

บทที่ 2

รายละเอียดโครงการ

2.1 บทนำ

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการครั้งนี้มี 3 ประเด็นหลัก คือ 1) การขอปรับปรุงระยะการปรับลดค่าการระบายมลสารทางอากาศของโครงการให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของ บริษัทฯ และกลุ่มบริษัทโกลว์ในปัจจุบัน 2) การขอแก้ไขตัวเลขค่าควบคุมความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ที่ระบายออกจากปล่อง CFB & STG 3 ของโครงการในมาตรการให้ถูกต้องและสอดคล้องกับค่าที่ได้รับความเห็นชอบตามที่ระบุไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ (ครั้งที่ 8) และ 3) การขอปรับปรุงความถี่และระยะเวลาตรวจวัดฝุ่นทุกขนาด (Total dust) และฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Repairable dust) บริเวณพื้นที่โครงการให้สอดคล้องกับค่าที่กำหนดในมาตรฐานตามระยะเวลาการทำงานปกติ ทั้งนี้การเปลี่ยนแปลงในประเด็นดังกล่าวจะไม่ส่งผลให้กำลังการผลิตไฟฟ้าและค่าการระบายมลสารทางอากาศของโครงการในภาพรวมเปลี่ยนแปลงไปจากที่เคยได้รับความเห็นชอบในรายงานการเปลี่ยนแปลงฯ (ครั้งที่ 8) (ปี พ.ศ. 2565) รวมถึงไม่ทำให้ขอบเขตของพื้นที่โครงการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิมแต่อย่างใด สำหรับข้อมูลเปรียบเทียบรายละเอียดของโครงการตามรายงานฯ ฉบับที่ได้รับความเห็นชอบฉบับล่าสุด สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.1-1

ตารางที่ 2.1-1

การเปรียบเทียบรายละเอียดโครงการก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
1. ที่ตั้งโครงการ การใช้ประโยชน์ที่ดินและ ผังองค์ประกอบโครงการ	<p>โครงการตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด อ.เมือง จ.ระยอง มีพื้นที่โดยรวมประมาณ 180 ไร่ แบ่งการใช้ประโยชน์ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่</p> <p>1) พื้นที่ที่จัดสรรให้เป็นที่ตั้งโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ มีขนาดพื้นที่ 40.0 ไร่ (ร้อยละ 100.0) แบ่งเป็น 2 โครงการ</p> <p>(1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 5.0 ไร่ (ร้อยละ 12.5)</p> <p>(2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด 35.0 ไร่ (ร้อยละ 87.5)</p> <p>2) พื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของโครงการ มีขนาดพื้นที่ 140.0 ไร่ (ร้อยละ 100.0) มีสัดส่วนสำหรับดำเนินกิจกรรมต่างๆ ดังนี้</p> <p>(1) พื้นที่ส่วนการผลิต 22.25 ไร่ (ร้อยละ 15.89)</p> <p>(2) พื้นที่ระบบสาธารณูปโภคและระบบเสริมการผลิต 45.81 ไร่ (ร้อยละ 32.72)</p> <p>(3) พื้นที่เก็บพักถ่านหิน 18.31 ไร่ (ร้อยละ 13.08)</p> <p>(4) พื้นที่วางและถนน 44.39 ไร่ (ร้อยละ 31.71)</p> <p>(5) พื้นที่สีเขียว 9.24 ไร่ (ร้อยละ 6.60)</p> <p>การคำนวณสัดส่วนที่ว่างภายในพื้นที่ทั้งหมดของโครงการ (180 ไร่) อ้างอิงตามนิยามของประกาศการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยที่ 103/2556 เรื่อง การพัฒนาที่ดินสำหรับผู้ประกอบการในนิคมอุตสาหกรรม พบว่ามีพื้นที่ว่างร้อยละ 49.39 ส่วนการคำนวณสัดส่วนที่ว่างเทียบกับพื้นที่ที่ใช้ในกิจกรรมของโครงการ (140 ไร่) พบว่ามีที่ว่างร้อยละ 63.82 ซึ่งมีความสอดคล้องตามประกาศการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยฉบับดังกล่าวที่กำหนดให้มีที่ว่างไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของพื้นที่โครงการ</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
2. กำลังการผลิตไฟฟ้าและหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโครงการ	<p>โครงการมีหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ยังมีการใช้งานอยู่ลดลงจาก 11 เป็น 9 ชุด แต่มีการเปิดดำเนินการในสถานะปกติ จำนวน 8 ชุด และหน่วยผลิตไฟฟ้าอีก 1 ชุด จะใช้เป็นชุดสำรอง โดยแบ่งหน่วยผลิตตามการใช้เชื้อเพลิงเป็น 2 ส่วน ได้แก่ หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง หรือ Combustion Turbine Generator; CTG จำนวน 6 ชุด โดยที่ CTG จำนวน 4 ชุด ดำเนินการผลิตโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด ในขณะที่ CTG จำนวน 2 ชุด ดำเนินการผลิตโดยบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) และหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบ Circulating Fluidized Bed หรือ CFB & STG ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจำนวน 3 ชุด มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 360 เมกะวัตต์ ซึ่ง CFB & STG 1 และ CFB & STG 2 ดำเนินการผลิตโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด ในขณะที่ CFB & STG 3 ดำเนินการผลิตโดยบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) นอกจากนี้ มีแผนจะติดตั้งเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำชนิด Back Pressure (BSTG) ขนาดเล็กจำนวน 5 ชุด ทดแทนการทำงาน Pressure Control Valve ชุดเดิมเพื่อลดความดันไอน้ำที่ผลิตได้ก่อนนำไปผสมน้ำบางส่วนเพื่อปรับลดอุณหภูมิให้มีความเหมาะสมก่อนจำหน่ายให้ลูกค้าต่อไป ซึ่งเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพหรือลดการสูญเสียพลังงานของระบบไอน้ำเดิมโดยแปลงพลังงานไอน้ำที่เคยสูญเสียไปโดยเปล่าประโยชน์จากการลดความดันด้วย Pressure Control Valve มาเป็นการผลิตไฟฟ้าทดแทน ซึ่งทำให้โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) ลดลงจาก 647 เหลือ 499 เมกะวัตต์ หรือลดลง 148 เมกะวัตต์ (ฝั่งหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าและสถานภาพของหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการอ้างอิงรูปที่ 1.1-3 และอ้างอิงตารางที่ 1.1-3 ในบทที่ 1)</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	- กำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) 499 เมกะวัตต์ ไม่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิมสำหรับฝั่งหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโครงการเปรียบเทียบก่อนและหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในแต่ละระยะการพัฒนาอยู่ แสดงถึงภาพผนวก
