

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาของการจัดทำรายงาน

บริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด (MOC) เป็นบริษัทในกลุ่ม เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด ซึ่งตั้งอยู่ที่นิคมอุตสาหกรรม อาร์ ไอ แอล อำเภอมะขาม จังหวัดระยอง แต่เดิมใช้ชื่อ “บริษัท เคมีภัณฑ์ซิเมนต์ไทย จำกัด และบริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด” ได้เปิดดำเนินธุรกิจผลิตสารโอเลฟินส์เกรดเอททีลีน (Ethylene) และโอเลฟินส์เกรดโพรพิลีน (Propylene) มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2551 ทั้งนี้จากแนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนกลุ่ม บริษัท เอสซีจี ได้ก่อตั้งโรงงานนำพลาสติกใช้แล้วกลับมาเป็นวัตถุดิบและเชื้อเพลิง ด้วยกระบวนการ Pyrolysis ซึ่งสามารถนำผลิตภัณฑ์ CiP-N (Pyrolysis Naphtha) ที่ได้กลับมาใช้เป็นวัตถุดิบทดแทน Naphtha ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Olefins Unit) ของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด (MOC) ดังนั้น จึงต้องทำรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ เพื่อรองรับการพัฒนาดังกล่าว ที่ผ่านมาโครงการได้จัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) เสนอต่อกรมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) เพื่อพิจารณา และได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการ ดังนี้

- 1) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ ของบริษัท เคมีภัณฑ์ซิเมนต์ไทย จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009/12918 ลงวันที่ 23 ธันวาคม 2547
- 2) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 1) ของบริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.3/600 ลงวันที่ 22 มกราคม 2551
- 3) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 1 (ปรับปรุงมาตรการ)) ของบริษัท เคมีภัณฑ์ซิเมนต์ไทย จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.3/1357 ลงวันที่ 20 กุมภาพันธ์ 2551
- 4) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตโรงงานโอเลฟินส์ ของบริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด ดำเนินการโดยบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือ เลขที่ ทส 1009.9/4253 ลงวันที่ 11 มิถุนายน 2552
- 5) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 2) ของบริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด ดำเนินการโดยบริษัท มาบตาพุด โอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.9/6962 ลงวันที่ 2 สิงหาคม 2554
- 6) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 3) ของบริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด ดำเนินการโดยบริษัท มาบตาพุด โอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.9/3510 ลงวันที่ 12 เมษายน 2555

- 7) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 4) ของบริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด ดำเนินการโดยบริษัท มาบตาพุด โอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.9/12276 ลงวันที่ 16 ตุลาคม 2556
- 8) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 5) ของบริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด ดำเนินการโดยบริษัท มาบตาพุด โอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ออก 5104.1/1850 ลงวันที่ 27 เมษายน 2558
- 9) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ส่วนขยาย ครั้งที่ 2) ของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.8/2056 ลงวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2560
- 10) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 6) ของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ออก 5102.3.1/4073 ลงวันที่ 25 สิงหาคม 2560
- 11) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 7) ของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.8/4601 ลงวันที่ 9 เมษายน 2561
- 12) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 8) ของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ออก 5102.3.1/95 ลงวันที่ 14 มกราคม 2562
- 13) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 9) ของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ออก 5102.3.1/1961 ลงวันที่ 5 กรกฎาคม 2562
- 14) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 10) ของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1010.8/4202 ลงวันที่ 26 มีนาคม 2563
- 15) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 11) ของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ออก 5106.2/889 ลงวันที่ 23 มีนาคม 2564
- 16) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 12) ของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ออก 5103.3.1/3429 ลงวันที่ 22 ธันวาคม 2564
- 17) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 13) ของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.8/8112 ลงวันที่ 27 เมษายน 2566

ทั้งนี้ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้กำหนดให้โรงงานยึดถือ และปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม และจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ดังกล่าว เสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบทุก 6 เดือน

ดังนั้น บริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ซึ่งตระหนักถึงการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อม ได้มอบหมายให้บริษัท เอแอลเอส แลบบอราทอรี กรุ๊ป (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทที่ปรึกษาทางด้านสิ่งแวดล้อมเป็นผู้ดำเนินการติดตาม ตรวจสอบการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ ประจำปี พ.ศ. 2567 ตามที่มาตรการเสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ โดยรายงานฉบับนี้เป็นรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2567 เพื่อนำเสนอหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป

1.2 สถานะโครงการปัจจุบัน

สำหรับการดำเนินงานของโครงการในช่วงเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2567 บริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ได้ดำเนินงานตามรายละเอียดที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม สามารถสรุปได้ดังนี้

1) ระยะดำเนินการ

โครงการได้ยึดถือและปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (ระยะดำเนินการ) ในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ครั้งที่ 13)

1.3 ที่ตั้งโครงการและขนาดพื้นที่โครงการ

1.3.1 รายละเอียดสัดส่วนการใช้ประโยชน์พื้นที่โครงการ

บริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด (MOC) ตั้งอยู่ภายในนิคมอุตสาหกรรมอาร์ ไอ แอล เลขที่ 88/3 ถนนทางหลวงระยองสาย 3191 ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง มีพื้นที่รวมทั้งสิ้นประมาณ 438.24 ไร่ (701,184 ตารางเมตร) ดังแสดงในรูปที่ 1-1 มีอาณาเขตติดต่อโดยรอบดังนี้

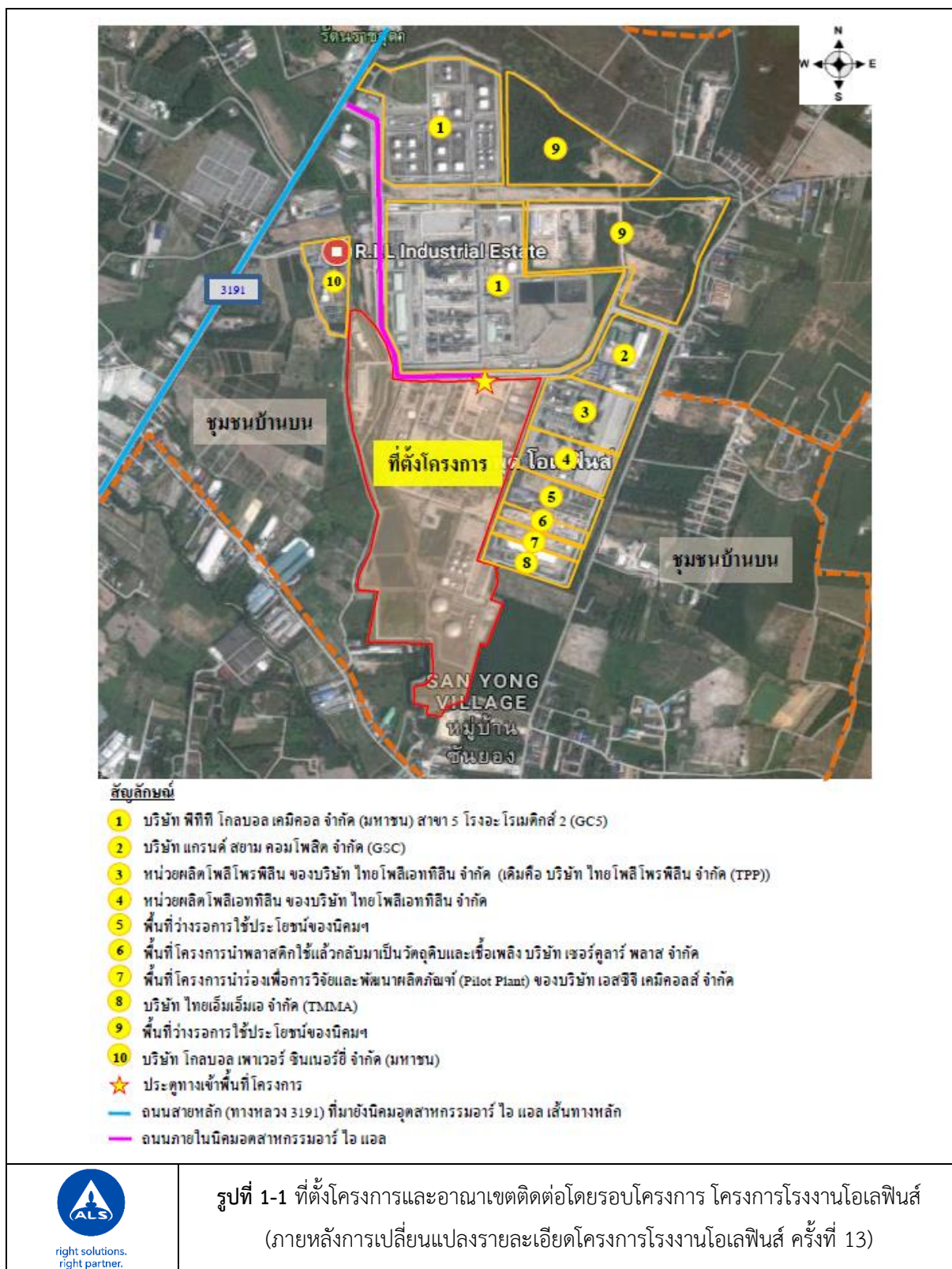
ทิศเหนือ	ติดต่อกับบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขา 5 โรงอะโรเมติกส์ 2 และพื้นที่บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน)
ทิศใต้	ติดต่อกับพื้นที่ระบบสาธารณูปโภค (แนวท่อขนส่งปิโตรเลียม) และพื้นที่สีเขียว/แนวกันชนของนิคมอุตสาหกรรม อาร์ ไอ แอล ถัดไปเป็นชุมชนบ้านบน
ทิศตะวันออก	ติดต่อกับโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลาย ของบริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด ได้แก่ หน่วยผลิตโพลีโพรพิลีน และหน่วยผลิตโพลีเอททิลีน บริษัท ไทยโพลีเอททิลีน

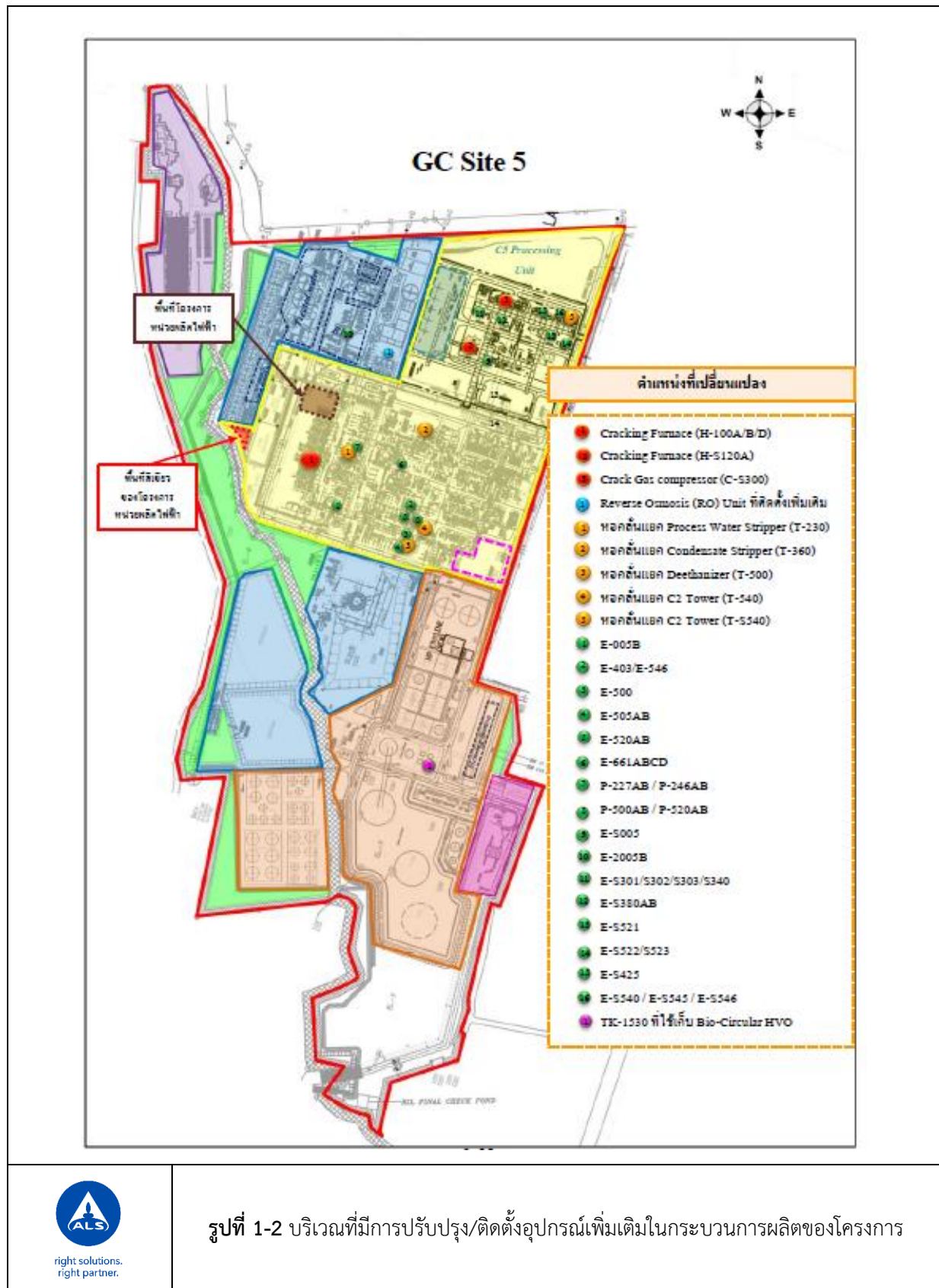
จำกัด, บริษัท ไทยเอ็มเอ็มเอ จำกัด, พื้นที่โรงงานนำร่องเพื่อการวิจัยและพัฒนา
ผลิตภัณฑ์ (Pilot Plant) ของบริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด พื้นที่โครงการนำพลาสติก
ใช้แล้วกลับมาเป็นวัตถุดิบและเชื้อเพลิง บริษัท เซอร์คูลาร์ พลาส จำกัด พื้นที่วางรอกการ
ใช้ประโยชน์ของนิคมอุตสาหกรรม อาร์ ไอ แอล ถัดไปเป็นชุมชนบ้านบน

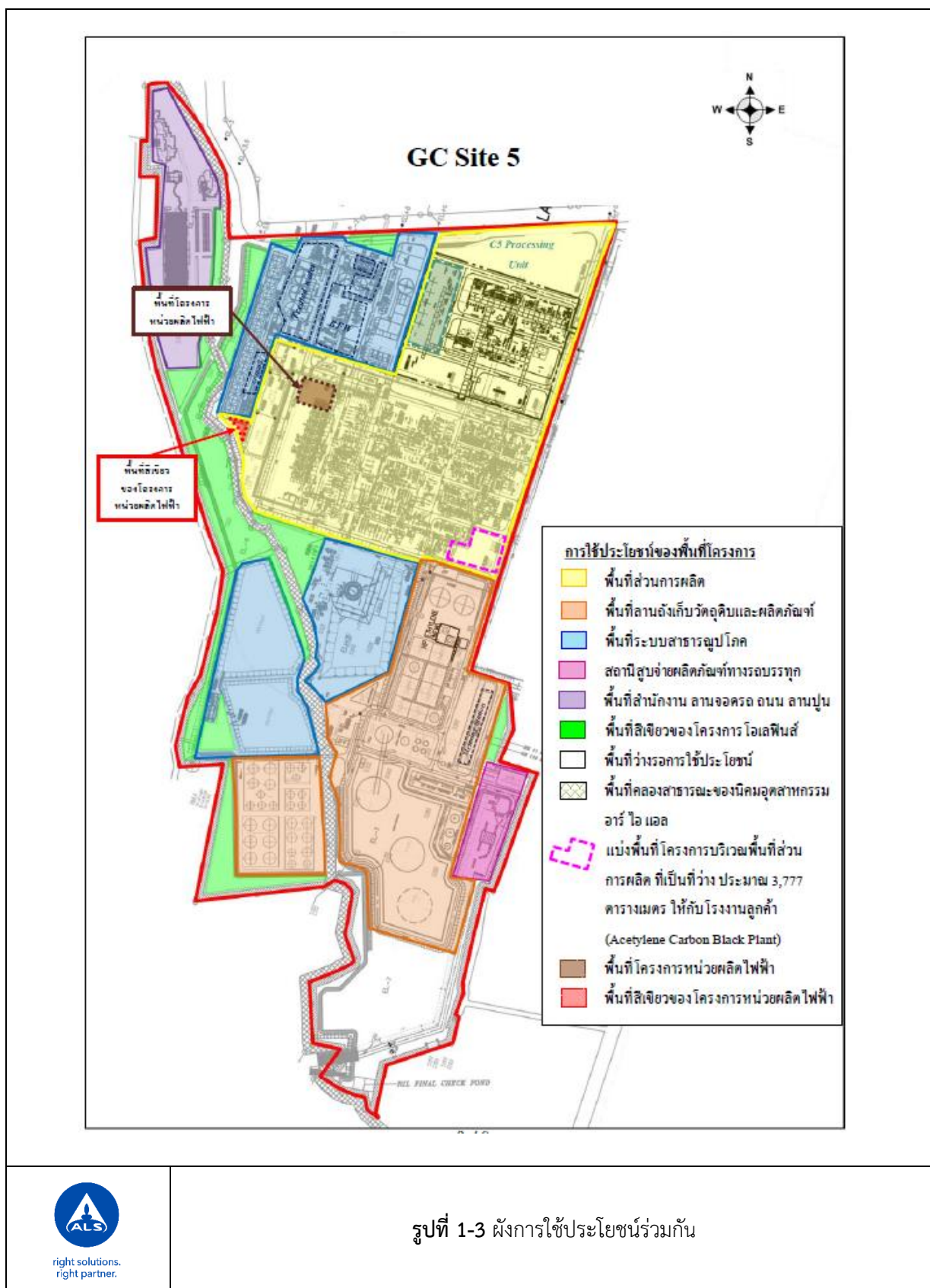
ทิศตะวันตก ติดต่อกับพื้นที่สีเขียว/แนวกันชนของนิคมอุตสาหกรรม อาร์ ไอ แอล ถัดไปเป็นชุมชน
บ้านบน

สำหรับการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ จะมีการติดตั้งปรับปรุง/ติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมใน
กระบวนการผลิตเพื่อรองรับการเพิ่มสัดส่วนปริมาณการใช้วัตถุดิบ Imported Ethane และลดปริมาณการใช้
Imported Propane ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) และหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins
Unit) จะดำเนินการติดตั้งในพื้นที่กระบวนการผลิต และการติดตั้งระบบผลิตน้ำ Reverse Osmosis (RO Unit)
จะดำเนินการติดตั้งในพื้นที่ระบบสาธารณูปโภคของโครงการ ซึ่งตำแหน่งที่มีการเปลี่ยนแปลงฯ แสดงดังรูปที่ 1-2

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากโครงการได้มีการแบ่งพื้นที่โครงการบริเวณพื้นที่ส่วนการผลิต ประมาณ 3,777
ตารางเมตร ให้กับโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black จึงทำให้พื้นที่รวมทั้งหมดของโครงการโอเลฟินส์
ลดลงจาก 699,914 ตารางเมตร เหลือ 696,137 ตารางเมตร ทั้งนี้การคิดขนาดพื้นที่ของโครงการไม่ได้นับรวมพื้นที่
สาธารณะ ได้แก่ คลองสาธารณะ ซึ่งเป็นของนิคมอุตสาหกรรมอาร์ ไอ แอล รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 1-1
และรูปที่ 1-3







1.4 วัตถุดิบ สารเคมี/ตัวเร่งปฏิกิริยาและสารดูดซับ

ในการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้จะมีการปรับปรุงรายละเอียดวัตถุดิบที่ใช้ในโครงการ ได้แก่ เพิ่มสัดส่วนปริมาณการใช้วัตถุดิบ Imported Ethane และลดปริมาณการใช้ Imported Propane ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) ในช่วงที่ Imported Propane มีราคาสูงและเพิ่มสัดส่วนการใช้ปริมาณวัตถุดิบ Imported Ethane ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) ในช่วงที่ Naphtha มีราคาสูง ซึ่งต้องมีการก่อสร้างท่อขนส่งเพิ่มเติม คือ ท่อขนส่ง Imported Ethane และการรับวัตถุดิบทดแทน (Alternative Feed) ได้แก่ Tail Gas และ Olefins Mixed จากโครงการแอตวานซ์รีไซเคิล มาใช้ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit), CiP Fuel จากบริษัท เซอร์คิวลาร์พลาส จำกัด มาเป็นวัตถุดิบในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) และรับ Bio-Circular HVO จากต่างประเทศมาเป็นวัตถุดิบทางเลือกในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) จึงทำให้ทางเลือกการผลิตของโครงการที่ปัจจุบันมี 2 ทางเลือกจะเพิ่มอีก 2 ทางเลือก เพื่อให้ครอบคลุมลักษณะและคุณสมบัติของวัตถุดิบที่เข้าสู่โครงการ คือ

- (1) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane
- (2) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane
- (3) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane
- (4) กรณีไม่ Run Metathesis Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane

การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวจึงส่งผลทำให้ชนิด ปริมาณ และการขนส่งวัตถุดิบที่ใช้ในโครงการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม โดยรายละเอียดระบบท่อขนส่งวัตถุดิบและถังเก็บวัตถุดิบ และสรุปลักษณะทางกายภาพและข้อมูลที่เกี่ยวข้องความปลอดภัยของวัตถุดิบ สารเคมี และผลิตภัณฑ์แสดงรายละเอียดดังนี้

(1) วัตถุดิบ

วัตถุดิบของโครงการแบ่งเป็น 1) วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Olefins Unit) 2) วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (C4 Processing Unit) 3) วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 5 อะตอม (C5 Processing Unit) 4) วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วยผลิตสารประกอบอะโรมาติกส์ (Aromatic Recovery Unit) 5) วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) และในการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้จะมีการปรับสัดส่วนปริมาณการใช้วัตถุดิบ Imported Ethane และ Imported Propane และรับวัตถุดิบทดแทน (Alternative Feed) ได้แก่ Tail Gas และ Olefins Mixed จากโครงการแอตวานซ์รีไซเคิล มาใช้ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit), CiP Fuel จากบริษัท เซอร์คิวลาร์ พลาส จำกัด มาเป็นวัตถุดิบในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) และรับ Bio-Circular HVO จากต่างประเทศมาเป็นวัตถุดิบทางเลือกในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) ซึ่งจะมีการใช้วัตถุดิบและสารเคมีในปัจจุบันและภายหลังเปลี่ยนแปลง ดังนี้

1) **วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit)** ซึ่งปัจจุบันโครงการมีการรับวัตถุดิบหลักมาใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ ดังนี้

- (1) แนฟทา (Naphtha)
- (2) ไพโรไลซิสแนฟทา (Pyrolysis Naphtha (CiP-N))
- (3) กลุ่มไฮโดรเจน และสารประกอบคาร์บอนไม่เกิน 8 อะตอม ที่มีการนำกลับมาใช้ใหม่ (H₂ and C1-C8 Recycle) ได้แก่
 - ก) อีเทน (Ethane : C₂H₆)
 - ข) โพรเพน (Propane : C₃H₈)
 - ค) ซี 4 ราฟฟินัต (C4 Raffinate)
 - ง) ซี 5 ราฟฟินัต (C5 Raffinate)
 - จ) สารประกอบคาร์บอน 6-8 อะตอมที่ไม่เป็นสารประกอบอะโรมาติกส์ (C6-C8 Non-aromatics)
 - ฉ) C2 Vent

นอกจากนี้หน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) ปัจจุบันจะรับผลิตภัณฑ์กลุ่มไฮโดรเจน และสารประกอบคาร์บอนไม่เกิน 8 อะตอม ที่ได้จากการผลิตของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) และรับวัตถุดิบทดแทน (Alternative Feed) จากโครงการ/โรงงานอื่น ๆ มาเป็นวัตถุดิบ ได้แก่

