3 คน

ค่าจ้างวิศวกรที่ดูแลโครงการ จะมีการคิดค่าแรงเป็นเดือน คือ 20,000 บาท/เดือน[125]

ดังนั้น ใน 1 ปี จะมีราคา เท่ากับ 240,000 บาทต่อคน

E.3 อัตราการแลกเปลี่ยนสกุลเงิน

ในการคำนวณจะมี 3 สกุลเงิน คือ บาท ยูโร และ ดอลลาร์สหรัฐ โดยจะใช้สกุลบาทเป็นพื้นฐานการคำนวณทั้งหมด ดังนั้น จึงมีการกำหนดอัตราการแลกเปลี่ยน คือ 1 ดอลลาร์สหรัฐ เท่ากับ 32.81 บาท[126] และ 1 ยูโร เท่ากับ 37.77 บาท[127] ณ วันที่ 8 กันยายน 2564

E.4 การคำนวณปริมาณทั้งหมดของสารหล่อเย็น (Refrigerant)

การชี้แนะจากโจทย์ คือ ของเหลวมีความเร็วอยู่ที่ 3-6 m/s และแก๊สจะมีความเร็วอยู่ที่ 15-20 m/s ซึ่งมีการกำหนดให้ท่อไม่มีช่องว่าง มีการไหลของสารหล่อเย็นตลอดเวลา จึงนำไปรวมกับต้นทุนของเงินทุนทั้งหมด (Total Capital Cost) และคำนวณค่าบำรุงรักษาในแต่ละปี โดยขั้นตอนในการคำนวณมี ดังนี้

1. คำนวณความเร็วสูงสุดภายในท่อที่สารทำความเย็นสามารถไหลได้ ดังรูปด้านล่าง

$$V_e = \frac{c}{\sqrt{pm}}$$

where:

V_e = **fluid erosional velocity, feet/second**

c = **empirical constant**

pm = **gas/liquid mixture density at flowing pressure and temperature, lbs/ft³**

รูปที่ E.1 การคำนวณความเร็วสูงสุดของสารหล่อเย็น ในสถานะของเหลวและแก๊ส[72]

ในโครงการเป็นการดำเนินการแบบของสารทำความเย็นซึ่งอาจเกิดการกัดกร่อนได้ ดังนั้น C เท่ากับ 125 โดยความหนาแน่นของน้ำหล่อเย็นและ Propane ในแต่ละสายจะเทียบสภาวะ ซึ่งอ้างอิงมาจากการคำนวณตามสมการ Peng-Robinson[128] จากนั้นจะมีการกำหนดความเร็วให้ต่ำกว่าความเร็วสูงที่จะไม่ให้ท่อเกิดการแตกหัก หรือชำรุด

2. การกำหนดเส้นผ่านศูนย์กลางของท่อจะใช้ตามวัสดุที่เหมาะสม คือ สารทำความเย็นที่เป็น R290 หรือ Propane ใช้ท่อ 304-Stainless Steel และ น้ำหล่อเย็นใช้ท่อทำจาก Aluminum อ้างอิงตามขนาดมาตรฐาน Schedule 40[74,75] และการกำหนดความยาวท่อจะมาจาก Plot Plan ที่ได้มีการวางกระบวนการไว้แล้ว

3. อัตราการไหลโดยปริมาตรนำข้อมูลมาจาก ASPEN HYSYS และในการคำนวณความเร็วของของเหลว คือ Velocity (m/s) = Volume Flow Rate (m^3/s) / Area Pipe (m^2) ซึ่งการคำนวณความเร็วของแก๊ส ดังนี้

$$V_g = \frac{60\, Z\, Q_g\, T}{d_1^2 P}$$

where:

V_g = gas velocity, feet/second.

d_1 = pipe inside diameter, inches.

Q_g = gas flow rate, million cubic feet/day (at 14.7 psia and 60°F).

T = operating temperature, °R

P = operating pressure, psia

Z = gas compressibility factor (Refer to GPSA Engineering Data Book)

รูปที่ E.2 การคำนวณความเร็วของแก๊สในการไหลในท่อ[72]

4. คำนวณเวลาที่สารไหลผ่านในแต่ละท่อโดย Time (sec) = Length (m) / Velocity (m/s) และอัตราการไหลโดยมวลที่สารทำความเย็นไหลผ่านนำข้อมูลมาจาก ASPEN HYSYS ดังนั้น Mass Refrigerant (kg) = Mass Flow Rate (kg/s) x Time (sec)

E.5 ในการคำนวณค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ทั้งหมด (Total Purchase Equipment Cost), ต้นทุนคงที่ (Fixed Capital Cost), ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมด (Total Operating Cost) และต้นทุนของเงินทุนทั้งหมด (Total Capital Cost) จะมี Factor ต่างๆ รวมทั้งการคำนวณตามรูปด้านล่าง ดังนี้

สรุปราคาอุปกรณ์จะบ่งบอกต้นทุนที่จะต้องใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์พร้อมค่าใช้จ่ายสำหรับการติดตั้ง อุปกรณ์ การประมาณราคาอุปกรณ์จะส่งผลต่อการประมาณต้นทุนการลงทุนที่จำเป็นต้องใช้สำหรับเริ่มต้นโครงการ เนื่องจากต้นทุนการลงทุนเป็นการประมาณค่าโดยใช้การตั้งสมมติฐานคำนวณจากราคาอุปกรณ์ การจัดทำสรุปราคาอุปกรณ์จะช่วยพิจารณาเบื้องต้นสำหรับความเหมาะสมในต้นทุนการลงทุนเมื่อเปรียบเทียบกับ ปริมาณและราคาผลิตภัณฑ์ที่ได้

การประเมินราคาอุปกรณ์จะทำได้หลังจากการออกแบบกระบวนการทางเคมีการทดลองหรือการจำลองกระบวนการเคมีวิเคราะห์ภาวะการดำเนินกระบวนการเคมีที่เหมาะสม เพื่อให้ได้คุณภาพและปริมาณของผลิตภัณฑ์ตามต้องการ จากนั้นจัดทำรวบรวมรายการอุปกรณ์ที่ต้องการในกระบวนการและคำนวณ ออกแบบคุณสมบัติของอุปกรณ์ที่จะตอบรับกับภาวะการดำเนินกระบวนการเคมีในแต่ละขั้นตอนและสามารถดำเนินกระบวนการเคมีด้วยความปลอดภัย ทั้งนี้ การประเมินราคาอุปกรณ์จะขึ้นอยู่กับการออกแบบ กระบวนการเคมีและภาวะการดำเนินกระบวนการเคมีในแต่ละขั้นตอน

การสืบค้นราคาอุปกรณ์ต่าง ๆ ราคาจะขึ้นอยู่กับเวลา ดังสมการที่ E.1 เนื่องจากค่าเงินเฟ้อในแต่ละปี ในรายงานฉบับนี้จะยึดดัชนีราคาของ Chemical Engineering Plant Cost (CEPCI) โดยตารางดัชนีราคาในแต่ละปีจะแสดงใน Appendix E.1 ทั้งนี้การประมาณราคาอุปกรณ์ และ สารเคมีจะอ้างอิง CEPCI เท่ากับ 686.7 ตั้งแต่ปี 2564-2565 [123]

$$\frac{\text{C base time}}{\text{C 2021}} = \frac{\text{CEPCI base time}}{\text{CEPCI 2021}} \qquad \text{E.1}$$

โดยแหล่งที่มาของราคาต้นทุนอุปกรณ์จะคำนวณโดยอาศัยตามหลักการ 2 หลักการแบ่งแยกกันตามที่ ได้กล่าวในการสรุปการวิเคราะห์การลงทุน ได้แก่

E.5.1 Regasification, Carbon Capture, Organic Rankine Cycle และ Cooling Data Center

การประมาณต้นทุนราคาอุปกรณ์ในปี 2014 จะใช้หลักการคำนวณจากสมการต่าง ๆ และค่าคงที่อ้างอิงตามรูปด้านล่าง โดยแยกเป็นการคำนวณตามสมการแต่ละอุปกรณ์ (C_e)[83,129] ดังนี้

1. Pump คือ C_e = 3540 x $W^{0.71}$
2. ORC Turbine คือ C_e = 7450 x $W^{0.75}$
3. Condenser, Heater, LNG Heat Exchanger คือ C_e = 3 x 130 x $(A/0.093)^{0.78}$
4. Compressor คือ C_e = 39.5 x m / (0.9-0.89) x 1.5 x ln(1.5)

โดยที่ C_e คือ ราคาของอุปกรณ์ (USD) แต่ละประเภท, W คือ งานที่อุปกรณ์นั้นๆทำ (kW), m คือ อัตราการไหลโดยมวล (kg/s), A คือ พื้นที่ของอุปกรณ์ที่มีการไหลผ่านของสาร (m^2)

Item	Fluids
1. Major equipment, total purchase cost	C_e
f_{er} Equipment erection	0.3
f_p Piping	0.8
f_i Instrumentation and control	0.3
f_{el} Electrical	0.2
f_c Civil	0.3
f_s Structures and buildings	0.2
f_l Lagging and paint	0.1
ISBL cost $C = \Sigma C_e \times$	3.3
Offsites (OS)	0.3
Design and Engineering (D&E)	0.3
Contingency (X)	0.1
Total fixed capital cost $C_{FC} = C(1 + OS)(1 + DE + X)$	
$= C \times$	1.82
$= \Sigma C_e \times$	6.00

รูปที่ E.3 Factor ในการคำนวณ Project Fixed Capital Cost[86]

Material	f_m
Carbon steel	1.0
Aluminum and bronze	1.07
Cast steel	1.1
304 stainless steel	1.3
316 stainless steel	1.3
321 stainless steel	1.5
Hastelloy C	1.55
Monel	1.65
Nickel and Inconel	1.7

รูปที่ E.4 Factor ในการคำนวณวัสดุที่ใช้ของอุปกรณ์[86]

โดยจะใช้ Factor ของ Aluminum นำมาคำนวณในสายที่มีการไหลของน้ำหล่อเย็นที่เป็นสารทำความเย็นในกระบวนการให้ความเย็นแก่ Data Center นอกจากนั้นจะใช้ 304 Stainless Steel นำมาคำนวณ และเนื่องจากข้อกำหนดด้านความปลอดภัยทั้งในเรื่องของอุณหภูมิและความดันของกระบวนการ โดยหอเผา (Flare) จะใช้เป็นวัสดุ Graphite ซึ่งมีค่า factor เท่ากับ 2.0 [130] รวมทั้งสมการที่จะนำมาคำนวณ ISBL (Inside Battery Limits) Plant Costs โดย $C_{e,i}$ แทน ราคาของอุปกรณ์แต่ละเครื่อง (บาท) คือ

$$C = \sum_{i=1}^{i=M}((1 + f_p)f_m + (f_{er} + f_{el} + f_i + f_c + f_s + f_l))C_{e,i} \qquad \text{E.2}$$

จากนั้นจะนำ ISBL มาคำนวณ Fixed Capital Investment (FCI) ตามรูปที่ E.2 และจะมีการกำหนด Working Capital Cost คือ 15% ของ Total Capital Cost หากนำมาหาเป็น Factor จะได้สมการ ดังนี้

x = 0.15y และ y = x + z จะได้ว่า y = 0.15y + z ดังนั้น y = z/0.85 = 1.18z

x แทน Working Capital Cost, y แทน Total Capital Cost และ z แทน Fixed Capital Investment ฉะนั้น Total Capital Cost เท่ากับ 1.18*Fixed Capital Investment

การคำนวณ Total Operating Cost เท่ากับ ต้นทุนผันแปร (Variable Production Costs) รวมกับ ต้นทุนคงที่ (Fixed Costs)

E.5.2 Carbon Capture [84]

มีการคำนวณ Total Capital Cost เท่ากับ 1,800,000 USD ได้และ Total Operating Cost เท่ากับร้อยละ 7.5 ของ Total Operating Cost โดยยังไม่รวมกับปริมาณของไฟฟ้าที่ใช้ โดย Separator T-101 ในกระบวนการดักจับคาร์บอน มีการใช้พลังงานไฟฟ้า 0.705 kW ต่อปริมาณที่สามารถดักจับได้ของผลผลิตด้านล่างของหอแยก (Bottom) ได้ โดยอ้างอิงจาก Sun และคณะ[79]

E.5.3 Methanol Synthesis รวมทั้ง Purification ของ Methanol [43]

มีการคำนวณ Total Capital Cost เท่ากับ 55,000,000 USD และ Total Operating Cost เท่ากับ 1.5 USD ต่อกิโลกรัมของเมทานอลที่สามารถผลิตได้ ซึ่งรวมราคาของตัวเร่งปฏิกิริยาที่ใช้ คือ $Cu/ZnO/Al_2O_3$[44] การกำจัดและการเปลี่ยนตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีอายุการใช้งาน 8 ปี[88] ปริมาณ 1,459.41 กิโลกรัม[87] รวมทั้งสาธารณูปโภคอื่น ๆ มีการใช้พลังงานไฟฟ้า 2.83 kW ต่อปริมาณเมทานอลที่สามารถผลิตได้[80] เนื่องจากมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในเครื่องให้ความร้อน หอแยก รวมทั้งเครื่องปฏิกรณ์

E.5.4 Electrolysis of Water [45]

มีการคำนวณ Total Capital Cost เท่ากับ 30,000,000 ยูโร ซึ่งจะมีการรวมอุปกรณ์ในการแยกน้ำ (H_2O) กับแก๊สออกซิเจน (O_2) เรียบร้อยแล้ว และ Total Operating Cost จะเท่ากับร้อยละ 25 ของ Total Capital Cost ซึ่งรวมราคาของการกำจัดอุปกรณ์ที่ใช้ในกระบวนการ คือ เยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (Membrane) ที่ใช้ในการแตกตัวของน้ำ อีกทั้งเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการแตกตัวของน้ำ ในฝั่งขั้วแคโทด (Cathode) จะมีตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) คือ Platinum Black High Surface Area (HSA) เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีความบริสุทธิ์สูง ทำให้ไม่ปนเปื้อนในสารผลิตภัณฑ์ ในฝั่งขั้วแอโนด (Anode) จะมีตัวเร่งปฏิกิริยา คือ Iridium Black จะเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีพื้นที่ผิวสูงและทนทาน[47] ซึ่งจะมีอายุการใช้งาน เท่ากับ 70,000 ชั่วโมง[46] ปริมาณ 0.00179 กิโลกรัม[131] และขั้วแคโทดเป็นแพลตตินัม ขั้วแอโนดเป็นรูทีเนียมออกไซด์ (RuO_2) (Ruthenium Dioxide) จายขายรวมมูลค่าที่คาดว่าจะขายสินทรัพย์ถาวรนั้นได้เมื่อหมดอายุการใช้งาน (Salvage Value, Sa) และยังไม่รวมราคาของน้ำที่เป็นวัตถุดิบ (Raw Material) มีการใช้พลังงานไฟฟ้า 11.777 MW ต่อตันของเมทานอลที่สามารถผลิตได้[44] เนื่องจากมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในการทำให้น้ำเกิดการแตกตัวเป็นผลิตภัณฑ์แก๊สไฮโดเจนและแก๊สออกซิเจน

E.5.5 Flare [81]

มีการคำนวณ Total Capital Cost เท่ากับ 11,000,000 USD และ Total operating cost เท่ากับร้อยละ 21 ของ Total capital cost เนื่องจากต้องมีการเปิดเครื่องอยู่ตลอดเวลาจึงมีการคิดค่าไฟและการซ่อมบำรุง ซึ่งมีอัตราการไหลการไหลที่รองรับได้มากกว่าจำนวนสารทำความเย็นของทั้งหมด เทียบจากสมมติฐานตามที่กำหนด มีการใช้พลังงานไฟฟ้า 6.73 kW ต่อตันของอัตราการไหลโดยมวลของสารทำความเย็นที่สามารถไหลผ่านได้ เนื่องจากมีการดำเนินงานตลอด 24 ชั่วโมง เพื่อความปลอดภัยของกระบวนการ

ในกระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) กระบวนการผลิตและทำบริสุทธิ์เมทานอล (Methanol Synthesis and Purification) กระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis of Water) และหอเผา (Flare) มีการกำหนดราคาตามอ้างอิง[43,45,81,84] ซึ่งในกระบวนการดังกล่าว มีการคิด Total Capital Cost จากงานวิจัยเท่ากับกรณีพื้นฐาน เนื่องจากอัตราการไหลของสารตั้งต้นของงานวิจัยนั้นเพียงพอต่ออัตราการไหลของสารตั้งต้นในโครงการ โดยในกรณีศึกษา 1-10 จะมีการคิดเทียบพื้นที่ตามสมการ E.3 ดังนี้

$$\frac{Total\ Capital\ Cost\ Original}{Total\ Capital\ Cost\ Process} = \left(\frac{As\ Original}{As\ Process}\right)^{0.6} \quad \text{E.3}$$

โดยในการคำนวณหา Total Capital Cost ตามสมการที่ E.3 จะมีการเทียบอัตราส่วนของอัตราการไหลของสารตั้งต้นเทียบกับของกรณีพื้นฐานเพื่อหาอัตราการส่วนของพื้นที่กระบวนการนั้น ๆ อีกทั้งได้การคำนวณตามสมการที่ได้กำหนดไว้จาก Assumptions E.1 ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เพื่อให้ได้ค่าอุปกรณ์ตามที่ได้กำหนดในสมมติฐานไว้อีกด้วย

E.6 ราคาของผลิตภัณฑ์ ที่สามารถผลิตได้ คือ

CO_2 มีราคา 2.0 USD/kg[132] จึงเท่ากับ 65.62 Baht/kg

ไฟฟ้า เท่ากับ 3.5 Baht/kW*h

Methanol มีราคา 1.5 USD/kg[113] จึงเท่ากับ 49.22 Baht/kg

O_2 มีราคา 2.0 USD/kg[133] จึงเท่ากับ 65.62 Baht/kg

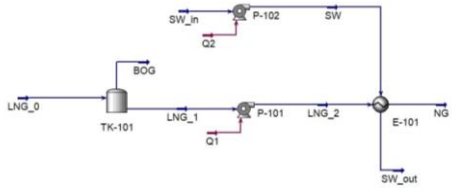
Demin Water เท่ากับ 60 Baht/m^3

Steam เท่ากับ 4.03 Baht/kg[105]

การคำนวณรายได้จาก Cooling Data Center จะใช้ราคาไฟฟ้าในการคำนวณ โดยคิดจาก kW ที่สามารถผลิตได้ โดยในกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยวัฏจักรแรงคินสารอินทรีย์ (Organic Rankine Cycle – ORC) มีการใช้พลังงานความเย็นจากสารทำความเย็น คือ R290 หรือ Propane จึงได้มีการกำหนดข้อมูลในแต่ละสายเหมือนกับกระบวนการให้ความเย็นกับ Data Center ดังนั้น ในการคิดรายได้จึงได้นำไปรวมกับพลังงานไฟฟ้าที่กระบวนการ Cooling Data Center สามารถผลิตได้ และการคาดการณ์ความต้องการ CO_2 ในอนาคตอิงจากอัตราการเติบโตเฉลี่ยจะมีความต้องการ 7,000 Mg/year ในอุตสาหกรรมเครื่องดื่ม อาหาร โลหะ และยูเรีย เป็นต้น [53] ดังนั้นเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการจะมีการคำนวณการส่งออกของ CO_2 คิดเป็น 30% ของปริมาณความต้องการในตลาด อีกทั้งในส่วนที่เหลือจึงแบ่ง CO_2 ไปยังกระบวนการผลิตเมทานอล (Methanol Synthesis) เพื่อให้มีผลิตภัณฑ์ที่หลากหลายตรงตามเป้าหมายของอุตสาหกรรมมากยิ่งขึ้น โดยปริมาณความต้องการของเมทานอลในประเทศไทยที่ปี 2565 คือ 450.91 Gg /year[14]

E.7 ตัวอย่างการคำนวณ

E.7.1 กรณี Regasification



รูปที่ E.5 Regasification Process โดยจะใช้เป็น Open Rack Vaporizer Regasification

E.7.1.1 ค่าใช้จ่ายทั้งหมดด้านวัตถุดิบที่ใช้ทั้งหมด ค่าแรงคนงาน รวมทั้งสาธารณูปโภคต่าง ๆ ดังนี้

ตารางที่ E.1 ค่าใช้จ่ายทั้งหมดด้านวัตถุดิบที่ใช้ทั้งหมด ค่าแรงคนงาน รวมทั้งสาธารณูปโภคต่าง ๆ

List	Quantity	Cost (Baht) Per Year
Utility Electricity	1,843.49 kW	56,521,369.51
Cold Energy Utilization	100 ton of LNG/h	8,760,000
Labor LV1	37.5 Baht/h	109,500
Labor LV2	37.5 Baht/h	109,500
Labor LV3	37.5 Baht/h	109,500
Supervision 1	20,000 Baht/month	240,000

E.7.1.2 ค่าอุปกรณ์ที่ติดตั้งทั้งหมด

ตารางที่ E.2 ค่าอุปกรณ์ที่ติดตั้งทั้งหมด

List	Equipment Cost [USD]	Equipment Cost [Baht]	Duty (kW)	Area (m^2)
P-101	317,127	10,404,934.71	561.85	
TK-101	601,300	19,728,653.00		
E-101	60,871	1,997,165.14		5
P-102	569,531	18,686,303.15	1,281.64	
Total	1,548,828	50,817,056.00		

<u>หมายเหตุ</u> V-100 เป็นถังเก็บของเหลวซึ่งใช้ราคาตามโปรแกรม Aspen HYSYS ที่คำนวณได้ ซึ่งจะมีราคาขึ้นกับปริมาณของ LNG ดังนั้นจึงอ้างอิงปี 2564