3. เชื้อเพลิง	<p>โครงการมีการใช้เชื้อเพลิงหลัก 2 ชนิด ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ (ใช้กับหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซหรือ Combustion Turbine Generator; CTG) และถ่านหินบิทูมินัส (ใช้กับหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบีหรือ Circulating Fluidized Bed; CFB) นอกจากนี้ หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบีมีทางเลือกที่สามารถใช้ชีวมวล (ชิ้นไม้สับ) เป็นเชื้อเพลิงเสริมเพื่อผสมกับถ่านหินในบางช่วงที่มีความเหมาะสมในด้านเศรษฐศาสตร์ สำหรับการใช้เชื้อเพลิงในแต่ละชนิดมีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) ก๊าซธรรมชาติ</p> <p>โครงการรับก๊าซธรรมชาติผ่านระบบท่อลำเลียงขนาด 16 นิ้ว ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่เชื่อมต่อกับสถานีควบคุมแรงดันและปริมาณก๊าซธรรมชาติ (Gas Metering Station; MRS) ที่ตั้งอยู่ภายในพื้นที่โครงการก่อนลำเลียงก๊าซธรรมชาติด้วยระบบท่อลำเลียงไปใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักที่หน่วยผลิตไฟฟ้าต่างๆ ของโครงการและโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์ที่ตั้งอยู่ภายในพื้นที่โครงการ ซึ่งโครงการและโครงการโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติโดยรวมสูงสุด 203 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (โครงการมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์พลังงาน จำกัด (มหาชน) ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ของโครงการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ 63</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
3. เชื้อเพลิง (ต่อ)	<p>ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิมของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด มีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณ 60 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 มีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติประมาณ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน)</p> <p>2) ถ่านหินบิทูมินัส</p> <p>โครงการมีความต้องการใช้ถ่านหินบิทูมินัส 3,200 ตันต่อวัน หรือ 1,120,000 ตันต่อปี (มีแผนการผลิตประมาณ 350 วันต่อปี) อีกทั้งโครงการปัจจุบันกำหนดมาตรการรับถ่านหินบิทูมินัสที่มีองค์ประกอบของซัลเฟอร์ไม่เกินร้อยละ 1 โดยรับมาจากแหล่งถ่านหินที่นำเข้ามาจากต่างประเทศ เช่น อินโดนีเซีย ออสเตรเลีย เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ที่ผ่านมามีโครงการให้ความสำคัญกับแหล่งถ่านหินจากประเทศอินโดนีเซียเป็นลำดับแรกเนื่องจากพิจารณาความเหมาะสมระยะทางการขนส่งและคุณภาพถ่านหินที่ต้องการ โดยมีการขนส่งถ่านหินด้วยเรือขนาด 30,000 – 59,000 ตันต่อเที่ยว ประมาณ 19 เที่ยวต่อปี ซึ่งเข้าเทียบท่าบริเวณท่าเรือ “โครงการท่าเรือขนถ่ายถ่านหินของโรงไฟฟ้า” ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด หลังจากนั้นมีการใช้ระบบสายพานลำเลียงถ่านหินที่เป็นระบบปิดลำเลียงถ่านหินจากท่าเรือเพื่อไปเก็บไว้ที่พื้นที่กองถ่านหิน 2 ส่วน ได้แก่ ลานกองถ่านหินที่ไม่มีหลังคาปกคลุมที่สามารถเก็บพักถ่านหินได้ 180,000 ตัน และพื้นที่เก็บพักถ่านหินที่มีหลังคาปกคลุมที่สามารถเก็บพักถ่านหินได้ 50,000 ตัน ดังนั้น พื้นที่ลานกองถ่านหินของโครงการสามารถเก็บพักถ่านหินได้โดยรวม 230,000 ตัน หรือสามารถเก็บพักถ่านหินไว้ใช้สำหรับโครงการได้ประมาณ 71 วัน</p> <p>3) ชีวมวล</p> <p>มีการเพิ่มทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีทั้ง 3 ชุด กล่าวคือ โดยปกติมีการใช้ถ่านหินบิทูมินัสเป็นเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว อย่างไรก็ตาม บางช่วงที่ราคาเชื้อเพลิงชีวมวล (ชิ้นไม้สับ) มีความเหมาะสมก็จะมีการนำชีวมวล (ชิ้นไม้สับ) มาเป็นเชื้อเพลิงเสริมเพื่อผสมกับเชื้อเพลิงถ่านหินบิทูมินัสในสัดส่วนสูงสุดไม่เกินร้อยละ 20 ของค่าความร้อนทั้งหมด เพื่อส่งเสริมการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ในบางช่วง ทั้งนี้กรณีที่มีการใช้ชีวมวลหรือชิ้นไม้สับเป็นเชื้อเพลิงเสริมที่หน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีทั้ง 3 ชุด ทำให้มีความต้องการใช้ชิ้นไม้สับสูงสุดโดยรวม 1,050 ตันต่อวัน โดยที่โครงการกำหนดให้รับเชื้อเพลิงชีวมวล (ชิ้นไม้สับ) มาจากบริษัทผู้จำหน่ายภายในประเทศที่ได้รับการขออนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและขนส่งเข้าพื้นที่โครงการด้วยรถบรรทุกขนาด 20 ตัน ก่อนนำมาเก็บพักไว้ที่ลานเก็บพักถ่านหินที่มีหลังคาปกคลุม โดยมีการจัดเตรียมพื้นที่ส่วนหนึ่งไว้เก็บพักเชื้อเพลิงชิ้นไม้สับประมาณ 400 ตันตารางเมตร ซึ่งพื้นที่ที่จัดเตรียมไว้ข้างต้นสามารถสำรองเชื้อเพลิงชีวมวล</p>		

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ																																
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)																																	
3. เชื้อเพลิง (ต่อ)	<p>(ชั้นไม้สับ) ได้โดยรวมประมาณ 400 ตัน โดยกำหนดให้พื้นที่ดังกล่าวมีหลังคาปกคลุมเพื่อป้องกันน้ำฝนชะล้างและกำหนดให้มีระบบฉีดพ่นน้ำเพื่อควบคุมฝุ่นละอองและเพื่อระงับเหตุถูกเดิน</p> <p>นอกจากนี้ โครงการมีการจัดเตรียมที่จอดรถขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลบริเวณใกล้กับบ่อรวบรวม น้ำชะจากลานกองถ่านหินที่อยู่ด้านทิศตะวันตกของพื้นที่โครงการ และจัดเตรียมพื้นที่ลานกองเชื้อเพลิงชีวมวลให้สามารถรองรับการเทเชื้อเพลิงชีวมวลจากรถบรรทุกได้พร้อมกันไม่น้อยกว่า 3 คัน ในครั้งเดียว เพื่อลดเวลาการจอดรอของรถบรรทุกเชื้อเพลิงชีวมวลที่จะเข้าสู่พื้นที่โครงการ</p> <p>นอกจากนี้ กำหนดให้รถบรรทุกที่ขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวลเข้าสู่โครงการต้องปิดคลุมด้วยผ้าใบอย่างมิดชิด หากเชื้อเพลิงชีวมวลมีการตกหล่นบนผิวจราจรที่ใช้ขนส่งจะต้องให้ผู้จัดหาเชื้อเพลิงชีวมวลรับผิดชอบทำความสะอาดโดยห้ามกองชีวมวลที่ตกหล่นไว้บริเวณไหล่ของถนน มีการจัดเตรียมพื้นที่เพื่อติดตั้งจุดล้างล้อรถบรรทุกเชื้อเพลิงชีวมวลก่อนออกจากพื้นที่โครงการ และกำหนดให้มีการจัดเก็บข้อมูลของแหล่งที่มาของชั้นไม้สับทุกล็อตที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมในพื้นที่โครงการ</p>																																		