- ก) H₂ Offgas
- ข) สารประกอบคาร์บอน 3 อะตอม
- ค) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอมขึ้นไป
- ง) กลุ่มสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (C4's)
- จ) โพรเพนและก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
- ฉ) ไพโรไลซิสก๊าซออยล์ 1 (Pyrolysis Gas Oil 1)
- ช) ไพโรไลซิสก๊าซออยล์ 2 (Pyrolysis Gas Oil 2) จากโครงการแอดวานซ์ รีไซเคิล
- ซ) ก๊าซระบายทิ้งจากโรงงานผลิตเม็ดพลาสติกโพลิโพรพิลีน (PP Vent Gas)
- ฌ) ก๊าซระบายทิ้งจากระบบหอเผา (Flare Gas Recovery)
- ฎ) ก๊าซเหลือจากกระบวนการผลิต (Off Gas 1 และ Off Gas 2)
- ฏ) เพนเทน (Pentane : C₅H₁₂)
- ฐ) ก๊าซธรรมชาติเหลว (Natural Gas Liquid; NGL)
- ฑ) ตัวทำละลายที่นำกลับมาใช้ใหม่ (Recycle Solvent)
- ท) ฟาวล์เฮกเซน (Foul Hexane)
- ฒ) ก๊าซระบายทิ้งจากโรงงานผลิตเม็ดพลาสติกความหนาแน่นต่ำ (LD Vent Gas)
- ณ) คอนเดนเสท (Condensate)
- ด) บังเกอร์ซี (Bunker C)

- ต) ไฮโดรเจน (Hydrogen)
- ถ) Treated C4
- ท) Tail Gas จากโครงการแอดวานซ์ รีไซเคิล
- ธ) Olefins Mixed จากโครงการแอดวานซ์ รีไซเคิล
- น) Recycle Gas จากบริษัท เซอร์คูลาร์ พลาส จำกัด

ภายหลังการเปลี่ยนแปลง : โครงการจะมีการเพิ่มสัดส่วนการใช้ Imported Ethane และลดปริมาณการใช้ Imported Propane และรับวัตถุดิบทางเลือก ได้แก่ CiP-Fuel และ Bio-Circular HVO มาเป็นวัตถุดิบในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) ส่งผลให้ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ โครงการจะมีทางเลือกการผลิตทั้งหมด 4 กรณี ได้แก่ 1) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane 2) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane 3) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane และ 4) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane

โดยปริมาณการใช้วัตถุดิบภายหลังเปลี่ยนแปลงของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) มีรายละเอียดดังนี้

(ก) แนฟทา (Naphtha) มีสถานะเป็นของเหลว ภายหลังการเปลี่ยนแปลงจะมีปริมาณการใช้ดังนี้

- ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้ สูงสุดประมาณ 3,473,652 - 3,479,856 ตัน/ปี (9,515.06 - 9,533.86 ตัน/วัน)
- ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 3,197,949 - 3,204,153 ตัน/ปี (8,759.71- 8,778.51 ตัน/วัน)
- ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้ สูงสุดประมาณ 3,190,004 - 3,196,208 ตัน/ปี (8,737.94 - 8,756.74 วัน)
- ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 2,914,301 - 2,920,505 ตัน/ปี (7,982.59 - 8,001.39 ตัน/วัน)

(ข) สารประกอบคาร์บอน 3 อะตอม มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังการเปลี่ยนแปลงจะมีปริมาณการใช้ดังนี้

- ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 102,054 ตัน/ปี (279.60 ตัน/วัน)
- ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 59,678 ตัน/ปี (163.50 ตัน/วัน)
- ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 102,054 ตัน/ปี (279.60 ตัน/วัน)

ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 59,678 ตัน/ปี (163.50 ตัน/วัน)

(ค) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอมขึ้นไป มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังการเปลี่ยนแปลง จะมีปริมาณการใช้ดังนี้

ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 42,311 ตัน/ปี (115.92 ตัน/วัน)

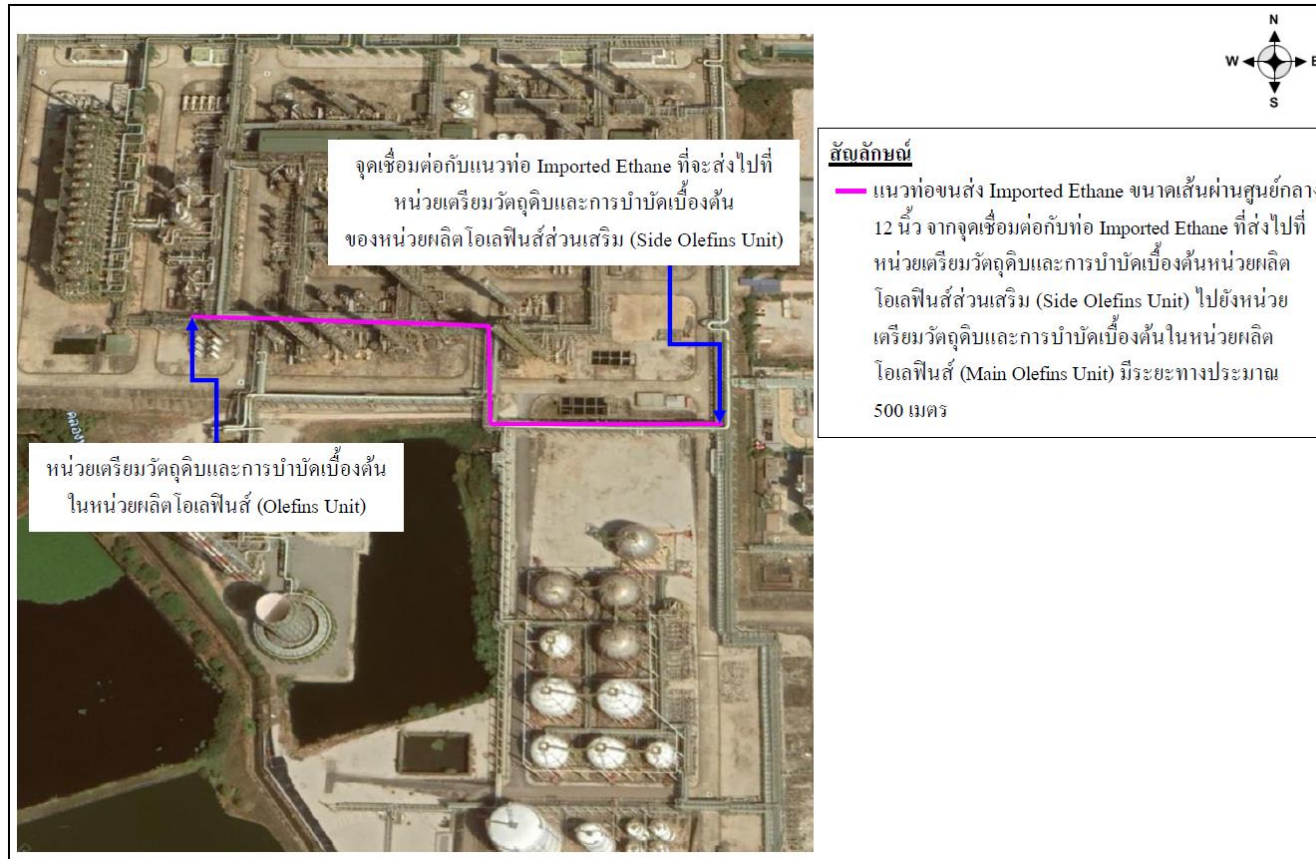
ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 25,327 ตัน/ปี (69.39 ตัน/วัน)

ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 42,311 ตัน/ปี (115.92 ตัน/วัน)

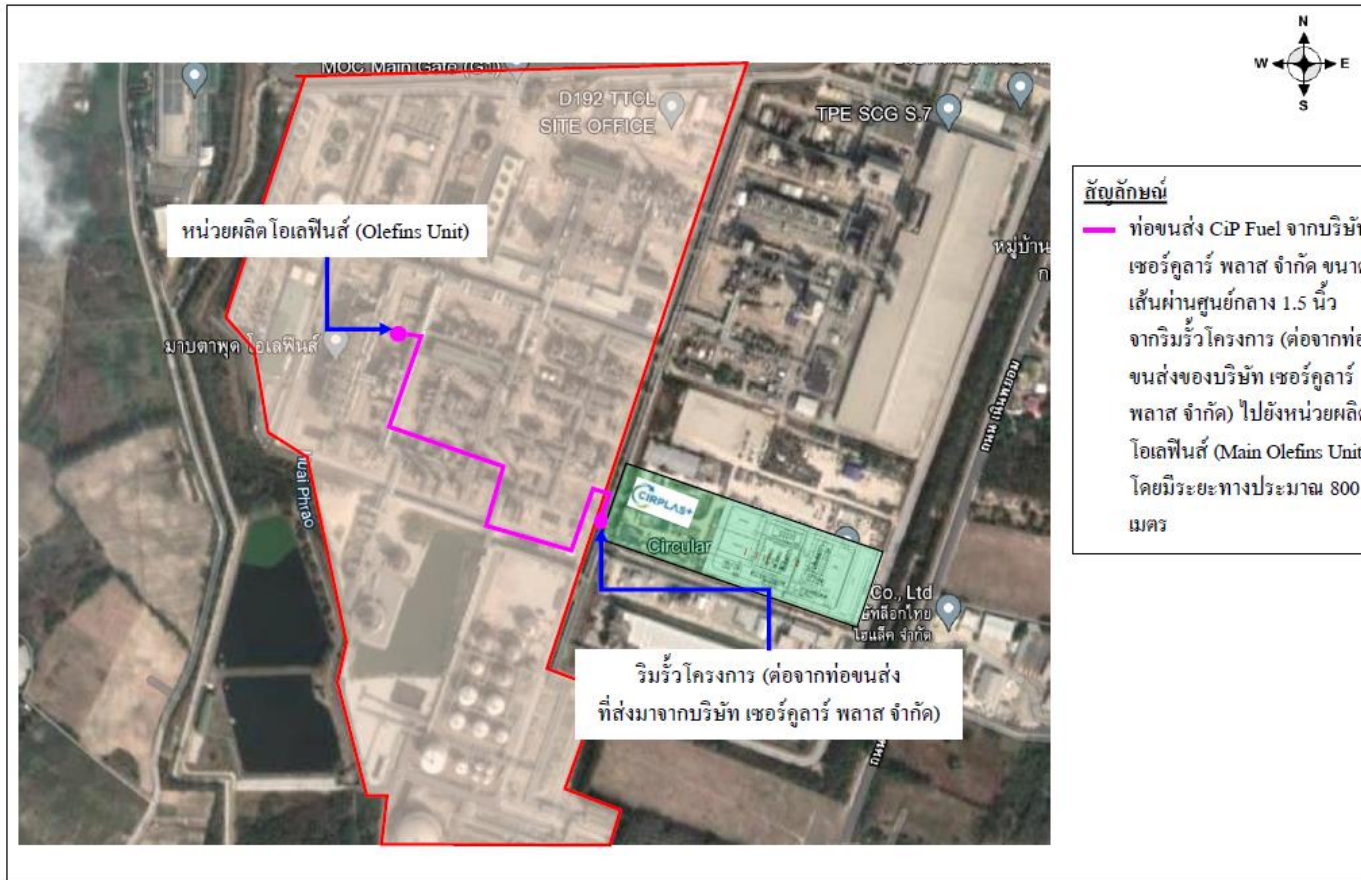
ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 25,327 ตัน/ปี (69.39 ตัน/วัน)

(ง) Imported Ethane มีสถานะเป็นก๊าซ ไม่มีกลิ่น ปัจจุบันไม่มีการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ จะถูกนำมาใช้เป็นวัตถุดิบในกรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane และกรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 245,280 ตัน/ปี (672 ตัน/วัน) โดยขนส่งผ่านระบบท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 12 นิ้ว ที่ก่อสร้างใหม่โดยเชื่อมต่อกับท่อ Imported Ethane ปัจจุบันที่ส่งไปที่หน่วยเตรียมวัตถุดิบและการบำบัดเบื้องต้นของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) ไปยังหน่วยเตรียมวัตถุดิบและการบำบัดเบื้องต้นหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 500 เมตร อัตราการไหล 0-35 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 18 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิบรรยากาศแนวท่อขนส่งแสดงดังรูปที่ 1-4

(จ) CiP Fuel มีสถานะเป็นของเหลว ปัจจุบันไม่มีการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ จะถูกนำมาใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนวัตถุดิบแนฟทาที่มีปริมาณการใช้สูงสุดทั้ง 4 กรณี ประมาณ 4,800 ตัน/ปี (15 ตัน/วัน) ซึ่งโครงการจะรับ CiP Fuel จากบริษัท เซอร์คูลาร์ พลาส จำกัด โดยขนส่งผ่านระบบท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 1.5 นิ้ว จากริมรั้วโครงการ (ต่อจากท่อขนส่งของบริษัท เซอร์คูลาร์ พลาส จำกัด) ไปยังหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 800 เมตร อัตราการไหล 0.6 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 5 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิ 40 องศาเซลเซียส และไม่มีการกักเก็บภายในโครงการแนวท่อขนส่งแสดงดังรูปที่ 1-5



รูปที่ 1-4 แนวท่อนส่ง Imported Ethane มายังหน่วยเตรียมวัตถุดิบและการบำบัดเบื้องต้นในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit)



(ฉ) Bio-Circular HVO มีสถานะเป็นของเหลว มีกลิ่นเล็กน้อย ปัจจุบันไม่มีการใช้ ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ โครงการรับมาจากต่างประเทศเพื่อใช้เป็นวัตถุดิบทางเลือก โดยจะนำเข้ามาใช้แทนแนฟทา (Naphtha) ที่เป็นวัตถุดิบประเภทฟอสซิล (Fossil) ตามแผนการผลิต เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกใน Main Olefins มีปริมาณการใช้สูงสุดทั้ง 4 กรณี ประมาณ 5,000 ตัน/ปี (100 ตัน/วัน) ผ่านทางรถบรรทุก หากมีการนำเข้ามาจะถูกมาเก็บในถัง TK-1530 แทนที่ Aromatic Extraction (โดย Aromatic Extraction จะเป็น Off Spec จากหน่วยผลิต Aromatic Recovery Unit ดังนั้นโดยปกติจะไม่มีการส่ง Aromatic Extraction มาเก็บที่ถังดังกล่าว)

โดยภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ ถัง TK-1530 สามารถสลับเปลี่ยนการใช้งานระหว่าง Bio-Circular HVO กับ Aromatic Extraction ได้ โดยที่ของผสมที่เกิดขึ้นช่วงสับเปลี่ยนจะถูกนำไป Reprocess ที่หน่วยผลิต Main Olefins ซึ่งในกระบวนการทั้งหมดจะไม่มีของเสียเกิดขึ้น ทั้งนี้ ทางโครงการมีการก่อสร้างแนวท่อขนส่ง Bio-Circular HVO ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 2 นิ้ว จากถังเก็บ (TK-1530) ไปเชื่อมต่อกับท่อขนส่งแนฟทาขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 12 นิ้ว ในปัจจุบัน มีระยะทางประมาณ 200 เมตร โดยขนส่งด้วยอัตราการไหล 3 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 17 บาร์ (เกจ) และอุณหภูมิ 40 องศาเซลเซียส

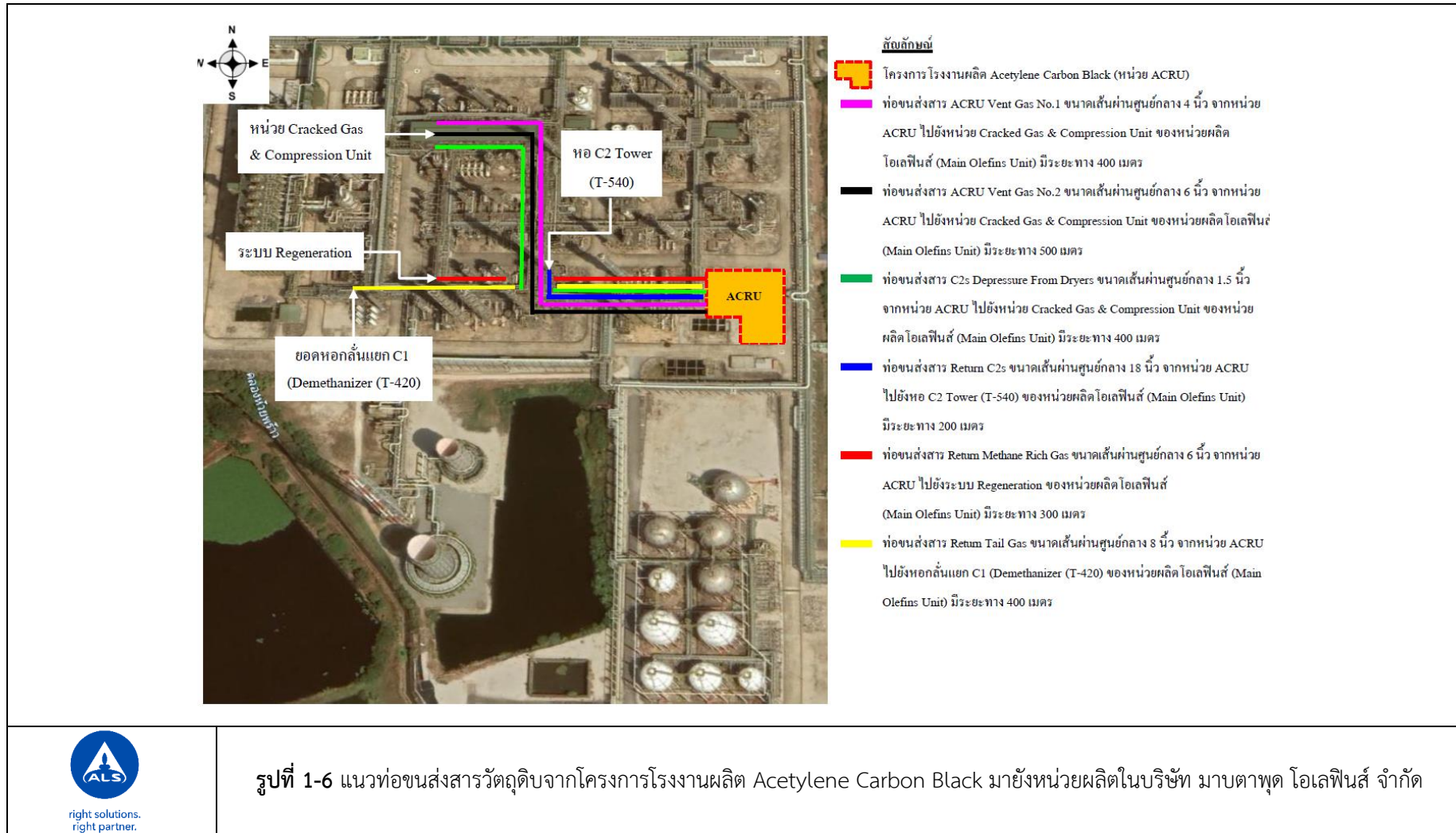
โดยวัตถุดิบอื่น ๆ ได้แก่ H₂ Offgas, กลุ่มสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (C₄'s), โพรเพนและก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG), ไพโรไลซิสก๊าซออยล์ 1 (Pyrolysis Gas Oil 1), ไพโรไลซิส ก๊าซออยล์ 2 (Pyrolysis Gas Oil 2), ก๊าซระบายทิ้งจากโรงงานผลิตเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีน (PP Vent Gas), ก๊าซระบายทิ้งจากระบบหอเผา (Flare Gas Recovery), ก๊าซเหลือจากกระบวนการผลิต (Off Gas 1 และ Off Gas 2), เพนเทน (Pentane), ก๊าซธรรมชาติเหลว (Natural Gas Liquid; NGL), ตัวทำละลายที่นำกลับมาใช้ใหม่ (Recycle Solvent), ฟาวล์เฮกเซน (Foul Hexane), ก๊าซระบายทิ้งจากโรงงานผลิตเม็ดพลาสติกความหนาแน่นต่ำ (LD Vent Gas), คอนเดนเสท (Condensate), บังเกอร์ซี (Bunker C), ไฮโดรเจน (Hydrogen), Treated C₄, Tail Gas, Olefins Mixed และ Recycle Gas มีปริมาณการใช้ และการขนส่งไม่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

นอกจากนี้ ในการเปลี่ยนแปลงฯ ครั้งนี้ โครงการมีการส่ง Process Stream ให้กับโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black เพื่อแยกสาร Low Purity C₂ (Acetylene) ก่อนส่งสารส่วนที่เหลือ (Return C₂s, ACRU Vent Gas) กลับมายังโครงการ โดยสารที่รับกลับมาเหล่านี้นับถือว่าเป็นวัตถุดิบใหม่ของโครงการ เนื่องจากเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนกลุ่ม C₂ และ Methane ที่เป็น Intermediate ในกระบวนการผลิตของโครงการที่ส่งไปแยก Acetylene และส่งกลับคืนมาให้กับโครงการนอกจากนี้โครงการมีการส่ง Hot Return Methane-Rich Gas ที่มีอุณหภูมิ 200 องศาเซลเซียส ให้กับโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black (รายละเอียดจะกล่าวในหัวข้อผลิตภัณฑ์) และรับ Return Methane-Rich Gas ที่มีอุณหภูมิ 35 - 100 องศาเซลเซียส กลับมายังโครงการ และมีการส่ง Tail Gas ไปปรับความดันในกระบวนการผลิตของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black ในกรณีที่เกิด Abnormal และรับ Return Tail Gas กลับมายังโครงการ ซึ่งการดำเนินการครั้งนี้จะมีการก่อสร้างท่อขนส่งสารที่รับกลับมายังโครงการประกอบด้วย รายละเอียดประกอบดังรูปที่ 1-6

(ก) ท่อขนส่ง ACRU Vent Gas NO. 1 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 4 นิ้ว บริเวณริมรั้วโครงการ (เชื่อมต่อกับท่อขนส่ง ACRU Vent Gas NO. 1 ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black) มายังหน่วย

Crack Gas & Compression Unit ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 400 เมตร อัตราการไหล 1.15 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 1.5 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิ 16 องศาเซลเซียส

- (ข) ท่อขนส่ง ACRU Vent Gas NO.2 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว บริเวณริมรั้วโครงการ (เชื่อมต่อกับท่อขนส่ง ACRU Vent Gas NO.2 ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black) มายังหน่วย Crack Gas & Compression Unit ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 500 เมตร อัตราการไหล 2 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 6.5 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิ -24 องศาเซลเซียส
- (ค) ท่อขนส่ง C2s Depressure From Dryers ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 1.5 นิ้ว บริเวณริมรั้วโครงการ (เชื่อมต่อกับท่อขนส่ง C2s Depressure From Dryers ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black) มายังหน่วย Crack Gas & Compression Unit ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 400 เมตร อัตราการไหล 2 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 1.5 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิ -26 องศาเซลเซียส
- (ง) ท่อขนส่ง Return C2s ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 18 นิ้ว บริเวณริมรั้วโครงการ (เชื่อมต่อกับท่อขนส่ง Return C2s ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black) มายังหอ C2 Tower (T-540) ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 200 เมตร อัตราการไหล 170-185 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 17 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิ -29 องศาเซลเซียส
- (จ) ท่อขนส่ง Return Methane-Rich Gas ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว บริเวณริมรั้วโครงการ (เชื่อมต่อกับท่อขนส่ง Return Methane-Rich Gas ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black) มายังระบบ Regeneration ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 300 เมตร อัตราการไหล 3.5 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 5 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิ 35-100 องศาเซลเซียส
- (ฉ) ท่อขนส่ง Return Tail Gas ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว บริเวณริมรั้วโครงการ (เชื่อมต่อกับท่อขนส่ง Return Tail Gas ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black) มายังหอ กลั่นแยกมีเทน (Demethanizer) ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 400 เมตร อัตราการไหล 0-5 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 5 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิบรรยากาศ



2) วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (C4 Processing Unit) ประกอบด้วย

- (1) ไฮโดรเจน (Hydrogen)
- (2) เอทิลีน (Ethylene)
- (3) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (Raw C4's)
- (4) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (Imported C4's)
- (5) ราฟฟิเนต (Raffinate)
- (6) 2-ราฟฟิเนต (2-Raffinate)
- (7) สารประกอบไฮโดรคาร์บอน 2-6 อะตอม (C2-C6)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : ในการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ โครงการจะมีการเพิ่มทางเลือกการผลิตโดยใช้ Imported Ethane และวัตถุดิบทางเลือก เพื่อให้ครอบคลุมลักษณะและคุณสมบัติของวัตถุดิบที่เข้าสู่โครงการจึงส่งผลทำให้ภายหลังเปลี่ยนแปลงการใช้วัตถุดิบในหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม มีการเปลี่ยนแปลงไปโดยการใช้วัตถุดิบจะมีทางเลือกการผลิต ทั้งหมด 4 กรณี ได้แก่ 1) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane 2) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane 3) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane และ 4) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/ Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane

ปริมาณการใช้วัตถุดิบของหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม ได้แก่ ไฮโดรเจน (Hydrogen), เอทิลีน (Ethylene), ราฟฟิเนต (Raffinate), 2-ราฟฟิเนต (2-Raffinate) และสารประกอบไฮโดรคาร์บอน 2-6 อะตอม (C2-C6) จะไม่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด ยกเว้นปริมาณการใช้ของสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (Raw C4's) และสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (Imported C4's) ซึ่งมีปริมาณการใช้ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ ดังนี้

(ก) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (Raw C4's) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ จะมีปริมาณการใช้ดังนี้

- ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 446,935 ตัน/ปี (1,224.48 ตัน/วัน)
- ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 425,911 ตัน/ปี (1,166.88 ตัน/วัน)
- ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 446,935 ตัน/ปี (1,224.48 ตัน/วัน)
- ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 425,911 ตัน/ปี (1,166.88 ตัน/วัน)

- (ข) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (Imported C4's) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ จะมีปริมาณการใช้ดังนี้
- ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 102,756 ตัน/ปี (281.52 ตัน/วัน)
- ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 123,780 ตัน/ปี (339.12 ตัน/วัน)
- ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 102,756 ตัน/ปี (281.52 ตัน/วัน)
- ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 123,780 ตัน/ปี (339.12 ตัน/วัน)

3) วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 5 อะตอม (C5 Processing Unit) ประกอบด้วย

- (1) ไฮโดรเจน (Hydrogen)
- (2) สารประกอบคาร์บอน 5 อะตอม (Imported C5's)
- (3) มิกซ์ซี 5 (Mixed C5's)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : ปริมาณการใช้การกักเก็บ และการขนส่งวัตถุดิบที่ใช้ใน หน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 5 อะตอม (C5 Processing Unit) จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากเดิมแต่อย่างใด

4) วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วยผลิตสารประกอบอะโรมาติกส์ (Aromatic Recovery Unit) ประกอบด้วย

- (1) ไฮโดรเจน (Hydrogen)
- (2) รอว์ไพโรไลซิสก๊าซโซลีน (Raw Pyrolysis Gasoline)
- (3) สารประกอบไฮโดรคาร์บอน 8 อะตอมขึ้นไป (Imported C8+)
- (4) ไพโรไลซิสก๊าซโซลีน (Pyrolysis Gasoline)
- (5) บีทีรีเทิร์น (BT Return)
- (6) ซี 5 ราฟฟินेट (C5 Raffinate)
- (7) วัตถุดิบระหว่างกลาง (Intermediate Feed)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : ปริมาณการใช้วัตถุดิบของหน่วยผลิตสารประกอบอะโรมาติกส์ในส่วนของไฮโดรเจน (Hydrogen), สารประกอบไฮโดรคาร์บอน 8 อะตอมขึ้นไป (Imported C8+), บีทีรีเทิร์น (BT Return), ซี 5 ราฟฟินेट (C5 Raffinate) และวัตถุดิบระหว่างกลาง (Intermediate Feed) จะไม่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด ยกเว้นปริมาณการใช้ของ Raw Pyrolysis Gasoline และ Pyrolysis Gasoline ซึ่งจะเปลี่ยนแปลง เนื่องจาก

ปริมาณการใช้วัตถุดิบแนฟทาเปลี่ยนแปลงไปจากการใช้ Imported Ethane และวัตถุดิบทางเลือกอื่น ๆ ทดแทน โดย
มีปริมาณการใช้ดังนี้

(ก) รอว์ไพโรไลซิสก๊าซโซลีน (Raw Pyrolysis Gasoline) มีสถานะเป็นของเหลว กลิ่นอะโรมาติกส์
ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการใช้ ดังนี้

ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุด
ประมาณ 831,937 ตัน/ปี (2,279.28 ตัน/วัน)

ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run
Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 749,593
ตัน/ปี (2,053.68 ตัน/วัน)

ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุด
ประมาณ 831,937 ตัน/ปี (2,279.28 ตัน/วัน)

ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run
Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 749,593
ตัน/ปี (2,053.68 ตัน/วัน)

(ข) ไพโรไลซิสก๊าซโซลีน (Pyrolysis Gasoline) มีสถานะเป็นของเหลว ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มี
ปริมาณการใช้ ดังนี้

ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุด
ประมาณ 342,805 ตัน/ปี (939.12 ตัน/วัน)

ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run
Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 425,149
ตัน/ปี (1,164.72 ตัน/วัน)

ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้สูงสุด
ประมาณ 342,805 ตัน/ปี (939.12 ตัน/วัน)

ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run
Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้สูงสุดประมาณ 425,149
ตัน/ปี (1,164.72 ตัน/วัน)

5) วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) ประกอบด้วย

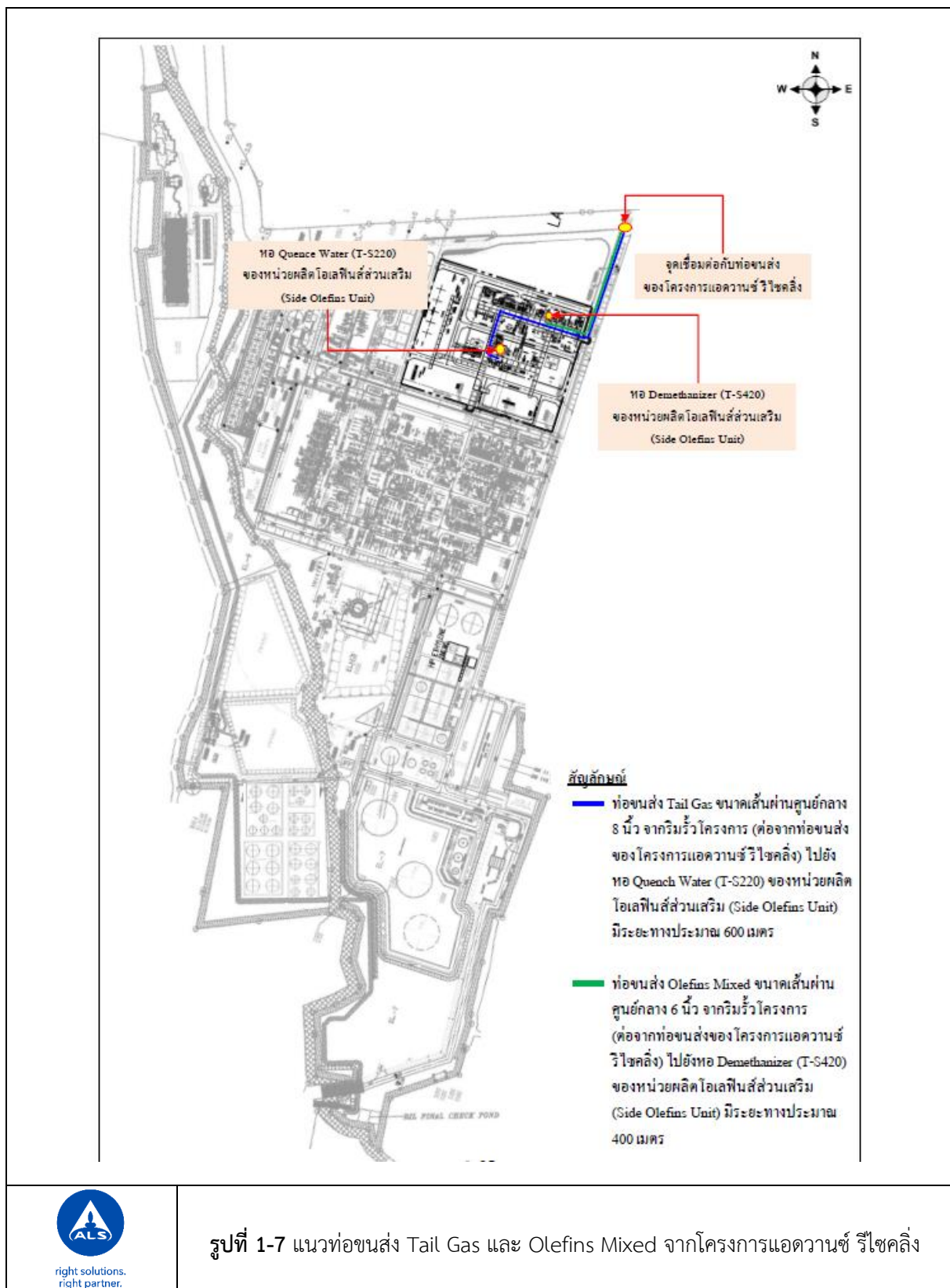
- (1) Imported Propane
- (2) Imported Ethane
- (3) อีเทน (Ethane)
- (4) โพรเพน (Propane)
- (5) โพรเพนที่นำกลับมาใช้ใหม่ (Propane Recycle) หรือ C3 Raffinate

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : ในการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ โครงการจะมีการเพิ่มสัดส่วนปริมาณการใช้วัตถุดิบ Imported Ethane และลดปริมาณการใช้ Imported Propane ซึ่งจะขึ้นอยู่กับสถานการณ์ตลาดในขณะนั้น โดยโครงการจะขอปรับสัดส่วนปริมาณการใช้ Imported Ethane ให้สูงขึ้นเพื่อใช้เป็นวัตถุดิบทดแทน Imported Propane ในช่วงที่วัตถุดิบดังกล่าวมีราคาแพง โดยยังคงใช้ระบบท่อขนส่ง Imported Ethane ที่มีอยู่ในปัจจุบัน รวมทั้งรับวัตถุดิบทดแทน (Alternative Feed) ได้แก่ Tail Gas และ Olefins Mixed จากโครงการแอดวานซ์ รีไซเคิล มาใช้ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) ส่งผลทำให้ภายหลังเปลี่ยนแปลงโครงการจะมีทางเลือกการผลิตทั้งหมด 4 กรณี ได้แก่ 1) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane 2) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane 3) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane และ 4) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane

ทั้งนี้ ปริมาณการใช้วัตถุดิบของของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีรายละเอียดดังนี้

- (ก) Imported Propane มีสถานะเป็นก๊าซ ไม่มีกลิ่น ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการใช้ ดังนี้
 - ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้ ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดเท่าเดิม คือ 370,723 ตัน/ปี (1,015.68 ตัน/วัน)
 - ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 118,260 ตัน/ปี (324 ตัน/วัน)
 - ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดเท่าเดิม คือ 370,723 ตัน/ปี (1,015.68 ตัน/วัน)
 - ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 118,260 ตัน/ปี (324 ตัน/วัน)
- (ข) Imported Ethane มีสถานะเป็นก๊าซ ไม่มีกลิ่น ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการใช้ ดังนี้
 - ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane จะไม่มีการใช้ Imported Ethane ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) นี้
 - ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 131,630 ตัน/ปี (361 ตัน/วัน)
 - ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane จะไม่มีการใช้ Imported Ethane ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) นี้

- ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 131,630 ตัน/ปี (361 ตัน/วัน)
- (ค) อีเทน (Ethane : C_2H_6) มีสถานะเป็นก๊าซ กลิ่นอ่อน ๆ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการใช้ ดังนี้
- ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 154,614 ตัน/ปี (423.60 ตัน/วัน)
- ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 250,562 ตัน/ปี (686.47 ตัน/วัน)
- ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 154,614 ตัน/ปี (423.60 ตัน/วัน)
- ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 250,562 ตัน/ปี (686.47 ตัน/วัน)
- (ง) โพรเพน (Propane : C_3H_8) มีสถานะเป็นก๊าซ ไม่มีกลิ่น ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการใช้ ดังนี้
- ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 62,809 ตัน/ปี (172.08 ตัน/วัน)
- ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 39,508 ตัน/ปี (108.24 ตัน/วัน)
- ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 62,809 ตัน/ปี (172.08 ตัน/วัน)
- ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิต โอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุดประมาณ 39,508 ตัน/ปี (108.24 ตัน/วัน)
- (จ) โพรเพนที่นำกลับมาใช้ใหม่ (Propane Recycle) หรือ C3 Raffinate มีสถานะเป็นก๊าซ ปัจจุบันมีปริมาณการใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) สูงสุด 94,170 ตัน/ปี (258 ตัน/วัน) โดยภายหลังเปลี่ยนแปลงจะไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิมแต่อย่างใด รวมทั้งภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ โครงการจะมีการรับวัตถุดิบ Tail Gas และ Olefins Mixed จากโครงการแอตวานซ์ รีไซเคิล มาใช้ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit)



(ก) Tail Gas มีสถานะเป็นก๊าซ ไม่มีกลิ่น จะถูกนำมาใช้เป็นวัตถุดิบ โดยมีปริมาณการใช้สูงสุด 24,800 ตัน/ปี (74.4 ตัน/วัน) ซึ่งโครงการจะรับ Tail Gas มาจากโครงการแอดวานซ์ รีไซเคิล โดยขนส่งผ่านระบบท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว จากกริ๊วโครงการเชื่อมต่อกับท่อขนส่งของโครงการแอดวานซ์ รีไซเคิล ไปยังหอ Quence Water (T-S220) ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 600 เมตร อัตราการไหล 3.1 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 15.3 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิบรรยากาศ และไม่มีการกักเก็บภายในโครงการ

(ข) Olefins Mixed มีสถานะเป็นก๊าซ จะถูกนำมาใช้เป็นวัตถุดิบ โดยมีปริมาณการใช้สูงสุด 60,000 ตัน/ปี (180 ตัน/วัน) ซึ่งโครงการจะรับ Olefins Mixed มาจากโครงการแอดวานซ์ รีไซเคิล โดยขนส่งผ่านระบบท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว จากกริ๊วโครงการเชื่อมต่อกับท่อขนส่งของโครงการแอดวานซ์ รีไซเคิล ไปยังหอ Demethanizer (T-S420) ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 400 เมตร อัตราการไหล 7.5 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 16.5 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิ -17.5 องศาเซลเซียส และไม่มีการกักเก็บภายในโครงการ

6) วัตถุดิบที่ใช้ในหน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization

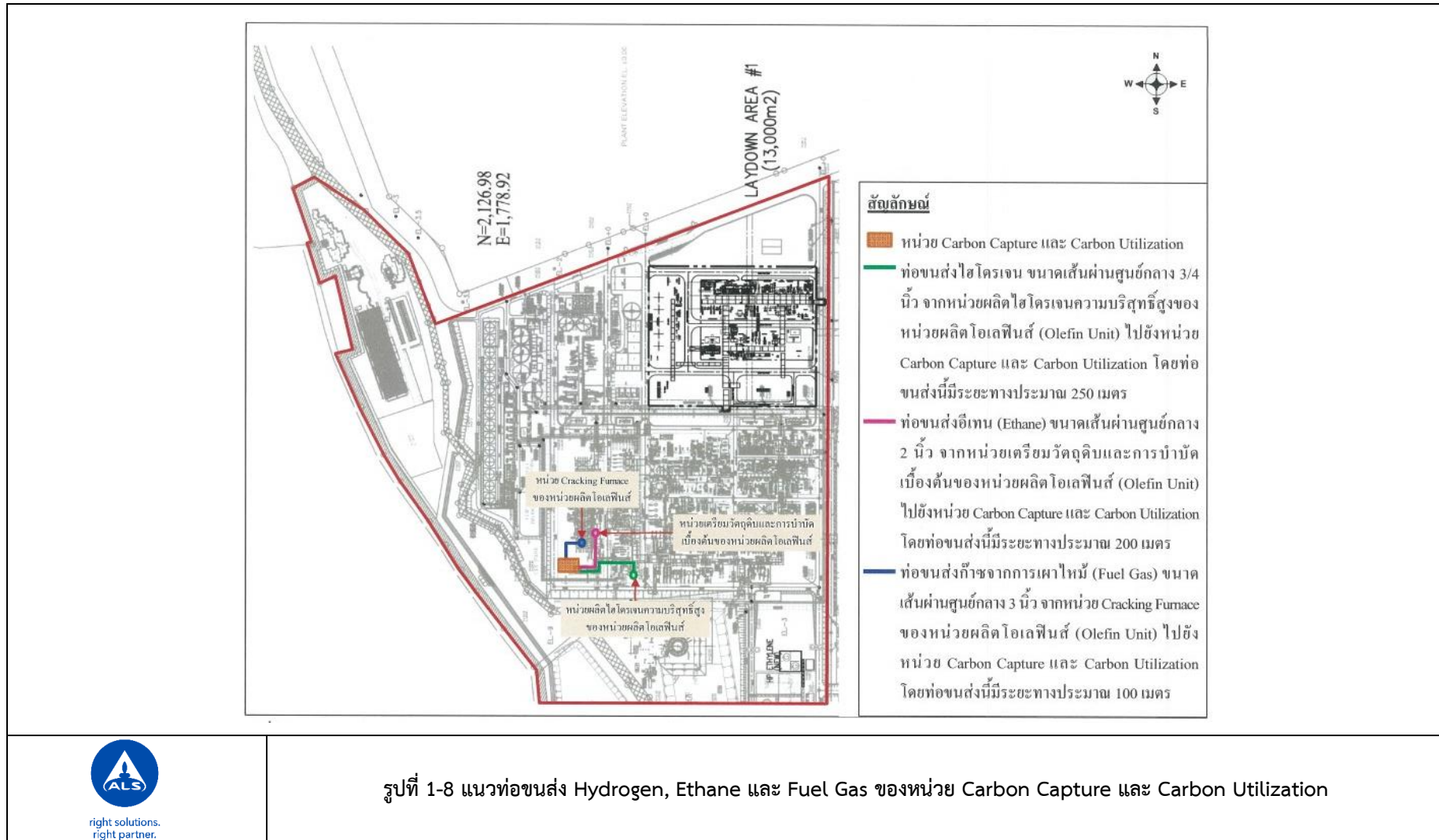
หน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization เป็นหน่วยที่ติดตั้งเพื่อนำก๊าซระบายน (Fuel Gas) จากปล่องของเตา Cracking Furnace มาแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) และนำไปผลิตต่อเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอน (Mixed Light Hydrocarbon) สำหรับใช้ทดแทนวัตถุดิบแนฟทา (ลดการนำเข้าแนฟทา) ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้แสดงดังนี้

(ก) ก๊าซจากการเผาไหม้ (Fuel Gas) มีสถานะเป็นก๊าซ ไม่มีกลิ่น จะถูกนำมาใช้เป็นวัตถุดิบ มีปริมาณการใช้ 2,756 ตัน/ปี (7.70 ตัน/วัน) ซึ่งโครงการจะรับมาจากหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Olefins Unit) ของโครงการ โดยขนส่งผ่านระบบท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3 นิ้ว จากหน่วย Cracking Furnace ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Olefins Unit) ไปยังหน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization (CCU) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 100 เมตร ขนส่งด้วยอัตราการไหล 0.32 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 1 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิ 110 องศาเซลเซียส

(ข) ไฮโดรเจน มีสถานะเป็นก๊าซ ไม่มีกลิ่น จะถูกนำมาใช้เป็นวัตถุดิบ มีปริมาณการใช้ 29 ตัน/ปี (0.08 ตัน/วัน) ซึ่งโครงการจะรับมาจากหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Olefins Unit) ของโครงการ โดยขนส่งผ่านระบบท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 3/4 นิ้ว จากหน่วยผลิตไฮโดรเจนความบริสุทธิ์สูงของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Olefins Unit) ไปยังหน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization (CCU) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 250 เมตร ขนส่งด้วยอัตราการไหล 0.003 ตัน/ ชั่วโมง ความดัน 34.3 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิ 36 องศาเซลเซียส

(ค) อีเทน (Ethane) มีสถานะเป็นก๊าซ ไม่มีกลิ่น จะถูกนำมาใช้เป็นวัตถุดิบ มีปริมาณการใช้ 452 ตัน/ปี (1.26 ตัน/วัน) ซึ่งโครงการจะรับมาจากหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Olefins Unit) ของโครงการ โดยขนส่งผ่านระบบท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 2 นิ้ว จากหน่วยเตรียมวัตถุดิบและการบำบัดเบื้องต้นของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Olefins Unit) ไปยังหน่วย Carbon Capture โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 200 เมตร ขนส่งด้วยอัตราการไหล 0.043 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 9.5 บาร์ (เกจ) อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : ปริมาณการใช้ การกักเก็บ และการขนส่งวัตถุดิบที่ใช้ในหน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากเดิมแต่อย่างใด



(2) สารเคมี/ตัวเร่งปฏิกิริยาและสารดูดซับ

ในการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ การเพิ่มทางเลือกการผลิตใหม่อีก 2 ทางเลือกเพื่อให้ครอบคลุมลักษณะและคุณสมบัติของวัตถุดิบที่เข้าสู่โครงการ ทำให้ภายหลังเปลี่ยนแปลงโครงการจะมีทางเลือกการผลิตทั้งหมด 4 กรณี ได้แก่ 1) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane 2) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane 3) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane และ 4) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/ Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane ซึ่งไม่ส่งผลทำให้ชนิด ปริมาณการใช้ แหล่งที่มา การขนส่ง และการกักเก็บของสารเคมี/ตัวเร่งปฏิกิริยาและสารดูดซับที่ใช้ในโครงการเปลี่ยนแปลงจากเดิม

(3) ผลิตภัณฑ์และผลิตภัณฑ์พลอยได้

ในการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ จะมีการเพิ่มสัดส่วนปริมาณการใช้วัตถุดิบ Imported Ethane และลดปริมาณการใช้ Imported Propane ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) ในช่วงที่ Imported Propane มีราคาสูง และเพิ่มสัดส่วนการใช้ปริมาณวัตถุดิบ Imported Ethane ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) ในช่วงที่ Naptha มีราคาสูง รวมทั้งจะมีการรับวัตถุดิบทดแทน มาใช้ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) และหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) ส่งผลทำให้รายละเอียดผลิตภัณฑ์และผลิตภัณฑ์พลอยได้ของโครงการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม ทั้งนี้การดำเนินงานดังกล่าวไม่ได้ส่งผลทำให้กำลังการผลิตรวมของโครงการเพิ่มขึ้นจากเดิมแต่อย่างใด

(1) ผลิตภัณฑ์จากหน่วยผลิตโอเลฟินส์

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : ปริมาณการผลิตผลิตภัณฑ์ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) ได้แก่ ไฮโดรเจน (Hydrogen), เทลแก๊ส (Tail Gas), ซี 9 ออยล์ (C9 Oil), ก๊าซระบายทิ้งจากระบบหอเผาที่นำกลับมาใช้ใหม่ (Flare Gas Recovery), มิกซ์ซี 4 (Mixed C4) และไพโรไลซิสแก๊ส โซลีน (Pyrolysis Gasoline) จะมีปริมาณเท่าเดิม ยกเว้นก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) เอทิลีน (Ethylene) อีเทน (Ethane) โพรไพลีน (Propylene) โพรเพน (Propane) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (Raw C4's) รอรีไพโรไลซิสแก๊สโซลีน (Raw Pyrolysis Gasoline) แครกเกอร์บอททอม (Cracker Bottom) จะมีการเปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการปรับสัดส่วนมาใช้ Imported Ethane และนำวัตถุดิบทางเลือกมาทดแทนการใช้แนฟทาภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ ทางโครงการมีการส่ง Raw C2s และ C2 Wash ให้กับหน่วย ACRU ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black เพื่อทำการแยก Low Purity C2 (Acetylene) ออกไปใช้งาน และส่งสารที่เหลือ (C2s Depressure From Dryers, Return C2s และ ACRU Vent Gas) กลับมายังโครงการ (รายละเอียดกล่าวไว้ในหัวข้อวัตถุดิบ) ส่งผลให้รายละเอียดผลิตภัณฑ์ของโครงการเปลี่ยนแปลงไปดังนี้

1) ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) มีสถานะเป็นก๊าซภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิตดังนี้

(ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 581,665 ตัน/ปี (1,593.60 ตัน/วัน)

- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 564,214 ตัน/ปี (1,545.79 ตัน/วัน)
- (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 581,665 ตัน/ปี (1,593.60 ตัน/วัน)
- (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 564,214 ตัน/ปี (1,545.79 ตัน/วัน)
- 2) เอทิลีน (Ethylene) มีสถานะเป็นก๊าซภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
- (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 1,130,040 ตัน/ปี (3,096 ตัน/วัน)
- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 1,130,040 ตัน/ปี (3,096 ตัน/วัน)
- (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิต สูงสุดประมาณ 1,130,040 ตัน/ปี (3,096 ตัน/วัน)
- (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 1,130,040 ตัน/ปี (3,096 ตัน/วัน)
- 3) อีเทน (Ethane) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
- (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 154,614 ตัน/ปี (423.60 ตัน/วัน)
- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 250,562 ตัน/ปี (686.47 ตัน/วัน)
- (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 154,614 ตัน/ปี (423.60 ตัน/วัน)
- (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 250,562 ตัน/ปี (686.47 ตัน/วัน)
- 4) โพรไพลีน (Propylene) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
- (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 684,944 ตัน/ปี (1,876.56 ตัน/วัน)

- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 665,672 ตัน/ปี (1,823.76 ตัน/วัน)
- (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 684,944 ตัน/ปี (1,876.56 ตัน/วัน)
- (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 665,672 ตัน/ปี (1,823.76 ตัน/วัน)
- 5) โพรเพน (Propane) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
- (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 62,809 ตัน/ปี (172.08 ตัน/วัน)
- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 39,508 ตัน/ปี (108.24 ตัน/วัน)
- (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 62,809 ตัน/ปี (172.08 ตัน/วัน)
- (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 39,508 ตัน/ปี (108.24 ตัน/วัน)
- โพรเพน (Propane) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
- 6) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (Raw C4's) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
- (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 446,935 ตัน/ปี (1,224.48 ตัน/วัน)
- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 425,911 ตัน/ปี (1,166.88 ตัน/วัน)
- (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 446,935 ตัน/ปี (1,224.48 ตัน/วัน)
- (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 425,911 ตัน/ปี (1,166.88 ตัน/วัน)
- 7) รอว์ไพโรไลซิสก๊าซโซลีน (Raw Pyrolysis Gasoline) มีสถานะเป็นของเหลว ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้

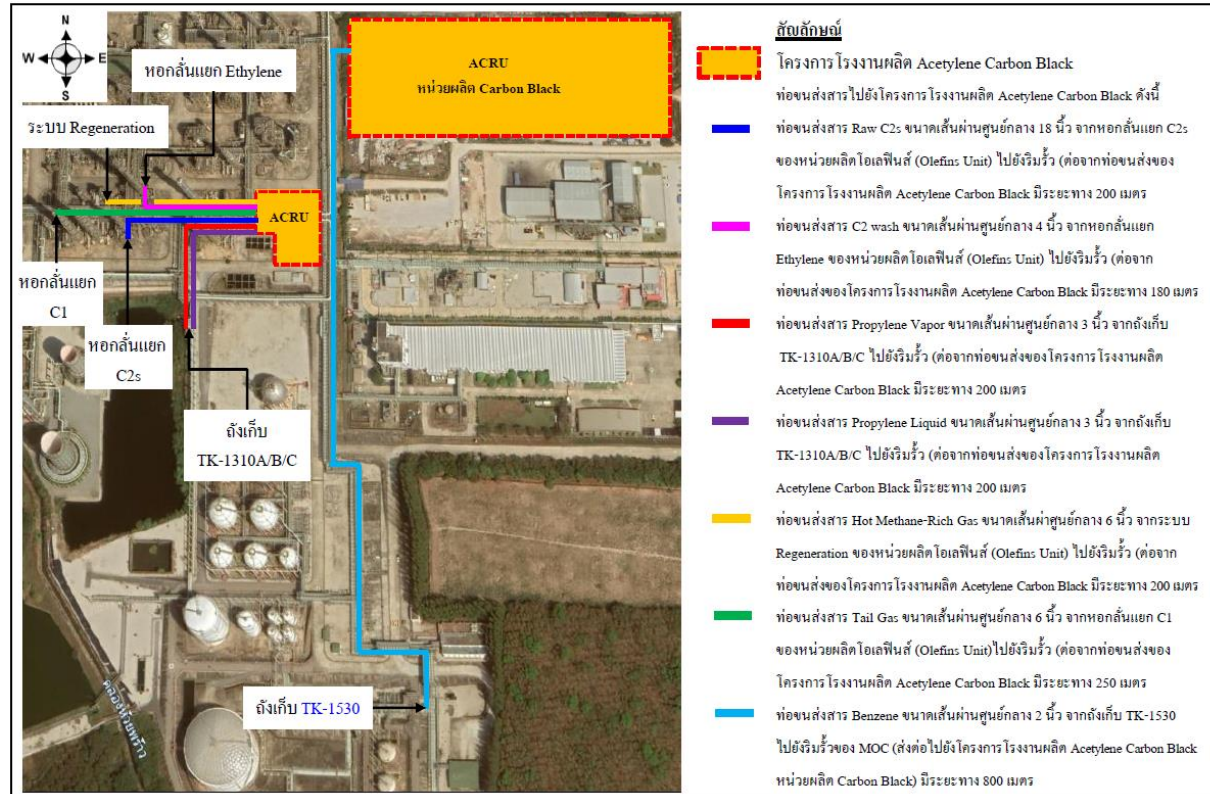
- (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 831,937 ตัน/ปี (2,279.28 ตัน/วัน)
- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 749,593 ตัน/ปี (2,053.68 ตัน/วัน)
- (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 831,937 ตัน/ปี (2,279.28 ตัน/วัน)
- (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 749,593 ตัน/ปี (2,053.68 ตัน/วัน)
- 8) แครกเกอร์บอททอม (Cracker Bottom) มีสถานะเป็นของเหลว ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
- (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 133,152 ตัน/ปี (364.80 ตัน/วัน)
- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 112,216 ตัน/ปี (307.44 ตัน/วัน)
- (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 133,152 ตัน/ปี (364.80 ตัน/วัน)
- (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 112,216 ตัน/ปี (307.44 ตัน/วัน)
- 9) Low Purity C2 (มี Acetylene เป็นองค์ประกอบหลัก) มีสถานะเป็นก๊าซ ปัจจุบันไม่มีการจำหน่ายโดย ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ ทางโครงการจะมีการส่ง Raw C2s ให้กับหน่วย ACRU ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black เพื่อทำการแยก Low Purity C2 (Acetylene) ออกไปใช้งานและส่งสารที่เหลือ (C2s Depressure from Dryers, Return C2s และ ACRU Vent Gas) กลับมายังโครงการโดยมีปริมาณ Low Purity C2 (Acetylene) ที่แยกได้ดังนี้
- ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
- (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 14,892 ตัน/ปี (40.80 ตัน/วัน)
- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 3,490 ตัน/ปี (36.96 ตัน/วัน)

(ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 14,892 ตัน/ปี (40.80 ตัน/วัน)

(ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 13,490 ตัน/ปี (36.96 ตัน/วัน)

ทั้งนี้ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ โครงการมีการส่ง Process Stream ได้แก่ Raw C2s และ C2 Wash ไปยังหน่วย ACRU ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black เพื่อทำการแยก Low Purity C2 (Acetylene) และส่ง Propylene Vapor และ Propylene Liquid ไปใช้เติมในระบบ C3 Refrigerant ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black และส่ง Hot Methane-Rich Gas ที่มีอุณหภูมิ 200 องศาเซลเซียส ไปเป็นสารแลกเปลี่ยนความร้อนกับโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black และส่ง Tail Gas ไปใช้รักษาแรงดันในกระบวนการผลิตของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black ซึ่งจะมีการติดตั้งท่อขนส่งเพิ่มเติม โดยมีรายละเอียดแสดงดังรูปที่ 1-9

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 13)
บริษัท มาตรฐานปิโตรเลียม จำกัด ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2567



รูปที่ 1-9 แนวท่อขนส่งสาร จากบริษัทมาตรฐานปิโตรเลียม จำกัด ไปยังโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black

(2) ผลิตภัณฑ์จากหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (C4 Processing Unit) ปัจจุบันประกอบด้วย

- 1) ไอโซบิวทิลีน (Isobutylene (IB Rich))
- 2) โพรไพลีน (Propylene)
- 3) สารประกอบคาร์บอน 2 อะตอมที่เป็นก๊าซระเหย (C2 Vent)
- 4) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (C4 Raffinate)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : ปริมาณการผลิตผลิตภัณฑ์ของหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (C4 Processing Unit) จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากเดิมแต่อย่างใด

(3) ผลิตภัณฑ์จากหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 5 อะตอม (C5 Processing Unit) ปัจจุบันประกอบด้วย

- 1) ไอโซพรีน (Isoprene)
- 2) พิเพอริลีน (Piperylene)
- 3) สารประกอบคาร์บอน 5 อะตอม (C5 Raffinate)
- 4) ไดไซโคลเพนเตไดอีน (Dicyclopentadiene (DCPD))
- 5) ไซโคลเพนเทน (Cyclopentane)
- 6) ซี 5 ราฟฟิเนต-3 (C5 Raffinate 3)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : ปริมาณการผลิตผลิตภัณฑ์ของหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 5 อะตอม (C5 Processing Unit) จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากเดิมแต่อย่างใด

(4) ผลิตภัณฑ์จากหน่วยผลิตสารประกอบอะโรมาติกส์ (Aromatic Recovery Unit) ปัจจุบันประกอบด้วย

- 1) มิกซ์ซี 5 (Mixed C5's)
- 2) สไตรีน (Styrene)
- 3) สารประกอบคาร์บอน 6-8 อะตอม ที่ไม่เป็นสารอะโรมาติกส์ (C6-C8 Non-Aromatics)
- 4) เบนซีน (Benzene)
- 5) โทลูอีน (Toluene)
- 6) มิกซ์ไซลีน (Mixed Xylene)
- 7) ซี 9 พลัส ก๊าซไซลีน (C9+ Gasoline)
- 8) สารประกอบคาร์บอน 5-8 อะตอมที่ไม่เป็นสารอะโรมาติกส์ (C5-C8 Non-Aromatics)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : ปริมาณการผลิตผลิตภัณฑ์ของหน่วยผลิตสารประกอบอะโรมาติกส์ (Aromatic Recovery Unit) จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากเดิมแต่อย่างใด ทั้งนี้โครงการมีการติดตั้งท่อขนส่งเบนซีนเพิ่มเติม ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 2 นิ้ว จากถังเก็บ TK-1540 ไปยังริมรั้วโครงการ (ส่งต่อไปยังโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black ของหน่วยผลิต Carbon Black) รายละเอียดแสดงดังรูปที่ 1-9 โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 800 เมตร อัตราการไหล 2 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 8.6 บาร์(เกจ) อุณหภูมิบรรยากาศ

(5) ผลิตภัณฑ์จากหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) ปัจจุบัน ประกอบด้วย

- 1) H₂ Offgas
- 2) ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas)

3) เอทิลีน (Ethylene)

4) สารประกอบคาร์บอน 3 อะตอม (C3)

5) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอมขึ้นไป (C4+)

ภายหลังการเปลี่ยนแปลง : ปริมาณการผลิตผลิตภัณฑ์ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) จะมีปริมาณผลิตภัณฑ์ที่เปลี่ยนแปลงไป ยกเว้น H₂ Offgas ซึ่งมีปริมาณเท่าเดิมรายละเอียดดังนี้

- 1) ก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
 - (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 72,707 ตัน/ปี (199.20 ตัน/วัน)
 - (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 47,614 ตัน/ปี (130.45 ตัน/วัน)
 - (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 72,707 ตัน/ปี (199.20 ตัน/วัน)
 - (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 47,614 ตัน/ปี (130.45 ตัน/วัน)
- 2) เอทิลีน (Ethylene) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
 - (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิต สูงสุดประมาณ 331,654 ตัน/ปี (908.64 ตัน/วัน)
 - (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 367,920 ตัน/ปี (1,008 ตัน/วัน)
 - (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 331,654 ตัน/ปี (908.64 ตัน/วัน)
 - (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 367,920 ตัน/ปี (1,008 ตัน/วัน)
- 3) สารประกอบคาร์บอน 3 อะตอม (C3) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิต ดังนี้
 - (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 102,054 ตัน/ปี (279.60 ตัน/วัน)

- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 59,678 ตัน/ปี (163.50 ตัน/วัน)
- (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 102,054 ตัน/ปี (279.60 ตัน/วัน)
- (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 59,678 ตัน/ปี (163.50 ตัน/วัน)
- 4) สารประกอบคาร์บอน 4 อะตอมขึ้นไป (C4+) มีสถานะเป็นก๊าซ ภายหลังเปลี่ยนแปลงฯ มีปริมาณการผลิตดังนี้
- (ก) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 42,311 ตัน/ปี (115.92 ตัน/วัน)
- (ข) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 25,327 ตัน/ปี (69.39 ตัน/วัน)
- (ค) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 42,311 ตัน/ปี (115.92 ตัน/วัน)
- (ง) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane/Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane มีปริมาณการผลิตสูงสุดประมาณ 25,327 ตัน/ปี (69.39 ตัน/วัน)

(6) ผลกระทบจากหน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization

1) Mixed Light Hydrocarbon สถานะเป็นก๊าซ มีกลิ่นหอมหวาน มีองค์ประกอบหลักเป็นเอทีลีนผสมกับไฮโดรคาร์บอนอื่น ซึ่งจะถูกส่งกลับมากลั่นแยกในกระบวนการผลิตโอเลฟินส์ใหม่ ทำให้ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตสารโอเลฟินส์ และยังสามารถทดแทนการนำเข้าวัตถุดิบแนฟทาจากภายนอกโรงงานได้อีกด้วย มีปริมาณ Mixed Light Hydrocarbon ที่ผลิตได้ประมาณ 530 ตัน/ปี (1.5 ตัน/วัน) ซึ่งจะขนส่งโดยระบบท่อขนส่งขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 2 นิ้ว จากหน่วยแยก คาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ของหน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization (CCU) ไปยังหน่วย Cracked Gas Compressor ของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) โดยท่อขนส่งนี้มีระยะทางประมาณ 250 เมตร ขนส่งด้วยอัตราการไหล 0.06 ตัน/ชั่วโมง ความดัน 1 บาร์-เกจ อุณหภูมิ 39 องศาเซลเซียส และไม่มีการกักเก็บไว้ในโครงการ

ทั้งนี้เมื่อพิจารณาในภาพรวมกำลังการผลิตของโครงการ พบว่า ภายหลังเปลี่ยนแปลงไม่ได้ส่งผลทำให้กำลังการผลิตรวมของโครงการเพิ่มขึ้นจากเดิมที่เคยได้รับความเห็นชอบไว้แต่อย่างใด

1.5 กระบวนการผลิต

หลักการของกระบวนการผลิตสารโอเลฟินส์ คือ การนำวัตถุดิบซึ่งเป็นสารไฮโดรคาร์บอนมาเพิ่มอุณหภูมิในเตาเผา เพื่อให้เกิดการแตกตัวจากโมเลกุลใหญ่เป็นโมเลกุลเล็ก ซึ่งส่วนใหญ่จะกลายเป็นผลิตภัณฑ์สารโอเลฟินส์ จากนั้นจะเป็นการแยกสารประกอบไฮโดรคาร์บอนโดยการลดอุณหภูมิ เพิ่มความดันและส่งต่อไปยังหอกลั่นแยกตามลำดับส่วน เพื่อกลั่นแยกให้ได้สารโอเลฟินส์ที่ต้องการ คือ เอทิลีนและโพรพิลีน โดยผลิตภัณฑ์ข้างเคียงจะถูกนำไปผลิตสารอะโรเมติกส์ และผลิตภัณฑ์พลอยได้ เช่น Cracker Bottom, Raw C4's เป็นต้น และสารที่เหลือบางส่วนจะถูกหมุนเวียนกลับมาใช้ในกระบวนการผลิต และส่งไปยังกลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลายต่อไป

สำหรับกระบวนการผลิตของโครงการสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 กรณี ได้แก่ กรณีเดินเครื่องหน่วยผลิตเมธาทีซิส (Metathesis) และกรณีไม่เดินเครื่องหน่วยผลิตเมธาทีซิส (No Metathesis) มีรายละเอียดดังนี้

(1) กรณีเดินเครื่องหน่วยผลิตเมธาทีซิส (Metathesis) ซึ่งเป็นกรณีที่โครงการมีความต้องการผลิตผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์เกรดโพรพิลีนมากกว่าโอเลฟินส์เกรดเอทิลีน โดยในการดำเนินการผลิตในกรณีนี้จะพิจารณาสถานะของตลาดและราคาของผลิตภัณฑ์ ได้แก่

- 1) กรณีที่ผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์เกรดโพรพิลีนมีราคาสูง หรือลูกค้ามีความต้องการในปริมาณมาก
- 2) กรณีที่ผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์เกรดเอทิลีนมีราคาต่ำ หรือลูกค้ามีความต้องการในปริมาณน้อย
- 3) กรณีที่ผลิตภัณฑ์ประเภทสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม มีราคาต่ำหรือลูกค้ามีความต้องการในปริมาณน้อย

(2) กรณีไม่เดินเครื่องหน่วยผลิตเมธาทีซิส (No Metathesis) เป็นกรณีที่โครงการมีความต้องการผลิตผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์เกรดเอทิลีนมากกว่าโอเลฟินส์เกรดโพรพิลีน ได้แก่

- 1) กรณีที่ผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์เกรดเอทิลีนมีราคาสูง หรือลูกค้ามีความต้องการในปริมาณมาก
- 2) กรณีที่ผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์เกรดโพรพิลีนมีราคาต่ำ หรือลูกค้ามีความต้องการในปริมาณน้อย
- 3) กรณีที่ผลิตภัณฑ์ประเภทสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม มีราคาสูงหรือลูกค้ามีความต้องการในปริมาณมาก

สำหรับหน่วย Metathesis ของโครงการปัจจุบันได้มีการติดตั้งและใช้งานเรียบร้อยแล้ว โดยกระบวนการผลิตแบ่งเป็น 5 ส่วนหลัก ได้แก่ กระบวนการผลิตของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Olefins Unit) กระบวนการผลิตของหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 4 อะตอม (C4 Processing Unit) กระบวนการผลิตของหน่วยผลิตสารประกอบคาร์บอน 5 อะตอม (C5 Processing Unit) กระบวนการผลิตของหน่วยผลิตสารประกอบอะโรเมติกส์ (Aromatic Recovery Unit) และกระบวนการผลิตของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit)

โดยในการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้โครงการจะมีการเปลี่ยนแปลงในส่วนของการกระบวนการผลิต ดังนี้

(1) เพิ่มสัดส่วนปริมาณการใช้วัตถุดิบ Imported Ethane และลดปริมาณการใช้ Imported Propane ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) ในช่วงที่ Imported Propane มีราคาสูง

และเพิ่มสัดส่วนการใช้ปริมาณวัตถุดิบ Imported Ethane ที่หน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) ในช่วงที่ Naphtha มีราคาสูง รวมทั้งมีการนำวัตถุดิบทางเลือกชนิดใหม่มาใช้ในการผลิต ซึ่งจะส่งผลให้ภายหลังการเปลี่ยนแปลงฯ โครงการจะมีทางเลือกทั้งหมด 4 กรณี (จากปัจจุบันที่มี 2 กรณี)

- 1) กรณี Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane
- 2) กรณี Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane
- 3) กรณีไม่ Run Metathesis, Side Olefins run Imported Propane
- 4) กรณีไม่ Run Metathesis, Main Olefins run Imported Ethane /Side Olefins run Imported Propane และ Imported Ethane

การเพิ่มสัดส่วน Imported Ethane มาแทนที่ Naphtha ที่ Main Olefins และ Imported Propane ที่ Side Olefins ไม่ได้ทำให้ภาพรวมผลิตภัณฑ์ทั้งหมดของโรงงานเพิ่มขึ้นจากเดิมแต่การรับ Imported Ethane เข้ามาส่งผลให้อุปกรณ์ในกระบวนการผลิตมีปริมาณไฮโดรคาร์บอนตัวเบาในระบบเพิ่มขึ้นโดยเฉพาะ C2 Species (Ethane Recycle) และไฮโดรเจน (H_2) ทำให้มีอัตราการไหล (Mass Flowrate /Volumetric Flowrate) เพิ่มขึ้นในบางอุปกรณ์ ซึ่งสามารถสรุปรายละเอียดกระบวนการผลิตได้ดังนี้

(1) กระบวนการผลิตของหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit)

1) หน่วยเตรียมวัตถุดิบและการบำบัดเบื้องต้น (Feed Preparation and Pretreatment Unit)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้จะมีการก่อสร้างท่อขนส่ง Imported Ethane มายังหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) รวมทั้งติดตั้งเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนที่หน่วยเตรียมวัตถุดิบใหม่ ได้แก่ Ethane Feed Preheater (E-005B) ที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 0.7 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่ออุ่นวัตถุดิบให้ร้อนขึ้นด้วย Hot Quench Water และปรับสภาวะให้ได้อุณหภูมิและความดันที่เหมาะสม (60 องศาเซลเซียส) ก่อนส่งไปยังเตาแตกตัวโมเลกุล (Cracking Furnaces) รวมทั้งรับวัตถุดิบ Bio-Circular HVO จากต่างประเทศมาใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนวัตถุดิบเนฟทา

2) หน่วยที่ทำให้เกิดการแตกตัวของโมเลกุล (Cracking Furnaces) และ Transfer Line Exchangers (TLE's)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงครั้งนี้ ได้ปรับปรุงท่อแลกเปลี่ยนความร้อนภายใน Convection Section, ปรับปรุงระบบท่อ Crossover Pipe และเปลี่ยนขนาด Radiant Coil ให้ใหญ่ขึ้นสำหรับการรองรับ Imported Ethane ทั้งนี้การเปลี่ยนแปลงทั้งหมดเป็นการเปลี่ยนภายใต้โครงสร้างเตาแตกโมเลกุลหน่วยเดิมไม่มีการเพิ่มเตาแตกโมเลกุล

3) หน่วยลดอุณหภูมิด้วยน้ำมัน (Quench Oil Tower) หน่วยนี้ทำหน้าที่ลดอุณหภูมิของ Cracked Gas จากเตาแตกตัวโมเลกุล (Cracking Furnaces) ให้ต่ำลงโดยการแลกเปลี่ยนความร้อนด้วยการสัมผัสโดยตรงกับ Gasoline ที่ส่งมาเป็น Reflux จากหอ Quench Water Tower ทำให้เกิดเป็นน้ำมันที่หมุนเวียนภายในหอ (Quench Oil) ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หน่วยลดอุณหภูมิด้วยน้ำมัน (Quench oil tower) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างไรทั้งนี้การรับ Pyrolysis Gas Oil (CiP-Fuel) มาเป็นวัตถุดิบทางเลือกได้

มีการพิจารณาส่วนประกอบ (Composition) และสารปนเปื้อน (Impurity) แล้ว พบว่าไม่ได้ส่งผลทำให้องค์ประกอบของสารใน Quench Oil Tower เปลี่ยนไป

4) หน่วยกลั่นแยก Pyrolysis Gas Oil Stripper และ Gasoline Recovery Unit (GRU)

ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หน่วยกลั่นแยก Pyrolysis Gas Oil Stripper และ Gasoline Recovery Unit (GRU) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

5) หน่วยลดอุณหภูมิด้วยน้ำ (Quench Water Tower) หน่วยนี้ทำหน้าที่รับ Cooled Cracked Gas ที่ส่งมาจากหอ Quench Oil Tower และ Light Hydrocarbon จาก Process Water Stripper รวมทั้ง Vent Gas ที่กลับจากหน่วยผลิต Gasoline Recovery Unit (GRU) เพื่อนำมาทำการลดอุณหภูมิลงให้มีอุณหภูมิบรรยากาศ โดยการแลกเปลี่ยนความร้อนโดยตรงกับน้ำหมุนเวียนในหอ (Cold Quench Water) ที่ถูกส่งกลับมาเป็น Reflux ที่ยอดหอ

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : จะมีการนำความร้อนที่เหลือใช้ไปแลกเปลี่ยนที่เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน E-005B ที่ติดตั้งใหม่ที่ระบบ Feed Preparation Unit รวมถึงมีการเปลี่ยนปั๊ม Gasoline Reflux (P-227AB) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิม ซึ่งเดิมมีอัตราการไหล 490 ตัน/ชั่วโมง เป็น 530 ตัน/ชั่วโมง เพื่อเพิ่มในการใช้ควบคุมอุณหภูมิที่หอ Quench Oil Tower ให้อยู่ในค่าควบคุม

6) หน่วยผลิตไอน้ำ (Dilution Steam Generator)

ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ จะมีการใช้ Dilution Steam ปริมาณที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากมีการเพิ่มสัดส่วนของ Imported Ethane ที่มาทดแทน Naphtha Feed ทำให้ต้องมีการปรับปรุงอุปกรณ์ภายในของหอกลั่น Process Water Stripper (T-230) (Tower Internal) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกลั่นแยกไฮโดรคาร์บอนที่ยังติดมาออกทางยอดหอ และปรับปรุงหรือเปลี่ยน Dilution Stream Drum Feed Pump (P-246AB) เพื่อรองรับปริมาณการส่ง Process Water เพื่อไปผลิต Dilution Steam ที่เพิ่มสูงขึ้นส่วนอุปกรณ์อื่น ๆ ไม่ได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