E.7.1.3 ค่าอุปกรณ์ทั้งหมดในกระบวนการ ในราคาของปี 2564-2565

ตารางที่ E.3 ค่าอุปกรณ์ทั้งหมดในกระบวนการ ในราคาของปี 2564-2565

List	Equipment Cost [Baht]	Year	Chemical Engineering Plant Cost Index
P-101	12,402,479.89	2014	576.1
TK-101	19,728,653.00	2021	686.7
E-101	2,380,582.02	2014	576.1
P-102	22,273,710.08	2014	576.1
Total	60,572,942.81 Baht		

E.7.1.4 ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ที่ติดตั้งทั้งหมด (Total Purchase Equipment Cost)

ตารางที่ E.4 ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ที่ติดตั้งทั้งหมด (Total Purchase Equipment Cost)

Equipment	Material Cost (Baht)	Piping Cost (Baht)	Instrument and Control Cost (Baht)	Electrical Cost (Baht)	Structures and Building Cost (Baht)	Lagging and Paint Cost (Baht)	Equipment Erection Cost (Baht)	Civil Cost (Baht)	Total Purchase Equipment Cost (Baht)
P-101	16,123,223.85	12,898,579.08	3,720,743.97	2,480,495.98	2,480,495.98	1,240,247.99	3,720,743.97	3,720,743.97	46,385,274.78
TK-101	25,647,248.90	20,517,799.12	5,918,595.90	3,945,730.60	3,945,730.60	1,972,865.30	5,918,595.90	5,918,595.90	73,785,162.22
E-101	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
P-102	28,955,823.10	23,164,658.48	6,682,113.02	4,454,742.02	4,454,742.02	2,227,371.01	6,682,113.02	6,682,113.02	83,303,675.69
Total	78,744,826.48	62,995,861.98	18,171,883.40	12,114,589.00	12,114,589.00	6,057,294.50	18,171,883.50	18,171,883.50	226,542,806.45

E.7.1.5 ต้นทุนของเงินทุนทั้งหมด (Total Capital Cost)

ตารางที่ E.5 ต้นทุนของเงินทุนทั้งหมด (Total Capital Cost)

List Cost	Cost (Baht)
Total Fixed Capital Cost	1,274,264,936.65
Working Capital	229,367,688.60
Total Capital Cost	1,503,632,625.25

E.7.1.6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมด (Total operating cost)

ตารางที่ E.6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมด (Total Operating Cost)

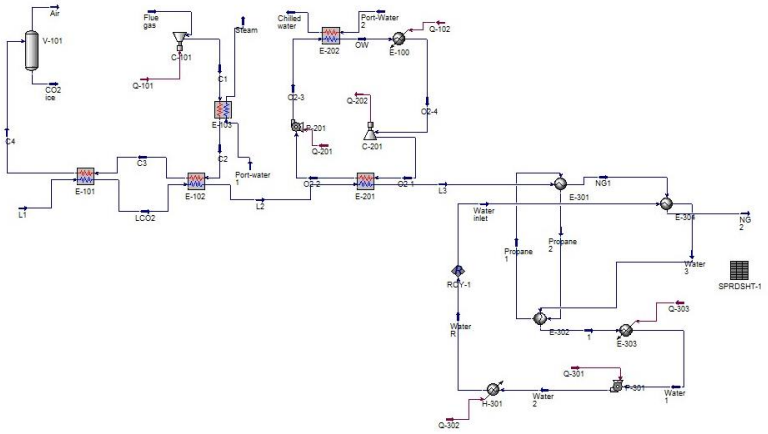
List Cost	List Cost	Cost (Baht/yr)
Variable Production Costs	Operating Labor	328,500
	Operating Supervision	240,000
	Utilities	65,281,370
	Maintenance and Repairing	10,618,874
	Land	100,000
	Total Variable Production Costs	71,651,543
Fixed Costs	Depreciation (d_k)	6,796,080
Total Operating Cost		83,364,824

E.7.1.7 ผลจากการคำนวณของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ค่าเงินรายปี (Annual Value: AW), อัตราผลตอบแทน (Internal Rate of Return: IRR) และ ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เนื่องจาก Regasification ไม่มีรายได้ผล NPV และ AW จึงมีค่าติดลบ ทำให้ไม่สามารถหา IRR และ Payback Period ได้

ตารางที่ E.7 ผลการคำนวณ NPV AW IRR และ Payback Period

NPV	-2,246,896,857	Baht
AW	-247,536,295	Baht/yr
IRR	-	%
Payback Period	-	yr

E.7.2 กรณีพื้นฐาน (Base Case)



รูปที่ E.6 กระบวนการของกรณีพื้นฐาน Base Case

E.7.2.1 ค่าใช้จ่ายทั้งหมดด้านวัตถุดิบที่ใช้ทั้งหมด ค่าแรงคนงาน รวมทั้งสาธารณูปโภคต่าง ๆ ดังนี้

ตารางที่ E.8 ค่าใช้จ่ายทั้งหมดด้านวัตถุดิบที่ใช้ทั้งหมด ค่าแรงคนงาน รวมทั้งสาธารณูปโภคต่าง ๆ

List	Quantity	Cost (Baht) Per Year
Raw Material	60 Baht/m^3	183,433
Electricity	3.5 Baht/kW*h	738,450,800
Utility Water	20 Baht/m^3	24,026,236
Cold Energy Utilization	100 ton of LNG/h	8,760,000
Labor LV1	37.5 Baht/h	109,500
Labor LV2	37.5 Baht/h	109,500
Labor LV3	37.5 Baht/h	109,500
Supervision 1	20,000 Baht/month	240,000

E.7.2.2 ค่าอุปกรณ์ในกระบวนการทั้งหมด

ตารางที่ E.9 ค่าอุปกรณ์ในกระบวนการทั้งหมด

Process	List	Equipment Cost [USD]	Equipment Cost [Baht]	Duty (kW)	R	Area (m^2)	Mass Flow (kg/s)
Carbon Capture	E-101	60,870.62	1,997,165.14			60.32	
	E-102	60,870.62	1,997,165.14			60.32	
	E-103	60,870.62	1,997,165.14			60.32	
	C-101	10,885.10	357,140.29		1.5		5.50
	T-101	67,979.27	2,230,400.00				
Organic Rankine Cycle (ORC)	P-201	51,280.91	1,682,526.66	43.17			
	C-201	1,427,127.01	46,824,037.10	3,008.21			
	E-201	60,870.62	1,997,165.14			60.32	
	E-202	60,870.62	1,997,165.14			60.32	

	H-201	60,870.62	1,997,165.14			60.32	
Cooling Data Center	E-301	60,870.62	1,997,165.14			60.32	
	E-302	60,870.62	1,997,165.14			60.32	
	E-303	60,870.62	1,997,165.14			60.32	
	E-304	60,870.62	1,997,165.14			60.32	
	P-301	11,427.66	374,941.52	5.21			
	H-301	60,870.62	1,997,165.14			60.32	
Flare		37,785.98	1,239,758.00				
Electrolysis of Water		1333,177.57	42,795,000.00				
Methanol Synthesis and Purification		2,076,609.27	68,133,550.00				

E.7.2.3 ค่าอุปกรณ์ทั้งหมดในกระบวนการ ในราคาของปี 2564-2565

ตารางที่ E.10 ค่าอุปกรณ์ทั้งหมดในกระบวนการ ในราคาของปี 2564-2565

Process	List	Equipment Cost [Baht]	Year	Chemical Engineering Plant Cost Index
Carbon Capture	E-101	2,380,582.02	2557	576.1
	E-102	2,380,582.02	2557	576.1
	E-103	2,380,582.02	2557	576.1
	C-101	516,932.03	2557	576.1
	T-101	2,230,400.00	2557	686.7
Organic Rankine Cycle (ORC)	P-201	2,005,539.01	2557	576.1
	C-201	64,288,722.08	2557	576.1
	E-202	2,380,582.02	2557	576.1
	E-201	2,380,582.02	2557	576.1
	H-201	2,380,582.02	2557	576.1
Cooling Data Center	E-301	2,380,582.02	2557	576.1
	E-302	2,380,582.02	2557	576.1
	E-303	2,380,582.02	2557	576.1
	E-304	2,380,582.02	2557	576.1
	P-301	446,923.15	2557	576.1
	H-301	2,380,582.02	2557	576.1
Flare		1,239,758.00	2564	686.7
Electrolysis of Water		42,795,000.00	2564	686.7
Methanol Synthesis and Purification		68,133,550.00	2564	686.7
Total		207,843,226.50 Baht		

E.7.2.4 ค่าใช้จ่ายของการติดตั้งอุปกรณ์ทั้งหมด (Total Purchase Equipment Cost)

ตารางที่ E.11 ค่าใช้จ่ายของการติดตั้งอุปกรณ์ทั้งหมด (Total Purchase Equipment Cost)

Equipment	Material Cost (Baht)	Piping Cost (Baht)	Instrument and Control Cost (Baht)	Electrical Cost (Baht)	Structures and Building Cost (Baht)	Lagging and Paint Cost (Baht)	Equipment Erection Cost (Baht)	Civil Cost (Baht)	Total Purchase Equipment Cost (Baht)
E-101	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
E-102	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
E-103	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
C-101	672,011.64	537,609.31	155,079.61	103,386.41	103,386.41	51,693.20	155,079.61	155,079.61	1,933,325.81
T-101	2,899,520.00	2,319,616.00	669,120.00	446,080.00	446,080.00	223,040.00	669,120.00	669,120.00	8,341,696.00
P-201	2,607,200.72	2,085,760.57	601,661.70	401,107.80	401,107.80	200,553.90	601,661.70	601,661.70	7,500,715.91
C-201	83,575,338.71	66,860,270.96	19,286,616.62	12,857,744.42	12,857,744.42	6,428,872.21	19,286,616.62	19,286,616.62	240,439,820.61
E-201	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
E-202	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
E-203	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
E-301	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
E-302	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
E-303	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
E-304	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
P-301	478,207.77	382,566.22	134,076.94	89,384.63	89,384.63	44,692.31	134,076.94	134,076.94	1,486,466.393
H-301	3,094,756.63	2,475,805.30	714,174.61	476,116.40	476,116.40	238,058.20	714,174.61	714,174.61	8,903,376.76
Flare	2,479,516.00	1,983,612.80	371,927.40	247,951.60	247,951.60	123,975.80	371,927.40	371,927.40	6,198,790.00
Methanol Synthesis and Purification	88,573,615.00	70,858,892.00	20,440,065.00	13,626,710.00	13,626,710.00	6,813,355.00	20,440,065.00	20,440,065.00	254,819,477.00
Electrolysis of Water	55,633,500.00	44,506,800.00	12,838,500.00	8,559,000.00	8,559,000.00	4,279,500.00	12,838,500.00	12,838,500.00	160,053,300.00
Total	268,771,097.27	215,016,877.82	62,352,967.95	41,568,645.30	41,568,645.30	20,784,322.65	62,352,967.95	62,352,967.95	774,768,492.19

E.7.2.5 ต้นทุนของเงินทุนทั้งหมด (Total Capital Cost)

ในการคำนวณจะนำ Propane และน้ำที่เป็น Refrigerant นำไปรวมกับ Capital Cost ในปีที่เริ่มโครงการ และ คิดค่า Maintenance ในแต่ละปีด้วย โดยความหนาแน่นของน้ำหล่อเย็นและ Propane อ้างอิงมาจากการคำนวณตามสมการ Peng-Robinson[128] รวมทั้งเส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ อ้างอิงตาม Schedule 40[74,75] ของวัสดุต่าง ๆ ที่นำมาใช้ในแต่ละกระบวนการ

ตารางที่ E.12 ปริมาณและราคาของสารทำความเย็นทั้งหมด

Refrigerant	Process	Stream	Phase	Density (kg/m^3)	Density (lbs/ft^3)	Velocity (ft/s) Cal Max	Velocity (m/s) Cal Max	Inner Diameter (ins)	Inner Diameter (m)	Flow Rate (m^3/h)	Velocity (m/s)	Length Pipe (m)	Time 1 Loop (s)	Mass Flow Rate (kg/s)	Total Mass (kg)
Propane	ORC	54	Liquid	574.88	35.89	20.87	6.36	6.065	0.15	204.30	3.87	28.50	7.36	28.74	556.53
		55	Liquid	575.53	35.93	20.85	6.36	6.065	0.15	204.30	3.87	22.28	5.75	28.74	
		58	Gas	16.07	1.00	124.80	38.04	15.250	0.39	6,416.61	15.10	22.28	1.48	28.74	
		59	Gas	2.50	0.16	316.35	96.42	35.250	0.90	41,354.61	18.22	28.50	1.56	28.74	
		60	Liquid	500.21	31.23	22.37	6.82	6.065	0.15	204.30	3.87	12.45	3.21	28.74	
	Data center	62	Liquid	8.47	0.53	171.87	52.39	10.020	0.25	2,387.27	13.02	42.66	3.28	5.62	70.90
		61	Gas	536.90	33.52	21.59	6.58	2.469	0.06	39.92	4.57	42.66	9.34	5.62	
Water	Data center	68	Liquid	987.63	61.66	15.92	4.85	5.047	0.13	119.20	3.26	28.48	8.73	33.05	1,189.60
		69	Liquid	1,009.48	63.02	15.75	4.80	5.047	0.13	119.20	3.26	25.35	7.77	33.05	
		63	Liquid	1,022.20	63.81	15.65	4.77	5.047	0.13	119.20	3.26	38.50	11.80	33.05	
		66	Liquid	1,014.84	63.35	15.70	4.79	5.047	0.13	119.20	3.26	12.58	3.85	33.05	
		67	Liquid	1,014.87	63.36	15.70	4.79	5.047	0.13	119.20	3.26	12.58	3.85	33.05	

ตารางที่ E.13 ค่าภาวะของสารทำความเย็นในภาวะแก๊ส

Stream	Temperature (°R)	Pressure (psia)	Qg (MMSC)	Z
58	627.00	137.09	47.02	0.9743166
59	501.58	18.56	47.02	0.8929316
61	494.21	58.02	9.19	0.9125311

ตารางที่ E.14 ต้นทุนของเงินทุนทั้งหมด (Total Capital Cost)

List Cost	Cost (Baht)
Total Fixed Capital Cost	4,639,519,511
Working Capital	835,113,512
Total Capital Cost Include Refrigerant	5,474,648,732

E.7.2.6 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมด (Total Operating Cost)

ตารางที่ E.15 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมด (Total Operating Cost)

List Cost	List Cost	Cost (Baht/yr)
Variable Production Costs	Raw Material	183,433
	Operating Labor	328,500
	Operating Supervision	240,000
	Utilities	771,237,036
	Maintenance and Repairing	17,268,547
	Land	2,000,000
Fixed Costs	Depreciation	24,792,592
Operating Cost of Carbon Capture		4,429,350
Operating Cost of Methanol Synthesis and Purification		777,653,507
Operating Cost of Electrolysis of Water		283,275,000
Operating Cost of Flare		6,890,100
Total Operating Cost		1,874,556,840

E.7.2.7 ตารางสรุปรายรับจากการขายผลิตภัณฑ์ทั้งหมดที่ผลิตได้ของกรณีพื้นฐาน

ในกระบวนการมีการนำน้ำที่ได้จากกระบวนการผลิตเมทานอลและกระบวนการทำให้น้ำบริสุทธิ์นำไปใช้ต่อในกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสของน้ำ (Electrolysis) และการแยกของกระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture) ดังนั้นจึงไม่นำน้ำในส่วนนี้มาคิดเป็นรายรับของโครงการ ซึ่งในตารางจะมีการแสดงผลในส่วนนี้ด้วย เนื่องจากต้องการพิจารณาผลิตภัณฑ์ร่วม (By Product) ด้วย

ตารางที่ E.16 รายได้ของผลิตภัณฑ์ทั้งหมด

Product	Production	Revenue (Baht/yr)
Carbon Dioxide	2,089.09 ton/year	137,086,355.40
Overall Electricity Production	26,351.99 MW/year	92,231,960.31
Cold Energy	15,370.36 MW/year	92,568,271.69
Steam	36,509.48 ton/year	147,133,189.50
Methanol	15,801.15 ton/year	777,653,507.00
Demin Water	23,607.22 ton/year	1,416,433.23
Oxygen	23,701.72 ton/year	1,555,307,014.00

E.7.2.8 ผลจากการคำนวณของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ค่าเงินรายปี (Annual Value: AW) อัตราผลตอบแทน (Internal Rate of Return: IRR) และ ระยะเวลาคืนทุน (DPBP, Discounted Pay Back Period) เนื่องจาก Regasification ไม่มีรายได้ผล NPV และ AW จึงมีค่าติดลบ ทำให้ไม่สามารถหา IRR และ Payback Period ได้

ตารางที่ E.17 ผลการคำนวณ NPV AW IRR และ Payback Period

NPV	2,957,912,716	Baht
AW	325,867,542	Baht/yr
IRR	16.6	%
Payback Period	10	yr

E.7.3 ตารางคำนวณกระแสเงินที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาดำเนินโครงการ 25 ปี

กระแสเงินที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาโครงการที่สนใจจะเป็นที่จะต้องรวบรวมข้อมูลรายรับและรายจ่ายที่จะเกิดขึ้นในกระบวนการ โดยการวิเคราะห์กระแสเงิน เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาดำเนินโครงการ 25 ปีของกรณีพื้นฐาน โดยจะเห็นได้ว่าในการรวมรายจ่ายและรายได้สะสม (Cumulative Cash Flow) จะมีการเปลี่ยนเครื่องหมายเพียงครั้งเดียวทั้งระยะเวลาที่กำหนดของโครงการ ดังนั้น IRR ที่คำนวณได้มีค่าเพียงหนึ่งเดียว (IRR Unique) สามารถนำไปพิจารณาการลงทุนของโครงการได้ ดังนี้

Year	Cash Flow (Baht/yr)			Cum. Cash Flow (Baht/yr)	PV (Baht/yr)	Sum (PV) (Baht/yr)
	Expense	Income	Total			
0	5,474,648,732	-	-5,474,648,732	-5,474,648,732	-5,474,648,732	-5,474,648,732
1	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	-4,547,225,274	843,112,235	-4,631,536,498
2	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	-3,619,801,816	766,465,668	-3,865,070,830
3	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	-2,692,378,358	696,786,971	-3,168,283,859
4	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	-1,764,954,900	633,442,701	-2,534,841,159
5	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	-837,531,442	575,857,001	-1,958,984,158
6	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	89,892,016	523,506,364	-1,435,477,794
7	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	1,017,315,474	475,914,877	-959,562,917
8	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	1,944,738,932	432,649,888	-526,913,030
9	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	2,872,162,390	393,318,080	-133,594,950
10	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	3,799,585,848	357,561,891	223,966,941
11	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	4,727,009,306	325,056,264	549,023,205
12	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	5,654,432,764	295,505,695	844,528,900
13	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	6,581,856,222	268,641,541	1,113,170,441
14	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	7,509,279,680	244,219,582	1,357,390,023
15	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	8,436,703,138	222,017,802	1,579,407,825
16	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	9,364,126,596	201,834,366	1,781,242,191
17	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	10,291,550,054	183,485,787	1,964,727,978
18	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	11,218,973,512	166,805,261	2,131,533,239
19	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	12,146,396,970	151,641,146	2,283,174,385
20	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	13,073,820,428	137,855,588	2,421,029,973
21	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	14,001,243,886	125,323,261	2,546,353,234
22	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	14,928,667,344	113,930,238	2,660,283,472
23	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	15,856,090,802	103,572,943	2,763,856,415
24	1,874,556,840	2,801,980,298	927,423,458	16,783,514,260	94,157,221	2,858,013,636
25	1,874,556,840	2,956,933,996	1,082,377,156	17,865,891,416	99,899,080	**2,957,912,716**

F. เอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี

1. แก๊สธรรมชาติเหลว หรือ LNG (Liquefied Natural Gas) [89]

Safety Data Sheet: Liquefied Natural Gas (LNG)

Section 1: Identification

Product Name:	Liquefied Natural Gas
SDS Number:	2015001
Synonyms/Other Means of Identification:	LNG, Liquid Methane, Natural Gas Refrigerated Liquid
Intended Use:	Fuel
Manufacturer:	Philadelphia Gas Works (PGW) 800 W. Montgomery Avenue Philadelphia, Pennsylvania 19122 (215) 684-6774
Emergency Health and Safety Number:	CHEMTREC: (800) 424-9300
Manufacturer Health and Safety Contact:	PGW Safety Manager: (215) 684-6554
Manufacturer Technical Information Contact:	PGW Chemical Services: (215) 787-4850

Section 2: Hazard(s) Identification

Classification/Hazard Category
Flammable Gases – Category 1
Gasses Under Pressure – Refrigerated Liquefied Gas

Note: Under the United Nations Globally Harmonized System of Classification and Labeling of Chemicals (GHS), the lower the hazard category number, the greater the hazard, and the higher the hazard category number, the less severe the hazard.

Pictograms

Signal Word
DANGER

Hazard Statements
Extremely flammable gas. (H220)*
Contains refrigerated gas; may cause cryogenic burns or injury. (H281)*

Section 4: First-Aid Measures

Eye Contact: Contact with product may cause frostbite. In case of frostbite or freeze burns, gently soak the eyes with cool to lukewarm water. DO NOT WASH THE EYES WITH HOT WATER (i.e. over 105°F). Open eyelids wide to allow liquid to evaporate. If the person cannot tolerate light, protect the eyes with a bandage or handkerchief. Do not introduce ointment into the eyes without medical advice. Seek immediate medical attention.

Skin Contact: Contact with product may cause frostbite. In case of frostbite or freeze burns, remove contaminated clothing and flush the affected area with cool to lukewarm water. Immediately place frozen area in a circulating warm water bath or in flowing warm water (100 to 105 °F). DO NOT USE HOT WATER (i.e. over 105°F) OR DRY HEAT. Seek immediate medical attention if blistering, tissue freezing, or frostbite has occurred. Under no circumstances should the frozen part be rubbed, either before or after warming.