4. สารเคมี	<p>โครงการมีการใช้สารเคมีในระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำใช้และระบบควบคุมมลสารทางอากาศมีรายละเอียดดังนี้</p> <table><tr><td>1) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์</td><td>541 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ความเข้มข้นร้อยละ 0.01)</td><td></td></tr><tr><td>(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)</td><td></td></tr><tr><td>2) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์</td><td>824 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ความเข้มข้นร้อยละ 10)</td><td></td></tr><tr><td>(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)</td><td></td></tr><tr><td>3) สารละลายแอมโมเนียมไฮดรอกไซด์</td><td>1,020.3 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ความเข้มข้นร้อยละ 25-27)</td><td></td></tr><tr><td>(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)</td><td></td></tr><tr><td>4) สารละลายคาร์โบไฮเดรตไซด์</td><td>45.3 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ความเข้มข้นร้อยละ 5-10)</td><td></td></tr><tr><td>(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)</td><td></td></tr><tr><td>5) หินปูน</td><td>37,472 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากการใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน)</td><td></td></tr><tr><td>6) แอมโมเนียแอมไฮดรรัส</td><td>1,673 ตันต่อปี</td></tr><tr><td>(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบี)</td><td></td></tr></table>	1) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์	541 ตันต่อปี	(ความเข้มข้นร้อยละ 0.01)		(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)		2) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์	824 ตันต่อปี	(ความเข้มข้นร้อยละ 10)		(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)		3) สารละลายแอมโมเนียมไฮดรอกไซด์	1,020.3 ตันต่อปี	(ความเข้มข้นร้อยละ 25-27)		(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)		4) สารละลายคาร์โบไฮเดรตไซด์	45.3 ตันต่อปี	(ความเข้มข้นร้อยละ 5-10)		(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)		5) หินปูน	37,472 ตันต่อปี	(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากการใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน)		6) แอมโมเนียแอมไฮดรรัส	1,673 ตันต่อปี	(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบี)		ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-
1) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์	541 ตันต่อปี																																		
(ความเข้มข้นร้อยละ 0.01)																																			
(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)																																			
2) สารละลายโซเดียมไฮโปคลอไรต์	824 ตันต่อปี																																		
(ความเข้มข้นร้อยละ 10)																																			
(ใช้ปรับปรุงน้ำทะเลก่อนนำไปหล่อเย็น)																																			
3) สารละลายแอมโมเนียมไฮดรอกไซด์	1,020.3 ตันต่อปี																																		
(ความเข้มข้นร้อยละ 25-27)																																			
(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)																																			
4) สารละลายคาร์โบไฮเดรตไซด์	45.3 ตันต่อปี																																		
(ความเข้มข้นร้อยละ 5-10)																																			
(ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)																																			
5) หินปูน	37,472 ตันต่อปี																																		
(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จากการใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน)																																			
6) แอมโมเนียแอมไฮดรรัส	1,673 ตันต่อปี																																		
(ใช้ในระบบบำบัดมลทางอากาศโดยกำจัดก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบซีเอฟบี)																																			

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
4. สารเคมี (ต่อ)	<p>7) ไตรโซเดียมฟอสเฟต 0.21 ตันต่อปี (ปรับปรุงคุณภาพน้ำในระบบผลิตไอน้ำ)</p> <p>8) สารละลายอลูมิเนียมคลอไรด์ไฮดรต 227 ตันต่อปี (ความเข้มข้นร้อยละ 50) (ใช้ในระบบผลิตน้ำใส)</p> <p>9) สารช่วยรวมตะกอน 9.2 ตันต่อปี (มีโพลีอะคริลาไมด์เป็นองค์ประกอบ) (ใช้ในระบบผลิตน้ำใส)</p> <p>10) สารควบคุมจุลชีพ 4.7 ตันต่อปี (มี 2,2-ไดโบโรโม-3-ไนทริโล โพรพิโอนาไมด์ เป็นองค์ประกอบ) (ใช้ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ)</p> <p>11) สารป้องกันการเกิดตะกอน 23.5 ตันต่อปี (มีสารโพลีออสฟอสเฟตเป็นองค์ประกอบ) (ใช้ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ)</p> <p>12) สารละลายกรดซัลฟูริก 563 ตันต่อปี (ความเข้มข้นร้อยละ 98) (ใช้ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ)</p> <p>13) สารละลายโซเดียมไฮดรอกไซด์ 563 ตันต่อปี (ความเข้มข้นร้อยละ 50) (ใช้ในระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ)</p>		
5. ผลกระทบ	<p>โครงการมีการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าส่วนหนึ่งให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และมีการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำอีกส่วนหนึ่งให้กับโรงงานต่างๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดหรือพื้นที่ใกล้เคียง นอกจากนี้ มีการจำหน่ายน้ำใสและน้ำปราศจากแร่ธาตุเพื่อให้กับโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานต่างๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดหรือพื้นที่ใกล้เคียงมีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) กระแสไฟฟ้า โครงการมีกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวม (Gross Power) 499 เมกะวัตต์ และมีกำลังไฟฟ้าสุทธิ (Net Power) ที่มีการจำหน่าย 474 เมกะวัตต์ โดยมีข้อตกลงเพื่อส่งไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้กับ กฟผ. 194 ส่วนที่เหลือจำหน่ายให้กับโรงงานต่างๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดหรือพื้นที่ใกล้เคียงประมาณ 280 เมกะวัตต์</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ				
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)					