7) หน่วยอัดเพิ่มความดันและหน่วยกำจัดก๊าซกรด (Cracked Gas Compression and Caustic Tower)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : เนื่องจาก Cracked Gas Volumetric Flow ที่เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากการทดแทน Naphtha Feed ด้วย Imported Ethane จึงมีการปรับปรุงอุปกรณ์ภายใน (Tower Internal) ของหอกลั่น Condensate Stripper เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการกลั่นและมีการรับ ACRU Vent Gas NO.1, ACRU Vent Gas NO.2 และ C2 Depressure จาก Dryers ของหน่วย Acetylene Recovery Unit (ACRU) ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black เพื่อมากลั่นแยกต่อไป โดย C2 Depressure และ ACRU Vent Gas NO.1 จะมาเข้าที่ 1st Stage Drum ส่วน ACRU Vent Gas NO.2 จะมาเข้าที่ 3rd Stage Drum

8) หน่วยบำบัด Spent Caustic NaOH ที่ใช้แล้ว (Spent Caustic) ที่เกิดขึ้นจาก Caustic Tower จะทำการเติมก๊าซโซลีน (Gasoline) เพื่อช่วยในการทำลายของแข็งจำพวกโพลีเมอร์ที่เกิดขึ้นจากนั้นจึงทำการแยกไฮโดรคาร์บอนออกจากคอสติกให้มากที่สุดก่อนที่จะส่ง Spent Caustic ไปบำบัดต่อไปที่หน่วยบำบัด Spent Caustic สำหรับไฮโดรคาร์บอนที่แยกออกได้จะถูกนำกลับไปในการบวนการผลิตอีกครั้งที่หน่วยลดอุณหภูมิด้วยน้ำมัน (Quench Oil Tower) ส่วน Spent Caustic ก็จะถูกส่งต่อไปบำบัดยังหน่วยบำบัดน้ำเสียขั้นต้น (Pretreatment Wastewater Unit) ต่อไป

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หน่วยบำบัด Spent Caustic เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

9) หน่วยกำจัดน้ำออกจาก Cracked Gas และหน่วยทำให้เย็นจัด (Cracked Gas Dryers and Chilling Unit)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ จะประกอบไปด้วย 4 หน่วย คือ

(ก) หน่วยกำจัดน้ำออกจาก Cracked Gas และหน่วยทำให้เย็นจัด (Cracked Gas Dryer and Chilling Unit)

(ข) หน่วยผลิต Hydrogen ความบริสุทธิ์สูง (Pressure Swing Adsorption; PSA)

(ค) หน่วยกลั่นแยกมีเทน

(ง) หน่วยกลั่นแยกอีเทน

โดยอุปกรณ์ที่มีการเปลี่ยนแปลงในหน่วยกำจัดน้ำออกจาก Crack Gas และหน่วยทำให้เย็นจัด (Cracked Gas Dryer and Chilling Unit) จะมีแค่ Demethanizer Feed Cooler No.2 (E-403) เพียงอุปกรณ์เดียว เนื่องจากอัตราการไหลของ Cracked Gas จะมีปริมาณเพิ่มขึ้นจากการเพิ่ม Imported Ethane Feed ส่งผลให้มีการเปลี่ยนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน Demethanizer Feed Cooler NO.2 (E-403) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิมมีการแลกเปลี่ยนความร้อน 1.5 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 2.4 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่อเพิ่มพื้นที่แลกเปลี่ยนความร้อนในหน่วยทำให้เย็นจัด (Chilling Unit) เพื่อรักษาระดับอุณหภูมิจุดที่ต่ำสุดตามเดิมส่วนอุปกรณ์ที่เหลือจะถูกเปลี่ยนแปลงในหน่วยหากลั่นมีเทน (Demethanizer) และหากลั่นอีเทน (Deethanizer) ตามลำดับ

10) หน่วยผลิต Hydrogen ความบริสุทธิ์สูง (Hydrogen Purification)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หน่วยผลิต Hydrogen ความบริสุทธิ์สูง (Hydrogen Purification) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

11) หากลั่นแยกมีเทน (Demethanizer)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : ในการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ หน่วยหากลั่นแยกมีเทน (Demethanizer) จะไม่มีการปรับปรุงอุปกรณ์ภายในหน่วยแต่อย่างใด แต่ทางโครงการจะมีการส่ง Tail Gas ที่ออกทางด้านบนของหากลั่นแยกมีเทน (Demethanizer) บางส่วนไปยังโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black และรับ Tail Gas กลับจากโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black

รวมทั้งจะมีการส่ง Hot Methane Rich Gas ที่มีอุณหภูมิประมาณ 200 องศาเซลเซียส (จาก Reflux Drum ที่ส่งเข้า Regeneration Gas Drum) บางส่วนไปยังโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black เพื่อใช้เป็นสารแลกเปลี่ยนความร้อน ก่อนจะรับ Return Methane Rich Gas ที่มีอุณหภูมิ ประมาณ 35-100 องศาเซลเซียส ไปใช้ใน Regeneration System ของ Main Olefins ต่อไป ภายหลังการเปลี่ยนแปลงในส่วนของการเพิ่มการใช้ Imported Ethane และวัตถุดิบทางเลือก หากลั่นแยก Demethanizer (T-420) ยังสามารถใช้งานได้ตามปกติ

12) หากลั่นแยกอีเทน (Deethanizer) หอ Deethanizer นี้จะรับผลิตภัณฑ์จากกันหอ Demethanizer และรับ Feed บางส่วน จาก Green Oil Scrubber โดยหน้าที่ของหอ Deethanizer คือ แยกสารไฮโดรคาร์บอนที่มีจำนวนคาร์บอน 2 อะตอม ออกทางยอดหอเพื่อส่งไปที่หน่วย C2 Hydrogenation Reactor ส่วนผลิตภัณฑ์ด้านล่างของหากลั่นจะถูกส่งไปยัง Depropanizer เพื่อกลั่นแยกต่อไป

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ส่งผลให้มีการปรับปรุงอุปกรณ์ภายในหอ Deethanizer (T-500) (Tower Internal) เปลี่ยน Demethanizer or Reflux Pump (P-500A/B) ของหอกลั่นแยกอีเทน (Deethanizer) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิม ที่มีอัตราการไหล 90 ตัน/ชั่วโมง เป็น 98 ตัน/ชั่วโมง และเปลี่ยนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน Deethanizer Condenser (E-500) ที่ยอดหอกลั่นแยกอีเทนให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิมที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 6.7 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 7.4 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง และเปลี่ยน Deethanizer Reboiler (E-505AB) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิมที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 11.9 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 13 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการกลั่นแยก ให้สามารถควบคุมคุณภาพของผลิตภัณฑ์ที่ยอดหอและด้านล่างของหอกลั่นได้ตามสัดส่วนของการใช้วัตถุดิบอีเทน (Imported Ethane) ที่เพิ่มขึ้น

13) หน่วย C2 Hydrogenation Reactor และหน่วยกำจัดน้ำ (C2 Dryer)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ได้มีการเดินท่อใหม่เพื่อส่ง Raw C2s บางส่วนที่มาจากด้านบนของ Deethanizer ก่อนเข้า C2 Hydrogenation Reator ไปยังหน่วย Acetylene Recovery Unit (ACRU) ของโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black และรับ Return C2s กลับมาจากโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black โดยมาบ่อนเข้าที่หอ C2 Tower รวมถึงมีการเปลี่ยนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน C2 Hydrogenation Feed Effluent Exchanger (E-520A/B) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิมที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 1.24 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 1.35 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่อควบคุมอุณหภูมิให้ระบบให้มีความเหมาะสม เนื่องจากปริมาณ Feed Ethane ที่เพิ่มขึ้น

14) หอกลั่นแยกเอททีลิน (C2 Tower)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ จะมีการปรับปรุงอุปกรณ์ภายใน (Tower Internal) ของหอกลั่นแยกเอททีลิน (C2 Tower T-540) และเปลี่ยนอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน ได้แก่ C2 Tower Side Reboiler No.1 (E-546) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิมที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 5 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 5.5 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่อรองรับปริมาณ Imported Ethane ที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งมีการก่อสร้างท่อขนส่ง C2 Wash ที่ออกทางเข้าข้างหอ (C2 Tower) และเปลี่ยนปั๊ม Green Oil Scrubber Pump (P-520A/B หรือเพิ่ม P-520C ที่มีขนาดเท่ากับ (P-520A/B) อีก 1 ตัว) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิมที่มีอัตราการไหล 27 ตัน/ชั่วโมง เป็น 30 ตัน/ชั่วโมง เพื่อส่ง C2 Wash บางส่วนไปยังโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black

15) หอกลั่นแยกโพรเพน (Depropanizer)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หอกลั่นแยกโพรเพน (Depropanizer) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

16) หน่วยกำจัดน้ำ (C3 Dryer) และ C3 Hydrogenation Reactor

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หน่วยกำจัดน้ำ (C3 Dryer) และ C3 Hydrogenation Reactor เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

17) หอกลั่นแยกโพรไพลีน (C3 Tower)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หน่วยหอกลั่นแยกโพรไพลีน (C3 Tower) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

18) หน่วย Propylene Refrigeration และ Ethylene Refrigeration

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ จะมีการเปลี่ยนอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน ได้แก่ Propylene Refrigerant Condenser (E-661ABCD) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิม ที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 90 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 99 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการในแต่ละหน่วยการผลิต และสามารถควบคุมความดันของ Propylene Refrigeration ให้มีประสิทธิภาพในการส่งความเย็นได้เพิ่มขึ้นตามอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนที่ได้มีการเปลี่ยนแปลงที่กล่าวไปข้างต้นให้สอดคล้องกับปริมาณวัตถุดิบ Ethane ที่เพิ่มสูงขึ้น

19) หอกลั่นแยก C4 (Debutanizer)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หอกลั่นแยก C4 (Debutanizer) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

(2) กระบวนการผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit)

1) หน่วยเตรียมวัตถุดิบและการบำบัดเบื้องต้น (Feed Preparation and Pretreatment)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ เนื่องจากมีปริมาณ Ethane ที่เพิ่มมากขึ้นทำให้ต้องเปลี่ยนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน Ethane Feed Preheater (E-S005) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิม ที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 0.9 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 1.08 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง

2) หน่วยที่ทำให้เกิดการแตกตัวของโมเลกุล (Cracking Furnaces) และ Transfer Line Exchangers (TLE's)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ได้เพิ่มจำนวนท่อแลกเปลี่ยนความร้อนภายใน Convection Section เพื่อให้สามารถ Recovery ความร้อนจาก Radiant Section ได้มากขึ้น, เปลี่ยนขนาดท่อ Venture Nozzle และเปลี่ยนขนาด Radiant Coil ให้ใหญ่ขึ้น โดยดำเนินการที่เตา HS120A เพื่อลดความดันสูญเสีย (Pressure Drop) สำหรับการรองรับปริมาณ Imported Ethane ที่มากขึ้น ทั้งนี้การเปลี่ยนแปลงทั้งหมดที่กล่าวมาข้างต้นเป็นการเปลี่ยนภายใต้โครงสร้างเตาแตกโมเลกุลหน่วยเดิมเพียงเท่านั้น ไม่มีการเพิ่มเตาแตกโมเลกุล

3) หน่วยลดอุณหภูมิด้วยน้ำ (Quench Tower)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : เนื่องจาก Imported Ethane มีปริมาณที่เพิ่มขึ้นทำให้มีความร้อนเหลือใช้ในหน่วย Quench Tower มากขึ้น จึงได้มีการติดตั้งเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน Condensate Heater (E-2005B) ที่มีขนาด 8 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่อนำ ความร้อนที่เหลือใช้ไปเพิ่มอุณหภูมิ น้ำ Boiler Feed Water (BFW) ในระบบสาธารณูปโภคที่อยู่ในหน่วยผลิต BFW/Steam

นอกจากนี้มีการรับ Tail Gas จากจากโครงการแอดวานซ์รีไซเคิล มาเป็นวัตถุดิบทางเลือกเข้าที่หอ Quench Tower ซึ่งเมื่อพิจารณาจากองค์ประกอบ (Compositive) และการปนเปื้อน (Impurity) แล้วพบว่า องค์ประกอบส่วนใหญ่เป็น H₂, C₁ และ C₂ ซึ่งเป็นส่วนประกอบที่มีอยู่ใน Cracked Gas และไม่มีการปนเปื้อนที่เป็นอันตรายต่อกระบวนการผลิต จึงสามารถนำมาใช้ที่ Side Olefins ได้ เช่นเดียวกับ Main Olefins

4) หน่วย Process Water Stripper และหน่วยผลิตไอน้ำ (Dilution Steam Generator)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ไม่ส่งผลทำให้หน่วย Process Water Stripper และหน่วยผลิตไอน้ำ (Dilution Steam Generator) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

5) หน่วยอัดเพิ่มความดันและหน่วยกำจัดก๊าซกรด (Cracked Gas Compression and Caustic Tower)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ จะส่งผลให้มีการปรับปรุงหน่วยอัดเพิ่มความดัน (Cracked Gas Compression (C-S300)) โดยการเปลี่ยนเพลลาขับและใบพัดภายใน Compressor (Rotor) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิมมีอัตราการไหล 9.8 เมกะวัตต์ เป็น 10.5 เมกะวัตต์ และเปลี่ยนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนให้มีพื้นที่มากขึ้น ได้แก่ CG Compressor 1st After Cooler (E-S301) เดิมมีการแลกเปลี่ยนความร้อน 4.2 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 4.4 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง, CG Compressor 2nd After Cooler (E-S302) เดิมมีการแลกเปลี่ยนความร้อน 3.3 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 3.5 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง, CG Compressor 3rd After Cooler (E-S303) เดิมมีการแลกเปลี่ยน ความร้อน 2.95 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 3.1 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง และปรับปรุง Caustic Tower Feed Heater (E-S340) จากเดิมมีการแลกเปลี่ยนความร้อน 0.21 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 0.23 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่อรองรับอัตราการไหล (Volumetric Flowrate) ที่มากขึ้นจากการใช้ Imported Ethane เป็นวัตถุดิบมากขึ้น

6) หน่วยกำจัดน้ำออกจาก Cracked Gas (Cracked Gas Dryers)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ มีการเปลี่ยนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน ได้แก่ Dryer Feed Chiller (E-S380AB) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิมที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 1.7 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 1.85 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่อรองรับปริมาณ Volumetric Flow Cracked Gas ที่เพิ่มขึ้นจากการรับ Imported Ethane ที่เพิ่มขึ้น

7) หอกลั่นแยกอีเทน (Deethanizer)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หอกลั่นแยกอีเทน (Deethanizer) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

8) หอกลั่นแยกโพรเพน (Depropanizer)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หอกลั่นแยกโพรเพน (Depropanizer) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

9) หน่วย C2 Hydrogenation Reactor

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ มีการเปลี่ยนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิม ได้แก่ Front End C2 Hydrogenation Heater (E-S521) จากเดิมมีการแลกเปลี่ยนความร้อน 7.5 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 8 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง, Front End C2 Hydrogenation Interstage Cooler (E-S522) จากเดิมมีการแลกเปลี่ยนความร้อน 3.7 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 3.9 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง และ Front End C2 Hydrogenation After Cooler (E-S523) จากเดิมมีการแลกเปลี่ยนความร้อน 3.7 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 3.9 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่อรองรับอัตราการไหลที่มากขึ้นเนื่องจากปริมาณ Feed Ethane ที่เพิ่มขึ้น

10) หน่วยกำจัดน้ำ (C2 Dryer) และหน่วยทำให้เย็นจัด (Chilling Unit)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หน่วยกำจัดน้ำ (C2 Dryer) และหน่วยทำให้เย็นจัด (Chilling Unit) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

11) หอกลั่นแยกมีเทน (Demethanizer)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ส่งผลให้ต้องมีการเปลี่ยนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน Demethanizer Reboiler (E-S425) ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิมที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 1.95 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 2.1 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง และเปลี่ยนปั๊ม Demethanizer Reflux Pump (P-S420AB) จากเดิมที่มีอัตราการไหล 3.5 ตัน/ชั่วโมง เป็น 4 ตัน/ชั่วโมง และเปลี่ยน Demethanizer Bottom Pump (P-S426AB) จากเดิมที่มีอัตราการไหล 60 ตัน/ชั่วโมง เป็น 68 ตัน/ชั่วโมง เพื่อรักษาประสิทธิภาพและความสามารถของหอกลั่น Demethanizer ให้ได้ตามคุณสมบัติเดิม นอกจากนี้มีการรับ Olefins Mixed จากโรงงานแอดวานซ์รีไซเคิลมาเป็นวัตถุดิบทางเลือกเข้าที่หอ Demethanizer เช่นเดียวกับหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit)

12) หอกลั่นแยกเอทิลีน (C2 Tower)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ มีการปรับปรุงอุปกรณ์ภายใน (Tower Internal) ของหอกลั่นแยกเอทิลีน (C2 Tower (T-S540)) และเปลี่ยนเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากเดิม ได้แก่ C2 Tower Reboiler (E-S545) จากเดิมที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 9 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 10.2 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง, C2 Tower Side Reboiler No.1 (E-S546) จากเดิมที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 4.6 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 5 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง และ C2 Tower Condenser (E-S540) จากเดิมที่มีการแลกเปลี่ยนความร้อน 13.5 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เป็น 15 จิกะแคลอรี/ชั่วโมง เพื่อให้สามารถควบคุมหอกลั่น C2 Tower ให้มีประสิทธิภาพการควบคุมตามเดิมเพื่อรองรับปริมาณ Ethane ที่เพิ่มขึ้น

13) หน่วยทำความเย็น EBR (Enhanced Binary Refrigeration)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ไม่ส่งผลทำให้หน่วยทำความเย็น EBR (Enhanced Binary Refrigeration) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

14) หน่วยกำจัดโลหะหนัก (Metal Removal Unit)

ภายหลังเปลี่ยนแปลง : การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลทำให้หน่วยกำจัดโลหะหนัก (Metal Removal Unit) เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด เนื่องจากปริมาณ Imported Ethane ที่เพิ่มขึ้นของการเปลี่ยนแปลงนี้ยังอยู่ในค่าออกแบบของอุปกรณ์

1.6 ระบบสาธารณูปโภคและระบบสาธารณูปการ

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ โครงการจะมีการปรับปรุงและติดตั้งอุปกรณ์ในหน่วยผลิตโอเลฟินส์ (Main Olefins Unit) และหน่วยผลิตโอเลฟินส์ส่วนเสริม (Side Olefins Unit) เพื่อรองรับการเพิ่มสัดส่วนปริมาณการใช้วัตถุดิบ Import Ethane และการก่อสร้างท่อขนส่ง Process Stream และการก่อสร้างระบบผลิตน้ำ Reverse Osmosis (RO Unit) เพิ่มเติมเพื่อหมุนเวียนน้ำกลับมาใช้ใหม่ในโรงงานให้มากขึ้น ซึ่งโครงการมีแผนที่จะก่อสร้างโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมอาร์ ไอ แอล โดยโครงการจะรับสาธารณูปโภคจากระบบสาธารณูปโภคและระบบเสริมการผลิตในการดำเนินการโครงการ

1) ระยะดำเนินการ

(1) น้ำดิบ (Raw Water)

โครงการรับน้ำดิบจากนิคมอุตสาหกรรมอาร์ โอ แอล ผ่านทางท่อจ่ายน้ำดิบของบริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) หรือ East Water ซึ่งทั้งสองหน่วยงานได้ตกลงทำสัญญาซื้อขายน้ำดิบในปริมาณไม่เกิน 34,310,000 ลูกบาศก์เมตร/ปี โดยจัดสรรให้กับโครงการ รวมโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลาย (ที่เปิดดำเนินการแล้วและในอนาคต) สูงสุดในปริมาณ เท่ากับ 72,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน และโรงงานผลิตอะโรเมติกส์ของบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) สาขา 5 โรงอะโรเมติกส์ 2 ในปริมาณ 16,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน จึงมีปริมาณความต้องการใช้น้ำรวมสูงสุด 88,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน หรือ 32,120,000 ลูกบาศก์เมตร/ปี ซึ่งน้อยกว่าสัญญาซื้อขายน้ำดิบที่อ้างถึงข้างต้น

สำหรับน้ำดิบทางนิคมอุตสาหกรรมอาร์ โอ แอล จะรับจากบริษัทจัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) หรือ East Water โดยตรงไม่มีบ่อกักเก็บแต่อย่างใด น้ำดิบถูกส่งผ่านทางท่อขนส่งขนาด 40 นิ้ว ในอัตราสูงสุด 3,000 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง มายังระบบผลิตน้ำใช้ (Treated Water Treatment System) ของโครงการ ซึ่งออกแบบให้สามารถผลิตน้ำได้ที่ 72,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน (3,000 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง) ประกอบด้วย ถังตกตะกอน (Clarifier) และถังกรองทราย (Dynasand) ที่ใช้แยกน้ำกับสารแขวนลอยในน้ำด้วยหลักการของการตกตะกอนและการกรอง ตามลำดับ ซึ่งน้ำดิบที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพ (Treated Water) จะถูกส่งไปพักที่บ่อกักน้ำ Intermediate Pit ขนาด 661.4 ลูกบาศก์เมตรและถูกส่งไปเข้ายังถังเก็บน้ำดิบที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพ (Treated Water Tank; TK-2100) ขนาด 10,000 ลูกบาศก์เมตร ก่อนจะส่งไปยังโรงงานโอเลฟินส์ (โครงการ) โรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลาย (Downstream Plant) ทั้งนี้ ในกรณีที่บริษัทจัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) หรือ East Water ไม่สามารถส่งน้ำดิบให้ทางโครงการได้ ทางโครงการสามารถใช้น้ำสำรองจากบ่อ Pond 1 (ขนาด 65,000 ลูกบาศก์เมตร) และบ่อ Pond 2 (ขนาด 75,000 ลูกบาศก์เมตร) ของโครงการมาส่งเข้าระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำ ซึ่งจะนำมาใช้ได้ชั่วคราวอย่างน้อย 1 วัน โดยคิดมาจากการใช้ร้อยละ 20 ของขนาดความจุ (Capacity) ของบ่อ Pond

(2) ปริมาณความต้องการใช้น้ำ

1) น้ำดิบที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพ (Treated Water)

น้ำดิบที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพ (Treated Water) จะผลิตจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำ (Treated Water System) ซึ่งจะใช้ภายในโครงการและจ่ายให้โรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลายทุกโรงงาน รวมถึงจ่ายให้กับระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralization Water System) และระบบผลิตน้ำใช้ทั่วไป (Potable Water System) ดังนี้

(ก) น้ำดิบที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพ (Treated Water) เป็นปริมาณน้ำใช้รวมที่จ่ายให้กับทุกโรงงานที่ใช้เฉพาะในระบบน้ำหล่อเย็น (Cooling Water) และน้ำใช้ในกระบวนการผลิตมีปริมาณการใช้น้ำเท่ากับ 52,990.76 ลูกบาศก์เมตร/วัน

(ข) น้ำดิบที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพ (Treated Water) เพื่อจ่ายให้กับระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralization Water System) ภายหลังการเปลี่ยนแปลงมีปริมาณการใช้ 9,052.80 ลูกบาศก์เมตร/วัน

(ค) น้ำดิบที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพ (Treated Water) จ่ายให้กับระบบผลิตน้ำใช้ทั่วไป (Potable Water System) ภายหลังการเปลี่ยนแปลงมีปริมาณการใช้ 1,213.2 ลูกบาศก์เมตร/วัน

2) ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralization Water System)

ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุเป็นระบบผลิตน้ำที่ใช้ป้อนหม้อไอน้ำ (Boiler Feed Water) และใช้ในกระบวนการผลิตจากน้ำดิบที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพ โดยระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุออกแบบให้มีอัตราการผลิตอยู่ที่ 9,600 ลูกบาศก์เมตร/วัน (400 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง) น้ำปราศจากแร่ธาตุจะถูกส่งไปเก็บยังถังเก็บน้ำ (Demineralized Water Storage Tank) เพื่อส่งให้กับโรงงานต่างๆ ต่อไปดังนี้

(ก) น้ำปราศจากแร่ธาตุที่ใช้ป้อนหม้อไอน้ำเพิ่มเติม (Boiler Feed Water) นอกเหนือจากน้ำคอนเดนเสทเพื่อให้อาคารผลิตไอน้ำได้ครบตามปริมาณที่ต้องการภายหลังการเปลี่ยนแปลงมีปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นเป็น 6,410.4 ลูกบาศก์เมตร/วัน เนื่องจากน้ำคอนเดนเสทที่จะส่งกลับมาผลิตน้ำ BFW/Steam System มีปริมาณลดลง