Inhalation (Breathing): Inhalation of large quantities of LNG vapors may cause central nervous system depression with nausea, headache, dizziness, vomiting, and incoordination. LNG and associated vapor is a simple asphyxiant and may cause loss of consciousness, serious injury, or death by displacing air, thereby resulting in insufficient oxygen to support life. Prompt medical attention is strongly recommended in all cases of inhalation overexposure. Rescue personnel should be equipped with a self-contained breathing apparatus. Remove inhalation victims to fresh air quickly. If inhalation victim is not breathing, ensure that their airways are open and administer cardiopulmonary resuscitation (CPR). If necessary, have a trained person administer air or oxygen once breathing is restored. Seek immediate medical treatment.

WARNING: The burning of any hydrocarbon as a fuel in an area without adequate ventilation may result in hazardous levels of combustion products, including carbon monoxide, and inadequate oxygen levels, which may cause loss of consciousness, serious injury, or death.

Ingestion (Swallowing): This material is a gas under atmospheric temperature and pressure conditions and ingestion is unlikely. Seek immediate medical attention if material is ingested.

Section 5: Fire-Fighting Measures

Fire Fighting Instructions

LNG vapors are extremely flammable and can be ignited by heat, sparks, flames, static electricity, and other sources of ignition, such as pilot lights, mechanical/electrical equipment, and electronic devices that are not intrinsically safe. Vapors may travel considerable distances to a source of ignition where they can ignite, flash back, or explode. Vapors may accumulate in confined spaces.

LNG fires should not be extinguished unless the source of the leak can be stopped safely. In most cases, it is best to eliminate the source of the leak and allow the liquid to burn off. Isolate

Hazardous Decomposition Products: Thermal decomposition products may include carbon monoxide, carbon dioxide, smoke, and other toxic combustion products.

Hazardous Polymerization: Not known to occur.

Section 11: Toxicological Information

Inhalation: LNG vapors are not toxic; however, if LNG vapors escape and accumulate in a confined area or if large amounts of LNG vapor are released as a result of a spill or leak, the LNG vapors may displace air from the area and cause loss of consciousness, serious injury, or death.

Skin Absorption: Contact with liquefied or pressurized gas will cause severe frostbite, but otherwise, this product is not expected to cause skin irritation.

Serious Eye Damage/Irritation: Contact with the liquefied or pressurized gas may cause eye damage and swelling. Otherwise, this product is not expected to cause eye irritation.

Skin Corrosion/Irritation: Contact with liquefied or pressurized gas will cause severe frostbite, but otherwise, this product is not expected to cause skin irritation.

Skin Sensitization: Skin contact should be avoided, and sensitization as a result of skin contact is not expected.

Signs and Symptoms: Light hydrocarbon gases are simple asphyxiants and can cause anesthetic effects at high concentrations. Symptoms of overexposure, which are reversible if exposure is stopped, include shortness of breath, drowsiness, headaches, confusion, decreased coordination, visual disturbances, and vomiting. Continued exposure can lead to hypoxia (inadequate oxygen), rapid breathing, cyanosis (bluish discoloration of the skin), numbness of the extremities, unconsciousness, and death.

Carcinogenicity: LNG is not expected to cause cancer. This substance is not listed as a carcinogen by the International Agency for Research on Cancer (IARC), the National Toxicology Program (NTP), or OSHA.

Section 12: Ecological Information

Ecotoxicity: Petroleum gases are volatile and rapid evaporation is expected from both land and water.

Persistence and Degradability: Not expected to remain on land surface or water for any period.

Bioaccumulative Potential: No data available.

CERCLA/SARA – Section 313 and 40 CFR 372:
This material does not contain any chemicals subject to the reporting requirements of SARA 313 and 40 CFR 372.

EPA (CERCLA) Reportable Quantity (in pounds):
EPA's Petroleum Exclusion applies to this material (refer to CERCLA 101(14)).

California Proposition 65:
This material does not contain any chemicals which are known to the State of California to cause cancer, birth defects, or other reproductive harm at concentrations that trigger the warning requirements of California Proposition 65.

International Hazard Classification

WHMIS Hazard Class:
A – Compressed Gas
B1 – Flammable Gases

National Chemical Inventories
All components are either listed on the TSCA Inventory, or are not regulated under TSCA.

United States Export Control Classification Number: EAR99

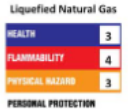
Abbreviations

- CERCLA: Comprehensive Environmental Response Compensation and Liability Act
- EPA: Environmental Protection Agency
- SARA: Superfund Amendments Reauthorization Act
- TPQ: Threshold Planning Quantity
- TSCA: Toxic Substances Control Act
- WHMIS: Workplace Hazardous Materials Information System

Section 16: Other Information

National Fire Protection Association (NFPA)® 704 Hazard Rating
Health: 3 Flammability: 4 Instability: 0
(0-Minimal, 1-Slight, 2-Moderate, 3-Serious, 4-Severe)

Hazardous Material Identification System (HMIS)® Hazard Rating
Health: 3 Flammability: 4 Physical Hazard: 3
(0-Minimal, 1-Slight, 2-Moderate, 3-Serious, 4-Severe)



2. R-290 (Propane) [90]

NATIONAL REFRIGERANTS, INC.

R-290

Safety Data Sheet

R-290 PROPANE

1. CHEMICAL PRODUCT AND COMPANY IDENTIFICATION

PRODUCT NAME: PROPANE
OTHER NAME: Liquefied Petroleum Gas (LPG)
USE: Refrigerant Gas
DISTRIBUTOR: National Refrigerants, Inc.
661 Kenyon Avenue
Bridgeton, New Jersey 08302

FOR MORE INFORMATION CALL:
(Monday-Friday, 8:00am-5:00pm)
1-800-262-0012

IN CASE OF EMERGENCY CALL:
CHEMTREC: 1-800-424-9300

2. HAZARDS IDENTIFICATION

CLASSIFICATION: **Flammable Gas, Gas under pressure, Compressed Gas**
SIGNAL WORD: **DANGER**
HAZARD STATEMENT(S): **Extremely flammable gas, Contains gas under pressure, may explode if heated**
SYMBOL(S): **Flames, Gas Cylinder**

PRECAUTIONARY STATEMENT(S):

Prevention: Keep away from heat, sparks, open flame, and hot surfaces. No Smoking
Response: Leaking gas fire: Do not extinguish unless leak can be stopped immediately. Eliminate all ignition sources if safe to do so.
Storage: Protect from sunlight, store in a well ventilated place.

EMERGENCY OVERVIEW:
Flammable gas. Liquid under high pressure.

POTENTIAL HEALTH EFFECTS:
Effects of Overexposure:

Eye Contact
No known significant effects or critical hazards.

Skin Contact
No known significant effects or critical hazards.

NATIONAL REFRIGERANTS, INC.

R-290

FIRE FIGHTING INSTRUCTIONS:
CO_2, dry chemicals, water spray, or fog. If involved in fire, shut off flow immediately if it can be done without risk. Apply water from a safe distance to cool container and protect surrounding area. Extremely flammable. Gas may accumulate in confined areas, travel considerable distance to source of ignition and flash back causing fire or explosion. Fire fighters should wear appropriate protective equipment and self-contained breathing apparatus (SCBA) with a full face piece operated in positive pressure mode.

6. ACCIDENTAL RELEASE MEASURES

SPILL AND LEAK PPROCEDURES:
Immediately contact emergency personnel. Keep unnecessary personnel away. Use suitable protective equipment (Section 8). Shut off gas supply if this can be done safely. Isolate area until gas has dispersed. Avoid dispersal of spilled material and runoff and contact with soil, waterways, drains and sewers.

7. HANDLING AND STORAGE

NORMAL HANDLING:
Keep container closed. Use only with adequate ventilation. Keep away from heat, sparks and flame. To avoid fire, minimize ignition sources. Use explosion-proof electrical (ventilating, lighting and material handling) equipment. Do not puncture or incinerate container. High pressure gas. Use equipment rated for cylinder pressure. Close valve after each use and when empty. Protect cylinders from physical damage; do not drag, roll, slide, or drop. Use a suitable hand truck for cylinder movement.

STORAGE RECOMMENDATIONS:
Keep container tightly closed. Keep container in a cool, well-ventilated area. Cylinders should be stored upright, with valve protection cap in place, and firmly secured to prevent falling or being knocked over. Cylinder temperatures should not exceed 52°C (125°F).

8. EXPOSURE CONTROLS / PERSONAL PROTECTION

ENGINEERING CONTROLS:
Use only with adequate ventilation. Use process enclosures, local exhaust ventilation, or other engineering controls to keep airborne levels below recommended exposure limits. The engineering controls also need to keep gas, vapor or dust concentrations below any explosive limits. Use explosion-proof ventilation equipment

PERSONAL PROTECTION:

SKIN PROTECTION:
Personal protective equipment for the body should be selected based on the task being performed and the risks involved and should be approved by a specialist before handling this product.

EYE PROTECTION:
Safety eyewear complying with an approved standard should be used when a risk assessment indicates this is necessary to avoid exposure to liquid splashes, mists or dusts.

RESPIRATORY PROTECTION:
Use a properly fitted, air-purifying or air-fed respirator complying with an approved standard if a risk assessment indicates this is necessary. Respirator selection must be based on known or anticipated exposure levels, the hazards of the product and the safe working limits of the selected respirator.

11. TOXICOLOGICAL INFORMATION

TOXICITY DATA:

IDLH: 2100 ppm

Chronic effects on humans: Causes damage to the following organs: the nervous system.

Acute toxic effects on humans: No specific information is available in our database regarding the other toxic effects of this material for humans.

SPECIFIC EFFECTS:

Carcinogenic effects: No known significant effects or critical hazards.

Mutagenic effects: No known significant effects or critical hazards.

Reproductive toxicity: No known significant effects or critical hazards.

12. ECOLOGICAL INFORMATION

DEGRADABILITY (BOD):

Products of degradation: These products are carbon oxides (CO,CO_2) and water.

Toxicity of the products of biodegradation: The product itself and its products of degradation are not toxic.

Environmental fate: Not available

Environmental hazards: No known significant effects or critical hazards.

Toxicity to the environment: Not available.

13. DISPOSAL CONSIDERATIONS

Product removed from the cylinder must be disposed of in accordance with appropriate Federal, State, and local regulations.

14. TRANSPORT INFORMATION

US DOT ID NUMBER: UN 1978

US DOT SHIPPING NAME: PROPANE

US DOT HAZARD CLASS: 2.1

US DOT PACKING GROUP: NA

15. REGULATORY INFORMATION

U.S. FEDERAL REGULATIONS:

TSCA 8(b) inventory: Propane
SARA 302/304/311/312 extremely hazardous substances: No products were found.
SARA 302/304 emergency planning and notification: No products were found.
SARA 302/304/311/312 hazardous chemicals: Propane
SARA 311/312 MSDS distribution – chemical inventory – hazard identification: Propane: Fire hazard, Sudden Release of Pressure
Clean Water Act (CWA) 307: No products were found.
Clean Water Act (CWA) 311: No products were found.
Clean Air Act (CAA) 112 accidental release prevention: Propane
Clean Air Act (CAA) 112 regulated flammable substances: Propane
Clean Air Act (CAA) 112 regulated toxic substances: No products were found.

NATIONAL REFRIGERANTS, INC.

R-290

STATE REGULATIONS:

Pennsylvania RTK: Propane: (generic environmental hazard)
Massachusetts RTK: Propane
New Jersey: Propane

CALIFORNIA PROPOSITION 65: The ingredients in this product do not contain any chemicals known to State of California to cause cancer, birth defects, or any other reproductive harm.

CANADA

WHMIS (Canada): Class A: Compressed gas
Class B-1: Flammable gas
CEPA DSL: Propane

16. OTHER INFORMATION

HAZARD RATING SYSTEMS:

NFPA RATINGS:		HMIS RATINGS:	
HEALTH	=1	HEALTH	=1
FLAMMABILITY	=4	FIRE HAZARD	=4
INSTABILITY	=0	REACTIVITY	=0
SPECIAL	=None	PERSONAL PROTECTION	=C

DISCLAIMER

National Refrigerants, Inc. believes that the information and recommendations contained herein (including data and statements) are accurate as of the date hereof). NO WARRANTY OF FITNESS OR ANY PARTICULAR PURPOSE, WARRANTY OF MERCHANT ABILITY, OR ANY OTHER WARRANTY, EXPRESSED OR IMPLIED, IS MADE CONCERNING THE INFORMATION PROVIDED HEREIN. The information provided herein relates only to the specific product designated and may not be valid where such product is used in combination with any other methods of use of the product and of the information referred to herein are beyond the control of National Refrigerants. National Refrigerants expressly disclaims any and all liability as to any results obtained or arising from any use of the product or reliance on such information.

3. แก๊สไฮโดรเจน (Hydrogen, H_2) [91]

SAFETY DATA SHEET

Airgas
an Air Liquide company

Hydrogen

Section 1. Identification

GHS product identifier	: Hydrogen
Chemical name	: hydrogen
Other means of identification	: Dihydrogen; o-Hydrogen; p-Hydrogen; Molecular hydrogen; H2; UN 1049
Product type	: Gas.
Product use	: Synthetic/Analytical chemistry.
Synonym	: Dihydrogen; o-Hydrogen; p-Hydrogen; Molecular hydrogen; H2; UN 1049
SDS #	: 001026
Supplier's details	: Airgas USA, LLC and its affiliates 259 North Radnor-Chester Road Suite 100 Radnor, PA 19087-5283 1-610-687-5253
24-hour telephone	: 1-866-734-3438

Section 2. Hazards identification

OSHA/HCS status	: This material is considered hazardous by the OSHA Hazard Communication Standard (29 CFR 1910.1200).
Classification of the substance or mixture	: FLAMMABLE GASES - Category 1 GASES UNDER PRESSURE - Compressed gas

GHS label elements

Hazard pictograms :

Signal word	: Danger
Hazard statements	: Extremely flammable gas. Contains gas under pressure; may explode if heated. May displace oxygen and cause rapid suffocation. Burns with invisible flame. May form explosive mixtures with air.

Precautionary statements

General	: Read and follow all Safety Data Sheets (SDS'S) before use. Read label before use. Keep out of reach of children. If medical advice is needed, have product container or label at hand. Close valve after each use and when empty. Use equipment rated for cylinder pressure. Do not open valve until connected to equipment prepared for use. Use a back flow preventative device in the piping. Use only equipment of compatible materials of construction. Approach suspected leak area with caution.
Prevention	: Keep away from heat, hot surfaces, sparks, open flames and other ignition sources. No smoking.
Response	: Leaking gas fire: Do not extinguish, unless leak can be stopped safely. In case of leakage, eliminate all ignition sources.
Storage	: Protect from sunlight. Store in a well-ventilated place.
Disposal	: Not applicable.
Hazards not otherwise classified	: In addition to any other important health or physical hazards, this product may displace oxygen and cause rapid suffocation.

Section 3. Composition/information on ingredients

Substance/mixture	: Substance
Chemical name	: hydrogen
Other means of identification	: Dihydrogen; o-Hydrogen; p-Hydrogen; Molecular hydrogen; H2; UN 1049
Product code	: 001026

CAS number/other identifiers

CAS number : 1333-74-0

Ingredient name	%	CAS number
hydrogen	100	1333-74-0

Any concentration shown as a range is to protect confidentiality or is due to batch variation.

There are no additional ingredients present which, within the current knowledge of the supplier and in the concentrations applicable, are classified as hazardous to health or the environment and hence require reporting in this section.

Occupational exposure limits, if available, are listed in Section 8.

Section 4. First aid measures

Description of necessary first aid measures

Eye contact	: Immediately flush eyes with plenty of water, occasionally lifting the upper and lower eyelids. Check for and remove any contact lenses. Continue to rinse for at least 10 minutes. Get medical attention if irritation occurs.
Inhalation	: Remove victim to fresh air and keep at rest in a position comfortable for breathing. If not breathing, if breathing is irregular or if respiratory arrest occurs, provide artificial respiration or oxygen by trained personnel. It may be dangerous to the person providing aid to give mouth-to-mouth resuscitation. Get medical attention if adverse health effects persist or are severe. If unconscious, place in recovery position and get medical attention immediately. Maintain an open airway. Loosen tight clothing such as a collar, tie, belt or waistband.
Skin contact	: Flush contaminated skin with plenty of water. Remove contaminated clothing and shoes. To avoid the risk of static discharges and gas ignition, soak contaminated clothing thoroughly with water before removing it. Get medical attention if symptoms occur. Wash clothing before reuse. Clean shoes thoroughly before reuse.
Ingestion	: As this product is a gas, refer to the inhalation section.

Most important symptoms/effects, acute and delayed

Potential acute health effects

Eye contact	: Contact with rapidly expanding gas may cause burns or frostbite.
Inhalation	: No known significant effects or critical hazards.
Skin contact	: Contact with rapidly expanding gas may cause burns or frostbite.
Frostbite	: Try to warm up the frozen tissues and seek medical attention.
Ingestion	: As this product is a gas, refer to the inhalation section.

Over-exposure signs/symptoms

Eye contact	: No specific data.
Inhalation	: No specific data.
Skin contact	: No specific data.
Ingestion	: No specific data.

Indication of immediate medical attention and special treatment needed, if necessary

Notes to physician	: Treat symptomatically. Contact poison treatment specialist immediately if large quantities have been ingested or inhaled.
Specific treatments	: No specific treatment.

Section 4. First aid measures

Protection of first-aiders : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. It may be dangerous to the person providing aid to give mouth-to-mouth resuscitation.

See toxicological information (Section 11)

Section 5. Fire-fighting measures

Extinguishing media

Suitable extinguishing media : Use an extinguishing agent suitable for the surrounding fire.

Unsuitable extinguishing media : None known.

Specific hazards arising from the chemical : Contains gas under pressure. Extremely flammable gas. In a fire or if heated, a pressure increase will occur and the container may burst, with the risk of a subsequent explosion.

Hazardous thermal decomposition products : No specific data.

Special protective actions for fire-fighters : Promptly isolate the scene by removing all persons from the vicinity of the incident if there is a fire. No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Contact supplier immediately for specialist advice. Move containers from fire area if this can be done without risk. Use water spray to keep fire-exposed containers cool. If involved in fire, shut off flow immediately if it can be done without risk. If this is impossible, withdraw from area and allow fire to burn. Fight fire from protected location or maximum possible distance. Eliminate all ignition sources if safe to do so.

Special protective equipment for fire-fighters : Fire-fighters should wear appropriate protective equipment and self-contained breathing apparatus (SCBA) with a full face-piece operated in positive pressure mode.

Section 6. Accidental release measures

Personal precautions, protective equipment and emergency procedures

For non-emergency personnel : Accidental releases pose a serious fire or explosion hazard. No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Evacuate surrounding areas. Keep unnecessary and unprotected personnel from entering. Shut off all ignition sources. No flares, smoking or flames in hazard area. Avoid breathing gas. Provide adequate ventilation. Wear appropriate respirator when ventilation is inadequate. Put on appropriate personal protective equipment.

For emergency responders : If specialized clothing is required to deal with the spillage, take note of any information in Section 8 on suitable and unsuitable materials. See also the information in "For non-emergency personnel".

Environmental precautions : Ensure emergency procedures to deal with accidental gas releases are in place to avoid contamination of the environment. Inform the relevant authorities if the product has caused environmental pollution (sewers, waterways, soil or air).

Methods and materials for containment and cleaning up

Small spill : Immediately contact emergency personnel. Stop leak if without risk. Use spark-proof tools and explosion-proof equipment.

Large spill : Immediately contact emergency personnel. Stop leak if without risk. Use spark-proof tools and explosion-proof equipment. Note: see Section 1 for emergency contact information and Section 13 for waste disposal.

Hydrogen

Section 15. Regulatory information

Japan : **Japan inventory (ENCS)**: Not determined.
Japan inventory (ISHL): Not determined.

New Zealand : This material is listed or exempted.

Philippines : This material is listed or exempted.

Republic of Korea : This material is listed or exempted.

Taiwan : This material is listed or exempted.

Thailand : Not determined.

Turkey : Not determined.

United States : This material is active or exempted.

Viet Nam : This material is listed or exempted.

Section 16. Other information

Hazardous Material Information System (U.S.A.)

Caution: HMIS® ratings are based on a 0-4 rating scale, with 0 representing minimal hazards or risks, and 4 representing significant hazards or risks. Although HMIS® ratings and the associated label are not required on SDSs or products leaving a facility under 29 CFR 1910.1200, the preparer may choose to provide them. HMIS® ratings are to be used with a fully implemented HMIS® program. HMIS® is a registered trademark and service mark of the American Coatings Association, Inc.

The customer is responsible for determining the PPE code for this material. For more information on HMIS® Personal Protective Equipment (PPE) codes, consult the HMIS® Implementation Manual.

National Fire Protection Association (U.S.A.)

Reprinted with permission from NFPA 704-2001, Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response Copyright ©1997, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This reprinted material is not the complete and official position of the National Fire Protection Association, on the referenced subject which is represented only by the standard in its entirety.

Copyright ©2001, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This warning system is intended to be interpreted and applied only by properly trained individuals to identify fire, health and reactivity hazards of chemicals. The user is referred to certain limited number of chemicals with recommended classifications in NFPA 49 and NFPA 325, which would be used as a guideline only. Whether the chemicals are classified by NFPA or not, anyone using the 704 systems to classify chemicals does so at their own risk.