5. ผลกระทบ (ต่อ)	<p>2) ไอน้ำ โครงการมีปริมาณไอน้ำที่สามารถจำหน่ายให้กับโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่มาบตาพุดโดยรวม 554 ตันต่อชั่วโมง แบ่งเป็น 2 ส่วน มีรายละเอียดดังนี้</p> <table><tr><td>(1) ไอน้ำแรงดันสูง</td><td>310 ตันต่อชั่วโมง</td></tr><tr><td>(2) ไอน้ำแรงดันปานกลาง</td><td>244 ตันต่อชั่วโมง</td></tr></table> <p>3) น้ำใส โครงการมีการติดตั้งระบบผลิตน้ำใส จำนวน 3 ชุด ที่มีกำลังการผลิตน้ำใสโดยรวม 36,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน มีความต้องการใช้น้ำใสจากกิจกรรมของโครงการรวมถึงกลุ่มโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดโดยรวม 16,493.5 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (โครงการมีการใช้น้ำใส 13,774 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน และส่งให้โครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุด 2,719.5 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) ซึ่งยังคงสามารถผลิตและจำหน่ายน้ำใสให้กับลูกค้าที่ต้องการได้อีก 19,506.5 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน</p> <p>4) น้ำปราศจากแร่ธาตุ โครงการมีการติดตั้งระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุจำนวน 4 ชุด ที่มีกำลังการผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 16,320 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน โดยที่ปัจจุบันมีความต้องการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุจากกิจกรรมของโครงการรวมถึงกลุ่มโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุดโดยรวม 11,713 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (โครงการมีการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุ 3,226 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน และส่งให้โครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุด 8,487 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน) ซึ่งยังคงมีความสามารถผลิตและจำหน่ายน้ำปราศจากแร่ธาตุให้กับลูกค้าที่ต้องการได้อีก 4,607 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน</p>	(1) ไอน้ำแรงดันสูง	310 ตันต่อชั่วโมง	(2) ไอน้ำแรงดันปานกลาง	244 ตันต่อชั่วโมง		
(1) ไอน้ำแรงดันสูง	310 ตันต่อชั่วโมง						
(2) ไอน้ำแรงดันปานกลาง	244 ตันต่อชั่วโมง						
6. ระบบระบายความร้อนหรือระบบน้ำหล่อเย็น	<p>โครงการมีการติดตั้งสถานีสูบน้ำทะเลภายในพื้นที่โครงการเพื่อนำน้ำทะเลมาใช้ในการหล่อเย็นที่เครื่องควบแน่นของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีโอพีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงทั้ง 3 ชุด ซึ่งเป็นระบบน้ำหล่อเย็นที่ใช้น้ำทะเลแบบใช้ครั้งเดียว (Once-Through Cooling Water System) โดยที่โครงการปัจจุบันมีความต้องการใช้น้ำทะเลในการหล่อเย็นโดยรวม 27.73 ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที นอกจากนี้ เนื่องจากมีโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ของโครงการและมีการใช้สถานีสูบน้ำทะเลร่วมกับโครงการเพื่อนำไปใช้หล่อเย็นเครื่องจักร จำนวน 2 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด ที่เปิดดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ.2555 และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) ที่เปิดดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ.2554 ทำให้ปัจจุบันมีความต้องการใช้น้ำทะเลจากสถานีสูบน้ำทะเลของโครงการโดยรวม 77.96 ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-				

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
7. ระบบคมนาคม	<p>1) การขนส่งทางบก</p> <p>ปริมาณรถขนส่งที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการในภาพรวม 169 คันต่อวัน มีรายละเอียดดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> * รถขนส่งเชื้อเพลิงชีวมวล 53 คันต่อวัน * รถขนส่งสารเคมี 17 คันต่อวัน * รถขนส่งมูลฝอยและกากอุตสาหกรรม 17 คันต่อวัน * การเดินทางของพนักงาน 82 คันต่อวัน <p>2) การขนส่งทางน้ำ</p> <p>มีการขนส่งถ่านหินที่นำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงที่หน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีของโครงการผ่านทางเรือขนส่งจากต่างประเทศเข้าท่าเทียบเรือและระบบสายพานลำเลียงที่เป็นระบบปิดจากท่าเทียบเรือมายังพื้นที่ของโครงการ (ท่าเทียบเรือและระบบสายพานลำเลียงถ่านหินจากท่าเทียบเรือมายังพื้นที่โครงการอยู่ในความรับผิดชอบของ “โครงการท่าเรือขนถ่ายถ่านหินของโรงไฟฟ้า” ที่ดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด) ซึ่งมีปริมาณการขนส่งถ่านหินด้วยเรือ จำนวน 19 เที่ยวต่อปี</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	ผลกระทบไม่แตกต่างจากเดิม
8. ระบบระบายน้ำ	<p>ปัจจุบันมีการก่อสร้างและติดตั้งระบบระบายน้ำภายในพื้นที่โครงการ ซึ่งระบบระบายน้ำพื้นที่เป็นระบบที่แยกออกจากระบบระบายน้ำทั้ง อีกทั้งแบ่งระบบระบายน้ำฝนออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ระบบระบายน้ำฝนของพื้นที่ที่มีโอกาสปนเปื้อน และระบบระบายน้ำฝนของพื้นที่ที่ไม่มีโอกาสปนเปื้อน มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) ระบบระบายน้ำฝนที่มีโอกาสปนเปื้อน</p> <p>พื้นที่หรือกิจกรรมของโครงการที่มีโอกาสทำให้น้ำฝนปนเปื้อนประกอบด้วยพื้นที่ 3 ส่วน ได้แก่ พื้นที่หม้อแปลงไฟฟ้า พื้นที่เครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ และพื้นที่ลานกองถ่านหิน สำหรับพื้นที่หม้อแปลงไฟฟ้าและพื้นที่เครื่องผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซจะมีการติดตั้งระบบระบายน้ำฝนโดยรอบเพื่อรวบรวมน้ำฝนที่อาจจะปนเปื้อนเข้าถังแยกน้ำฝนก่อนระบายน้ำฝนที่ผ่านการบำบัดเข้าสู่ระบบระบายน้ำฝนที่ไม่ปนเปื้อนของโครงการและระบายออกสู่ภายนอกต่อไป ส่วนพื้นที่ลานกองถ่านหินที่ไม่มีหลังคาปกคลุมจะมีการติดตั้งระบบระบายน้ำฝนโดยรอบเพื่อรวบรวมน้ำฝนเข้าบ่อรวบรวมน้ำฝนจากลานกองถ่านหินก่อนหมุนเวียนมาฉีดพรมพื้นที่ลานกองถ่านหินต่อไป</p> <p>2) ระบบระบายน้ำฝนที่ไม่มีโอกาสปนเปื้อน</p> <p>พื้นที่ที่ไม่มีโอกาสทำให้น้ำฝนปนเปื้อน ได้แก่ น้ำฝนที่ตกบริเวณหลังคาอาคารต่างๆ รวมถึงพื้นที่ส่วนการผลิตและระบบสาธารณูปโภคที่ไม่มีกิจกรรมที่อาจก่อให้เกิดการปนเปื้อน โดยมีการก่อสร้างและติดตั้งรางระบายน้ำฝนที่เป็นรางคอนกรีตเสริมเหล็กคอนกรีตรอบพื้นที่อาคารต่างๆ รวมถึงบริเวณถนนภายในพื้นที่ของโครงการเพื่อรวบรวมน้ำฝนที่เกิดขึ้นบางส่วนเข้ารางระบายน้ำและระบายลงคลองระบายน้ำยาว 500 เมตร ที่อยู่ด้านทิศตะวันตกของพื้นที่โครงการเพื่อระบายน้ำฝนลงแหล่งน้ำทะเลต่อไป อีกทั้งมีการระบายน้ำฝนจากพื้นที่บางส่วนลงรางระบายน้ำของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดที่อยู่ด้านทิศเหนือของพื้นที่โครงการก่อนระบายน้ำฝนลงทะเลต่อไป</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