(ข) น้ำปราศจากแร่ธาตุที่ใช้ในกระบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลาย (Downstream Plant) ภายหลังการเปลี่ยนแปลงมีปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นที่โครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black 480 ลูกบาศก์เมตร/วัน ทำให้มีปริมาณการใช้รวมเพิ่มขึ้นเป็น 2,160 ลูกบาศก์เมตร/วัน

3) ระบบผลิตน้ำใช้ทั่วไป (Potable Water System)

น้ำใช้ทั่วไป (Potable Water) เป็นน้ำสำหรับใช้งานทั่วไป เช่น ห้องน้ำ ฝักบัวฉุกเฉิน (Safety Shower) และภายหลังการเปลี่ยนแปลงมีปริมาณการใช้เพิ่มขึ้น 44.40 ลูกบาศก์เมตร/วัน ส่งผลให้มีปริมาณรวม 1,213.20 ลูกบาศก์เมตร/วัน

4) Boiler Feed Water/Steam System

เป็นระบบผลิตไอน้ำและน้ำป้อนหม้อไอน้ำ (Boiler Feed Water) ซึ่งส่วนใหญ่ใช้ในการผลิตไอน้ำ รวมถึงระบบบำบัดน้ำคอนเดนเสท (Condensate Polisher) มีรายละเอียดดังนี้

(ก) น้ำ Boiler Feed Water/Steam System ภายหลังการเปลี่ยนแปลงมีปริมาณการใช้เพิ่มขึ้นที่โครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black ในปริมาณ 312 ลูกบาศก์เมตร/วัน ทำให้มีปริมาณรวมเพิ่มขึ้นเป็น 30,499.20 ลูกบาศก์เมตร/วัน

(ข) น้ำคอนเดนเสท เป็นน้ำที่เกิดขึ้นจากไอน้ำที่ควบแน่นเป็นของเหลวหลังจากผ่านการใช้งาน ซึ่งจะถูกนำกลับมาใช้ใหม่และป้อนเข้าสู่ระบบผลิตไอน้ำ (Boiler Feed Water) โดยปกติจะสามารถนำน้ำคอนเดนเสทกลับมาใช้ใหม่ได้ประมาณร้อยละ 75 - 80 ของปริมาณไอน้ำที่ใช้ไปโดยปัจจุบันมีปริมาณที่นำกลับมาใช้ 23,872.8 ลูกบาศก์เมตร/วัน และภายหลังการเปลี่ยนแปลงจะมีปริมาณคอนเดนเสทส่งกลับมาใช้เพิ่มขึ้นเนื่องจากมีคอนเดนเสทส่งกลับมาจากโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black ในปริมาณ 216 ลูกบาศก์เมตร/วัน ทำให้ปริมาณคอนเดนเสทที่นำกลับมาใช้เพิ่มขึ้นเป็น 24,088.8 ลูกบาศก์เมตร/วัน

5) ระบบน้ำอาร์โอ (Reverse Osmosis)

ภายหลังการเปลี่ยนแปลงจะมีการติดตั้งอุปกรณ์ของระบบหน่วยผลิตน้ำอาร์โอเพิ่มเติมเพื่อขยายอัตราการผลิตส่งผลให้กำลังการผลิตของระบบน้ำอาร์โอ (Reverse Osmosis) เพิ่มขึ้นจาก 3,840 ลูกบาศก์เมตร/วัน เป็น 5,280 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งทำได้โดยการเพิ่มอุปกรณ์เครื่องกรอง Cartridge Filter และชุดกรองเมมเบรนเพิ่มให้รองรับ Capacity เพิ่มอีก 1,440 ลูกบาศก์เมตร/วัน (60 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง) เพื่อรองรับปริมาณน้ำที่ระบายทิ้งจากหอผลิตน้ำหล่อเย็นได้เพิ่มขึ้นเป็น 5,160 ลูกบาศก์เมตร/วัน ทำให้สามารถเพิ่มปริมาณน้ำที่นำกลับมาใช้งานได้เพิ่มขึ้นจาก 1,824 ลูกบาศก์เมตร/วันเป็น 2,451 ลูกบาศก์เมตร/วัน (ร้อยละ 47.5 โดยประมาณ) ส่งผลให้จะไม่มีการระบายออกจากหอผลิตน้ำหล่อเย็นไปยังระบบบำบัดของนิคม (RIL Final Check PIT) ทำให้ปริมาณน้ำทิ้งรวมที่ส่งไปยังระบบบำบัดของนิคม (RIL Final Check PIT) ลดลงจาก 3,336 ลูกบาศก์เมตร/วัน เป็น 2,709 ลูกบาศก์เมตร/วัน ซึ่งเป็นเพียง Reject Water จาก RO Unit เท่านั้นและส่งผลให้สามารถลดปริมาณน้ำดิบที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพที่ส่งไปชุดเซย์ (Mackup) ที่หอผลิตน้ำหล่อเย็นของโรงงานโอเลฟินส์ (MOC) ลงจาก 25,357.8 ลูกบาศก์ เมตร/วัน เหลือ 24,730.8 ลูกบาศก์เมตร/วัน

1.6.2 การใช้ไฟฟ้า

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ โครงการมีแผนที่จะก่อสร้างโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black ซึ่งไม่ส่งผลกระทบต่อการใช้ไฟฟ้าของโครงการ โดยมีรายละเอียดดังนี้

(1) ความต้องการใช้และแหล่งจ่ายไฟฟ้า

โครงการรับไฟฟ้าจากบริษัท โกลว์ เอสพี จำกัด ผ่านระบบสายส่ง 220 kV ไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยในพื้นที่เพื่อจ่ายไปยังแหล่งที่ต้องการใช้ไฟฟ้าทั่วทั้งโครงการ นอกจากนี้โครงการมีแหล่งจ่ายไฟฟ้าอีก 1 แหล่ง คือ โครงการหน่วยผลิตไฟฟ้าจากก๊าซเหลือทิ้งของโรงงานโอเลฟินส์ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด 12.9 เมกะวัตต์ และมีกำลังการผลิตสุทธิประมาณ 11.5 เมกะวัตต์ โดยไฟฟ้าที่ผลิตได้จะใช้ในโรงงานโอเลฟินส์ 8.5 เมกะวัตต์ และ/หรือส่งจำหน่ายให้กับโรงงานข้างเคียงในธุรกิจเคมีคอลส์ เอสซีจี 3 เมกะวัตต์ โครงการมีความต้องการใช้ไฟฟ้าประมาณ 29.291-31.291 เมกะวัตต์ และภายหลังเปลี่ยนแปลงยังคงมีปริมาณการใช้เท่าเดิม

ปัจจุบันโครงการมีการติดตั้ง Solar Floating ที่บ่อน้ำ (Pond 1 และ Pond 2) สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 2 เมกะวัตต์ และ Solar Rooftop ที่อาคารซ่อมบำรุง สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 248.4 กิโลวัตต์ เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าจากภายนอก

(2) ระบบไฟฟ้าสำรอง

ปัจจุบันโครงการได้จัดเตรียมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงจำนวน 3 ชุด ขนาดชุดละ 1.25 เมกะวัตต์ สำรองไว้ในกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินได้นาน 8 ชั่วโมง โดยจ่ายให้แก่หน่วยผลิตน้ำในระบบสาธารณูปโภคส่วนกลาง นอกจากนี้ยังมีเครื่องสำรองไฟฟ้าด้วยระบบ Uninterruptable Power Supply (UPS) ซึ่งสามารถจ่ายไฟฟ้าสำรองได้ประมาณ 2 ชั่วโมง โดยจะทำการจ่ายให้กับระบบควบคุมของกระบวนการผลิตและระบบสาธารณูปโภคส่วนกลาง

1.6.3 ระบบไอน้ำ

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ จะมีการส่งไอน้ำ ให้กับโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black จึงส่งผลทำให้ระบบไอน้ำของโครงการเปลี่ยนแปลงจากเดิม ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

(1) ประเภทของไอน้ำ

ประเภทของไอน้ำที่โครงการนำมาใช้ สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ประเภท ดังนี้

1) ไอน้ำความดันสูงยิ่งยวด (Super High Pressure Steam : SHP Steam) สำหรับใช้ใน Cracked Gas Compressor Turbine

2) ไอน้ำความดันสูง (High Pressure Steam : HP Steam) สำหรับใช้ในการขับเคลื่อนกังหัน (Turbine) และ Process Heating และส่งไปยังโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลาย

3) ไอน้ำความดันปานกลาง (Medium Pressure Steam : MP Steam) สามารถแบ่งการใช้ประโยชน์ออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่

(ก) MP Steam-1 ใช้สำหรับอุปกรณ์ในระบบสาธารณูปโภคของโครงการ และส่งไปยังโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลาย ทั้งนี้ภายหลังเปลี่ยนแปลง จะส่งให้โครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black ในปริมาณ 312 ตัน/วัน

(ข) MP Steam-2 ใช้สำหรับ Process Heating, Injection และใช้ใน Reboiler

4) ไอน้ำความดันต่ำ (Low Pressure Steam : LP Steam) สามารถแบ่งการใช้ประโยชน์ออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่

(ก) LP Steam-1 ใช้สำหรับ Process Heating, Deaeration Steam, Injection และส่งไปยังโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลาย

(ข) LP Steam-2 ใช้สำหรับ Major Process Reboilers

(2) ระบบผลิตไอน้ำ ประกอบด้วย

1) ระบบกำเนิดไอน้ำ (Steam Generation System) ประกอบด้วย แหล่งกำเนิดไอน้ำ 2 แหล่ง ได้แก่

(ก) SHP Steam Header จาก Ethylene Cracking Heater ในกระบวนการผลิตของโครงการ จะถูกติดตั้งไว้เฉพาะในโรงงานโอเลฟินส์

(ข) HP Steam จาก Utility Boilers ในระบบสาธารณูปโภคส่วนกลาง โดย HP และ LP Steam Header จะถูกเชื่อมต่อภายในโรงงานโอเลฟินส์ และระบบสาธารณูปโภคส่วนกลาง ส่วน MP Steam-2 ติดตั้งในโรงงานโอเลฟินส์ และ MP Steam-1 จะติดตั้งในระบบสาธารณูปโภคส่วนกลาง

2) Deaerator and Boiler Feed Water ประกอบด้วย Deaerator System 2 ชุด ซึ่งทั้ง 2 ชุด จะมีระบบป้อนสารเคมีและระบบปั๊มแยกออกจากกัน โดยระบบปั๊มจะมีระบบขับเคลื่อนด้วยกังหันไอน้ำและมอเตอร์

(ก) Deaerator System ชุดที่ 1 จะใช้ในการผลิตน้ำ Boiler Feed Water ป้อนให้กับ Ethylene Cracking Heater

(ข) Deaerator System ชุดที่ 2 จะใช้ในการผลิตน้ำ Boiler Feed Water ป้อนให้กับ Utility Boiler ในระบบสาธารณูปโภคส่วนกลาง

3) Steam Condensate ประกอบด้วย

(ก) Clean Condensate

เป็น Condensate ความดันสูง ที่ไม่มีโอกาสปนเปื้อนสารไฮโดรคาร์บอนจากกระบวนการผลิตของระบบ HP Steam และ MP Steam ในโรงงานโอเลฟินส์ สามารถนำกลับมาใช้ผลิตเป็น HP Steam ได้โดยไม่ต้องผ่านการบำบัด

(ข) Suspect Condensate

เป็น Condensate ความดันต่ำที่มีโอกาสปนเปื้อนสารไฮโดรคาร์บอนจากกระบวนการผลิต ดังนั้น ก่อนนำ Suspect Condensate กลับมาใช้ใหม่ จำเป็นต้องผ่านการบำบัดก่อน โดย Suspect Condensate ชนิด LP Condensate จากโรงงานโอเลฟินส์และโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลาย ที่อยู่ในนิคมอุตสาหกรรม อาร์ท ไอ แอล จะนำมาผ่าน Activated Carbon Filter 2 ตัว เพื่อกำจัดสารไฮโดรคาร์บอนที่ปนเปื้อนใน LP Condensate และส่งไปเก็บไว้ในถัง Raw Condensate เพื่อรวมกับ Suspect Condensate ชนิดที่มาจากกังหันไอน้ำ (Turbine) แล้วจึงส่งต่อเข้าไปใน Condensate Polishers Unit ซึ่งทำหน้าที่กำจัดไอออนใน Condensate แล้วจึงนำ Condensate ที่ได้ไปใช้ในการผลิต HP Steam

4) Utility Boiler

ติดตั้งอยู่ในหน่วยผลิตสาธารณูปโภคส่วนกลาง ประกอบด้วย หม้อไอน้ำ จำนวน 4 ชุด แต่ละชุดมีความสามารถในการผลิตไอน้ำ 150 ตัน/ชั่วโมง (MCR) ที่ความดัน 45-56 กิโลกรัม/ตารางเซนติเมตร และอุณหภูมิ 405 องศาเซลเซียส เพื่อผลิตไอน้ำให้แก่โรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลาย ซึ่งอยู่ภายในนิคมอุตสาหกรรม อาร์ท ไอ แอล และบางส่วนจำเป็นต้องนำเข้าจากนอกโครงการในกรณีฉุกเฉิน

1.6.4 ระบบก๊าซไนโตรเจน

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ จะมีการส่งก๊าซไนโตรเจนให้กับโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black จึงส่งผลทำให้ปริมาณก๊าซไนโตรเจนที่รับมาจากบริษัท บางกอก อินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด และบริษัท ลินด์ (ประเทศไทย) จำกัด เพิ่มขึ้นจาก 8,376-10,516 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง เป็น 8,776-10,916 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง

1.6.5 ระบบหอเผา (Flare)

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ โครงการมีแผนที่จะก่อสร้างโครงการโรงงานผลิต Acetylene Carbon Black ซึ่งไม่ส่งผลให้ระบบหอเผา (Flare) ของโครงการเปลี่ยนแปลงจากเดิมแต่อย่างใด

เนื่องจากทางโครงการได้มีการจัดสรรโควตาหอเผาให้กับโครงการในอนาคต (Future Plant) ไว้รองรับแล้วซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

(1) ชนิดของหอเผา

ระบบหอเผา (Flare) ของโครงการ มีจำนวน 3 ชนิด ได้แก่ ระบบหอเผาเหนือพื้นดิน (Elevated Flare) ระบบหอเผาแบบปิดระดับพื้นดิน (Enclosed Ground Flare) และระบบหอเผาชนิด Low Pressure Flare ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1) ระบบหอเผาเหนือพื้นดิน (Elevated Flare)

หอเผาเหนือพื้นดิน (Elevated Flare) ใช้ในการเผากำจัดก๊าซที่ออกมาจากโรงงานและกำจัดก๊าซที่ปล่อยออกมาในกรณีฉุกเฉิน ซึ่งมีการใช้งานร่วมกันทั้งโรงงานโอเลฟินส์ (MOC) และโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลาย (Downstream) นอกจากนี้ยังได้สำรองไว้สำหรับโรงงาน อุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลายที่ยังไม่เปิดดำเนินการ (Future Plant) (โรงงานนำร่องเพื่อการวิจัยและพัฒนาผลิตภัณฑ์ (Pilot Plant) ของบริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด และโครงการนำพลาสติกใช้แล้วกลับมาเป็นวัตถุดิบและเชื้อเพลิง บริษัท เซอร์คูลาร์ พลาส จำกัด ใช้โควตาส่วนนี้ โดยหอเผาเหนือพื้นดิน (Elevated Flare) ออกแบบเป็นหอเผาชนิด Cluster Stack ประกอบด้วย หอเผาจำนวน 2 ต้นบนโครงสร้าง (Derrick) เดียวกัน โดยมีความสามารถในการรองรับอัตราการไหลของก๊าซในอัตรา 850 ตัน/ชั่วโมง/ต้น หรือรวม 1,700 ตัน/ชั่วโมง มีประสิทธิภาพการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ได้มากกว่า ร้อยละ 98 และมีรัศมีความปลอดภัย 145 เมตร

2) หอเผาแบบปิดระดับพื้นดิน (Enclosed Ground Flare)

หอเผาแบบปิดระดับพื้นดิน (Enclosed Ground Flare ; EGF) จัดเป็นประเภทหนึ่งของ Multiple-Point Ground Flare ซึ่งได้รับการพัฒนาขึ้นมาเพื่อให้สามารถเผาไหม้สารไฮโดรคาร์บอนหรือก๊าซ (Waste Gas) ในระบบปิด (Enclosed System) ทั้งนี้เพื่อเป็นการป้องกันและลดผลกระทบด้านแสง เสียง และความร้อนจาก หอเผาเหนือพื้นดิน (Elevated Flare) ของโรงงานโอเลฟินส์ โดยบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ได้ดำเนินการติดตั้งหอเผาระดับพื้นดินจำนวน 2 ชุด ได้แก่ หอเผาแบบปิดระดับพื้นดินชุดที่ 1 (Enclosed Ground Flare ; EGF#1) และหอเผาแบบปิดระดับพื้นดินชุดที่ 2 (Enclosed Ground Flare ; EGF#2) ซึ่งทำหน้าที่รองรับการเผาไหม้สารไฮโดรคาร์บอนในช่วงเริ่มเดินเครื่องจักรหรือหยุดเครื่องจักร (Startup & Shutdown) และในกรณีที่มีการหยุดเครื่องจักรฉุกเฉิน (Emergency Shutdown) ที่ต้องกำจัดก๊าซไฮโดรคาร์บอนในปริมาณมาก เช่น กรณีไฟดับ เป็นต้น ซึ่งเกิดไม่บ่อยครั้ง โดยหอเผา EGF#2 ได้ถูกออกแบบให้ทำงานร่วมกับหอเผา EGF#1 โดยแบ่งอัตราการไหลของก๊าซในช่วงแรก 120 ตัน/ชั่วโมง จากระบบท่อก๊าซ (Flare Header) เดิมไปเผาไหม้ในระบบหอเผา EGF#1 และก๊าซส่วนที่เกินมาอีก 220 ตัน/ชั่วโมง จะถูกส่งมาเผาที่หอเผา EGF#2 ส่วนปริมาณก๊าซส่วนเกิน จาก 340 ตัน/ชั่วโมง จะถูกส่งไปเผาที่ระบบหอเผาเหนือพื้นดิน (Elevated Flare)

Flare Load จากโรงงานโอเลฟินส์ ของบริษัท มาบตาพุด โอเลฟินส์ จำกัด ที่จะส่งไปยังหอเผาแบบปิดระดับพื้นดิน (Enclosed Ground Flare) ในช่วงเริ่มเดินเครื่องจักรหรือหยุดเครื่องจักร (Start Up & Shutdown) และในกรณีที่มีการหยุดเครื่องจักรฉุกเฉิน (Emergency Shutdown) เช่น กรณี Cooling Water Failure และ

Power Failure ซึ่งจะดำเนินการส่งก๊าซส่วนเกินไปยังหอเผา EGF#1 มีความสามารถในการรองรับได้ 120 ตัน/ ชั่วโมง และหอเผา EGF#2 มีความสามารถในการรองรับได้ 220 ตัน/ชั่วโมง ทำให้หอเผาแบบปิดระดับพื้นดินมีความสามารถในการรองรับได้เป็น 340 ตัน/ชั่วโมง

3) ระบบหอเผาชนิด Low Pressure Flare

ระบบหอเผาชนิด Low Pressure Flare ออกแบบให้รองรับไอของไฮโดรคาร์บอนจากถัง ประเภท Dome Roof Tank ซึ่งมีความดันต่ำ จึงไม่สามารถส่งไอของไฮโดรคาร์บอนเข้าหอเผาในระดับเหนือพื้นดิน (Elevated Flare) ได้ สำหรับก๊าซ (Vent Gas) จากถังประเภท Sphere Tank จะส่งกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตเนื่องจากมีความดันเพียงพอ ส่วนก๊าซ (Vent Gas) จากถังประเภท Double Wall Tank จะถูกส่งผ่านเครื่องอัดแรงดัน (Compressor) ก่อนส่งเข้าสู่กระบวนการผลิตเช่นกัน

สำหรับปริมาณก๊าซ (Vent Gas) จากถังเก็บสารตั้งต้นที่ใช้ในการทดสอบ/สารที่ได้จากการทดสอบ ประเภท Dome Roof Tank ที่ส่งไปเผาที่หอเผาชนิด Low Pressure Flare จะมีปริมาณไม่ต่อเนื่องขึ้นอยู่กับความดันภายในถัง ณ เวลาใดๆ ทั้งนี้ ความดันภายในถังจะเปลี่ยนแปลงไปตามระดับของสารในถังเก็บโดยที่ Vent Gas จากถังจะถูกระบายผ่านอุปกรณ์ลดความดันบนถัง (Safety Valve) เมื่อความดันภายในถังถึงค่ากำหนด (Set Point) อุปกรณ์ลดความดันจะเปิดเพื่อระบาย Vent Gas ที่อัตราสูงสุด จนความดันภายในถังลดลงต่ำกว่าค่าที่กำหนดอุปกรณ์ลดความดันจะปิดการระบายทันที

หอเผาชนิด Low Pressure Flare ออกแบบให้สามารถรองรับก๊าซ (Vent Gas) จากถังเก็บสารตั้งต้นที่ใช้ในการทดสอบ/สารที่ได้จากการทดสอบได้สูงสุดเท่ากับ 12.6 ตัน/ชั่วโมง โดยมีประสิทธิภาพในการเผาทำลาย Vent Gas ร้อยละ 98 โดยปัจจุบันมีปริมาณก๊าซ (Vent Gas) ส่งมาเผาที่หอเผาชนิด Low Pressure Flare ในปริมาณ 10.9 ตัน/ชั่วโมง

(2) Flare Load ในกรณีฉุกเฉิน

การพิจารณา Flare Load จากโรงงานโอเลฟินส์ และกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมีชั้นปลายในพื้นที่ที่มีการใช้ระบบหอเผาของบริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ในการเผากำจัดก๊าซระเหยที่เกิดขึ้นในช่วงเริ่มต้นเครื่องจักรหรือหยุดเครื่องจักร (Start up & Shutdown) และในกรณีที่มีการหยุดเครื่องจักรฉุกเฉิน (Emergency Shutdown) เช่น กรณี Cooling Water Failure และ Power Failure เป็นต้น

1.7 มลพิษและการจัดการ

1.7.1 มลพิษทางอากาศ

การเปลี่ยนแปลงโครงการจะขอยกเลิกปล่อง Utility Boiler Stack 4 (Boiler D) ซึ่งปัจจุบันยังไม่มี การก่อสร้าง โดยโครงการจะนำค่าอัตราการระบายมลสารทางอากาศของหน่วย Boiler D ที่กำหนดไว้ในปัจจุบันมาใช้กับโครงการอื่นๆ ในอนาคตหรือใช้กับโครงการอื่นในธุรกิจเอสซีจี ทำให้จำนวนปล่องระบายมลพิษของโครงการลดลงเหลือ 19 ปล่อง ซึ่งไม่ส่งผลทำให้มลพิษทางอากาศของโครงการเปลี่ยนแปลงจากเดิมแต่อย่างใด

1) ระยะดำเนินการ

โดยมลพิษทางอากาศที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานของโครงการแบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ มลสารหลัก (Criteria Pollutants) ได้แก่ ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และฝุ่นละอองรวม (TSP) และมลสารประเภทสารอินทรีย์ระเหย (Volatile Organic Compounds; VOCs)

(1) แหล่งกำเนิดมลสารหลัก (Criteria Pollutants)

ปัจจุบันแหล่งกำเนิดมลสารหลักจากการดำเนินงานของโรงงานโอเลฟินส์ ได้แก่ ก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) และฝุ่นละอองรวม (TSP) จากกระบวนการผลิตรวมทั้งสิ้น 19 ปล่อง ดังนี้

- 1) Naphtha Cracking Heater Stack 1 (H-100A)
- 2) Naphtha Cracking Heater Stack 2 (H-100B)
- 3) Naphtha Cracking Heater Stack 3 (H-100C)
- 4) Naphtha Cracking Heater Stack 4 (H-100D)
- 5) Naphtha Cracking Heater Stack 5 (H-100E)
- 6) Naphtha Cracking Heater Stack 6 (H-100F)
- 7) Naphtha Cracking Heater Stack 7 (H-100G)
- 8) Recycle Cracking Heater (H-120R)
- 9) OCU Feed Heater (H-760)
- 10) OCU Regeneration Heater (H-761)
- 11) C5 Heater No.1 (Automethaesis Reactor Feed Heater) ปัจจุบันยังไม่เปิดดำเนินการ
- 12) C5 Heater No.2 (C6 Isomerization Reactor Feed Heater) ปัจจุบันยังไม่เปิดดำเนินการ
- 13) 2nd Stage Gasoline Hydrogenation Unit (GHU-II) (H-830)
- 14) Utility Boiler Stack 1 (Boiler A)
- 15) Utility Boiler Stack 2 (Boiler B)
- 16) Utility Boiler Stack 3 (Boiler C)
- 17) Naphtha Cracking Heater Stack 8 (H-100H)
- 18) Gas Cracking Furnace Stack 1 (H-S120A)
- 19) GTG Bypass Stack