Procedure used to derive the classification

Classification	Justification
FLAMMABLE GASES - Category 1 GASES UNDER PRESSURE - Compressed gas	Expert judgment According to package

History

Date of printing : 11/15/2020

Date of issue/Date of revision : 11/15/2020

Date of previous issue : 9/27/2018

Version : 1.01

4. แก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Dioxide, CO_2) [92]

SAFETY DATA SHEET

Carbon Dioxide

Airgas
an Air Liquide company

Section 1. Identification

GHS product identifier : Carbon Dioxide
Chemical name : Carbon dioxide, gas
Other means of identification : Carbonic, Carbon Dioxide, Carbonic Anhydride, R744, Carbon Dioxide USP
Product type : Gas.
Product use : Synthetic/Analytical chemistry and Medical use.
Synonym : Carbonic, Carbon Dioxide, Carbonic Anhydride, R744, Carbon Dioxide USP
SDS # : 001013
Supplier's details : Airgas USA, LLC and its affiliates
259 North Radnor-Chester Road
Suite 100
Radnor, PA 19087-5283
1-610-687-5253

24-hour telephone : 1-866-734-3438

Section 2. Hazards identification

OSHA/HCS status : This material is considered hazardous by the OSHA Hazard Communication Standard (29 CFR 1910.1200).
Classification of the substance or mixture : GASES UNDER PRESSURE - Liquefied gas
Simple asphyxiant.

GHS label elements

Hazard pictograms :

Signal word : Warning
Hazard statements : Contains gas under pressure; may explode if heated.
May displace oxygen and cause rapid suffocation.
May increase respiration and heart rate.

Precautionary statements

General : Read and follow all Safety Data Sheets (SDS'S) before use. Read label before use. Keep out of reach of children. If medical advice is needed, have product container or label at hand. Close valve after each use and when empty. Use equipment rated for cylinder pressure. Do not open valve until connected to equipment prepared for use. Use a back flow preventative device in the piping. Use only equipment of compatible materials of construction. Always keep container in upright position.
Prevention : Use and store only outdoors or in a well ventilated place.
Response : Not applicable.
Storage : Protect from sunlight. Store in a well-ventilated place.
Disposal : Not applicable.

Hazards not otherwise classified : In addition to any other important health or physical hazards, this product may displace oxygen and cause rapid suffocation.
May cause frostbite.

Section 3. Composition/information on ingredients

Substance/mixture : Substance
Chemical name : Carbon dioxide, gas
Other means of identification : Carbonic, Carbon Dioxide, Carbonic Anhydride, R744, Carbon Dioxide USP
Product code : 001013

CAS number/other identifiers

CAS number : 124-38-9

Ingredient name	%	CAS number
Carbon Dioxide	100	124-38-9

Any concentration shown as a range is to protect confidentiality or is due to batch variation.

There are no additional ingredients present which, within the current knowledge of the supplier and in the concentrations applicable, are classified as hazardous to health or the environment and hence require reporting in this section.

Occupational exposure limits, if available, are listed in Section 8.

Section 4. First aid measures

Description of necessary first aid measures

Eye contact : Immediately flush eyes with plenty of water, occasionally lifting the upper and lower eyelids. Check for and remove any contact lenses. Continue to rinse for at least 10 minutes. Get medical attention if irritation occurs.
Inhalation : Remove victim to fresh air and keep at rest in a position comfortable for breathing. If not breathing, if breathing is irregular or if respiratory arrest occurs, provide artificial respiration or oxygen by trained personnel. It may be dangerous to the person providing aid to give mouth-to-mouth resuscitation. Get medical attention if adverse health effects persist or are severe. If unconscious, place in recovery position and get medical attention immediately. Maintain an open airway. Loosen tight clothing such as a collar, tie, belt or waistband.
Skin contact : Flush contaminated skin with plenty of water. Remove contaminated clothing and shoes. Get medical attention if symptoms occur. Wash clothing before reuse. Clean shoes thoroughly before reuse.
Ingestion : As this product is a gas, refer to the inhalation section.

Most important symptoms/effects, acute and delayed

Potential acute health effects

Eye contact : No known significant effects or critical hazards.
Inhalation : No known significant effects or critical hazards.
Skin contact : No known significant effects or critical hazards.
Frostbite : Try to warm up the frozen tissues and seek medical attention.
Ingestion : As this product is a gas, refer to the inhalation section.

Over-exposure signs/symptoms

Eye contact : No specific data.
Inhalation : No specific data.
Skin contact : No specific data.
Ingestion : No specific data.

Indication of immediate medical attention and special treatment needed, if necessary

Notes to physician : Treat symptomatically. Contact poison treatment specialist immediately if large quantities have been ingested or inhaled.
Specific treatments : No specific treatment.

Section 4. First aid measures

Protection of first-aiders : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. It may be dangerous to the person providing aid to give mouth-to-mouth resuscitation.

See toxicological information (Section 11)

Section 5. Fire-fighting measures

Extinguishing media

Suitable extinguishing media : Use an extinguishing agent suitable for the surrounding fire.

Unsuitable extinguishing media : None known.

Specific hazards arising from the chemical : Contains gas under pressure. In a fire or if heated, a pressure increase will occur and the container may burst or explode.

Hazardous thermal decomposition products : Decomposition products may include the following materials:
carbon dioxide
carbon monoxide

Special protective actions for fire-fighters : Promptly isolate the scene by removing all persons from the vicinity of the incident if there is a fire. No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Contact supplier immediately for specialist advice. Move containers from fire area if this can be done without risk. Use water spray to keep fire-exposed containers cool.

Special protective equipment for fire-fighters : Fire-fighters should wear appropriate protective equipment and self-contained breathing apparatus (SCBA) with a full face-piece operated in positive pressure mode.

Section 6. Accidental release measures

Personal precautions, protective equipment and emergency procedures

For non-emergency personnel : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Evacuate surrounding areas. Keep unnecessary and unprotected personnel from entering. Avoid breathing gas. Provide adequate ventilation. Wear appropriate respirator when ventilation is inadequate. Put on appropriate personal protective equipment.

For emergency responders : If specialized clothing is required to deal with the spillage, take note of any information in Section 8 on suitable and unsuitable materials. See also the information in "For non-emergency personnel".

Environmental precautions : Ensure emergency procedures to deal with accidental gas releases are in place to avoid contamination of the environment. Inform the relevant authorities if the product has caused environmental pollution (sewers, waterways, soil or air).

Methods and materials for containment and cleaning up

Small spill : Immediately contact emergency personnel. Stop leak if without risk.

Large spill : Immediately contact emergency personnel. Stop leak if without risk. Note: see Section 1 for emergency contact information and Section 13 for waste disposal.

Section 7. Handling and storage

Precautions for safe handling

Protective measures : Put on appropriate personal protective equipment (see Section 8). Contains gas under pressure. Avoid breathing gas. Do not puncture or incinerate container. Use equipment rated for cylinder pressure. Close valve after each use and when empty. Protect cylinders from physical damage; do not drag, roll, slide, or drop. Use a suitable hand truck for cylinder movement.
Avoid contact with eyes, skin and clothing. Empty containers retain product residue and can be hazardous.

Section 16. Other information

Hazardous Material Information System (U.S.A.)

Caution: HMIS® ratings are based on a 0-4 rating scale, with 0 representing minimal hazards or risks, and 4 representing significant hazards or risks. Although HMIS® ratings and the associated label are not required on SDSs or products leaving a facility under 29 CFR 1910.1200, the preparer may choose to provide them. HMIS® ratings are to be used with a fully implemented HMIS® program. HMIS® is a registered trademark and service mark of the American Coatings Association, Inc.

The customer is responsible for determining the PPE code for this material. For more information on HMIS® Personal Protective Equipment (PPE) codes, consult the HMIS® Implementation Manual.

National Fire Protection Association (U.S.A.)

Reprinted with permission from NFPA 704-2001, Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response Copyright ©1997, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This reprinted material is not the complete and official position of the National Fire Protection Association, on the referenced subject which is represented only by the standard in its entirety.

Copyright ©2001, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This warning system is intended to be interpreted and applied only by properly trained individuals to identify fire, health and reactivity hazards of chemicals. The user is referred to certain limited number of chemicals with recommended classifications in NFPA 49 and NFPA 325, which would be used as a guideline only. Whether the chemicals are classified by NFPA or not, anyone using the 704 systems to classify chemicals does so at their own risk.

Procedure used to derive the classification

Classification	Justification
GASES UNDER PRESSURE - Liquefied gas	Expert judgment

History

Date of printing : 2/12/2018

Date of issue/Date of revision : 2/12/2018

Date of previous issue : 4/25/2017

Version : 0.03

Key to abbreviations : ATE = Acute Toxicity Estimate
BCF = Bioconcentration Factor
GHS = Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals
IATA = International Air Transport Association
IBC = Intermediate Bulk Container
IMDG = International Maritime Dangerous Goods
LogPow = logarithm of the octanol/water partition coefficient
MARPOL = International Convention for the Prevention of Pollution From Ships, 1973 as modified by the Protocol of 1978. ("Marpol" = marine pollution)
UN = United Nations

References : Not available.

Notice to reader

5. แก๊สออกซิเจน (Oxygen, O_2) [93]

SAFETY DATA SHEET

Airgas
an Air Liquide company

Oxygen

Section 1. Identification

GHS product identifier : Oxygen
Chemical name : oxygen
Other means of identification : Molecular oxygen; Oxygen molecule; Pure oxygen; O2; UN 1072; Dioxygen; Oxygen USP, Aviator's Breathing Oxygen (ABO)
Product type : Gas.
Product use : Synthetic/Analytical chemistry.
Synonym : Molecular oxygen; Oxygen molecule; Pure oxygen; O2; UN 1072; Dioxygen; Oxygen USP, Aviator's Breathing Oxygen (ABO)
SDS # : 001043
Supplier's details : Airgas USA, LLC and its affiliates
259 North Radnor-Chester Road
Suite 100
Radnor, PA 19087-5283
1-610-687-5253

24-hour telephone : 1-866-734-3438

Section 2. Hazards identification

OSHA/HCS status : This material is considered hazardous by the OSHA Hazard Communication Standard (29 CFR 1910.1200).
Classification of the substance or mixture : OXIDIZING GASES - Category 1
GASES UNDER PRESSURE - Compressed gas

GHS label elements
Hazard pictograms :

Signal word : Danger
Hazard statements : May cause or intensify fire; oxidizer.
Contains gas under pressure; may explode if heated.

Precautionary statements
General : Read and follow all Safety Data Sheets (SDS'S) before use. Read label before use. Keep out of reach of children. If medical advice is needed, have product container or label at hand. Close valve after each use and when empty. Use equipment rated for cylinder pressure. Do not open valve until connected to equipment prepared for use. Use a back flow preventative device in the piping. Use only equipment of compatible materials of construction. Open valve slowly. Use only with equipment cleaned for Oxygen service.
Prevention : Keep away from clothing and other combustible materials. Keep reduction valves, valves and fittings free from oil and grease.
Response : In case of fire: Stop leak if safe to do so.
Storage : Protect from sunlight. Store in a well-ventilated place.
Disposal : Not applicable.
Hazards not otherwise classified : None known.

Section 3. Composition/information on ingredients

Substance/mixture : Substance
Chemical name : oxygen
Other means of identification : Molecular oxygen; Oxygen molecule; Pure oxygen; O2; UN 1072; Dioxygen; Oxygen USP, Aviator's Breathing Oxygen (ABO)
Product code : 001043

CAS number/other identifiers
CAS number : 7782-44-7

Ingredient name	%	CAS number
oxygen	100	7782-44-7

Any concentration shown as a range is to protect confidentiality or is due to batch variation.

There are no additional ingredients present which, within the current knowledge of the supplier and in the concentrations applicable, are classified as hazardous to health or the environment and hence require reporting in this section.

Occupational exposure limits, if available, are listed in Section 8.

Section 4. First aid measures

Description of necessary first aid measures
Eye contact : Immediately flush eyes with plenty of water, occasionally lifting the upper and lower eyelids. Check for and remove any contact lenses. Continue to rinse for at least 10 minutes. Get medical attention.
Inhalation : Remove victim to fresh air and keep at rest in a position comfortable for breathing. If not breathing, if breathing is irregular or if respiratory arrest occurs, provide artificial respiration or oxygen by trained personnel. It may be dangerous to the person providing aid to give mouth-to-mouth resuscitation. Get medical attention if adverse health effects persist or are severe. If unconscious, place in recovery position and get medical attention immediately. Maintain an open airway. Loosen tight clothing such as a collar, tie, belt or waistband.
Skin contact : Flush contaminated skin with plenty of water. Remove contaminated clothing and shoes. Get medical attention if symptoms occur. Wash clothing before reuse. Clean shoes thoroughly before reuse.
Ingestion : As this product is a gas, refer to the inhalation section.

Most important symptoms/effects, acute and delayed
Potential acute health effects
Eye contact : Contact with rapidly expanding gas may cause burns or frostbite.
Inhalation : No known significant effects or critical hazards.
Skin contact : Contact with rapidly expanding gas may cause burns or frostbite.
Frostbite : Try to warm up the frozen tissues and seek medical attention.
Ingestion : As this product is a gas, refer to the inhalation section.
Over-exposure signs/symptoms
Eye contact : No specific data.
Inhalation : No specific data.
Skin contact : No specific data.
Ingestion : No specific data.

Indication of immediate medical attention and special treatment needed, if necessary
Notes to physician : Treat symptomatically. Contact poison treatment specialist immediately if large quantities have been ingested or inhaled.
Specific treatments : No specific treatment.

Section 4. First aid measures

Protection of first-aiders : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. It may be dangerous to the person providing aid to give mouth-to-mouth resuscitation.

See toxicological information (Section 11)

Section 5. Fire-fighting measures

Extinguishing media

Suitable extinguishing media : Use an extinguishing agent suitable for the surrounding fire.

Unsuitable extinguishing media : None known.

Specific hazards arising from the chemical : Contains gas under pressure. Oxidizing material. This material increases the risk of fire and may aid combustion. Contact with combustible material may cause fire. In a fire or if heated, a pressure increase will occur and the container may burst or explode.

Hazardous thermal decomposition products : No specific data.

Special protective actions for fire-fighters : Promptly isolate the scene by removing all persons from the vicinity of the incident if there is a fire. No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Contact supplier immediately for specialist advice. Move containers from fire area if this can be done without risk. Use water spray to keep fire-exposed containers cool. If involved in fire, shut off flow immediately if it can be done without risk.

Special protective equipment for fire-fighters : Fire-fighters should wear appropriate protective equipment and self-contained breathing apparatus (SCBA) with a full face-piece operated in positive pressure mode.

Section 6. Accidental release measures

Personal precautions, protective equipment and emergency procedures

For non-emergency personnel : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Evacuate surrounding areas. Keep unnecessary and unprotected personnel from entering. Shut off all ignition sources. No flares, smoking or flames in hazard area. Avoid breathing gas. Provide adequate ventilation. Wear appropriate respirator when ventilation is inadequate. Put on appropriate personal protective equipment.

For emergency responders : If specialized clothing is required to deal with the spillage, take note of any information in Section 8 on suitable and unsuitable materials. See also the information in "For non-emergency personnel".

Environmental precautions : Ensure emergency procedures to deal with accidental gas releases are in place to avoid contamination of the environment. Inform the relevant authorities if the product has caused environmental pollution (sewers, waterways, soil or air).

Methods and materials for containment and cleaning up

Small spill : Immediately contact emergency personnel. Stop leak if without risk. Use spark-proof tools and explosion-proof equipment.

Large spill : Immediately contact emergency personnel. Stop leak if without risk. Use spark-proof tools and explosion-proof equipment. Note: see Section 1 for emergency contact information and Section 13 for waste disposal.

Section 7. Handling and storage

Precautions for safe handling

Section 15. Regulatory information

Republic of Korea : This material is listed or exempted.

Taiwan : This material is listed or exempted.

Thailand : Not determined.

Turkey : Not determined.

United States : This material is active or exempted.

Viet Nam : This material is listed or exempted.

Section 16. Other information

Hazardous Material Information System (U.S.A.)

Caution: HMIS® ratings are based on a 0-4 rating scale, with 0 representing minimal hazards or risks, and 4 representing significant hazards or risks. Although HMIS® ratings and the associated label are not required on SDSs or products leaving a facility under 29 CFR 1910.1200, the preparer may choose to provide them. HMIS® ratings are to be used with a fully implemented HMIS® program. HMIS® is a registered trademark and service mark of the American Coatings Association, Inc.

The customer is responsible for determining the PPE code for this material. For more information on HMIS® Personal Protective Equipment (PPE) codes, consult the HMIS® Implementation Manual.

National Fire Protection Association (U.S.A.)

Reprinted with permission from NFPA 704-2001, Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response Copyright ©1997, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This reprinted material is not the complete and official position of the National Fire Protection Association, on the referenced subject which is represented only by the standard in its entirety.

Copyright ©2001, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This warning system is intended to be interpreted and applied only by properly trained individuals to identify fire, health and reactivity hazards of chemicals. The user is referred to certain limited number of chemicals with recommended classifications in NFPA 49 and NFPA 325, which would be used as a guideline only. Whether the chemicals are classified by NFPA or not, anyone using the 704 systems to classify chemicals does so at their own risk.

Procedure used to derive the classification

Classification	Justification
OXIDIZING GASES - Category 1 GASES UNDER PRESSURE - Compressed gas	Expert judgment According to package

History

Date of printing : 9/22/2020

Date of issue/Date of revision : 9/22/2020

Date of previous issue : 2/3/2018

Version : 1

Key to abbreviations : ATE = Acute Toxicity Estimate
BCF = Bioconcentration Factor
GHS = Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals
IATA = International Air Transport Association
IBC = Intermediate Bulk Container
IMDG = International Maritime Dangerous Goods
LogPow = logarithm of the octanol/water partition coefficient

5. แก๊สธรรมชาติ (Natural Gas) (NG) [94]

ATCO

Revision Date: April 02, 2019
Supersedes Date: January 31, 2019

SAFETY DATA SHEET - NATURAL GAS

SECTION 1. PRODUCT AND COMPANY IDENTIFICATION

ATCO Gas
10035 – 105 Street
Edmonton, Alberta T5J 2V6
1-800-511-3447 (toll-free) for information

Emergency Telephone : (24 –hr)
CANUTEC: 1-613-996-6666 (Call Collect) or (*666 on a cellular phone)

PRODUCT IDENTIFICATION

Manufacturer	Various Suppliers, Pipeline/Distribution quality
Trade Name	Natural Gas
Chemical Name	Methane
Synonyms	Natural Gas/high Methane content
Chemical Family	Alkanes
Molecular Formula	CH_4 (Methane)
Product Use	Natural Gas is used primarily for space and water heating and for industrial processing applications
Method of Transport	Pipeline (under pressure) or high pressure cylinders attached to mobile vehicles

Transportation of Dangerous Goods Regulations

UN 1971; Class 2.1	**Shipping Name and Description: METHANE, COMPRESSED**
WHMIS Classification	**Compressed Gas (Class A)** **Flammable Gas (Class B1)**

SECTION 2. HAZARDOUS IDENTIFICATION

2.1 Classification of the Substance or Mixture

Simple Asphyxiant	Simple Asphyxiants – Category 1; A gas that is a simple asphyxiant
Gases Under Pressure	Gases under pressure / Compressed gas
Flam Gas 1	Flammable gases - Category 1
H220	Extremely flammable gas
H280	Contains gas under pressure; may explode if heated

2.2 Label Elements Hazard Pictograms :

Signal Word : Danger
Hazard Statements :
H220 - Extremely flammable gas.
H280 - Contains gas under pressure; may explode if heated.
H380 - May displace oxygen and cause rapid suffocation.

Precautionary Statements :
P210 - Keep away from heat, sparks, open flames, hot surfaces. No smoking.
P377 - Leaking gas fire: Do not extinguish unless leak can be stopped safely.
P381 - Eliminate all ignition sources if safe to do so.
P403 - Store in a well-ventilated place.
P410+P403 - Protect from sunlight. Store in a well-ventilated place.

2.3 Other Hazards

Exposure may aggravate those with pre-existing eye, skin, or respiratory conditions. Asphyxiant gas, can be fatal. May cause damage to the blood, central nervous system, and cardiovascular system. High concentrations of gas can cause unconsciousness and death. Mercaptan is added (rotten egg odour) to the gas, however this smell should not be relied on as a good indicator of the presence of gas as olfactory fatigue (loss of smell) occurs rapidly. Being under the influence of alcohol may enhance the effects of this product.

SECTION 3. COMPOSITION/INFORMATION ON INGREDIENTS

Composition			
Hazardous Ingredients	**Common Name/Synonyms**	**CAS No.**	**% Vol./Vol.**
Natural Gas	**N/A**	**8006-14-2**	**100**
Methane	**N/A**	**74-82-8**	**90-99**
Ethane	**N/A**	**74-84-0**	**0-6**
Propane	**N/A**	**74-98-6**	**0-3**
Butane	**N/A**	**106-97-8**	**0-3**
Propane, 2-methyl-	**Isobutane**	**75-28-5**	**0-3**
Pentane	**N/A**	**109-66-0**	**0-3**
Butane, 2-methyl-	**Isopentane**	**78-78-4**	**0-3**
Nitrogen	**N/A**	**7727-37-9**	**0-3**
Carbon dioxide	**N/A**	**124-38-9**	**0-3**
Helium	**N/A**	**744-59-7**	**0-3**

*typically contains <5 ppm mercaptans

SECTION 4. FIRST AID

Skin Contact:	First aid is not normally required
Eye Contact:	If irritation/redness develops, move victim away from exposure into fresh air And flush eyes with clean water.
Inhalation:	Do not enter a contaminated area unless properly protected (refer to Section 8) Move victim to uncontaminated area to fresh air Perform artificial respiration if necessary

	Seek medical assistance
Note to Physicians:	Symptoms may not appear immediately

5. FIRE AND EXPLOSION HAZARD DATA (See Note, Section 11)

Flammability	In the presence of oxygen and in the presence of an ignition source
Flammability Limits (percent in air)	4% - 15%
Fire Extinguishing Media	Dry Chemical (most effective) or carbon dioxide (CO_2) or Halon
Special Procedures:	Shut off flow of gas from a safe location. (if properly trained). Use full protective equipment and Self -contained breathing apparatus (SCBA). Do not extinguise flame until gas flow is shut off. Use gas detectors in confined spaces.
Ignition Temperature	Approximately 630°C (varies with temperature pressure and oxygen concentration)
Auto Ignition Temperature in Air	Range 482°C - 649°C
Upper Explosive Limit	15% gas in air (approximately)
Product of Combustion:	Carbon dioxide and carbon Monoxide
Protection of Firefighters:	Firefighters should wear SCBA in case of oxygen deficient atmostphere. Do not extinguish unless leak can be stopped safety. In case of leakage, eliminate all ignition sources.
Sensitivity to Static Discharge:	Flammable

Section 6. ACCIDENTAL RELEASE MEASURES

Personal Precations:	Use personal protection recommended in Section 8
Enviromental Precautions:	None
Leak and Spill Procedures:	Evacuate area
Leak/Line Break Occurs	Contact emergency number (refer to Section 1) Attempt to keep area clear Do not activate any sorce of ignition such as electrical switches, vehicles, telephones, cellular phone, two way radios or door bells. Eliminate ignition sources such as open flame or sparks.
Methods for Containment	Stay away and upwind of spill/release
Waste Disposal	Vent to outside atmosphere
Other information	Allow to vapourize and dispense to atmosphere

Section 7. HANDLING AND STORAGE

Handling	Observe handling regulations for compressed gases and flammable materials. To be handled by trained personnel only and followed with approved operating procedures.
Storage:	Comply with storage regulations for compressed gases and flammable materials. No smoking or open flames in storage area.
Precautions to be Taken	Avoid personal body contact (skin/eye contact, etc.) with high pressure gas stream
Other Precautions	Avoid all possible sources of accidental ignition (i.e., static electricity or any other explosive source) Test for hazardous concentrations prior to entering meter stations

Ingestion:	Not a normal route of exposure.
Skin Sensitization:	Not available.
Respiratory Sensitization:	Not available.
Medical Conditions Aggravated By Exposure	Not available.