9. ระบบน้ำใช้	<p>โครงการมีแหล่งน้ำใช้ 2 ส่วนหลัก ได้แก่ การติดตั้งสถานีสูบน้ำทะเลภายในพื้นที่โครงการเพื่อนำน้ำทะเลมาใช้ในการระบบน้ำหล่อเย็นที่เครื่องควบแน่นของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า และมีการจ่ายน้ำทะเลให้กับโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของกลุ่มบริษัทโกลว์ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่โครงการอีกบางส่วน และรับน้ำดิบมาจากนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดเพื่อนำมาปรับปรุงคุณภาพน้ำก่อนนำมาใช้ในกิจกรรมของโครงการและมีการจำหน่ายน้ำใช้อีกส่วนหนึ่งให้กับโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของกลุ่มบริษัทโกลว์และโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุด มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) แหล่งน้ำทะเลและปริมาณการใช้น้ำทะเล</p> <p>โครงการมีการติดตั้งสถานีสูบน้ำทะเลภายในพื้นที่โครงการเพื่อนำน้ำทะเลมาใช้ในการหล่อเย็นที่เครื่องควบแน่นของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าซึ่งเป็นระบบน้ำหล่อเย็นที่ใช้น้ำทะเลแบบใช้ครั้งเดียว (Once-Through Cooling Water System) โดยที่โครงการมีความต้องการใช้น้ำทะเลในการหล่อเย็นโดยรวม 27.73 ลบ.ม./วินาที (2,395,872 ลบ.ม./วัน) นอกจากนี้ ยังมีโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ของโครงการ จำนวน 2 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)) ซึ่งมีการใช้สถานีสูบน้ำทะเลร่วมกับโครงการเพื่อนำไปใช้หล่อเย็นเครื่องจักร 41.9 และ 8.33 ลบ.ม./วินาที ตามลำดับ (3,620,160 และ 719,712 ลบ.ม./วัน ตามลำดับ) ดังนั้น ทำให้ปัจจุบันมีความต้องการใช้น้ำทะเลจากสถานีสูบน้ำทะเลในภาพรวม 77.96 ลบ.ม./วินาที (6,735,744 ลบ.ม./วัน)</p> <p>2) แหล่งน้ำใช้และปริมาณน้ำใช้ของโครงการ</p> <p>ปัจจุบันรับน้ำดิบและน้ำประปาจากนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด กล่าวคือ โครงการรับน้ำประปาเพื่อนำมาใช้กับอาคารสำนักงานของโครงการ ในขณะน้ำดิบส่วนหนึ่งที่รับมาจากนิคมฯ จะถูกจำหน่ายให้กับโครงการโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือที่ตั้งอยู่ในพื้นที่โครงการและมีการนำน้ำดิบอีกส่วนหนึ่งเข้าระบบผลิตน้ำใสเพื่อปรับปรุงคุณภาพเป็นน้ำใสและน้ำปราศจากแร่ธาตุก่อนนำไปใช้ในกิจกรรมของโครงการบางส่วนและมีการส่งให้โครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของบริษัทในเครือที่ตั้งอยู่ในพื้นที่โครงการและโรงงานอุตสาหกรรมอื่นๆ ที่อยู่ในพื้นที่มาบตาพุด ทั้งนี้โครงการรับน้ำใช้มาจากนิคมฯ โดยรวม 16,571.5 ลบ.ม./วัน แบ่งเป็นน้ำประปา 38 ลบ.ม./วัน และน้ำดิบ 16,533.5 ลบ.ม./วัน นอกจากนี้ โครงการสามารถหมุนเวียนน้ำทั้งจากส่วนต่างๆ กลับมาใช้ใหม่ภายในพื้นที่โครงการและส่งให้กับโครงการโรงไฟฟ้ากลุ่มบริษัทโกลว์โดยรวม 25,303 ลบ.ม./วัน และสามารถหมุนเวียนน้ำที่ระบายจากระบบผลิตไอน้ำจากโครงการโรงไฟฟ้าของกลุ่มบริษัทโกลว์เข้าถังน้ำดิบเพื่อนำไปผลิตน้ำใสก่อนนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้อีก 1,594 ลบ.ม./วัน ดังนั้น โครงการจึงมีความต้องการใช้น้ำจากทุกแหล่งโดยรวม 43,468.5 ลบ.ม./วัน แบ่งการใช้น้ำในแต่ละกิจกรรมดังนี้</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	- แหล่งน้ำใช้และปริมาณการใช้น้ำในภาพรวมไม่แตกต่างไปจากเดิม สำหรับผังสมมูลน้ำใช้เปรียบเทียบกับก่อนและหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในแต่ละการพัฒนาย่อย แสดงถึงภาคผนวก จ

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
9. ระบบน้ำใช้ (ต่อ)	<p>(1) น้ำใช้ภายในกิจกรรมโครงการ 17,070 ลบ.ม./วัน</p> <ul style="list-style-type: none"> * น้ำใช้สำหรับอาคารสำนักงาน 38 ลบ.ม./วัน (รับน้ำประปาจากนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด) * น้ำใช้สำหรับฉีดพ่นลานกองถ่านหิน 750 ลบ.ม./วัน (นำน้ำทิ้งจากระบบบำบัดของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ น้ำทิ้งจากการล้างพื้น และน้ำชะจากลานกองถ่านหินที่ผ่านการตกตะกอนหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่) * น้ำใช้หล่อเย็นอุปกรณ์/เครื่องจักร 739 ลบ.ม./วัน (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพให้เป็นน้ำใสก่อนนำมาใช้ในส่วนนี้) * น้ำดับจับไอน้ำและลดอุณหภูมิน้ำทิ้งจาก 511 ลบ.ม./วัน จากระบบผลิตไอน้ำ (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ เพื่อนำมาใช้ในส่วนนี้) * น้ำใช้ระบบ Water Injection 476 ลบ.ม./วัน เพื่อลด NOx ที่เกิดจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพให้เป็นน้ำปราศจากแร่ธาตุก่อนนำมาใช้ในส่วนนี้) * น้ำเติมขดเคียวในระบบผลิตไอน้ำ 13,608 ลบ.ม./วัน (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพเป็นน้ำปราศจากแร่ธาตุ รวมถึงรับน้ำคอนเดนเสทที่เกิดจากการใช้น้ำของลูกค้าย้อนกลับมาใช้ใหม่) * น้ำใช้ที่ระบบบำบัดของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 1,119 ลบ.ม./วัน (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพเป็นน้ำอาร์โอ) * น้ำใช้พื้นที่ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 182 ลบ.ม./วัน (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพเป็นน้ำปราศจากแร่ธาตุ) * น้ำใช้ปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท 188 ลบ.ม./วัน (รับน้ำคอนเดนเสทที่เกิดจากการใช้น้ำของลูกค้าย้อนกลับมาใช้ใหม่) * น้ำล้างทำความสะอาดพื้นและอุปกรณ์ 21 ลบ.ม./วัน (รับน้ำดิบมาจากนิคมฯ และนำมาปรับปรุงคุณภาพให้เป็นน้ำใสก่อนนำมาใช้ในส่วนนี้) <p>(2) ปริมาณน้ำที่จำหน่ายให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือและโครงการอื่น 25,836.5 ลบ.ม./วัน</p> <ul style="list-style-type: none"> * จำหน่ายน้ำดิบให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ 1,123 ลบ.ม./วัน * จำหน่ายน้ำใสให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือและโรงงานอื่นๆ 2,719.5 ลบ.ม./วัน * จำหน่ายน้ำปราศจากแร่ธาตุให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือและโรงงานอื่นๆ 8,487 ลบ.ม./วัน * จำหน่ายน้ำคอนเดนเสทให้กับกลุ่มโรงไฟฟ้าของบริษัทในเครือ 13,507 ลบ.ม./วัน 		

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ																						