(2) ระบบตรวจวัดการระบายมลสารจากปล่องอย่างต่อเนื่อง (Continuous Monitoring of Emission; CEMs)

โครงการออกแบบให้มีการติดตั้งระบบตรวจวัดการระบายมลสารจากปล่องอย่างต่อเนื่อง (Continuous Monitoring of Emissions ; CEMs) จำนวน 8 ชุด เพื่อตรวจวัดความเข้มข้นของมลสารทางอากาศจากปล่องแบบอัตโนมัติอย่างต่อเนื่อง (CEMs) โดยในปัจจุบันมีการติดตั้ง CEMs เพื่อตรวจติดตามค่าการระบายมลพิษอย่างต่อเนื่องไปแล้วจำนวน 7 ชุด ดังนี้

- 1) CEMS#1 : Naphtha Cracking Heater Stack 1 (H-100A), Naphtha Cracking Heater Stack 2 (H-100B) และ Recycle Cracking Heater (H-120R)
- 2) CEMS#2 : Naphtha Cracking Heater Stack 3 (H-100C), Naphtha Cracking Heater Stack 4 (H-100D) และ Naphtha Cracking Heater Stack 5 (H-100E)
- 3) CEMS#3 : Naphtha Cracking Heater Stack 6 (H-100F), Naphtha Cracking Heater Stack 7 (H-100G) และ Naphtha Cracking Heater Stack 8 (H-100H)
- 4) CEMS#4 : OCU Feed Heater (H-760), OCU Regeneration Heater (H-761)
- 5) CEMS#5 : 2nd Stage Gasoline Hydrogenation Reactor (GHU-II) (H-830)
- 6) CEMS#6 : Utility Boiler Stack 1 (Boiler A), Utility Boiler Stack 2 (Boiler B), Utility Boiler Stack 3 (Boiler C)
- 7) CEMS#9 : Gas Cracking Furnace Stack 1 (H-S120A)

1.7.2 น้ำเสียและการจัดการ

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ มีการติดตั้งระบบผลิตน้ำ Reverse Osmosis (RO Unit) เพิ่มเติมเพื่อหมุนเวียนน้ำกลับมาใช้ใหม่ในโรงงานให้มากขึ้นลดการใช้ทรัพยากรน้ำซึ่งส่งผลทำให้น้ำเสียจากโครงการเปลี่ยนแปลงจากเดิมส่วนแหล่งกำเนิดน้ำเสียจากแหล่งกำเนิดอื่น ๆ จะไม่แตกต่างจากเดิมที่เคยได้รับความเห็นชอบ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1) ระยะดำเนินการ

(1) แหล่งกำเนิดน้ำเสียและปริมาณน้ำเสีย

น้ำเสียที่เกิดจากโครงการ ประกอบด้วย น้ำเสียจากกระบวนการผลิต น้ำเสียจากอาคารสำนักงาน น้ำฝนปนเปื้อน และน้ำเสียจากหน่วยบำบัดสารอินทรีย์ระเหยด้วยสารชีวภาพ (Bio-filter)

(2) ระบบบำบัดน้ำเสีย

ระบบบำบัดน้ำเสียขั้นต้นของโครงการประกอบด้วย

1) Neutralization Tank ทำการบำบัดด้วยการเติมสารเคมีเพื่อปรับสภาพความเป็นกรด-ด่างของน้ำเสียก่อนระบายไปยัง CPI Separator ต่อไป

2) Oily Wastewater Holding Tank ทำหน้าที่รวบรวมและเก็บกักน้ำเสียที่ไม่ได้มีการส่งมาอย่างต่อเนื่อง หรือรับน้ำเสียที่ไม่ผ่านการตรวจสอบ หรือรองรับน้ำเสียในกรณีฉุกเฉิน เพื่อทำการปรับสภาพน้ำเสีย และกำจัดไขมันที่ปนเปื้อนในน้ำเสียก่อนระบายน้ำเสียไปยัง CPI Separator ต่อไป

3) CPI Separator ทำหน้าที่แยกน้ำมันออกจากน้ำเสีย และสามารถกำจัดน้ำมันที่มีขนาดใหญ่กว่า 75 ไมครอน นอกจากนี้ยังทำหน้าที่รองรับน้ำฝนปนเปื้อน 15 นาทีแรกทั้งหมด เพื่อไปบำบัดก่อนที่จะระบายลงสู่ RIL Final Check Basin

4) Dissolved Floatation Tank ทำหน้าที่ในการแยกน้ำมันที่มีอนุภาคขนาดเล็กที่หลงเหลือมาจาก CPI Separator และตะกอนแขวนลอยขนาดเล็ก โดยน้ำเสียที่ผ่านการบำบัดจากหน่วยนี้จะถูกส่งไปยัง MOC Check Pit ต่อไป ส่วนตะกอนแขวนลอยและอนุภาคน้ำมัน (Sludge Oil) ที่ถูกแยกออกมา จะถูกส่งกำจัดยังหน่วยงานรับกำจัดกากของเสียที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการต่อไป

5) MOC Check Pit ทำหน้าที่ผสมและรับน้ำเสียจาก Dissolved Floatation Tank, Regeneration Wastewater และ Domestic Wastewater เพื่อให้ น้ำเสียมีคุณสมบัติเป็นเนื้อเดียวกันและยังช่วยเติมออกซิเจน เพื่อป้องกันการเน่าของน้ำเสีย โดยน้ำเสียที่ผ่านการบำบัดจากหน่วยนี้จะต้องผ่านการตรวจสอบคุณภาพให้มีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานตามประกาศการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ที่ 76/2560 เรื่อง กำหนดมาตรฐานทั่วไปในการระบาย น้ำเสียลงสู่ระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางในนิคมอุตสาหกรรม ก่อนระบายเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางของนิคมฯ เพื่อทำการบำบัดต่อไป

1.7.3 กากของเสียและการจัดการ

ปริมาณมูลฝอยที่เกิดขึ้นจากพนักงาน มีประมาณ 196 กิโลกรัม/วัน โดยใช้เกณฑ์อัตราการเกิดมูลฝอย และสิ่งปฏิกูลของการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (คิดจากอัตราการเกิดมูลฝอย 0.8 กิโลกรัม/วัน x จำนวน พนักงาน 247 คน) และภายหลังเปลี่ยนแปลงยังคงมีปริมาณเท่าเดิมโดยโครงการจะจัดหาภาชนะบรรจุมูลฝอยขนาด 200 ลิตร ที่มีฝาปิดมิดชิด เพื่อทำการรวบรวมมูลฝอยที่เกิดขึ้นก่อนให้เทศบาลมาบตาพุดมารับไปกำจัดด้วยวิธีที่ถูกหลักสุขาภิบาลต่อไป

1) ช่วงดำเนินการ

กากของเสียที่เกิดจากโครงการ ประกอบด้วย มูลฝอยจากอาคารสำนักงาน กากของเสียจากกระบวนการ ผลิต และกากของเสียทั่วไป (อันตรายและไม่อันตราย) ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

(1) แหล่งที่มาและปริมาณกากของเสีย

1) มูลฝอยจากอาคารสำนักงาน

ปริมาณมูลฝอยที่เกิดขึ้นจากพนักงาน โดยโครงการจะจัดหาภาชนะรองรับที่มีฝาปิดมิดชิดเพื่อทำการรวบรวมมูลฝอยที่เกิดขึ้นก่อนให้เทศบาลมาบตาพุดมารับไปกำจัดด้วยวิธีที่ถูกหลักสุขาภิบาลต่อไป

2) กากของเสียจากกระบวนการผลิต

(ก) สารเร่งปฏิกิริยา จะส่งขายเพื่อรีไซเคิลหรือส่งกำจัดยังหน่วยงานรับกำจัดกากของเสียอุตสาหกรรมที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม

(ข) สารดูดซับ ส่งกำจัดยังหน่วยรับกำจัดกากของเสียอุตสาหกรรมที่ได้รับอนุญาตจาก กรมโรงงาน อุตสาหกรรม

(ค) Coke ส่งไปรีไซเคิลเพื่อเป็นเชื้อเพลิงทดแทน หรือส่งกำจัดด้วยวิธีการเผาทำลาย โดยหน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการ

(ง) Sludge Oil จัดเป็นกากของเสียอันตราย เป็นกากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียที่เกิดขึ้นจากน้ำที่อาจมีน้ำมันปนเปื้อนจากการล้างอุปกรณ์และเครื่องจักรในช่วง Shutdown หรือมีการซ่อมบำรุงใหญ่ (Turnaround) ซึ่งทำให้มีน้ำเสียที่มีความเข้มข้นของน้ำมันสูงและระบบไม่สามารถบำบัดได้ ทางโครงการจำเป็นต้อง นำ Sludge Oil ส่งไปกำจัดยังหน่วยงานภายนอกที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการ

(จ) เอมีนจากหน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization มีปริมาณ 1 ลูกบาศก์เมตร/ปี และภายหลังเปลี่ยนแปลงยังคงมีปริมาณเท่าเดิม โดยโครงการจะจัดเก็บไว้ในถังขนาด 200 ลิตรหรือถังขนาด 1 ลูกบาศก์เมตร และส่งให้หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากทางราชการรับไปกำจัดต่อไป

3) กากของเสียอื่นๆ

กากของเสียอื่นๆ เป็นกากของเสียที่เกิดขึ้นจากระบบเสริมการผลิต โดยสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ กากของเสียไม่อันตรายและกากของเสียอันตราย มีรายละเอียดดังนี้

(ก) กากของเสียไม่อันตราย ได้แก่ กากตะกอนจากระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำ เศษไม้ และเศษเหล็ก

(ข) กากของเสียอันตราย ได้แก่ เศษผ้าปนเปื้อนน้ำมัน ภาชนะปนเปื้อนสารเคมี ฉนวนที่ผ่าน การใช้แล้ว แบตเตอรี่หรือถ่านไฟฉาย และหลอดไฟ

(2) การเก็บรวบรวมกากของเสียและสถานที่กักเก็บ

การเก็บรวบรวมกากของเสียประเภทต่างๆ ของโครงการยกเว้นกากตะกอนจากระบบผลิตน้ำใช้ กากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสีย และมูลฝอยจากอาคารสำนักงาน จะเก็บไว้ในอาคารกักเก็บกากของเสีย (Waste Storage Building) ซึ่งเป็นอาคารที่มีหลังคาคลุมปิดมิดชิด ผนังเป็นคอนกรีตสูง 30 เซนติเมตร และส่วนที่สูงจากนั้นจนถึงหลังคาเป็นลาดตาข่าย มีคั่นกันป้องกันการไหลล้นออกมาภายนอก มีการจัดแบ่งประเภทการเก็บกากของเสียอันตรายและของเสียไม่อันตรายออกจากกัน และจัดเก็บเป็นช่องสำหรับเก็บของเสียชนิดต่างๆ โดยตัวอาคารสำหรับเก็บกากของเสียอันตรายมีหลังคาคลุมกันน้ำฝนและมีรางระบายของเหลวที่อาจเกิดการหกไปยังบ่อ รวบรวม และจัดให้มีอุปกรณ์ตรวจจับควันและอุปกรณ์ดับเพลิงที่สามารถใช้งานได้สะดวก กากของเสียของโครงการ สามารถเก็บกักกากของเสียไว้ได้อย่างน้อย 6 เดือน และดำเนินการนำส่งไปกำจัดยังหน่วยงานรับกำจัดกากของเสียอุตสาหกรรมที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมจะดำเนินการให้แล้วเสร็จ ภายในระยะเวลาไม่เกิน 90 วัน โดยพนักงานหรือผู้ปฏิบัติงานจัดเก็บกากของเสียในภาชนะบรรจุและนำมาส่งที่ Store Waste โดยการจัดเก็บของเหลวที่มีไฮโดรคาร์บอนเป็นองค์ประกอบ จัดเก็บในถังเหล็กฝาปิดสนิท และติด Waste Label เพื่อบ่งบอกชนิดของเสีย และการจัดเก็บกากของเสีย เช่น Catalyst ที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ให้จัดเก็บทั้งถังและติดป้ายบอกชนิด ส่วนกากของเสียอื่นๆ จัดเก็บตามแนวทางการจัดการกากของเสีย

1.7.4 เสียงและการควบคุม

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ จะมีการปรับปรุงรายละเอียดวัตถุประสงค์ที่ใช้ในโครงการ การปรับปรุง/ติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมในกระบวนการผลิต จึงไม่ได้ส่งผลกระทบต่อระดับเสียงในพื้นที่ของโครงการอย่างมีนัยสำคัญแต่อย่างใด ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1) ระยะดำเนินการ

โครงการมีการติดตั้งฉนวนป้องกันเพื่อลดเสียงจากอุปกรณ์ รวมทั้งจัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันเสียงให้กับพนักงาน เพื่อควบคุมไม่ให้ผู้ปฏิบัติงานสัมผัสระดับเสียงเกินกว่า 85 เดซิเบล (เอ) เป็นเวลานานเกินกว่า 8 ชั่วโมง นอกจากนี้ ทางโครงการได้กำหนดให้มีการตรวจระดับเสียงดังจากเครื่องจักร การจัดทำแผนผังระดับความดังของเสียง (Noise Contour) และทบทวนทุกๆ 3 ปี และตรวจสอบสรณภาพการได้ยินของพนักงาน เพื่อนำผลการดำเนินงานเหล่านี้มาจัดทำ “มาตรการอนุรักษ์การได้ยิน หรือ Hearing Conservation Program” เพื่อลดโอกาสที่พนักงานจะสัมผัสเสียงดังอย่างต่อเนื่องจากการทำงาน

1.8 ระบบระบายน้ำ

1) ระยะดำเนินการ

โครงการมีการจัดการน้ำฝนที่ตกในพื้นที่โครงการ โดยแยกระบบระบายน้ำฝนออกจากระบบระบายน้ำเสียอย่างชัดเจน และแบ่งพื้นที่ระบายน้ำของโครงการออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ พื้นที่ส่วนที่ไม่มีการปนเปื้อนและพื้นที่ส่วนที่อาจมีโอกาสนปนเปื้อน ซึ่งมีการจัดการน้ำฝนที่ตกในพื้นที่ทั้ง 2 ส่วน ดังนี้

(1) **น้ำฝนที่ไม่มีการปนเปื้อน** ได้แก่ น้ำฝนที่ตกในพื้นที่ส่วนที่ไม่มีการปนเปื้อน เช่น บริเวณอาคารสำนักงาน ห้องควบคุม และพื้นที่ที่มีหลังคาคลุม เป็นต้น โดยน้ำฝนส่วนนี้จะถูกระบายลงสู่รางระบายน้ำฝนของนิคมอุตสาหกรรมอาร์ ไอ แอล โดยตรง

(2) **น้ำฝนที่อาจมีโอกาสนปนเปื้อน** คือ น้ำฝนที่ตกในช่วง 15 นาทีแรก เป็นน้ำฝนที่ตกในบริเวณต่างๆ ที่กำหนดให้เป็นพื้นที่ที่มีการปนเปื้อน (Contaminated Area) ได้แก่ น้ำฝนที่ตกในพื้นที่กระบวนการผลิต พื้นที่ลานถังกักเก็บ พื้นที่สถานีขนถ่ายทางรถบรรทุก (Truck Loading) ซึ่งปัจจุบัน โครงการมีพื้นที่ที่อาจมีน้ำฝนปนเปื้อนประมาณ 126,070 ตารางเมตร และภายหลังเปลี่ยนแปลงโครงการมีพื้นที่ที่อาจมีน้ำฝนปนเปื้อนไม่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด

1.9 อาชีวอนามัยและความปลอดภัย

1.9.1 องค์การความปลอดภัยระดับเอสซีจี เคมิคอลส์ (SCG Chemicals) ได้แก่ คณะกรรมการพัฒนาอย่างยั่งยืนธุรกิจเคมิคอลส์ (SCG Chemicals Sustainable Development)

คณะกรรมการพัฒนาอย่างยั่งยืนธุรกิจเคมิคอลส์ ซึ่งผู้บริหารสูงสุดของทุกบริษัทฯ เป็นคณะกรรมการ มีหน้าที่กำหนดนโยบายการพัฒนาอย่างยั่งยืนในระดับธุรกิจและส่งเสริมการดำเนินธุรกิจตามแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืน รวมถึงติดตามผลดำเนินงานและสนับสนุนทรัพยากรที่จำเป็นเพื่อให้บรรลุตามวัตถุประสงค์

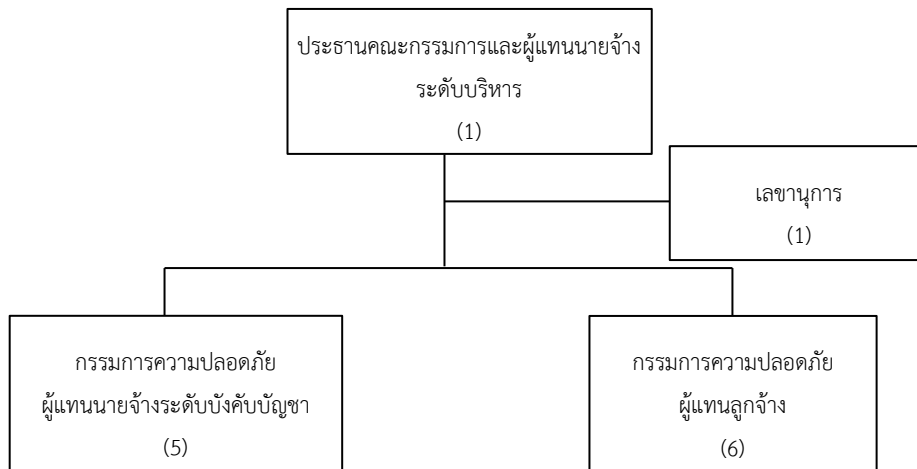
1.9.2 องค์การปลอดภัยระดับบริษัท

(1) คณะกรรมการพัฒนาอย่างยั่งยืนธุรกิจโอเลฟินส์ (Olefins Sustainable Development Committee)

เพื่อให้การดำเนินงานด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนเป็นไปในทิศทางเดียวกัน ธุรกิจโอเลฟินส์เอสซีจีเคมิคอลส์ ซึ่งประกอบด้วย บริษัท ระยองโอเลฟินส์ จำกัด และ บริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด จึงได้ตั้งคณะกรรมการพัฒนาอย่างยั่งยืนธุรกิจโอเลฟินส์ ซึ่งประกอบด้วยผู้บริหารของทุกหน่วยงาน มีหน้าที่ในการกำหนดนโยบายและกลยุทธ์ด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนของธุรกิจโอเลฟินส์ ให้สอดคล้องกับนโยบายของ เอสซีจี เคมิคอลส์ และติดตามผลการดำเนินงานของคณะทำงานต่างๆ รวมถึงให้การสนับสนุนทรัพยากรต่างๆ ที่จำเป็นในการดำเนินงาน เพื่อให้บรรลุตามเป้าหมายและแนวทางที่กำหนดไว้

(2) คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน (คปอ.)

คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน (คปอ.) แต่งตั้งตามกฎกระทรวงกำหนดในการบริหารและจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2549 โดยมีจัดตั้งคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2549 ดังแสดงในรูปที่ 1-10



รูปที่ 1-10 ผังโครงสร้างคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน

ที่มา: บริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด, 2566

1.9.3 นโยบายความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

บริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด เป็นผู้ผลิตสารโอเลฟินส์และสารอะโรเมติกส์ในกลุ่มเอสซีจี เคมิคอลส์ บริษัทฯ ตระหนักถึงความสำคัญของคุณภาพของผลิตภัณฑ์สิ่งแวดล้อม อาชีวอนามัย และ ความปลอดภัย โดยถือว่าเป็นหน้าที่ของพนักงานทุกระดับผู้รับเหมาและผู้ปฏิบัติงานในนามของบริษัททุกคนและเป็นส่วนหนึ่งของการดำเนินธุรกิจของบริษัท

1.9.4 การปฏิบัติตามพระราชบัญญัติความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2554 หมวด 4 มาตรา 32

ตามความในพระราชบัญญัติความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2554 หมวด 4 มาตรา 32 เพื่อประโยชน์ในการควบคุม กำกับดูแลการดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานโดยให้นายจ้างดำเนินการตามหัวข้อ “(1) จัดให้มีการประเมินอันตราย (2) ศึกษาผลกระทบของสภาพแวดล้อมในการทำงานที่มีผลต่อลูกจ้าง (3) จัดทำแผนการดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานและจัดทำแผนการควบคุมดูแลลูกจ้างและสถานประกอบกิจการ (4) ส่งผลการประเมินอันตรายการศึกษาผลกระทบ แผนการดำเนินงานและแผนการควบคุมตาม (1) (2) และ (3) ให้อธิบดีหรือผู้ซึ่งอธิบดีมอบหมาย” ซึ่งปัจจุบันยังไม่มีหลักเกณฑ์วิธีการและเงื่อนไขในการดำเนินการหรือแนวทางตามกฎหมายกระทรวง ประกาศ หรือกฎหมายอื่นใดที่ออกภายใต้พระราชบัญญัตินี้ ในการประเมินอันตรายและแนวทางการศึกษา ผลกระทบของสภาพแวดล้อมในการทำงานที่มีผลต่อลูกจ้าง แต่โครงการได้เล็งเห็นถึงการดูแลสุขภาพของพนักงาน ดังนั้น โครงการจึงได้มีการดำเนินการให้เป็นไปตามข้อกำหนดตามกฎหมายที่ออกภายใต้ พระราชบัญญัติอื่น

ๆ ซึ่งมีความสอดคล้องกับข้อกำหนดตาม หมวด 4 มาตรา 32 ของพระราชบัญญัติ ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน พ.ศ. 2554

1.9.5 การตรวจสอบสุขภาพพนักงาน

โครงการได้จัดเตรียมห้องพยาบาลไว้สำหรับพนักงาน โดยมีพยาบาลวิชาชีพประจำตลอด 24 ชั่วโมง โดยแบ่งเป็น 2กะ เวลา 07.00-19.00 น. และ 19.00-07.00 น. และมีพยาบาลพร้อมใช้ในการฉุกเฉิน 1 คน ซึ่งจะมีการตรวจสอบอุปกรณ์เครื่องมือต่างๆ ภายในโรงโดยพยาบาลเป็นประจำทุกวัน นอกจากนี้ โครงการยังจัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพพนักงานก่อนเข้าทำงาน การตรวจสอบสุขภาพประจำปี ปีละ 1 ครั้ง และการตรวจสอบสุขภาพตามลักษณะงาน

1.9.6 ระบบความปลอดภัยและอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย

(1) ระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย

1) ระบบน้ำสำรองเพื่อการดับเพลิง

โครงการได้ทำการเก็บสำรองน้ำไว้เพื่อการดับเพลิงในปริมาณ 43,632 ลูกบาศก์เมตร เก็บไว้ที่ Pond#1 และ Pond#2 ซึ่งการเก็บสำรองในปริมาณดังกล่าวสามารถใช้ดับเพลิงได้นานสูงสุดประมาณ 8 ชั่วโมง โดยปริมาณการสำรองน้ำดับเพลิงของโครงการได้พิจารณาจากจุดที่มีความต้องการใช้น้ำสูงสุดในกรณีเกิดเพลิงไหม้ที่ถังเก็บ On-Spec. Propylene (ถัง TK-1310A) ขนาดความจุ 6,040 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งมีปริมาณความต้องการใช้น้ำ 4,100 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง ซึ่งโครงการได้มีการติดตั้ง Firewater Pump จำนวน 5 ชุด ขนาดของปั๊มแต่ละชุดเท่ากับ 1,875 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง โดยขับเคลื่อนด้วยระบบไฟฟ้า (Motor Driven) จำนวน 1 ชุด และขับเคลื่อนด้วยระบบเครื่องยนต์ดีเซล (Diesel Engine) จำนวน 4 ชุด รวมเป็น 9,375 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง สำหรับเดินปั๊มจำนวน 5 ชุด