EFFECTS OF CHRONIC EXPOSURE (from short and long-term exposure)

Target Organs:	Skin. Eyes. Respiratory system. Cardiovascular system. Bone marrow. Liver. Kidneys. Central nervous system.
Chronic Effects:	Prolonged exposure to Natural gas can lead to hypoxia, bluish colouration to the skin, numbness, damage to the nervous system, heart sensitization, reduced consciousness and death. Prolonged or repeated inhalation of Isopentane may cause dizziness, weakness, weight loss, anemia, nervousness, pains in the limbs and peripheral numbness.
Carcinogenicity	This product does not contain any carcinogens or potential carcinogens as listed by ACGIH, IARC, OSHA, or NTP.
Mutagenicity:	Not available.
Reproductive Effects:	Not available.
Developmental Effect Teratogenicity:	Not available.

SECTION 12. ECOLOGICAL INFORMATION

Ecotoxicity:	Not available
Persistence/ Degradability:	Not available
Bioaccumulation/ Accumulation:	Not available There is no information available on the ecotoxicological effects of natural gas. Because of the high volatility of natural gas, it is unlikely to cause ground or water pollution. Natural gas released into the environment will disperse rapidly into the atmosphere and undergo photochemical degradation.

SECTION 13. DISPOSAL CONSIDERATIONS

Disposal:	Allow to dissipate to the atmosphere (if permitted by federal/provincial/municipal requirements). Dispose in a safe location, preferably by burning with a flare. If disposal of natural gas cannot be flared, care must be taken to ensure complete dissipation of the gas to a concentration below its flammable limits.

SECTION 14. TRANSPORT INFORMATION

TDG Classification:	Class 2.1 Flammable Gases
UN/PIN Number:	1971
TDG Shipping Description:	Natural gas, compressed with high methane content
Special Shipping Information:	Handle as extremely flammable gas. Precaution should be taken to minimize inhalation of natural gas.

SECTION 15. REGULATORY INFORMATION

15.1 Canadian Regulations

Natural Gas (8006-14-2)

6. ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Sulfur Dioxide) (SO_2)[95]

SAFETY DATA SHEET

Sulfur Dioxide

Airgas
an Air Liquide company

Section 1. Identification

GHS product identifier : Sulfur Dioxide
Chemical name : sulphur dioxide
Other means of identification : Sulfur dioxide; Sulfur oxide; Sulfurous oxide; Sulfurous acid anhydride; E 220; sulphurous acid anhydride; Sulfur superoxide; Sulfurous anhydride; Sulfur dioxide, anhydrous; Dioxide of sulfur; Sulphure dioxide; SULFUR DIOXIDE, LIQUID
Product type : Gas.
Product use : Synthetic/Analytical chemistry.
Synonym : Sulfur dioxide; Sulfur oxide; Sulfurous oxide; Sulfurous acid anhydride; E 220; sulphurous acid anhydride; Sulfur superoxide; Sulfurous anhydride; Sulfur dioxide, anhydrous; Dioxide of sulfur; Sulphure dioxide; SULFUR DIOXIDE, LIQUID
SDS # : 001047
Supplier's details : Airgas USA, LLC and its affiliates
259 North Radnor-Chester Road
Suite 100
Radnor, PA 19087-5283
1-610-687-5253

24-hour telephone : 1-866-734-3438

Section 2. Hazards identification

OSHA/HCS status : This material is considered hazardous by the OSHA Hazard Communication Standard (29 CFR 1910.1200).
Classification of the substance or mixture : GASES UNDER PRESSURE - Liquefied gas
ACUTE TOXICITY (inhalation) - Category 3
SKIN CORROSION - Category 1
SERIOUS EYE DAMAGE - Category 1

GHS label elements

Hazard pictograms :

Signal word : Danger
Hazard statements : Contains gas under pressure; may explode if heated.
Causes severe skin burns and eye damage.
Toxic if inhaled.

Precautionary statements

General : Read and follow all Safety Data Sheets (SDS'S) before use. Read label before use. Keep out of reach of children. If medical advice is needed, have product container or label at hand. Close valve after each use and when empty. Use equipment rated for cylinder pressure. Do not open valve until connected to equipment prepared for use. Use a back flow preventative device in the piping. Use only equipment of compatible materials of construction. Always keep container in upright position.
Prevention : Wear protective gloves. Wear protective clothing. Wear eye or face protection. Use only outdoors or in a well-ventilated area. Avoid breathing gas.
Response : Immediately call a POISON CENTER or doctor. IF INHALED: Remove person to fresh air and keep comfortable for breathing. IF SWALLOWED: Rinse mouth. Do NOT induce vomiting. IF ON SKIN (or hair): Take off immediately all contaminated clothing. Rinse skin with water. IF IN EYES: Rinse cautiously with water for several minutes. Remove contact lenses, if present and easy to do. Continue rinsing.
Storage : Store locked up. Protect from sunlight. Store in a well-ventilated place.

Section 4. First aid measures

Inhalation : No specific data.
Skin contact : Adverse symptoms may include the following:, pain or irritation, redness, blistering may occur
Ingestion : Adverse symptoms may include the following:, stomach pains

Indication of immediate medical attention and special treatment needed, if necessary

Notes to physician : Treat symptomatically. Contact poison treatment specialist immediately if large quantities have been ingested or inhaled.
Specific treatments : No specific treatment.
Protection of first-aiders : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. If it is suspected that fumes are still present, the rescuer should wear an appropriate mask or self-contained breathing apparatus. It may be dangerous to the person providing aid to give mouth-to-mouth resuscitation. Wash contaminated clothing thoroughly with water before removing it, or wear gloves.

See toxicological information (Section 11)

Section 5. Fire-fighting measures

Extinguishing media

Suitable extinguishing media : Use an extinguishing agent suitable for the surrounding fire.
Unsuitable extinguishing media : None known.

Specific hazards arising from the chemical : Contains gas under pressure. In a fire or if heated, a pressure increase will occur and the container may burst or explode.
Hazardous thermal decomposition products : Decomposition products may include the following materials:
sulfur oxides

Special protective actions for fire-fighters : Promptly isolate the scene by removing all persons from the vicinity of the incident if there is a fire. No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Contact supplier immediately for specialist advice. Move containers from fire area if this can be done without risk. Use water spray to keep fire-exposed containers cool.
Special protective equipment for fire-fighters : Fire-fighters should wear appropriate protective equipment and self-contained breathing apparatus (SCBA) with a full face-piece operated in positive pressure mode.

Section 6. Accidental release measures

Personal precautions, protective equipment and emergency procedures

For non-emergency personnel : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Evacuate surrounding areas. Keep unnecessary and unprotected personnel from entering. Do not breathe gas. Provide adequate ventilation. Wear appropriate respirator when ventilation is inadequate. Put on appropriate personal protective equipment.
For emergency responders : If specialized clothing is required to deal with the spillage, take note of any information in Section 8 on suitable and unsuitable materials. See also the information in "For non-emergency personnel".

Environmental precautions : Ensure emergency procedures to deal with accidental gas releases are in place to avoid contamination of the environment. Inform the relevant authorities if the product has caused environmental pollution (sewers, waterways, soil or air).

Methods and materials for containment and cleaning up

Small spill : Immediately contact emergency personnel. Stop leak if without risk.

Section 11. Toxicological information

Not available.

Specific target organ toxicity (single exposure)

Not available.

Specific target organ toxicity (repeated exposure)

Not available.

Aspiration hazard

Not available.

Information on the likely routes of exposure : Not available.

Potential acute health effects

Eye contact : Causes serious eye damage.

Inhalation : Toxic if inhaled.

Skin contact : Causes severe burns.

Ingestion : As this product is a gas, refer to the inhalation section.

Symptoms related to the physical, chemical and toxicological characteristics

Eye contact : Adverse symptoms may include the following:, pain, watering, redness

Inhalation : No specific data.

Skin contact : Adverse symptoms may include the following:, pain or irritation, redness, blistering may occur

Ingestion : Adverse symptoms may include the following:, stomach pains

Delayed and immediate effects and also chronic effects from short and long term exposure

Short term exposure

Potential immediate effects : Not available.

Potential delayed effects : Not available.

Long term exposure

Potential immediate effects : Not available.

Potential delayed effects : Not available.

Potential chronic health effects

Not available.

General : No known significant effects or critical hazards.

Carcinogenicity : No known significant effects or critical hazards.

Mutagenicity : No known significant effects or critical hazards.

Teratogenicity : No known significant effects or critical hazards.

Developmental effects : No known significant effects or critical hazards.

Fertility effects : No known significant effects or critical hazards.

Numerical measures of toxicity

Acute toxicity estimates

Route	ATE value
Inhalation (gases)	1260 ppm

Section 16. Other information

Reprinted with permission from NFPA 704-2001, Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response Copyright ©1997, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This reprinted material is not the complete and official position of the National Fire Protection Association, on the referenced subject which is represented only by the standard in its entirety.

Copyright ©2001, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This warning system is intended to be interpreted and applied only by properly trained individuals to identify fire, health and reactivity hazards of chemicals. The user is referred to certain limited number of chemicals with recommended classifications in NFPA 49 and NFPA 325, which would be used as a guideline only. Whether the chemicals are classified by NFPA or not, anyone using the 704 systems to classify chemicals does so at their own risk.

Procedure used to derive the classification

Classification	Justification
GASES UNDER PRESSURE - Liquefied gas	Expert judgment
ACUTE TOXICITY (inhalation) - Category 3	On basis of test data
SKIN CORROSION - Category 1	Expert judgment
SERIOUS EYE DAMAGE - Category 1	Expert judgment

History

Date of printing : 9/29/2021

Date of issue/Date of revision : 9/29/2021

Date of previous issue : 2/1/2018

Version : 1.02

Key to abbreviations : ATE = Acute Toxicity Estimate
BCF = Bioconcentration Factor
GHS = Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals
IATA = International Air Transport Association
IBC = Intermediate Bulk Container
IMDG = International Maritime Dangerous Goods
LogPow = logarithm of the octanol/water partition coefficient
MARPOL = International Convention for the Prevention of Pollution From Ships, 1973 as modified by the Protocol of 1978. ("Marpol" = marine pollution)
UN = United Nations

References : Not available.

Notice to reader

To the best of our knowledge, the information contained herein is accurate. However, neither the above-named supplier, nor any of its subsidiaries, assumes any liability whatsoever for the accuracy or completeness of the information contained herein.
Final determination of suitability of any material is the sole responsibility of the user. All materials may present unknown hazards and should be used with caution. Although certain hazards are described herein, we cannot guarantee that these are the only hazards that exist.

7. ไนโตรเจนออกไซด์ (Nitrogen Dioxide) (NO_2)[96]

SAFETY DATA SHEET

Airgas
an Air Liquide company

Nitrogen Dioxide

Section 1. Identification

GHS product identifier : Nitrogen Dioxide
Chemical name : nitrogen dioxide
Other means of identification : Nitrogen oxide; Nitrogen dioxide (dinitrogen tetroxide); Nitrogen oxide (NO2); Nitrogen peroxide; Dinitrogen tetroxide
Product type : Gas.
Product use : Synthetic/Analytical chemistry.
Synonym : Nitrogen oxide; Nitrogen dioxide (dinitrogen tetroxide); Nitrogen oxide (NO2); Nitrogen peroxide; Dinitrogen tetroxide
SDS # : 001041
Supplier's details : Airgas USA, LLC and its affiliates
259 North Radnor-Chester Road
Suite 100
Radnor, PA 19087-5283
1-610-687-5253

24-hour telephone : 1-866-734-3438

Section 2. Hazards identification

OSHA/HCS status : This material is considered hazardous by the OSHA Hazard Communication Standard (29 CFR 1910.1200).
Classification of the substance or mixture : OXIDIZING GASES - Category 1
GASES UNDER PRESSURE - Compressed gas
ACUTE TOXICITY (inhalation) - Category 1
SKIN CORROSION - Category 1
SERIOUS EYE DAMAGE - Category 1

GHS label elements
Hazard pictograms :

Signal word : Danger
Hazard statements : May cause or intensify fire; oxidizer.
Contains gas under pressure; may explode if heated.
Fatal if inhaled.
Causes severe skin burns and eye damage.

Precautionary statements
General : Read and follow all Safety Data Sheets (SDS'S) before use. Read label before use. Keep out of reach of children. If medical advice is needed, have product container or label at hand. Close valve after each use and when empty. Use equipment rated for cylinder pressure. Do not open valve until connected to equipment prepared for use. Use a back flow preventative device in the piping. Use only equipment of compatible materials of construction. Open valve slowly. Use only with equipment cleaned for Oxygen service.
Prevention : Wear protective gloves. Wear eye or face protection. Wear protective clothing. Wear respiratory protection. Keep away from clothing, incompatible materials and combustible materials. Keep reduction valves, valves and fittings free from oil and grease. Use only outdoors or in a well-ventilated area. Do not breathe gas. Wash hands thoroughly after handling.

Section 4. First aid measures

Potential acute health effects
Eye contact : Causes serious eye damage. Contact with rapidly expanding gas may cause burns or frostbite.
Inhalation : Fatal if inhaled.
Skin contact : Causes severe burns. Contact with rapidly expanding gas may cause burns or frostbite.
Frostbite : Try to warm up the frozen tissues and seek medical attention.
Ingestion : As this product is a gas, refer to the inhalation section.

Over-exposure signs/symptoms
Eye contact : Adverse symptoms may include the following:, pain, watering, redness
Inhalation : No specific data.
Skin contact : Adverse symptoms may include the following:, pain or irritation, redness, blistering may occur
Ingestion : Adverse symptoms may include the following:, stomach pains

Indication of immediate medical attention and special treatment needed, if necessary
Notes to physician : In case of inhalation of decomposition products in a fire, symptoms may be delayed. The exposed person may need to be kept under medical surveillance for 48 hours.
Specific treatments : No specific treatment.
Protection of first-aiders : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. If it is suspected that fumes are still present, the rescuer should wear an appropriate mask or self-contained breathing apparatus. It may be dangerous to the person providing aid to give mouth-to-mouth resuscitation. Wash contaminated clothing thoroughly with water before removing it, or wear gloves.

See toxicological information (Section 11)

Section 5. Fire-fighting measures

Extinguishing media
Suitable extinguishing media : Use an extinguishing agent suitable for the surrounding fire.
Unsuitable extinguishing media : None known.

Specific hazards arising from the chemical : Contains gas under pressure. Oxidizing material. This material increases the risk of fire and may aid combustion. Contact with combustible material may cause fire. In a fire or if heated, a pressure increase will occur and the container may burst or explode.
Hazardous thermal decomposition products : Decomposition products may include the following materials:
nitrogen oxides

Special protective actions for fire-fighters : Promptly isolate the scene by removing all persons from the vicinity of the incident if there is a fire. No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. Contact supplier immediately for specialist advice. Move containers from fire area if this can be done without risk. Use water spray to keep fire-exposed containers cool. If involved in fire, shut off flow immediately if it can be done without risk.
Special protective equipment for fire-fighters : Fire-fighters should wear appropriate protective equipment and self-contained breathing apparatus (SCBA) with a full face-piece operated in positive pressure mode.

Section 10. Stability and reactivity

Hazardous polymerization : Under normal conditions of storage and use, hazardous polymerization will not occur.

Section 11. Toxicological information

Information on toxicological effects

Acute toxicity

Product/ingredient name	Result	Species	Dose	Exposure
nitrogen dioxide	LC50 Inhalation Gas.	Rat	115 ppm	1 hours

Irritation/Corrosion

Not available.

Sensitization

Not available.

Mutagenicity

Not available.

Carcinogenicity

Not available.

Reproductive toxicity

Not available.

Teratogenicity

Not available.

Specific target organ toxicity (single exposure)

Not available.

Specific target organ toxicity (repeated exposure)

Not available.

Aspiration hazard

Not available.

Information on the likely routes of exposure : Not available.

Potential acute health effects

Eye contact : Causes serious eye damage. Contact with rapidly expanding gas may cause burns or frostbite.

Inhalation : Fatal if inhaled.

Skin contact : Causes severe burns. Contact with rapidly expanding gas may cause burns or frostbite.

Ingestion : As this product is a gas, refer to the inhalation section.

Symptoms related to the physical, chemical and toxicological characteristics

Eye contact : Adverse symptoms may include the following:, pain, watering, redness

Inhalation : No specific data.

Skin contact : Adverse symptoms may include the following:, pain or irritation, redness, blistering may occur

Ingestion : Adverse symptoms may include the following:, stomach pains

Delayed and immediate effects and also chronic effects from short and long term exposure

Short term exposure

Section 15. Regulatory information

New Zealand : This material is listed or exempted.

Philippines : This material is listed or exempted.

Republic of Korea : This material is listed or exempted.

Taiwan : This material is listed or exempted.

Thailand : Not determined.

Turkey : Not determined.

United States : This material is listed or exempted.

Viet Nam : Not determined.

Section 16. Other information

Hazardous Material Information System (U.S.A.)

Caution: HMIS® ratings are based on a 0-4 rating scale, with 0 representing minimal hazards or risks, and 4 representing significant hazards or risks. Although HMIS® ratings and the associated label are not required on SDSs or products leaving a facility under 29 CFR 1910.1200, the preparer may choose to provide them. HMIS® ratings are to be used with a fully implemented HMIS® program. HMIS® is a registered trademark and service mark of the American Coatings Association, Inc.

The customer is responsible for determining the PPE code for this material. For more information on HMIS® Personal Protective Equipment (PPE) codes, consult the HMIS® Implementation Manual.

National Fire Protection Association (U.S.A.)

Reprinted with permission from NFPA 704-2001, Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response Copyright ©1997, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This reprinted material is not the complete and official position of the National Fire Protection Association, on the referenced subject which is represented only by the standard in its entirety.

Copyright ©2001, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This warning system is intended to be interpreted and applied only by properly trained individuals to identify fire, health and reactivity hazards of chemicals. The user is referred to certain limited number of chemicals with recommended classifications in NFPA 49 and NFPA 325, which would be used as a guideline only. Whether the chemicals are classified by NFPA or not, anyone using the 704 systems to classify chemicals does so at their own risk.

Procedure used to derive the classification

Classification	Justification
OXIDIZING GASES - Category 1	Expert judgment
GASES UNDER PRESSURE - Compressed gas	According to package
ACUTE TOXICITY (inhalation) - Category 1	Expert judgment
SKIN CORROSION - Category 1	Expert judgment
SERIOUS EYE DAMAGE - Category 1	Expert judgment

History

Date of printing : 2/14/2018

Date of issue/Date of revision : 2/14/2018

Date of previous issue : No previous validation

Version : 1

8. เมทานอล (Methanol) (MeOH)[97]

Sigma-Aldrich.

www.sigmaaldrich.com

SAFETY DATA SHEET

according to Regulation (EC) No. 1907/2006

Version 8.0
Revision Date 22.02.2021
Print Date 12.01.2022
GENERIC EU MSDS - NO COUNTRY SPECIFIC DATA - NO OEL DATA

SECTION 1: Identification of the substance/mixture and of the company/undertaking

1.1 Product identifiers

Product name : Methanol

Product Number : 322415
Brand : Sigma-Aldrich
Index-No. : 603-001-00-X
REACH No. : 01-2119433307-44-XXXX
CAS-No. : 67-56-1

1.2 Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against

Identified uses : Laboratory chemicals, Manufacture of substances

1.3 Details of the supplier of the safety data sheet

Company : Sigma-Aldrich Pte Ltd
(Co. Registration No. 199403788W)
2 Science Park Drive
#05-01/12 Ascent Building
SINGAPORE 118222
SINGAPORE

Telephone : +65 6890 6633
Fax : +65 6890 6639
E-mail address : TechnicalService@merckgroup.com

1.4 Emergency telephone

Emergency Phone # : 1-800-262-8200

SECTION 2: Hazards identification

2.1 Classification of the substance or mixture

Classification according to Regulation (EC) No 1272/2008
Flammable liquids (Category 2), H225
Acute toxicity, Oral (Category 3), H301
Acute toxicity, Inhalation (Category 3), H331
Acute toxicity, Dermal (Category 3), H311
Specific target organ toxicity - single exposure (Category 1), Eyes, H370

For the full text of the H-Statements mentioned in this Section, see Section 16.