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)																							
9. ระบบน้ำใช้ (ต่อ)	<p>3) ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำใช้</p> <p>(1) ระบบผลิตน้ำใส ปัจจุบันมีการติดตั้งระบบผลิตน้ำใสจำนวน 3 ชุด ที่มีกำลังการผลิตชุดละ 14,400 14,400 และ 7,200 ลบ.ม./วัน หรือมีกำลังการผลิตรวม 36,000 ลบ.ม./วัน ในขณะที่ปัจจุบันโครงการและโครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของบริษัทในเครือรวมถึงโรงงานในพื้นที่มาบตาพุดมีความต้องการใช้น้ำใสจากระบบผลิตน้ำใสของโครงการโดยรวม 16,493.5 ลบ.ม./วัน</p> <p>(2) ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ มีการติดตั้งระบบระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุจำนวน4 ชุด ที่มีกำลังการผลิตชุดละ 2,880 5,040 6,720 และ 1,680 ลบ.ม./วัน หรือมีกำลังการผลิตรวม 16,320 ลบ.ม./วัน ในขณะที่ปัจจุบันโครงการและโครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ของบริษัทในเครือรวมถึงโรงงานในพื้นที่มาบตาพุดมีความต้องการใช้น้ำปราศจากแร่ธาตุจากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุของโครงการโดยรวม 11,713 ลบ.ม./วัน</p> <p>(3) ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท ปัจจุบันมีการติดตั้งระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสทที่มีกำลังการผลิตรวม 13,440 ลบ.ม./วัน</p>																								
10. น้ำเสียและน้ำทิ้ง	<p>น้ำเสีย/น้ำทิ้งที่เกิดจากการดำเนินโครงการแบ่งเป็น 2 ส่วน ได้แก่ น้ำทิ้งที่เกิดจากการใช้น้ำใส/น้ำดิบ (น้ำจืด) และน้ำทิ้งที่เกิดจากการนำน้ำทะเลมาใช้หล่อเย็น มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) น้ำเสีย/น้ำทิ้งที่เกิดจากการใช้น้ำประปา/น้ำดิบ (น้ำจืด)</p> <table><tr><td>* น้ำทิ้งจากอาคารสำนักงาน</td><td>38 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำชะจากลานกองถ่านหิน</td><td>562 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากการหล่อเย็นอุปกรณ์/เครื่องจักร</td><td>739 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากระบบบำบัดไอของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ</td><td>1,119 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ</td><td>182 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท</td><td>188 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากระบบผลิตไอน้ำ</td><td>806 ลบ.ม./วัน</td></tr><tr><td>* น้ำทิ้งจากการล้างทำความสะอาดอุปกรณ์</td><td>21 ลบ.ม./วัน</td></tr></table> <p>2) น้ำทิ้งที่เกิดจากการนำน้ำทะเลมาใช้หล่อเย็น</p> <p>ระบายน้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นจากโครงการและโครงการโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่ระบายลงคลองระบายน้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นยาว 500 เมตร ของโครงการก่อนระบายลงทะเลรวม 77.96 ลบ.ม./วินาที</p> <table><tr><td>* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของโครงการ</td><td>27.73 ลบ.ม./วินาที</td></tr><tr><td>* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด</td><td>41.90 ลบ.ม./วินาที</td></tr><tr><td>* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)</td><td>8.33 ลบ.ม./วินาที</td></tr></table>	* น้ำทิ้งจากอาคารสำนักงาน	38 ลบ.ม./วัน	* น้ำชะจากลานกองถ่านหิน	562 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากการหล่อเย็นอุปกรณ์/เครื่องจักร	739 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากระบบบำบัดไอของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ	1,119 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ	182 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท	188 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากระบบผลิตไอน้ำ	806 ลบ.ม./วัน	* น้ำทิ้งจากการล้างทำความสะอาดอุปกรณ์	21 ลบ.ม./วัน	* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของโครงการ	27.73 ลบ.ม./วินาที	* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด	41.90 ลบ.ม./วินาที	* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)	8.33 ลบ.ม./วินาที	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-
* น้ำทิ้งจากอาคารสำนักงาน	38 ลบ.ม./วัน																								
* น้ำชะจากลานกองถ่านหิน	562 ลบ.ม./วัน																								
* น้ำทิ้งจากการหล่อเย็นอุปกรณ์/เครื่องจักร	739 ลบ.ม./วัน																								
* น้ำทิ้งจากระบบบำบัดไอของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ	1,119 ลบ.ม./วัน																								
* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ	182 ลบ.ม./วัน																								
* น้ำทิ้งจากการฟื้นฟูเรซินของระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำคอนเดนเสท	188 ลบ.ม./วัน																								
* น้ำทิ้งจากระบบผลิตไอน้ำ	806 ลบ.ม./วัน																								
* น้ำทิ้งจากการล้างทำความสะอาดอุปกรณ์	21 ลบ.ม./วัน																								
* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของโครงการ	27.73 ลบ.ม./วินาที																								
* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของบริษัท แก๊สโค-วัน จำกัด	41.90 ลบ.ม./วินาที																								
* น้ำทะเลที่ผ่านการหล่อเย็นของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)	8.33 ลบ.ม./วินาที																								

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ												
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)													