2) ระบบดับเพลิงโดยใช้น้ำ

(ก) หัวจ่ายน้ำดับเพลิง (Water Hydrant)

หัวจ่ายน้ำดับเพลิง มีการติดตั้งรอบๆ หน่วยการผลิตต่างๆ การออกแบบระบบหัวจ่ายน้ำดับเพลิง ออกแบบตามมาตรฐาน NFPA 24 มีจำนวนหัวจ่ายน้ำดับเพลิง 137 หัว และภายหลังเปลี่ยนแปลงยังคงมีจำนวนเท่าเดิม

(ข) Water Gun (Fixed Water Monitor)

Water Gun มีการติดตั้งครอบคลุมพื้นที่ตั้งแต่ระดับพื้นจนถึงระยะเหนือพื้นขึ้นไป 11 เมตร โดยออกแบบตามมาตรฐาน NFPA 14 จำนวน Water Gun หรือ Fixed Water Monitor 151 ชุด และภายหลังเปลี่ยนแปลงยังคงมีจำนวนเท่าเดิม

(ค) ระบบสเปรย์น้ำ (Fixed Water Spray or Deluge System)

บริเวณลานถังเก็บ (Tank Foam) มีการติดตั้งระบบสเปรย์น้ำบริเวณถังเก็บผลิตภัณฑ์ทุกถัง ส่วนในเขตกระบวนการผลิต (ISBL) มีการติดตั้งระบบสเปรย์น้ำเฉพาะถังปฏิกรณ์หรือหอกลั่นหรืออุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนที่บรรจุไฮโดรคาร์บอนเหลวที่มีปริมาณมากกว่าหรือเท่ากับ 7.5 ลูกบาศก์เมตร ซึ่งเป็นค่า

ตามการออกแบบทางวิศวกรรม (สำหรับหอกลิ้นให้คิดปริมาณที่กักหนอในภาวะปกติ) หรืออุปกรณ์ที่อยู่ในพื้นที่เสี่ยงต่อการเกิดเพลิงไหม้จะได้รับการติดตั้งระบบสเปรย์น้ำดังกล่าวเช่นกัน หม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งนอกอาคารมีการติดตั้งระบบสเปรย์น้ำ ซึ่งการทำงานของระบบสเปรย์น้ำสำหรับลานถังเก็บแบบอัตโนมัติของส่วนที่เขตกระบวนการผลิตและที่หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นระบบ Remote Manual โดยสามารถสั่งการทำงานของระบบได้ที่ Panel หน่วยงาน ซึ่งตั้งอยู่ในจุดปลอดภัยหรือที่ห้องควบคุม โดยมีการติดตั้งระบบสเปรย์น้ำเพิ่มอีก 2 ชุด รวมเป็นจำนวน 147 ชุด บริเวณหน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization

3) ระบบดับเพลิงโดยใช้โฟม

โครงการจัดให้มีถังบรรจุโฟมเพื่อใช้ในการดับเพลิง จำนวน 4 ชุด เป็นไปตามมาตรฐาน NFPA 11 โดยพิจารณาจากชนิดของสารไวไฟ (Hydrocarbon Type/Flash Point) จากชนิดถังกักเก็บ และชนิดโฟมดับเพลิงที่ใช้ในการดับเพลิง

4) ระบบดับไฟด้วยก๊าซเฉื่อย (Inert Gas Fire Suppression System)

ระบบดับไฟด้วยก๊าซเฉื่อยมีการจัดวางไว้ในตึกควบคุมส่วนกลางบริเวณใต้พื้นยกระดับ และสถานีไฟฟ้าย่อย จำนวน 10 ชุด และภายหลังการเปลี่ยนแปลงจะมีการติดตั้งระบบดับไฟด้วยก๊าซเฉื่อย เพิ่มอีก 2 ชุด รวมเป็นจำนวน 12 ชุด บริเวณหน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization

5) อุปกรณ์ดับเพลิงอื่นๆ

ถังดับเพลิงแบบมือถือ (Portable Fire Extinguisher) มีการจัดวางไว้ในระยะที่ไม่เกินที่กำหนดไว้ใน NFPA 10 ในบริเวณพื้นที่กักเก็บ และ Utility Area จะจัดให้มีเครื่องดับเพลิงเพื่อป้องกันป้มเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน

6) Steam Curtain System

ระบบ Steam Curtain System ติดตั้งอยู่ระหว่าง Cracking Heater และพื้นที่กระบวนการผลิตที่ต่อจากแนวของ Cracking Heater เพื่อดักไม่ให้ก๊าซไวไฟที่รั่วไหลออกมาจากกระบวนการผลิตเข้าไปสัมผัสกับเปลวไฟหรือหัวเผาก๊าซใน Cracking Heater จนทำให้ลุกติดไฟจนเกิดเพลิงไหม้ได้

(2) ระบบตรวจจับสารไวไฟและก๊าซ

1) อุปกรณ์ตรวจจับก๊าซ

ปัจจุบันโครงการมีการติดตั้ง Flammable Gas Detector รวม 255 จุด เป็นชนิด Infrared Flammable Gas Detector ซึ่งจะใช้ตรวจวัดก๊าซและไอระเหยของสารไวไฟแบบต่อเนื่อง

2) ระบบตรวจสอบไฟ (Fire Detection System)

ระบบตรวจสอบไฟและเฝ้าระวังอัคคีภัยจะทำการตรวจสอบและส่งสัญญาณเตือนไปยัง Fire Mimic Panel ในห้องควบคุมส่วนกลาง ซึ่งการออกแบบระบบตรวจสอบไฟได้ออกแบบตามมาตรฐาน NFPA 72 และทำการติดตั้ง Smoke Detector ครอบคลุมทุกอาคารในโรงงานไว้รวมทั้งสิ้น 350 จุด ครอบคลุมทุกอาคารในโรงงาน และภายหลังการเปลี่ยนแปลงจะมีการติดตั้งระบบตรวจสอบไฟและเฝ้าระวังอัคคีภัยเพิ่มอีก 2 ชุด รวมเป็นจำนวน 352 ชุด ที่บริเวณหน่วย Carbon Capture และ Carbon Utilization

3) จุดแจ้งเหตุเพลิงไหม้ (Fire Alarm Call Point)

จุดแจ้งเหตุเพลิงไหม้มีการติดตั้งในบริเวณโดยรอบอาคาร จำนวน 262 จุด และภายหลังการเปลี่ยนแปลงยังคงมีจำนวนเท่าเดิม โดยไม่ว่าผู้ที่ประสบเหตุหรือพนักงานจะยืนอยู่จุดใดๆ ก็ตาม จะสามารถเข้าไปถึงจุดแจ้งเหตุเพลิงไหม้ได้ไม่เกิน 30 เมตร จากจุดที่ยืนอยู่ และสำหรับในบริเวณถังเก็บต่างๆ และ Utility Area จุดแจ้งเหตุเพลิงไหม้จะติดตั้งไปตามถนนใหญ่ โดยมีระยะห่างระหว่างจุดแจ้งเหตุ ไม่เกิน 60 เมตร

(3) ระบบสัญญาณเตือนภัย

ระบบตรวจจับควันอัตโนมัติมีการติดตั้งไว้ที่อาคารควบคุมส่วนกลางสถานีไฟฟ้าย่อยที่ 2 และอาคาร Compressor โดยถ้าติดตั้งไว้ในห้องเดียวกันจะติดตั้งแบบอิสระ (Independent Single Fire Zone) สำหรับถังเก็บที่ Tank Farm เป็นชนิด Fusible Tube Fire Detection ซึ่งจะเชื่อมต่อกับระบบ Water Spray สำหรับที่หม้อแปลงไฟฟ้าชนิดที่ใช้น้ำมันเป็นระบบตรวจจับชนิด Pilot Sprinkler สำหรับการแจ้งเตือนเหตุ

1) Fusible Tube

สำหรับใช้ใน Tank Farm โดยจะเป็นการใช้ Tube ที่ทำจาก Polyurethane พันอยู่รอบ Tank และมี Instrument Air รักษาความดันไว้ใน Fusible Tube โดยมี Pressure Transmitter เป็นตัวตรวจจับเมื่อเกิด Pressure Low ในกรณีที่มีความร้อนจากเปลวไฟ Fusible Tube จะละลายแล้วทำให้ Instrument Air ที่อัดรักษาความดันนั้นตกลง และเมื่อ Pressure Transmitter จับได้ว่าความดันตกลงผิดปกติจะส่งสัญญาณไปเปิด Deluge Valve อัตโนมัติ เพื่อเปิดน้ำเข้า Water Spray สำหรับดับเพลิง

2) Pilot Sprinkler

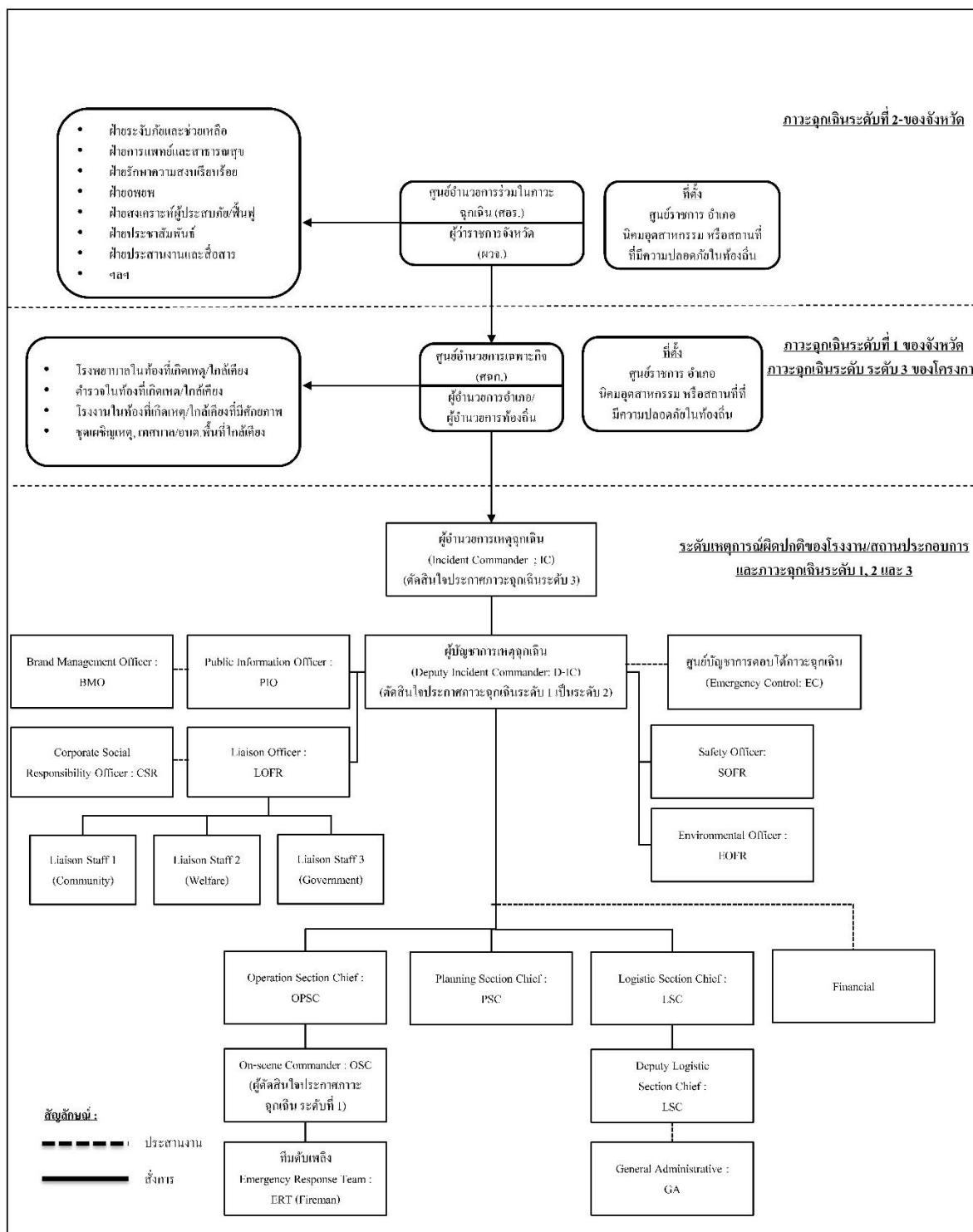
ทำหน้าที่ตรวจจับความร้อนสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งใช้ระบบ Water Sprinkler Deluge Valve (เป็นระบบใช้แรงดันน้ำเพื่อ Balance Pressure กดปิด Deluge Diaphragm Valve) ตัว Pilot Sprinkler นี้จะต่อเชื่อมกับแรงดันน้ำที่กดปิด Valve อยู่ ซึ่ง Pilot Sprinkler จะถูกติดตั้งอยู่รอบๆ หม้อแปลงไฟฟ้า โดยเมื่อแต่ละตัวโดนความร้อนจากเปลวไฟ สารละลายในกระเปาะของ Pilot Sprinkler จะขยายตัวและกระเปาะแตกออก ซึ่งทำให้หัว Sprinkler เปิดออกและปล่อยให้น้ำไหลออกมา ซึ่งเป็นการลดแรงดันที่กดปิด Deluge Valve ไว้ ลดลง แรงดันไม่ Balance ทำให้ Diaphragm Valve ของ Deluge Valve ยกขึ้น น้ำดับเพลิงจึงวิ่งผ่านไปที่ระบบท่อและจ่ายออกที่หัว Water Sprinkler ที่ติดตั้งไว้รอบๆ หม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อลดความร้อนและดับไฟที่เกิดขึ้น

ทั้งนี้ ระบบ Deluge Valve ทั้ง 2 ระบบ สามารถสั่งเปิดโดยพนักงาน (Manual) ได้ โดยไม่ต้องรอ Fusible Tube หรือ Pilot Sprinkler ทำงาน

1.9.7 แผนปฏิบัติการควบคุมภาวะฉุกเฉิน

โครงการกำหนดให้มีแผนปฏิบัติการภาวะฉุกเฉิน รวมทั้งแผนป้องกันและระงับอัคคีภัยและกำหนดขั้นตอนเพื่อความปลอดภัยของชีวิตและทรัพย์สินของพนักงานและสถานประกอบการ รวมทั้งจะช่วยให้ทราบถึงปัญหาที่

เกิดขึ้นล่วงหน้าได้ และทำให้การเตรียมตัวรับสถานการณ์มีความพร้อมมากขึ้น สำหรับแผนผังสรุปองค์การปฏิบัติ
และผู้มีอำนาจสั่งการในภาวะฉุกเฉิน โดยโครงการมีศูนย์ควบคุมภาวะฉุกเฉินดังแสดงในรูปที่ 1-11



รูปที่ 1-11 ผังสรุปผู้มีอำนาจสั่งการและแนวทางในการปฏิบัติในกรณีเกิดเหตุการณ์ผิดปกติระดับโรงงาน และภาวะฉุกเฉิน ระดับ 1, 2 และ 3

1.10 การประชาสัมพันธ์ และการรับเรื่องร้องเรียน

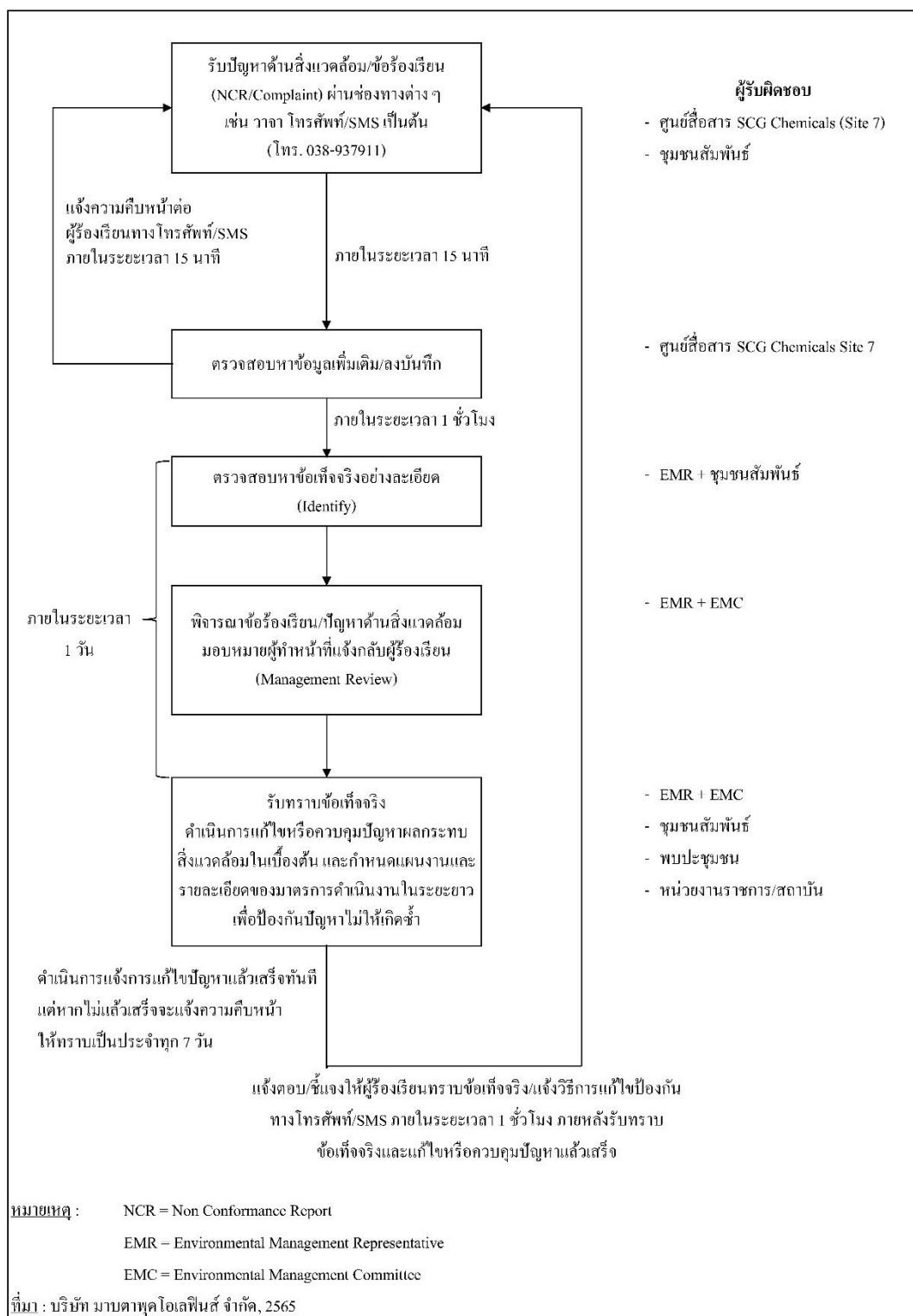
1.10.1 ชุมชนสัมพันธ์ และการมีส่วนร่วมกิจกรรมทางสังคม

โครงการมีความตระหนักถึงความสำคัญของสิ่งแวดล้อม เพื่อให้เกิดการพัฒนาอย่างยั่งยืน และไม่เกิดความขัดแย้งกับชุมชนในบริเวณใกล้เคียงพื้นที่โครงการ และเกิดความสัมพันธ์ระหว่างธุรกิจสังคมด้วยการส่งเสริมด้านการมีส่วนร่วมกับสังคม ไม่เพียงพอเฉพาะการส่งเสริมด้านสิ่งแวดล้อมเท่านั้น แต่ยังมุ่งเน้นถึงด้านการศึกษา ค่านิยมอันดีงาม และขนบธรรมเนียมประเพณีของท้องถิ่นอีกด้วย

1.10.2 การจัดการเรื่องร้องเรียน

โดยโครงการได้จัดทำขั้นตอนการปฏิบัติการรับข้อร้องเรียน และแนวทางการแก้ไข ที่ระบุเวลาการแก้ปัญหาแต่ละขั้นตอนอย่างชัดเจน แสดงในรูปที่ 1-12

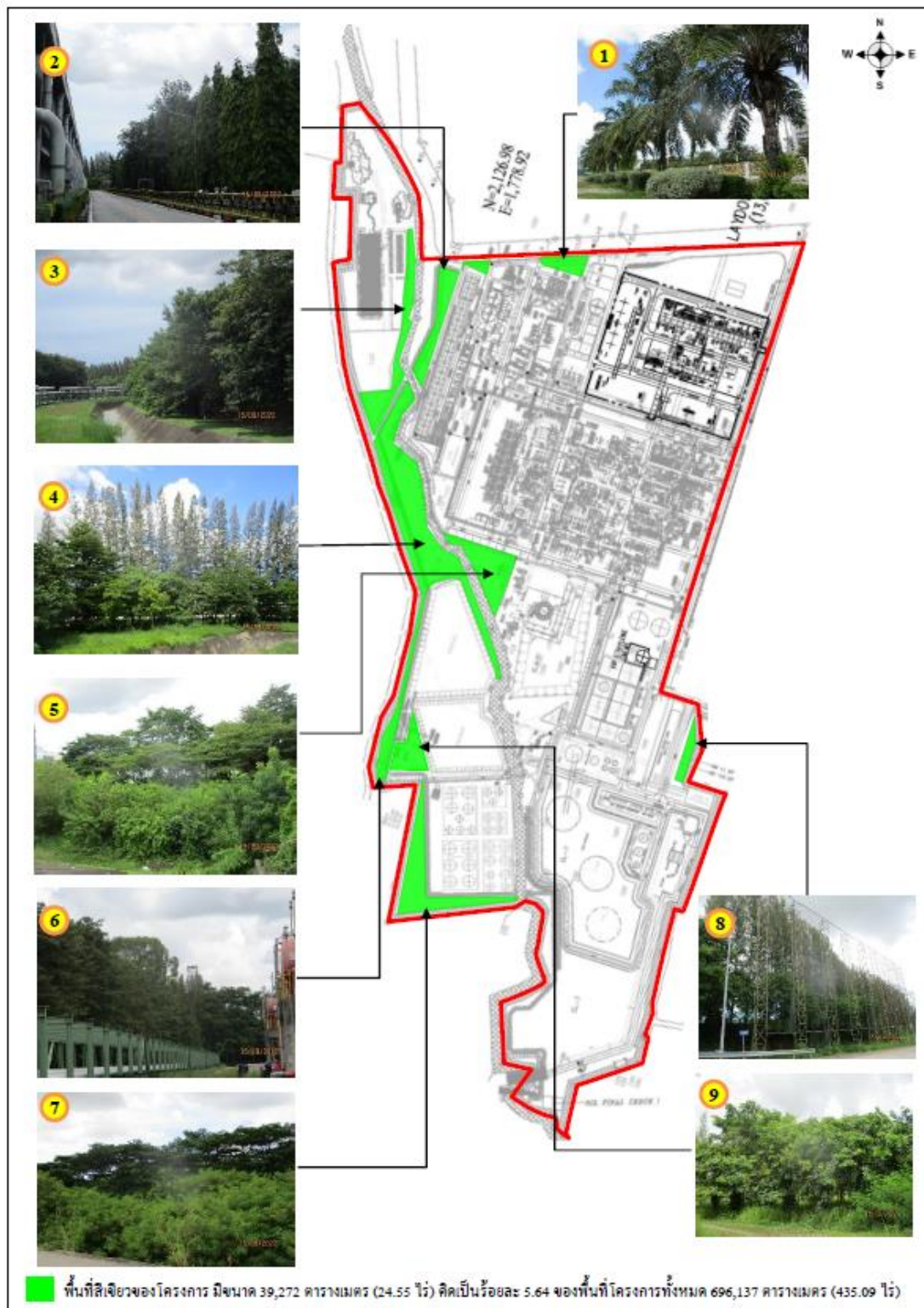
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการโรงงานโอเลฟินส์ (ภายหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการโรงงานโอเลฟินส์ ครั้งที่ 13)
บริษัท มาบตาพุดโอเลฟินส์ จำกัด ระหว่างเดือนมกราคม - มิถุนายน พ.ศ. 2567



รูปที่ 1-12 ขั้นตอนการดำเนินการแก้ไขปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม/ข้อร้องเรียน

1.11 พื้นที่สีเขียว

สำหรับการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ ไม่ส่งผลให้พื้นที่สีเขียวของโครงการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด โดยมีขนาดพื้นที่สีเขียวทั้งหมด 39,272 ตารางเมตร (24.55 ไร่) คิดเป็นร้อยละ 5.64 ของพื้นที่โครงการทั้งหมด 696,137 ตารางเมตร (435.09 ไร่) ซึ่งสามารถแบ่งพื้นที่สีเขียวออกเป็น 9 บริเวณ แสดงดังรูปที่ 1-13



รูปที่ 1-13 พื้นที่สีเขียว