2.2 Label elements

Labelling according Regulation (EC) No 1272/2008

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

Pictogram

Signal word Danger

Hazard statement(s)
H225 Highly flammable liquid and vapor.
H301 + H311 + H331 Toxic if swallowed, in contact with skin or if inhaled.
H370 Causes damage to organs (Eyes).

Precautionary statement(s)
P210 Keep away from heat, hot surfaces, sparks, open flames and other ignition sources. No smoking.
P233 Keep container tightly closed.
P280 Wear protective gloves/ protective clothing/ eye protection/ face protection/ hearing protection.
P301 + P310 IF SWALLOWED: Immediately call a POISON CENTER/ doctor.
P303 + P361 + P353 IF ON SKIN (or hair): Take off immediately all contaminated clothing. Rinse skin with water.
P304 + P340 + P311 IF INHALED: Remove person to fresh air and keep comfortable for breathing. Call a POISON CENTER/ doctor.

Supplemental Hazard Statements none

Reduced Labeling (<= 125 ml)

Pictogram

Signal word Danger

Hazard statement(s)
H370 Causes damage to organs.
H301 + H311 + H331 Toxic if swallowed, in contact with skin or if inhaled.

Precautionary statement(s)
P301 + P310 IF SWALLOWED: Immediately call a POISON CENTER/ doctor.
P304 + P340 + P311 IF INHALED: Remove person to fresh air and keep comfortable for breathing. Call a POISON CENTER/ doctor.

Supplemental Hazard Statements none

2.3 Other hazards

This substance/mixture contains no components considered to be either persistent, bioaccumulative and toxic (PBT), or very persistent and very bioaccumulative (vPvB) at levels of 0.1% or higher.

SECTION 3: Composition/information on ingredients

3.1 Substances

Synonyms : Methyl alcohol

Formula : CH_4O
Molecular weight : 32.04 g/mol
CAS-No. : 67-56-1
EC-No. : 200-659-6
Index-No. : 603-001-00-X

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

Component		Classification	Concentration
Methanol			
CAS-No. EC-No. Index-No.	67-56-1 200-659-6 603-001-00-X	Flam. Liq. 2; Acute Tox. 3; STOT SE 1; H225, H301, H331, H311, H370 Concentration limits: >= 10 %: STOT SE 1, H370; 3 - < 10 %: STOT SE 2, H371;	<= 100 %

For the full text of the H-Statements mentioned in this Section, see Section 16.

SECTION 4: First aid measures

4.1 Description of first-aid measures

Notes to physician
Dizziness Drowsiness metabolic acidosis Blurred vision Seizures. Coma Blindness death

4.2 Most important symptoms and effects, both acute and delayed
The most important known symptoms and effects are described in the labelling (see section 2.2) and/or in section 11

4.3 Indication of any immediate medical attention and special treatment needed
No data available

SECTION 5: Firefighting measures

5.1 Extinguishing media

Suitable extinguishing media
Foam Carbon dioxide (CO2) Dry powder Water

Unsuitable extinguishing media
For this substance/mixture no limitations of extinguishing agents are given.

5.2 Special hazards arising from the substance or mixture
Carbon oxides
Combustible.

5.3 Advice for firefighters
No data available

5.4 Further information
No data available

SECTION 6: Accidental release measures

6.1 Personal precautions, protective equipment and emergency procedures
For personal protection see section 8.

6.2 Environmental precautions
No data available

6.3 Methods and materials for containment and cleaning up
No data available

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

12.4 Mobility in soil
Will not adsorb on soil.

12.5 Results of PBT and vPvB assessment
This substance/mixture contains no components considered to be either persistent, bioaccumulative and toxic (PBT), or very persistent and very bioaccumulative (vPvB) at levels of 0.1% or higher.

12.6 Other adverse effects

Additional ecological information: Avoid release to the environment.

Stability in water: at 19 °C83 - 91 % - 72 h
Remarks: Hydrolyzes on contact with water.Hydrolyzes readily.

SECTION 13: Disposal considerations

13.1 Waste treatment methods
No data available

SECTION 14: Transport information

14.1 UN number
ADR/RID: 1230 IMDG: 1230 IATA: 1230

14.2 UN proper shipping name
ADR/RID: METHANOL
IMDG: METHANOL
IATA: Methanol

14.3 Transport hazard class(es)
ADR/RID: 3 (6.1) IMDG: 3 (6.1) IATA: 3 (6.1)

14.4 Packaging group
ADR/RID: II IMDG: II IATA: II

14.5 Environmental hazards
ADR/RID: no IMDG Marine pollutant: no IATA: no

14.6 Special precautions for user
No data available

SECTION 15: Regulatory information

15.1 Safety, health and environmental regulations/legislation specific for the substance or mixture
This material safety data sheet complies with the requirements of Regulation (EC) No. 1907/2006.

Authorisations and/or restrictions on use

REACH - Restrictions on the manufacture, placing on the market and use of certain dangerous substances, preparations and articles (Annex XVII) : Methanol

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

9. เยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (Silica-Polymer Composite Proton Exchange Membrane) [98]

Sigma-Aldrich.

www.sigmaaldrich.com

SAFETY DATA SHEET

according to Regulation (EC) No. 1907/2006

Version 6.1
Revision Date 17.09.2019
Print Date 14.01.2022
GENERIC EU MSDS - NO COUNTRY SPECIFIC DATA - NO OEL DATA

SECTION 1: Identification of the substance/mixture and of the company/undertaking

1.1 Product identifiers

Product name : Silica-polymer composite proton exchange membrane

Product Number : 595780
Brand : Aldrich
REACH No. : A registration number is not available for this substance as the substance or its uses are exempted from registration, the annual tonnage does not require a registration or the registration is envisaged for a later registration deadline.

1.2 Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against

Identified uses : Laboratory chemicals, Manufacture of substances

1.3 Details of the supplier of the safety data sheet

Company : Sigma-Aldrich Pte Ltd
(Co. Registration No. 199403788W)
2 Science Park Drive
#05-01/12 Ascent Building
SINGAPORE 118222
SINGAPORE

Telephone : +65 6890 6633
Fax : +65 6890 6639
E-mail address : TechnicalService@merckgroup.com

1.4 Emergency telephone number

Emergency Phone # : 1-800-262-8200

SECTION 2: Hazards identification

2.1 Classification of the substance or mixture

Classification according to Regulation (EC) No 1272/2008
Skin irritation (Category 2), H315
Eye irritation (Category 2), H319
Specific target organ toxicity - single exposure (Category 3), H335

For the full text of the H-Statements mentioned in this Section, see Section 16.

2.2 Label elements

Labelling according Regulation (EC) No 1272/2008

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

Pictogram

Signal word Warning

Hazard statement(s)
H315 Causes skin irritation.
H319 Causes serious eye irritation.
H335 May cause respiratory irritation.

Precautionary statement(s)
P261 Avoid breathing dust/ fume/ gas/ mist/ vapours/ spray.
P305 + P351 + P338 IF IN EYES: Rinse cautiously with water for several minutes. Remove contact lenses, if present and easy to do. Continue rinsing.

Supplemental Hazard Statements none

2.3 Other hazards - none

SECTION 3: Composition/information on ingredients

3.1 Substances

Component	Classification	Concentration
Silica-polymer composite proton exchange membrane		
	Skin Irrit. 2; Eye Irrit. 2; STOT SE 3; H315, H319, H335	<= 100 %

For the full text of the H-Statements mentioned in this Section, see Section 16.

SECTION 4: First aid measures

4.1 Description of first aid measures

General advice
Consult a physician. Show this safety data sheet to the doctor in attendance.

If inhaled
If breathed in, move person into fresh air. If not breathing, give artificial respiration. Consult a physician.

In case of skin contact
Wash off with soap and plenty of water. Consult a physician.

In case of eye contact
Rinse thoroughly with plenty of water for at least 15 minutes and consult a physician.

If swallowed
Never give anything by mouth to an unconscious person. Rinse mouth with water. Consult a physician.

4.2 Most important symptoms and effects, both acute and delayed
The most important known symptoms and effects are described in the labelling (see section 2.2) and/or in section 11

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

4.3 Indication of any immediate medical attention and special treatment needed
No data available

SECTION 5: Firefighting measures

5.1 Extinguishing media

Suitable extinguishing media
Use water spray, alcohol-resistant foam, dry chemical or carbon dioxide.

5.2 Special hazards arising from the substance or mixture
Nature of decomposition products not known.

5.3 Advice for firefighters
Wear self-contained breathing apparatus for firefighting if necessary.

5.4 Further information
No data available

SECTION 6: Accidental release measures

6.1 Personal precautions, protective equipment and emergency procedures
Use personal protective equipment. Avoid dust formation. Avoid breathing vapours, mist or gas. Ensure adequate ventilation. Evacuate personnel to safe areas. Avoid breathing dust.
For personal protection see section 8.

6.2 Environmental precautions
Do not let product enter drains.

6.3 Methods and materials for containment and cleaning up
Pick up and arrange disposal without creating dust. Sweep up and shovel. Keep in suitable, closed containers for disposal.

6.4 Reference to other sections
For disposal see section 13.

SECTION 7: Handling and storage

7.1 Precautions for safe handling
Avoid contact with skin and eyes. Avoid formation of dust and aerosols.
Provide appropriate exhaust ventilation at places where dust is formed.Normal measures for preventive fire protection.
For precautions see section 2.2.

7.2 Conditions for safe storage, including any incompatibilities
Store in cool place. Keep container tightly closed in a dry and well-ventilated place.

7.3 Specific end use(s)
Apart from the uses mentioned in section 1.2 no other specific uses are stipulated

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

12.6 Other adverse effects
No data available

SECTION 13: Disposal considerations

13.1 Waste treatment methods

Product
Offer surplus and non-recyclable solutions to a licensed disposal company. Contact a licensed professional waste disposal service to dispose of this material. Dissolve or mix the material with a combustible solvent and burn in a chemical incinerator equipped with an afterburner and scrubber.

Contaminated packaging
Dispose of as unused product.

SECTION 14: Transport information

14.1 UN number
ADR/RID: - IMDG: - IATA: -

14.2 UN proper shipping name
ADR/RID: Not dangerous goods
IMDG: Not dangerous goods
IATA: Not dangerous goods

14.3 Transport hazard class(es)
ADR/RID: - IMDG: - IATA: -

14.4 Packaging group
ADR/RID: - IMDG: - IATA: -

14.5 Environmental hazards
ADR/RID: no IMDG Marine pollutant: no IATA: no

14.6 Special precautions for user
No data available

SECTION 15: Regulatory information

15.1 Safety, health and environmental regulations/legislation specific for the substance or mixture
This safety datasheet complies with the requirements of Regulation (EC) No. 1907/2006.

International Chemical Weapons Convention (CWC) Schedules of Toxic Chemicals and Precursors	: Neither banned nor restricted
Restrictions on the marketing and use of certain dangerous substances and preparations	: Neither banned nor restricted
Regulation (EC) No 649/2012 of the European Parliament and the Council concerning the export and import of dangerous chemicals	: Neither banned nor restricted
Candidate List of Substances of Very High Concern for Authorisation	: Neither banned nor restricted

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

10. อะลูมิเนียมออกไซด์ (Alumina Catalyst) (Al_2O_3) [99]

SAFETY DATA SHEET

Spent Catalyst (Various)

HOLLYFRONTIER

Section 1. Identification

Product name : Spent Catalyst (Various)
Product code : Not available.
Synonyms : Zeolitic Silica, Alumina Catalyst

Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against
Product use : By-Product
Area of application : Industrial applications.

Manufacturer : HollyFrontier Refining & Marketing LLC
2828 North Harwood
Suite 1300
Dallas, Texas 75201
USA
Customer Service: (888) 286-8836

Emergency telephone number : CHEMTREC® (800) 424-9300
CCN 201319

Section 2. Hazards identification

OSHA/HCS status : This material is considered hazardous by the OSHA Hazard Communication Standard (29 CFR 1910.1200).

Classification of the substance or mixture :

H302	ACUTE TOXICITY (oral) - Category 4
H331	ACUTE TOXICITY (inhalation) - Category 3
H319	EYE IRRITATION - Category 2A
H334	RESPIRATORY SENSITIZATION - Category 1
H317	SKIN SENSITIZATION - Category 1
H350	CARCINOGENICITY - Category 1A
H335	SPECIFIC TARGET ORGAN TOXICITY (SINGLE EXPOSURE) (Respiratory tract irritation) - Category 3
H372	SPECIFIC TARGET ORGAN TOXICITY (REPEATED EXPOSURE) (heart, kidneys, liver, lungs) - Category 1

Percentage of the mixture consisting of ingredient(s) of unknown dermal toxicity: 82.5%
Percentage of the mixture consisting of ingredient(s) of unknown inhalation toxicity: 50%

GHS label elements

Hazard pictograms :

Signal word : Danger

Hazard statements : H331 - Toxic if inhaled.
H302 - Harmful if swallowed.
H319 - Causes serious eye irritation.
H334 - May cause allergy or asthma symptoms or breathing difficulties if inhaled.
H317 - May cause an allergic skin reaction.
H350 - May cause cancer.
H335 - May cause respiratory irritation.
H372 - Causes damage to organs through prolonged or repeated exposure. (heart, kidneys, liver, lungs)

Precautionary statements

Ingestion : Do not induce vomiting unless directed to do so by medical personnel. If vomiting occurs, the head should be kept low so that vomit does not enter the lungs. Wash out mouth with water. Remove victim to fresh air and keep at rest in a position comfortable for breathing. Get medical attention. If necessary, call a poison center or physician. Never give anything by mouth to an unconscious person. If unconscious, place in recovery position and get medical attention immediately. Maintain an open airway. Loosen tight clothing such as a collar, tie, belt or waistband.

Most important symptoms/effects, acute and delayed

Potential acute health effects

Eye contact : Causes serious eye irritation.
Inhalation : Toxic if inhaled. May cause respiratory irritation. May cause allergy or asthma symptoms or breathing difficulties if inhaled.
Skin contact : May cause an allergic skin reaction.
Ingestion : Harmful if swallowed.

Over-exposure signs/symptoms

Eye contact : pain or irritation; watering; redness
Inhalation : respiratory tract irritation; coughing; wheezing and breathing difficulties; asthma
Skin contact : irritation; redness
Ingestion : No specific data.

Indication of immediate medical attention and special treatment needed, if necessary

Notes to physician : Treat symptomatically. Contact poison treatment specialist immediately if large quantities have been ingested or inhaled.
Specific treatments : No specific treatment.
Protection of medical responders : No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training. If it is suspected that fumes are still present, the rescuer should wear an appropriate mask or self-contained breathing apparatus. It may be dangerous to the person providing aid to give mouth-to-mouth resuscitation. Wash contaminated clothing thoroughly with water before removing it, or wear gloves.

See toxicological information (Section 11)

Section 5. Fire-fighting measures

Extinguishing media

Suitable extinguishing media : Use an extinguishing agent suitable for the surrounding fire.
Unsuitable extinguishing media : Do not use water jet.

Specific hazards arising from the chemical : Powder: May form combustible dust concentrations in air.
Hazardous thermal decomposition products : Decomposition products may include the following materials:
metal oxide/oxides

Special protective actions for fire-fighters : Promptly isolate the scene by removing all persons from the vicinity of the incident if there is a fire. No action shall be taken involving any personal risk or without suitable training.
Special protective equipment for fire-fighters : Fire-fighters should wear appropriate protective equipment and self-contained breathing apparatus (SCBA) with a full face-piece operated in positive pressure mode.

Section 12. Ecological information

Toxicity

Product/ingredient name	Result	Species	Exposure
Aluminium oxide	Acute EC50 114.357 mg/l Fresh water	Daphnia - Daphnia magna - Neonate	48 hours
molybdenum trioxide	Acute LC50 203.2 mg/l Fresh water	Daphnia - Daphnia magna - Neonate	48 hours
	Acute LC50 70000 µg/l Fresh water	Fish - Pimephales promelas	96 hours

Persistence and degradability

Not available.

Bioaccumulative potential

Product/ingredient name	$LogP_{ow}$	BCF	Potential
cobalt oxide	-	15600	high
nickel monoxide	-	5613	high

Mobility in soil

Soil/water partition coefficient (K_{OC}) : Not available.

Other adverse effects : No known significant effects or critical hazards.

Section 13. Disposal considerations

Disposal methods : The generation of waste should be avoided or minimized wherever possible. Disposal of this product, solutions and any by-products should at all times comply with the requirements of environmental protection and waste disposal legislation and any regional local authority requirements. Dispose of surplus and non-recyclable products via a licensed waste disposal contractor. Waste should not be disposed of untreated to the sewer unless fully compliant with the requirements of all authorities with jurisdiction. Waste packaging should be recycled. Incineration or landfill should only be considered when recycling is not feasible. This material and its container must be disposed of in a safe way. Care should be taken when handling emptied containers that have not been cleaned or rinsed out. Empty containers or liners may retain some product residues. Avoid dispersal of spilled material and runoff and contact with soil, waterways, drains and sewers.

Section 14. Transport information

	DOT Classification	IMDG	IATA
UN number	Not regulated.	UN3077	UN3077
UN proper shipping name	-	ENVIRONMENTALLY HAZARDOUS SUBSTANCE, SOLID, N.O.S. (cobalt oxide)	Environmentally hazardous substance, solid, n.o.s. (cobalt oxide)
Transport hazard class(es)	-	9	9

Section 16. Other information

National Fire Protection Association (U.S.A.)

Reprinted with permission from NFPA 704-2001, Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response Copyright ©1997, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This reprinted material is not the complete and official position of the National Fire Protection Association, on the referenced subject which is represented only by the standard in its entirety.

Copyright ©2001, National Fire Protection Association, Quincy, MA 02269. This warning system is intended to be interpreted and applied only by properly trained individuals to identify fire, health and reactivity hazards of chemicals. The user is referred to certain limited number of chemicals with recommended classifications in NFPA 49 and NFPA 325, which would be used as a guideline only. Whether the chemicals are classified by NFPA or not, anyone using the 704 systems to classify chemicals does so at their own risk.

Procedure used to derive the classification

Classification	Justification
Acute Tox. 4, H302	Calculation method
Acute Tox. 3, H331	Calculation method
Eye Irrit. 2A, H319	Calculation method
Resp. Sens. 1, H334	Calculation method
Skin Sens. 1, H317	Calculation method
Carc. 1A, H350	Calculation method
STOT SE 3, H335	Calculation method
STOT RE 1, H372 (heart, kidneys, liver, lungs)	Calculation method

Date of issue/Date of revision : 12/14/2017

Date of previous issue : 12/29/2014

Version : 2

Key to abbreviations : ATE = Acute Toxicity Estimate
BCF = Bioconcentration Factor
GHS = Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals
IATA = International Air Transport Association
IMDG = International Maritime Dangerous Goods
LogPow = logarithm of the octanol/water partition coefficient
UN = United Nations

Indicates information that has changed from previously issued version.

Notice to reader

To the best of our knowledge, the information contained herein is accurate. However, neither the above-named manufacturer, nor any of its subsidiaries, assumes any liability whatsoever for the accuracy or completeness of the information contained herein.
Final determination of suitability of any material is the sole responsibility of the user. All materials may present unknown hazards and should be used with caution. Although certain hazards are described herein, we cannot guarantee that these are the only hazards that exist.

11. คอปเปอร์ ซิงค์ออกไซด์ (Cu/ZnO) [100]

Safety Data Sheet
acc. to OSHA HCS

Printing date 01/23/2014 Reviewed on 05/25/2010

1 Identification

Product identifier
Product name: Copper based methanol synthesis catalyst

Stock number: 45776
Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against.
Identified use: SU24 Scientific research and development

Details of the supplier of the safety data sheet
Manufacturer/Supplier:
Alfa Aesar, A Johnson Matthey Company
Johnson Matthey Catalog Company, Inc.
30 Bond Street
Ward Hill, MA 01835-8099
Tel: 800-343-0660
Fax: 800-322-4757
Email: tech@alfa.com
www.alfa.com
Information Department: Health, Safety and Environmental Department
Emergency telephone number:
During normal hours the Health, Safety and Environmental Department at (800) 343-0660. After normal hours call Carechem 24 at (866) 928-0789.

2 Hazard(s) identification

Classification of the substance or mixture
Classification according to Regulation (EC) No 1272/2008

GHS06 Skull and crossbones

Acute Tox. 3 H301 Toxic if swallowed.

GHS07

Skin Irrit. 2 H315 Causes skin irritation.
Eye Irrit. 2A H319 Causes serious eye irritation.
STOT SE 3 H335 May cause respiratory irritation.

Classification according to Directive 67/548/EEC or Directive 1999/45/EC

Xn; Harmful

R22: Harmful if swallowed.

Xi; Irritant

R36/37/38: Irritating to eyes, respiratory system and skin.

N; Dangerous for the environment

R50/53: Very toxic to aquatic organisms, may cause long-term adverse effects in the aquatic environment.
Information concerning particular hazards for human and environment: Not applicable
Hazards not otherwise classified No information known.

Label elements
Labelling according to Regulation (EC) No 1272/2008
The substance is classified and labeled according to the CLP regulation.
Hazard pictograms

GHS06

Signal word Danger
Hazard statements
H301 Toxic if swallowed.
H315 Causes skin irritation.
H319 Causes serious eye irritation.
H335 May cause respiratory irritation.
Precautionary statements
P261 Avoid breathing dust/fume/gas/mist/vapours/spray.

(Contd. on page 2)

Safety Data Sheet
acc. to OSHA HCS

Printing date 01/23/2014 Reviewed on 05/25/2010

Product name: Copper based methanol synthesis catalyst

(Contd. of page 1)

P301+P310 IF SWALLOWED: Immediately call a POISON CENTER/ doctor/…
P305+P351+P338 IF IN EYES: Rinse cautiously with water for several minutes. Remove contact lenses, if present and easy to do. Continue rinsing.
P302+P352 IF ON SKIN: Wash with plenty of water/…
P405 Store locked up.
P501 Dispose of contents/container in accordance with local/regional/national/international regulations.
WHMIS classification
D2B - Toxic material causing other toxic effects

Classification system
HMIS ratings (scale 0-4)
(Hazardous Materials Identification System)

HEALTH	1
FIRE	0
REACTIVITY	1

Health (acute effects) = 1
Flammability = 0
Physical Hazard = 1

Other hazards
Results of PBT and vPvB assessment
PBT: Not applicable.
vPvB: Not applicable.