11. มลสารทางอากาศ	<p>โครงการมีแผนจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 3 ชุด ที่เคยทำงานร่วมกับหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี ชุดที่ 1 และ 2 โดยเป็นการยกเลิกหรือตัดระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 2 ชุด (CTG HRU 1A & 1B) ส่วน CTG HRU 2A & 2B ถูกใช้งานต่อไปอีกประมาณ 15 ปี โดยมีการทำงาน 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด ดังนั้นทำให้มีปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ยังมีการใช้งานอยู่ลดลงจาก 11 เป็น 9 ปล่อง แต่มีการเปิดดำเนินงานในสภาวะปกติ จำนวน 8 ปล่อง (หน่วยผลิตไฟฟ้าอีก 1 ชุด จะใช้เป็นชุดสำรอง) ประกอบด้วย ปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 5 ปล่อง และปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้า จำนวน 3 ปล่อง ซึ่งทำให้อัตราการระบายมลสารทางอากาศลดลงส่วนหนึ่งจากการหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU จำนวน 3 ชุด ตามที่กล่าวแล้วข้างต้น นอกจากนี้ โครงการมีการแนวคิดที่จะเพิ่มการใช้แอมโมเนียแอมไฮไดรส์และหินปูนที่ในระบบบำบัดมลสารทางอากาศที่เกิดจากหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีของโครงการเพื่อปรับลดค่าควบคุมการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) ที่เกิดจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี ทั้งนี้เพื่อนำปริมาณการระบายมลสารทางอากาศที่ปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการให้กับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของบริษัทในเครือเพื่อทดแทนสัญญาจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) อีก 2 โครงการที่ตั้งอยู่ติดกับพื้นที่โครงการด้านทิศเหนือ ได้แก่ “โครงการพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม” ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด และ “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง” ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3</p> <p>ทั้งนี้มีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) ในภาพรวมของโครงการแบ่งเป็น 2 ระยะ มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) ระยะที่ 1 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด) จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) ในภาพรวมเท่ากับ 136.34 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) ปล่อง CTG HRSG 1</p> <table><tr><td>* NO_x</td><td>≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s</td></tr><tr><td>* SO₂</td><td>≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</td></tr><tr><td>* TSP</td><td>≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</td></tr></table>	* NO _x	≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s	* SO ₂	≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s	* TSP	≤ 5 mg/m ³ และ ≤ 0.25 g/s	<p>โครงการยังคงมีแผนจะหยุดเดินระบบหน่วยผลิตไฟฟ้าบางหน่วย รวมถึงจะเพิ่มการใช้แอมโมเนียแอมไฮไดรส์และหินปูนที่ใช้ในระบบบำบัดมลสารทางอากาศที่เกิดจากหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีของโครงการเพื่อปรับลดค่าควบคุมการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) ที่เกิดจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี ทั้งนี้เพื่อนำปริมาณการระบายมลสารทางอากาศที่ปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการให้กับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของบริษัทในเครือเพื่อทดแทนสัญญาจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) อีก 2 โครงการที่ตั้งอยู่ติดกับพื้นที่โครงการด้านทิศเหนือ ได้แก่ “โครงการพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม” ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด และ “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง” ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 อย่างไรก็ตาม เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจและการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่เปลี่ยนแปลงไป บริษัทฯ และกลุ่มบริษัทโกลว์จึงได้มีการปรับแผนการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ ในระยะที่ 1 ออกเป็นระยะย่อยต่างๆ เป็น 3 ระยะย่อย กล่าวคือระยะที่ 1.1 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG พร้อมกันก่อน จำนวน 2 หน่วย ระยะที่ 1.2 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย หรือมีการเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG รวมเป็น 3 หน่วย และระยะที่ 1.3 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย หรือมีการเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG รวมเป็น 4 หน่วย ในขณะที่ระยะที่ 2 หรือเมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ ไม่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิม</p> <p>ทั้งนี้มีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) ในภาพรวมของโครงการที่แบ่งตามระยะการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>1) ระยะที่ 1.1 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG พร้อมกันก่อน จำนวน 2 หน่วย จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) เท่ากับ 147.75 , 212.52 และ 26.75 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) ปล่อง CTG HRSG 1</p> <table><tr><td>* NO_x</td><td>≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s</td></tr><tr><td>* SO₂</td><td>≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</td></tr><tr><td>* TSP</td><td>≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</td></tr></table>	* NO _x	≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s	* SO ₂	≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s	* TSP	≤ 5 mg/m ³ และ ≤ 0.25 g/s	<p>การขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งนี้ เป็นการขอปรับปรุงระยะการปรับลดค่าการระบายมลสารทางอากาศของโครงการให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของบริษัทฯ และกลุ่มบริษัทโกลว์ในปัจจุบัน (รายละเอียดแสดงดังหัวข้อที่ 2.2) โดยการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวแล้วจะไม่ส่งให้กำลังการผลิตไฟฟ้าและค่าการระบายมลสารทางอากาศของโครงการในภาพรวมเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม</p>
* NO _x	≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s														
* SO ₂	≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s														
* TSP	≤ 5 mg/m ³ และ ≤ 0.25 g/s														
* NO _x	≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s														
* SO ₂	≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s														
* TSP	≤ 5 mg/m ³ และ ≤ 0.25 g/s														