3 Composition/information on ingredients

Chemical characterization: Substances
CAS# Description:
Copper based methanol synthesis catalyst

4 First-aid measures

Description of first aid measures
After inhalation
Supply fresh air. If required, provide artificial respiration. Keep patient warm.
Seek immediate medical advice.
After skin contact
Immediately wash with water and soap and rinse thoroughly.
Seek immediate medical advice.
After eye contact
Rinse opened eye for several minutes under running water. Then consult a doctor.
After swallowing Seek medical treatment.
Information for doctor
Most important symptoms and effects, both acute and delayed
No further relevant information available.
Indication of any immediate medical attention and special treatment needed
No further relevant information available.

5 Fire-fighting measures

Extinguishing media
Suitable extinguishing agents
Carbon dioxide, extinguishing powder or water spray. Fight larger fires with water spray or alcohol resistant foam.
Special hazards arising from the substance or mixture
If this product is involved in a fire, the following can be released:
Metal oxide fume
Carbon monoxide and carbon dioxide
Advice for firefighters
Protective equipment:
Wear self-contained respirator.
Wear fully protective impervious suit.

6 Accidental release measures

personal precautions, protective equipment and emergency procedures
Wear protective equipment. Keep unprotected persons away.

(Contd. on page 3)

(Contd. of page 2)

Ensure adequate ventilation
Environmental precautions:
Do not allow material to be released to the environment without proper governmental permits.
Do not allow product to reach sewage system or any water course.
Do not allow to penetrate the ground/soil.
Methods and material for containment and cleaning up:
Dispose contaminated material as waste according to item 13.
Ensure adequate ventilation.
Prevention of secondary hazards: No special measures required.
Reference to other sections
See Section 7 for information on safe handling
See Section 8 for information on personal protection equipment.
See Section 13 for disposal information.

7 Handling and storage

Handling
Precautions for safe handling
Keep container tightly sealed.
Store in cool, dry place in tightly closed containers.
Ensure good ventilation at the workplace.
Information about protection against explosions and fires: No information known.

Conditions for safe storage, including any incompatibilities
Storage
Requirements to be met by storerooms and receptacles: No special requirements.
Information about storage in one common storage facility: Store away from oxidizing agents.
Further information about storage conditions:
Keep container tightly sealed.
Store in cool, dry conditions in well sealed containers.
Specific end use(s) No further relevant information available.

8 Exposure controls/personal protection

Additional information about design of technical systems:
Properly operating chemical fume hood designed for hazardous chemicals and having an average face velocity of at least 100 feet per minute.

Control parameters
Components with limit values that require monitoring at the workplace:

Graphite

	mg/m3
ACGIH TLV	2
Belgium TWA	2.5
Finland TWA	5
France VME	2
Germany MAK	6
Ireland TWA	5
Korea TLV	2
Netherlands MAC-TGG	2
Poland TWA	2
Sweden NGV	5 (dust)
Switzerland MAK-W	2.5
United Kingdom	5-LTEL
USA PEL	15 mppcf

Copper

	mg/m3
ACGIH TLV	1 (dust, mist); 0.2 (fume)
Austria MAK	1 0.1 (fume)
Belgium TWA	0.2 (fume); 1 (dust)
Denmark TWA	0.1
Finland TWA	0.2 (fume); 1 (dust)
France VME	0.2 (fume); 1 (dust) 1; 2-STEL (dust)
Germany MAK	0.1 (fume); 1 (dust)
Hungary TWA	0.2; 0.4-STEL (dust)
Netherlands MAC-TGG	1 (dust)
Norway TWA	0.05 0.1 (fume)
Poland TWA	0.1; 0.3-STEL (fume) 1; 2-STEL (dust)
Russia	1-STEL (dust)

(Contd. on page 4)

(Contd. of page 5)

13 Disposal considerations

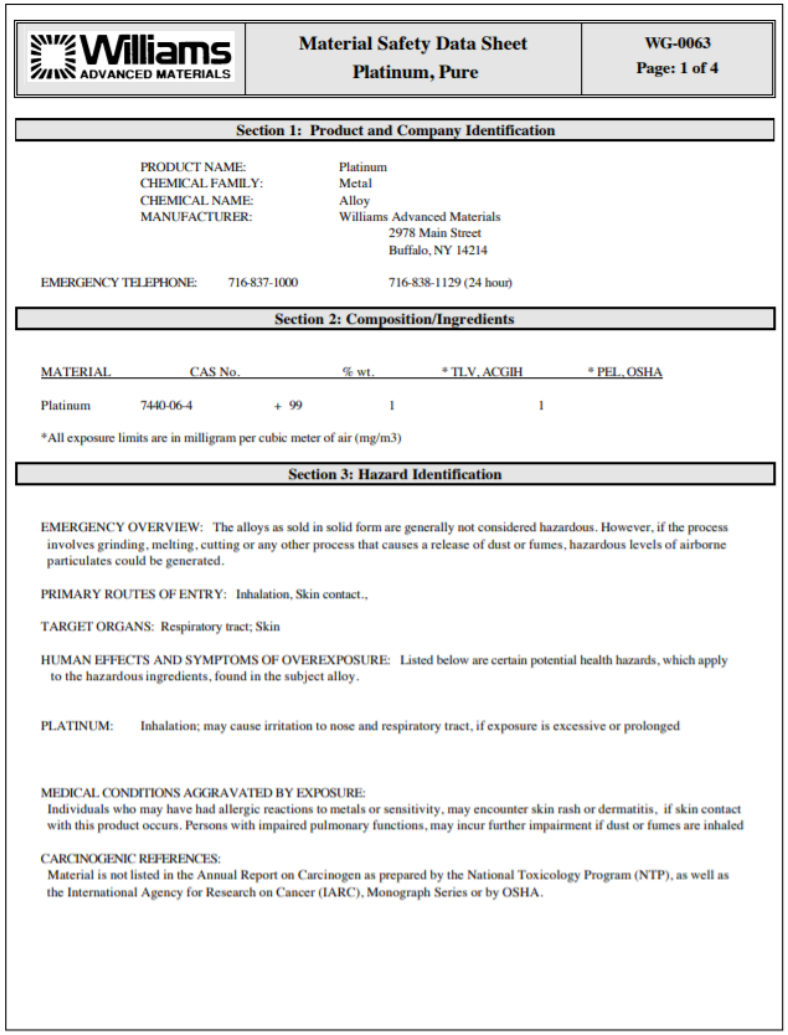
Waste treatment methods
Recommendation Consult state, local or national regulations to ensure proper disposal.
Uncleaned packagings:
Recommendation: Disposal must be made according to official regulations.

14 Transport information

UN-Number	
DOT, ADR, IMDG, IATA	UN3077
UN proper shipping name	
DOT	Environmentally hazardous substances, solid, n.o.s. (Copper based methanol synthesis catalyst)
ADR	3077 Environmentally hazardous substances, solid, n.o.s. (Copper based methanol synthesis catalyst)
IMDG, IATA	ENVIRONMENTALLY HAZARDOUS SUBSTANCE, SOLID, N.O.S. (Copper based methanol synthesis catalyst)
Transport hazard class(es)	
DOT, IMDG	
Class	9 Miscellaneous dangerous substances and articles.
Label	9
ADR	
Class	9 (M7) Miscellaneous dangerous substances and articles
Label	9
IATA	
Class	9 Miscellaneous dangerous substances and articles.
Label	9
Packing group	
DOT, ADR, IMDG, IATA	III
Environmental hazards:	
Special marking (ADR):	Symbol (fish and tree)
Special marking (IATA):	Symbol (fish and tree)
Special precautions for user	Warning: Miscellaneous dangerous substances and articles
Danger code (Kemler):	90
Transport in bulk according to Annex II of MARPOL73/78 and the IBC Code	Not applicable.
Transport/Additional information:	
DOT	
Marine Pollutant (DOT):	No
UN "Model Regulation":	UN3077, Environmentally hazardous substances, solid, n.o.s. (Copper based methanol synthesis catalyst), 9, III

(Contd. on page 7)

12. แพลตตินัม (Platinum, Pt)[101]



Williams ADVANCED MATERIALS | Material Safety Data Sheet Platinum, Pure | WG-0063 Page: 1 of 4

Section 1: Product and Company Identification

PRODUCT NAME: Platinum
CHEMICAL FAMILY: Metal
CHEMICAL NAME: Alloy
MANUFACTURER: Williams Advanced Materials
2978 Main Street
Buffalo, NY 14214

EMERGENCY TELEPHONE: 716-837-1000 716-838-1129 (24 hour)

Section 2: Composition/Ingredients

MATERIAL	CAS No.	% wt.	* TLV, ACGIH	* PEL, OSHA
Platinum	7440-06-4	+ 99	1	1

*All exposure limits are in milligram per cubic meter of air (mg/m3)

Section 3: Hazard Identification

EMERGENCY OVERVIEW: The alloys as sold in solid form are generally not considered hazardous. However, if the process involves grinding, melting, cutting or any other process that causes a release of dust or fumes, hazardous levels of airborne particulates could be generated.

PRIMARY ROUTES OF ENTRY: Inhalation, Skin contact.,

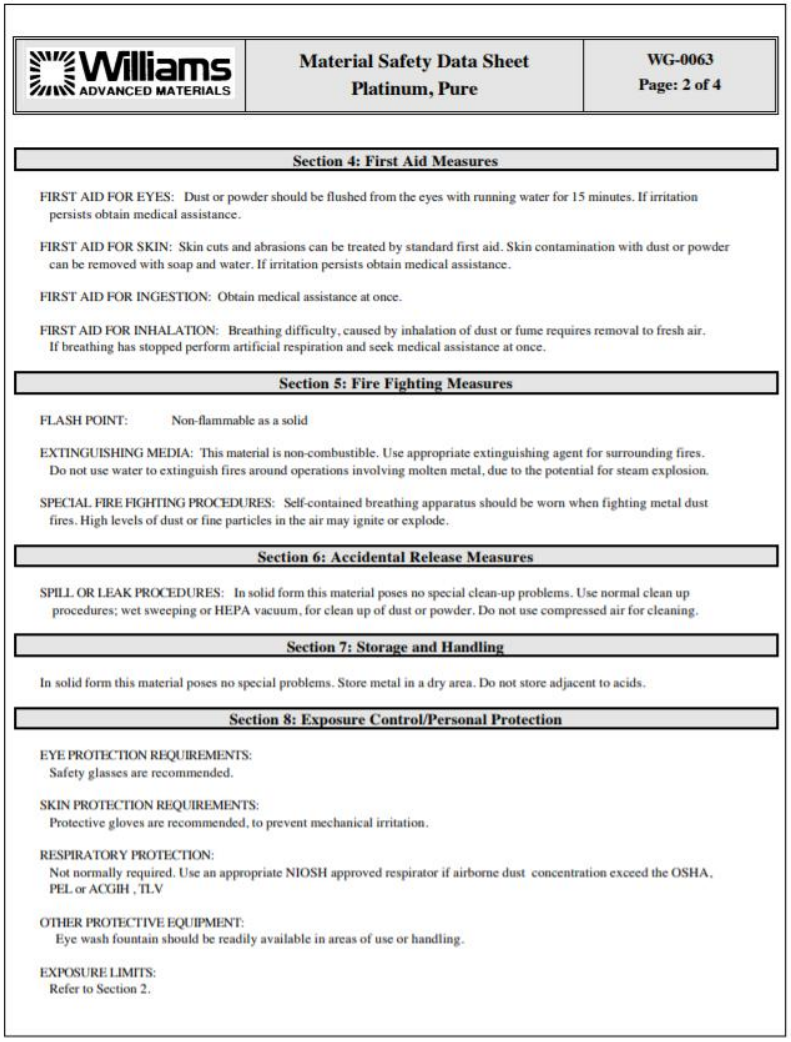
TARGET ORGANS: Respiratory tract; Skin

HUMAN EFFECTS AND SYMPTOMS OF OVEREXPOSURE: Listed below are certain potential health hazards, which apply to the hazardous ingredients, found in the subject alloy.

PLATINUM: Inhalation; may cause irritation to nose and respiratory tract, if exposure is excessive or prolonged

MEDICAL CONDITIONS AGGRAVATED BY EXPOSURE:
Individuals who may have had allergic reactions to metals or sensitivity, may encounter skin rash or dermatitis, if skin contact with this product occurs. Persons with impaired pulmonary functions, may incur further impairment if dust or fumes are inhaled

CARCINOGENIC REFERENCES:
Material is not listed in the Annual Report on Carcinogen as prepared by the National Toxicology Program (NTP), as well as the International Agency for Research on Cancer (IARC), Monograph Series or by OSHA.



Williams ADVANCED MATERIALS | Material Safety Data Sheet Platinum, Pure | WG-0063 Page: 2 of 4

Section 4: First Aid Measures

FIRST AID FOR EYES: Dust or powder should be flushed from the eyes with running water for 15 minutes. If irritation persists obtain medical assistance.

FIRST AID FOR SKIN: Skin cuts and abrasions can be treated by standard first aid. Skin contamination with dust or powder can be removed with soap and water. If irritation persists obtain medical assistance.

FIRST AID FOR INGESTION: Obtain medical assistance at once.

FIRST AID FOR INHALATION: Breathing difficulty, caused by inhalation of dust or fume requires removal to fresh air. If breathing has stopped perform artificial respiration and seek medical assistance at once.

Section 5: Fire Fighting Measures

FLASH POINT: Non-flammable as a solid

EXTINGUISHING MEDIA: This material is non-combustible. Use appropriate extinguishing agent for surrounding fires. Do not use water to extinguish fires around operations involving molten metal, due to the potential for steam explosion.

SPECIAL FIRE FIGHTING PROCEDURES: Self-contained breathing apparatus should be worn when fighting metal dust fires. High levels of dust or fine particles in the air may ignite or explode.

Section 6: Accidental Release Measures

SPILL OR LEAK PROCEDURES: In solid form this material poses no special clean-up problems. Use normal clean up procedures; wet sweeping or HEPA vacuum, for clean up of dust or powder. Do not use compressed air for cleaning.

Section 7: Storage and Handling

In solid form this material poses no special problems. Store metal in a dry area. Do not store adjacent to acids.

Section 8: Exposure Control/Personal Protection

EYE PROTECTION REQUIREMENTS:
Safety glasses are recommended.

SKIN PROTECTION REQUIREMENTS:
Protective gloves are recommended, to prevent mechanical irritation.

RESPIRATORY PROTECTION:
Not normally required. Use an appropriate NIOSH approved respirator if airborne dust concentration exceed the OSHA, PEL or ACGIH , TLV

OTHER PROTECTIVE EQUIPMENT:
Eye wash fountain should be readily available in areas of use or handling.

EXPOSURE LIMITS:
Refer to Section 2.

VENTILATION REQUIREMENTS:
LOCAL EXHAUST: Recommended, when cutting, grinding or melting or any other operation where dust or fumes are created
GENERAL: Recommended

ENVIRONMENTAL SURVEILLANCE: If the operation generates dust or fumes, exposure to airborne materials should be determined by having air samples taken in the employees breathing zone and work area.

Section 9: Physical and Chemical Properties

PHYSICAL FORM:	Solid metal	COLOR:	Silvery – white
ODOR:	None	MELT POINT:	1772° (100%Pt)
SOLUBILITY IN WATER:	Insoluble	SPECIFIC GRAVITY:	N/A
VOLATILE BY WEIGHT:	Essentially zero	VAPOR PRESSURE:	Varies
DENSITY:	21.24 @ 20° (100% Pt)		

Section 10: Reactivity

STABILITY: This is a stable material. HAZARDOUS POLYMERIZATION: Will not occur.

INCOMPATIBILITIES: Acetylene, Ammonia, Acids and Strong Oxidizers. May undergo hazardous reaction with Aluminum, Acetone, Arsenic, Hydrogen Peroxide

DECOMPOSITION PRODUCTS: None under proper usage conditions.

CONDITIONS TO AVOID: Conditions which create dust or fumes.

Section 11: Toxicological Information

There is no information on the toxicity of this alloy. Under normal use of the solid form of this material there are few health hazards. Welding, cutting grinding or any process creating dust, fume or oxide may cause hazardous levels of certain elements, as addressed in Section 2.

Section 12: Ecological Information

In solid form this material poses no special environmental problems. Metal powder or dust may have significant impact on air and water quality. Emissions, spills and releases to the environment should be controlled immediately.

Section 13: Disposal Considerations

Because of its high intrinsic value this material should be reclaimed. Dispose of in accordance with all applicable Federal, State and Local Regulations.

Section 14: Transportation Information

D.O.T. SHIPPING NAME:	Not regulated	TECHNICAL SHIPPING NAME:	Metal Alloy
D.O.T. HAZARD CLASS:	None	UN/NA NUMBER:	None
PRODUCT RQ:	None		

Section 15: Regulatory Information

OSHA STATUS: No specific regulations. The Hazard Communication Standard of the Occupational Safety and Health Administration, 29 CFR 1910.1200, considers components of this product a Hazardous Substance.

TSCA STATUS:
These products are a mixture. Components of these products are listed on the TSCA Chemical Substance Inventory of Existing Chemical Substances.

RCRA STATUS: Not regulated, in solid form

SARA TITLE III: The constituents of this alloy contain hazardous substances, above one(1) percent, and are subject to the reporting requirements under SARA Title III Section 313.

SUBSTANCE	CAS No.	PERCENT MAXIMUM
Platinum	7440-22-4	100

INTERNATIONAL REGULATIONS:
CANADA – WHMIS Disclosure List
Not regulated

Section 16: Other Information

PREPARED BY: Lee Oman, CECM

DATE OF REVISION: August 2001

This MSDS has been revised following the guidelines outlined in the American National Standard for Hazardous Materials Z400.1.1393 " Material Safety Data Sheets – Preparation"

DISCLAIMER:
The information and recommendations are taken from sources believed to be accurate. Williams Advanced Materials makes no warranty with respect of the accuracy of the information or the suitability of the recommendations, and assumes no liability to any user thereof.

13. รูทีเนียม ออกไซด์ (Ruthenium(IV) Oxide) (RuO_2) [102]

Sigma-Aldrich.

www.sigmaaldrich.com

SAFETY DATA SHEET

according to Regulation (EC) No. 1907/2006

Version 6.1
Revision Date 27.09.2019
Print Date 22.01.2022
GENERIC EU MSDS - NO COUNTRY SPECIFIC DATA - NO OEL DATA

SECTION 1: Identification of the substance/mixture and of the company/undertaking

1.1 Product identifiers

Product name : Ruthenium(IV) oxide

Product Number : 238058
Brand : Aldrich
REACH No. : A registration number is not available for this substance as the substance or its uses are exempted from registration, the annual tonnage does not require a registration or the registration is envisaged for a later registration deadline.
CAS-No. : 12036-10-1

1.2 Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against

Identified uses : Laboratory chemicals, Manufacture of substances

1.3 Details of the supplier of the safety data sheet

Company : Sigma-Aldrich Pte Ltd
(Co. Registration No. 199403788W)
2 Science Park Drive
#05-01/12 Ascent Building
SINGAPORE 118222
SINGAPORE

Telephone : +65 6890 6633
Fax : +65 6890 6639
E-mail address : TechnicalService@merckgroup.com

1.4 Emergency telephone number

Emergency Phone # : 1-800-262-8200

SECTION 2: Hazards identification

2.1 Classification of the substance or mixture

Classification according to Regulation (EC) No 1272/2008
Eye irritation (Category 2), H319

For the full text of the H-Statements mentioned in this Section, see Section 16.

2.2 Label elements

Labelling according Regulation (EC) No 1272/2008
Pictogram

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

Signal word Warning

Hazard statement(s)
H319 Causes serious eye irritation.

Precautionary statement(s)
P305 + P351 + P338 IF IN EYES: Rinse cautiously with water for several minutes. Remove contact lenses, if present and easy to do. Continue rinsing.

Supplemental Hazard Statements none

2.3 Other hazards

This substance/mixture contains no components considered to be either persistent, bioaccumulative and toxic (PBT), or very persistent and very bioaccumulative (vPvB) at levels of 0.1% or higher.

SECTION 3: Composition/information on ingredients

3.1 Substances

Synonyms : Ruthenium dioxide

Formula : O_2Ru
Molecular weight : 133,07 g/mol
CAS-No. : 12036-10-1
EC-No. : 234-840-6

Component	Classification	Concentration
Ruthenium (IV) oxide		
	Eye Irrit. 2; H319	<= 100 %

For the full text of the H-Statements mentioned in this Section, see Section 16.

SECTION 4: First aid measures

4.1 Description of first aid measures

General advice
Consult a physician. Show this safety data sheet to the doctor in attendance.

If inhaled
If breathed in, move person into fresh air. If not breathing, give artificial respiration. Consult a physician.

In case of skin contact
Wash off with soap and plenty of water. Consult a physician.

In case of eye contact
Rinse thoroughly with plenty of water for at least 15 minutes and consult a physician.

If swallowed
Never give anything by mouth to an unconscious person. Rinse mouth with water. Consult a physician.

4.2 Most important symptoms and effects, both acute and delayed

The most important known symptoms and effects are described in the labelling (see section 2.2) and/or in section 11

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

4.3 Indication of any immediate medical attention and special treatment needed
No data available

SECTION 5: Firefighting measures

5.1 Extinguishing media

Suitable extinguishing media
Use water spray, alcohol-resistant foam, dry chemical or carbon dioxide.

5.2 Special hazards arising from the substance or mixture
Ruthenium oxide

5.3 Advice for firefighters
Wear self-contained breathing apparatus for firefighting if necessary.

5.4 Further information
No data available

SECTION 6: Accidental release measures

6.1 Personal precautions, protective equipment and emergency procedures
Use personal protective equipment. Avoid dust formation. Avoid breathing vapours, mist or gas. Ensure adequate ventilation. Avoid breathing dust.
For personal protection see section 8.

6.2 Environmental precautions
Do not let product enter drains.

6.3 Methods and materials for containment and cleaning up
Pick up and arrange disposal without creating dust. Sweep up and shovel. Keep in suitable, closed containers for disposal.

6.4 Reference to other sections
For disposal see section 13.

SECTION 7: Handling and storage

7.1 Precautions for safe handling
Avoid contact with skin and eyes. Avoid formation of dust and aerosols.
Provide appropriate exhaust ventilation at places where dust is formed.
For precautions see section 2.2.

7.2 Conditions for safe storage, including any incompatibilities
Store in cool place. Keep container tightly closed in a dry and well-ventilated place.

7.3 Specific end use(s)
Apart from the uses mentioned in section 1.2 no other specific uses are stipulated

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

levels of 0.1% or higher.

12.6 Other adverse effects
No data available

SECTION 13: Disposal considerations

13.1 Waste treatment methods

Product
Offer surplus and non-recyclable solutions to a licensed disposal company. Dissolve or mix the material with a combustible solvent and burn in a chemical incinerator equipped with an afterburner and scrubber.

Contaminated packaging
Dispose of as unused product.

SECTION 14: Transport information

14.1 UN number
ADR/RID: - IMDG: - IATA: -

14.2 UN proper shipping name
ADR/RID: Not dangerous goods
IMDG: Not dangerous goods
IATA: Not dangerous goods

14.3 Transport hazard class(es)
ADR/RID: - IMDG: - IATA: -

14.4 Packaging group
ADR/RID: - IMDG: - IATA: -

14.5 Environmental hazards
ADR/RID: no IMDG Marine pollutant: no IATA: no

14.6 Special precautions for user
No data available

SECTION 15: Regulatory information

15.1 Safety, health and environmental regulations/legislation specific for the substance or mixture
This safety datasheet complies with the requirements of Regulation (EC) No. 1907/2006.

15.2 Chemical safety assessment
For this product a chemical safety assessment was not carried out

SECTION 16: Other information

Full text of H-Statements referred to under sections 2 and 3.

H319 Causes serious eye irritation.

The life science business of Merck operates as MilliporeSigma in the US and Canada

14. Platinum Black High Surface Area (HSA) [103]

ThermoFisher SCIENTIFIC

SAFETY DATA SHEET

Revision Date 27-Dec-2020 **Revision Number** 2

SECTION 1: IDENTIFICATION OF THE SUBSTANCE/MIXTURE AND OF THE COMPANY/UNDERTAKING

1.1. Product identifier

Product Description: Platinum, nominally 60% on high surface area advanced carbon support
Cat No. : 44728

Unique Formula Identifier (UFI) JDEF-76WS-EX0Y-QR63

1.2. Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against

Recommended Use Laboratory chemicals.
Uses advised against No Information available

1.3. Details of the supplier of the safety data sheet

Company
Thermo Fisher (Kandel) GmbH
Erlenbachweg 2, 76870 Kandel, Germany
Tel: +49 (0) 721 84007 280
Fax: +49 (0) 721 84007 300

Swiss distributor - Fisher Scientific AG
Neuhofstrasse 11, CH 4153 Reinach
Tel: +41 (0) 56 618 41 11
e-mail - infoch@thermofisher.com

E-mail address
tech@alfa.com
www.alfa.com
Product safety Tel + +049 (0) 7275 988687-0

1.4. Emergency telephone number

Carechem 24: **+44 (0) 1235 239 670** (Multi-language emergency number)
Poison Information Center Mainz
www.giftinfo.uni-mainz.de
Telephone: +49(0)6131/19240

Exclusively for customers in Austria:
Poison Information Center (VIZ)
Emergency call 0-24 clock: **+43 1 406 43 43**
Office hours: Monday to Friday, 8am to 4pm, tel: +43 1 406 68 98

For customers in Switzerland:
Tox Info Suisse Emergency Number: **145 (24hr)**
Tox Info Suisse: +41-44 251 51 51 (Emergency number from abroad)
Chemtrec (24h) Toll-Free: 0800 564 402
Chemtrec Local: +41-43 508 20 11 (Zurich)

Poison Centre - Emergency information services
Ireland : National Poisons Information Centre (NPIC) - **01 809 2166** (8am-10pm, 7 days a week)
Malta : +356 2395 2000
Cyprus : +357 2240 5611

SECTION 2: HAZARDS IDENTIFICATION

2.1. Classification of the substance or mixture

CLP Classification - Regulation (EC) No 1272/2008

Physical hazards
Flammable solids — Category 2 (H228)

Health hazards
Based on available data, the classification criteria are not met

Environmental hazards
Based on available data, the classification criteria are not met

Full text of Hazard Statements: see section 16

2.2. Label elements

Signal Word Warning

Hazard Statements
H228 - Flammable solid

Precautionary Statements
P210 - Keep away from heat, hot surfaces, sparks, open flames and other ignition sources. No smoking

2.3. Other hazards

SECTION 3: COMPOSITION/INFORMATION ON INGREDIENTS

3.2. Mixtures

Component	CAS No	EC No	Weight %	CLP Classification - Regulation (EC) No 1272/2008
Platinum	7440-06-4	EEC No. 231-116-1	60.0	-
Carbon	7440-44-0	EEC No. 231-153-3	40.0	Flam. Sol. 2 (H228)

Full text of Hazard Statements: see section 16

SECTION 4: FIRST AID MEASURES

4.1. Description of first aid measures

General Advice	If symptoms persist, call a physician.
Eye Contact	Rinse immediately with plenty of water, also under the eyelids, for at least 15 minutes. Get medical attention.
Skin Contact	Wash off immediately with plenty of water for at least 15 minutes. If skin irritation persists, call a physician.
Ingestion	Clean mouth with water and drink afterwards plenty of water. Get medical attention if symptoms occur.
Inhalation	Remove to fresh air. If not breathing, give artificial respiration. Get medical attention if symptoms occur.
Self-Protection of the First Aider	Ensure that medical personnel are aware of the material(s) involved, take precautions to protect themselves and prevent spread of contamination.

4.2. Most important symptoms and effects, both acute and delayed

None reasonably foreseeable.

4.3. Indication of any immediate medical attention and special treatment needed

Notes to Physician Treat symptomatically.

SECTION 5: FIREFIGHTING MEASURES

5.1. Extinguishing media

Suitable Extinguishing Media
approved class D extinguishers. Do not use water or foam.

Extinguishing media which must not be used for safety reasons
No information available.

5.2. Special hazards arising from the substance or mixture

Thermal decomposition can lead to release of irritating gases and vapors.

Hazardous Combustion Products
Platinum oxide.

5.3. Advice for firefighters

As in any fire, wear self-contained breathing apparatus pressure-demand, MSHA/NIOSH (approved or equivalent) and full protective gear.

SECTION 6: ACCIDENTAL RELEASE MEASURES

SAFETY DATA SHEET
Platinum, nominally 60% on high surface area advanced carbon support Revision Date 27-Dec-2020

12.2. Persistence and degradability	Product contains heavy metals. Discharge into the environment must be avoided. Special pre-treatment is necessary
Persistence	Insoluble in water, May persist.
Degradability	Not relevant for inorganic substances.
Degradation in sewage treatment plant	Contains substances known to be hazardous to the environment or not degradable in waste water treatment plants.
12.3. Bioaccumulative potential	May have some potential to bioaccumulate; Product has a high potential to bioconcentrate
12.4. Mobility in soil	Spillage unlikely to penetrate soil Is not likely mobile in the environment due its low water solubility.
12.5. Results of PBT and vPvB assessment	No data available for assessment.
12.6. Endocrine disrupting properties	
Endocrine Disruptor Information	This product does not contain any known or suspected endocrine disruptors
12.7. Other adverse effects	
Persistent Organic Pollutant	This product does not contain any known or suspected substance
Ozone Depletion Potential	This product does not contain any known or suspected substance

SECTION 13: DISPOSAL CONSIDERATIONS

13.1. Waste treatment methods

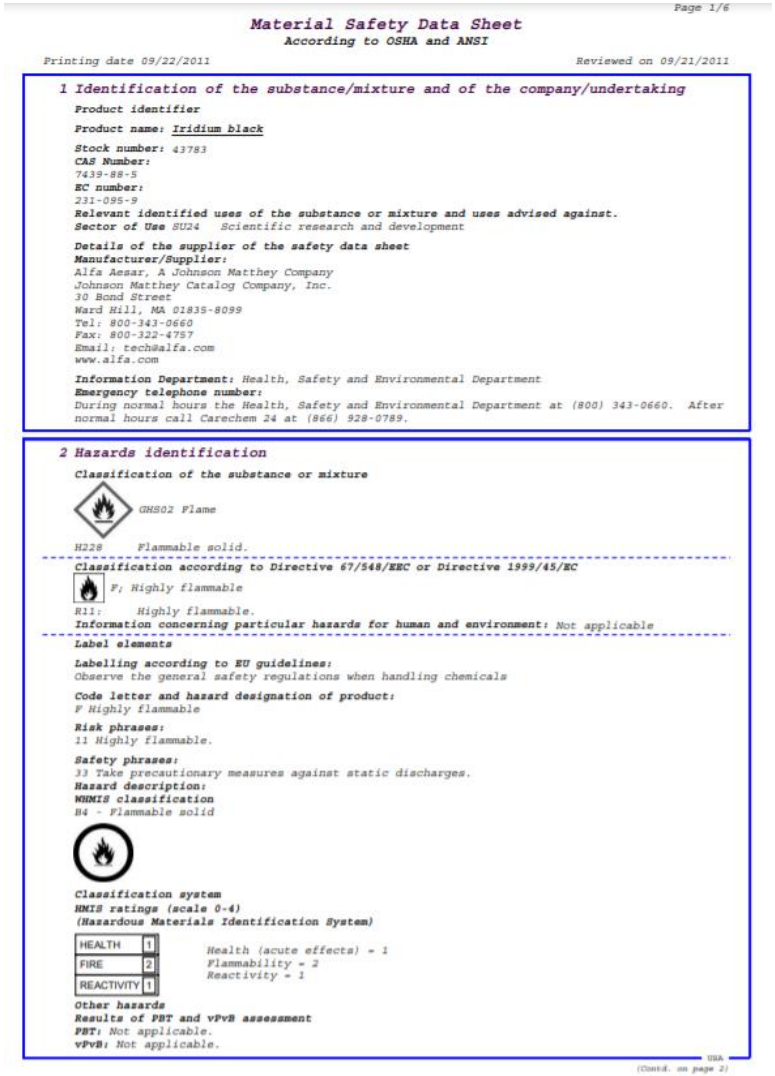
Waste from Residues/Unused Products	Waste is classified as hazardous. Dispose of in accordance with the European Directives on waste and hazardous waste. Dispose of in accordance with local regulations.
Contaminated Packaging	Dispose of this container to hazardous or special waste collection point. Empty containers retain product residue, (liquid and/or vapor), and can be dangerous. Keep product and empty container away from heat and sources of ignition.
European Waste Catalogue (EWC)	According to the European Waste Catalog, Waste Codes are not product specific, but application specific.
Other Information	Waste codes should be assigned by the user based on the application for which the product was used. Do not flush to sewer. Can be landfilled or incinerated, when in compliance with local regulations.
Switzerland - Waste Ordinance	Disposal should be in accordance with applicable regional, national and local laws and regulations. Ordinance on the Avoidance and the Disposal of Waste (Waste Ordinance, ADWO) SR 814.600 https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2015/891/en

SECTION 14: TRANSPORT INFORMATION

IMDG/IMO

14.1. UN number	UN1325
14.2. UN proper shipping name	Flammable solid, organic, n.o.s.
Technical Shipping Name	(Platinum powder, CARBON, ACTIVATED)
14.3. Transport hazard class(es)	4.1
14.4. Packing group	II

15. Iridium Black[104]



Page 1/6

Material Safety Data Sheet
According to OSHA and ANSI

Printing date 09/22/2011 Reviewed on 09/21/2011

1 Identification of the substance/mixture and of the company/undertaking

Product identifier

Product name: Iridium black

Stock number: 43783
CAS Number:
7439-88-5
EC number:
231-095-9
Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against.
Sector of Use SU24 Scientific research and development

Details of the supplier of the safety data sheet
Manufacturer/Supplier:
Alfa Aesar, A Johnson Matthey Company
Johnson Matthey Catalog Company, Inc.
30 Bond Street
Ward Hill, MA 01835-8099
Tel: 800-343-0660
Fax: 800-322-4757
Email: tech@alfa.com
www.alfa.com

Information Department: Health, Safety and Environmental Department
Emergency telephone number:
During normal hours the Health, Safety and Environmental Department at (800) 343-0660. After normal hours call Carechem 24 at (866) 928-0789.

2 Hazards identification

Classification of the substance or mixture

GHS02 Flame

H228 Flammable solid.

Classification according to Directive 67/548/EEC or Directive 1999/45/EC

F; Highly flammable

R11: Highly flammable.
Information concerning particular hazards for human and environment: Not applicable

Label elements

Labelling according to EU guidelines:
Observe the general safety regulations when handling chemicals

Code letter and hazard designation of product:
F Highly flammable

Risk phrases:
11 Highly flammable.

Safety phrases:
33 Take precautionary measures against static discharges.
Hazard description:
WHMIS classification
B4 - Flammable solid

Classification system
HMIS ratings (scale 0-4)
(Hazardous Materials Identification System)

HEALTH	1
FIRE	2
REACTIVITY	1

Health (acute effects) = 1
Flammability = 2
Reactivity = 1

Other hazards
Results of PBT and vPvB assessment
PBT: Not applicable.
vPvB: Not applicable.

USA

(Contd. on page 2)

Material Safety Data Sheet
According to OSHA and ANSI

Printing date 09/22/2011 Reviewed on 09/21/2011

Product name: Iridium black

(Contd. of page 1)

3 Composition/information on ingredients

Chemical characterization: Substances
CAS# Description:
7439-88-5 Iridium
Identification number(s):
EC number: 231-095-9

4 First aid measures

Description of first aid measures
After inhalation
Supply fresh air. If required, provide artificial respiration. Keep patient warm.
Seek immediate medical advice.
After skin contact
Immediately wash with water and soap and rinse thoroughly.
Seek immediate medical advice.
After eye contact
Rinse opened eye for several minutes under running water. Then consult a doctor.
After swallowing Seek medical treatment.
Information for doctor
Most important symptoms and effects, both acute and delayed
No further relevant information available.
Indication of any immediate medical attention and special treatment needed
No further relevant information available.

5 Firefighting measures

Extinguishing media
Suitable extinguishing agents Special powder for metal fires. Do not use water.
For safety reasons unsuitable extinguishing agents Water
Special hazards arising from the substance or mixture
In case of fire, the following can be released:
Metal oxide fume
Advice for firefighters
Protective equipment:
Wear self-contained respirator.
Wear fully protective impervious suit.

6 Accidental release measures

Personal precautions, protective equipment and emergency procedures
Wear protective equipment. Keep unprotected persons away.
Ensure adequate ventilation
Keep away from ignition sources
Environmental precautions:
Do not allow material to be released to the environment without proper governmental permits.
Methods and material for containment and cleaning up:
Ensure adequate ventilation.
Keep away from ignition sources.
Reference to other sections
See Section 7 for information on safe handling
See Section 8 for information on personal protection equipment.
See Section 13 for disposal information.

7 Handling and storage

Handling
Precautions for safe handling
Keep container tightly sealed.
Store in cool, dry place in tightly closed containers.
Ensure good ventilation at the workplace.
Information about protection against explosions and fires:
Protect against electrostatic charges.

Conditions for safe storage, including any incompatibilities
Storage
Requirements to be met by storerooms and receptacles: Store in a cool location.
Information about storage in one common storage facility: Store away from oxidizing agents.
Further information about storage conditions:
Keep container tightly sealed.
Store in cool, dry conditions in well sealed containers.

(Contd. on page 3)

USA

Material Safety Data Sheet
According to OSHA and ANSI

Printing date 09/22/2011 Reviewed on 09/21/2011

Product name: Iridium black

(Contd. of page 3)

10 Stability and reactivity

Reactivity
Chemical stability
Thermal decomposition / conditions to be avoided:
Decomposition will not occur if used and stored according to specifications.
Possibility of hazardous reactions No dangerous reactions known
Incompatible materials: Oxidizing agents
Hazardous decomposition products: Metal oxide fume

11 Toxicological information

Information on toxicological effects
Acute toxicity:
Primary irritant effect:
on the skin: May cause irritation
on the eye: May cause irritation
Sensitization: No sensitizing effects known.
Subacute to chronic toxicity:
Other than potential irritation (see above), no information on illness or injury to humans from acute or chronic exposure to this product is available.
Additional toxicological information:
To the best of our knowledge the acute and chronic toxicity of this substance is not fully known.
No classification data on carcinogenic properties of this material is available from the EPA, IARC, NTP, OSHA or ACGIH.

12 Ecological information

Toxicity
Aquatic toxicity: No further relevant information available.
Persistence and degradability No further relevant information available.
Behavior in environmental systems:
Bioaccumulative potential No further relevant information available.
Mobility in soil No further relevant information available.
Additional ecological information:
General notes:
Do not allow undiluted product or large quantities of it to reach ground water, water course or sewage system.
Do not allow material to be released to the environment without proper governmental permits.
Results of PBT and vPvB assessment
PBT: Not applicable.
vPvB: Not applicable.
Other adverse effects No further relevant information available.

13 Disposal considerations

Waste treatment methods
Recommendation Consult state, local or national regulations to ensure proper disposal.

Uncleaned packagings:
Recommendation: Disposal must be made according to official regulations.

14 Transport information

UN-Number	
DOT, ADR, IMDG, IATA	UN3089
ADN	Not applicable
UN proper shipping name	
DOT, IMDG, IATA	METAL POWDER, FLAMMABLE, N.O.S. (Iridium)
ADR	3089 METAL POWDER, FLAMMABLE, N.O.S. (Iridium)
ADN	Not applicable

(Contd. on page 5)

Material Safety Data Sheet
According to OSHA and ANSI

Printing date 09/22/2011 Reviewed on 09/21/2011

Product name: Iridium black

(Contd. of page 4)

Transport hazard class(es)

DOT, IMDG, IATA

Class	4.1 Flammable solids, self-reactive substances and solid desensitised explosives.
Label	4.1

ADR

Class	4.1 (F3) Flammable solids, self-reactive substances and solid desensitised explosives
Label	4.1
ADN/R Class:	Not applicable
Packing group	
DOT, ADR, IMDG, IATA	III
Environmental hazards:	
Marine pollutant:	No
Special precautions for user	Warning: Flammable solids, self-reactive substances and solid desensitised explosives
Danger code (Kemler):	40
Transport in bulk according to Annex II of MARPOL73/78 and the IBC Code	Not applicable.
UN "Model Regulation":	UN3089, METAL POWDER, FLAMMABLE, N.O.S. (Iridium), 4.1, III

15 Regulatory information

Safety, health and environmental regulations/legislation specific for the substance or mixture

Product related hazard informations:
Observe the general safety regulations when handling chemicals

Hazard symbols:
F Highly flammable

Risk phrases:
11 Highly flammable.

Safety phrases:
33 Take precautionary measures against static discharges.

National regulations
All components of this product are listed in the U.S. Environmental Protection Agency Toxic Substances Control Act Chemical substance Inventory.
All components of this product are listed on the Canadian Domestic Substances List (DSL).

Information about limitation of use: For use only by technically qualified individuals.
Chemical safety assessment: A Chemical Safety Assessment has not been carried out.

16 Other information

Employers should use this information only as a supplement to other information gathered by them, and should make independent judgement of suitability of this information to ensure proper use and protect the health and safety of employees. This information is furnished without warranty, and any use of the product not in conformance with this Material Safety Data Sheet, or in combination with any other product or process, is the responsibility of the user.

Department issuing MSDS: Health, Safety and Environmental Department.
Contact:
Zachariah C. Holt
Global EHS Manager

(Contd. on page 6)

G. ข้อกำหนดและมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อม

ตารางที่ G.1 ข้อกำหนดและมาตรฐานการควบคุมการระบายอากาศเสียจากโรงงานของประเทศไทย

1. กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิต ส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม พ.ศ. 2547 [134]	
สำหรับโรงไฟฟ้าใหม่ทุกขนาด	
ซัลเฟอร์ไดออกไซด์	ไม่มากกว่า 60 ppm
ไนโตรเจนไดออกไซด์	ไม่มากกว่า 200 ppm
ฝุ่นละออง	ไม่มากกว่า 120 mg/m^3
2. กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงาน ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม พ.ศ. 2549 [135]	
ไฮโดรเจนซัลไฟด์	จากการผลิตทั่วไปต้องไม่มากกว่า 100 ppm (ไม่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง)
คาร์บอนมอนอกไซด์	จากการผลิตทั่วไปต้องไม่มากกว่า 80 ppm (มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง)
3. กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงงานอุตสาหกรรม ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม [136]	
ฝุ่นละออง	จากกระบวนการผลิต ไม่เกิน 400 mg/m^3 (ไม่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง)
ซัลเฟอร์ไดออกไซด์	กระบวนการผลิต ไม่เกิน 500 mg/m^3 (ไม่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง)
คาร์บอนมอนอกไซด์	จากกระบวนการผลิตที่มีการเผาไหม้ต้องไม่มากกว่า 690 ppm
ไฮโดรเจนซัลไฟด์	จากกระบวนการผลิตที่มีการเผาไหม้ต้องไม่มากกว่า 80 ppm
ไนโตรเจนไดออกไซด์	จากกระบวนการผลิตที่มีการเผาไหม้ต้องไม่มากกว่า 200 ppm