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
11. มลสารทางอากาศ (ต่อ)	<p>(2) ปล่อง CTG HRSG 2</p> <p>* NO_x ≤ 118 ppm และ ≤ 10.31 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.23 g/s</p> <p>(3) ปล่อง CFB & STG 1</p> <p>* NO_x ≤ 96 ppm และ ≤ 27.62 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 175 ppm และ ≤ 70.04 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(4) ปล่อง CTG HRU 2A</p> <p>* NO_x ≤ 104 ppm และ ≤ 10.27 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(5) ปล่อง CTG HRU 2B) (ระบบสำรอง)</p> <p>* NO_x < 101 ppm และ < 10.26 g/s</p> <p>* SO₂ < 0.95 ppm และ < 0.13 g/s</p> <p>* TSP < 5 mg/m³ และ < 0.27 g/s</p> <p>(6) ปล่อง CFB & STG 2</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 72.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(7) ปล่อง CTG HRSG 3</p> <p>* NO_x ≤ 105 ppm และ ≤ 10.02 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(8) ปล่อง CTG HRSG 4</p> <p>* NO_x ≤ 103 ppm และ ≤ 10.25 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(9) ปล่อง CFB & STG 3</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 68.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p>	<p>(2) ปล่อง CTG HRSG 2</p> <p>* NO_x ≤ 118 ppm และ ≤ 10.31 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.23 g/s</p> <p>(3) ปล่อง CFB & STG 1</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 179 ppm และ ≤ 71.64 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(4) ปล่อง CTG HRU 2A</p> <p>* NO_x ≤ 104 ppm และ ≤ 10.27 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(5) <u>ปล่อง CTG HRU 2B</u></p> <p>* <u>NO_x < 101 ppm และ < 10.26 g/s</u></p> <p>* <u>SO₂ < 0.95 ppm และ < 0.13 g/s</u></p> <p>* <u>TSP < 5 mg/m³ และ < 0.27 g/s</u></p> <p>(6) ปล่อง CFB & STG 2</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 72.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(7) ปล่อง CTG HRSG 3</p> <p>* NO_x ≤ 105 ppm และ ≤ 10.02 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(8) ปล่อง CTG HRSG 4</p> <p>* NO_x ≤ 103 ppm และ ≤ 10.25 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(9) ปล่อง CFB & STG 3</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 170 ppm และ ≤ 68.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p>	<p>เดิมเมื่อโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์มีการพัฒนาระยะที่ 1 แล้ว โครงการจะใช้หน่วยผลิตหรือปล่องระบาย CTG HRU 2B เป็นระบบสำรอง อย่างไรก็ตาม เมื่อมีการปรับระยะการพัฒนาใหม่ในระยะที่ 1.1 ซึ่งมีการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG พร้อมกันก่อนจำนวน 2 หน่วย โครงการจะยังเดินระบบหน่วยผลิตหรือปล่องระบาย CTG HRU 2B ไปก่อนจนถึงระยะที่ 1.2 ซึ่งมีการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG จำนวน 3 หน่วย โครงการจึงจะใช้ระบบหน่วยผลิตหรือปล่องระบาย CTG HRU 2B เป็นระบบสำรองเช่นเดิม</p>

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ																																																																		
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)																																																																			
11. มลสารทางอากาศ (ต่อ)		<p>2) ระยะที่ 1.2 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย หรือมีการเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG รวมเป็น 3 หน่วย จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) เท่ากับ 137.49 , 211.99 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) ปล่อง CTG HRSG 1</p> <table><tr><td>* NO_x</td><td>≤ 111 ppm</td><td>และ ≤ 10.33 g/s</td></tr><tr><td>* SO₂</td><td>≤ 0.95 ppm</td><td>และ ≤ 0.12 g/s</td></tr><tr><td>* TSP</td><td>≤ 5 mg/m³</td><td>และ ≤ 0.25 g/s</td></tr></table> <p>(2) ปล่อง CTG HRSG 2</p> <table><tr><td>* NO_x</td><td>≤ 118 ppm</td><td>และ ≤ 10.31 g/s</td></tr><tr><td>* SO₂</td><td>≤ 0.95 ppm</td><td>และ ≤ 0.12 g/s</td></tr><tr><td>* TSP</td><td>≤ 5 mg/m³</td><td>และ ≤ 0.23 g/s</td></tr></table> <p>(3) ปล่อง CFB & STG 1</p> <table><tr><td>* NO_x</td><td>≤ 100 ppm</td><td>และ ≤ 28.77 g/s</td></tr><tr><td>* SO₂</td><td>≤ 178 ppm</td><td>และ ≤ 71.24 g/s</td></tr><tr><td>* TSP</td><td>≤ 55 mg/m³</td><td>และ ≤ 8.41 g/s</td></tr></table> <p>(4) ปล่อง CTG HRU 2A</p> <table><tr><td>* NO_x</td><td>≤ 104 ppm</td><td>และ ≤ 10.27 g/s</td></tr><tr><td>* SO₂</td><td>≤ 0.95 ppm</td><td>และ ≤ 0.13 g/s</td></tr><tr><td>* TSP</td><td>≤ 5 mg/m³</td><td>และ ≤ 0.26 g/s</td></tr></table> <p>(5) ปล่อง CTG HRU 2B (ระบบสำรอง)</p> <table><tr><td>* NO_x</td><td>< 101 ppm</td><td>และ < 10.26 g/s</td></tr><tr><td>* SO₂</td><td>< 0.95 ppm</td><td>และ < 0.13 g/s</td></tr><tr><td>* TSP</td><td>< 5 mg/m³</td><td>และ < 0.27 g/s</td></tr></table> <p>(6) ปล่อง CFB & STG 2</p> <table><tr><td>* NO_x</td><td>≤ 100 ppm</td><td>และ ≤ 28.77 g/s</td></tr><tr><td>* SO₂</td><td>≤ 180 ppm</td><td>และ ≤ 72.06 g/s</td></tr><tr><td>* TSP</td><td>≤ 55 mg/m³</td><td>และ ≤ 8.41 g/s</td></tr></table> <p>(7) ปล่อง CTG HRSG 3</p> <table><tr><td>* NO_x</td><td>≤ 105 ppm</td><td>และ ≤ 10.02 g/s</td></tr><tr><td>* SO₂</td><td>≤ 0.95 ppm</td><td>และ ≤ 0.13 g/s</td></tr><tr><td>* TSP</td><td>≤ 5 mg/m³</td><td>และ ≤ 0.25 g/s</td></tr></table> <p>(8) ปล่อง CTG HRSG 4</p> <table><tr><td>* NO_x</td><td>≤ 103 ppm</td><td>และ ≤ 10.25 g/s</td></tr></table>	* NO _x	≤ 111 ppm	และ ≤ 10.33 g/s	* SO ₂	≤ 0.95 ppm	และ ≤ 0.12 g/s	* TSP	≤ 5 mg/m ³	และ ≤ 0.25 g/s	* NO _x	≤ 118 ppm	และ ≤ 10.31 g/s	* SO ₂	≤ 0.95 ppm	และ ≤ 0.12 g/s	* TSP	≤ 5 mg/m ³	และ ≤ 0.23 g/s	* NO _x	≤ 100 ppm	และ ≤ 28.77 g/s	* SO ₂	≤ 178 ppm	และ ≤ 71.24 g/s	* TSP	≤ 55 mg/m ³	และ ≤ 8.41 g/s	* NO _x	≤ 104 ppm	และ ≤ 10.27 g/s	* SO ₂	≤ 0.95 ppm	และ ≤ 0.13 g/s	* TSP	≤ 5 mg/m ³	และ ≤ 0.26 g/s	* NO _x	< 101 ppm	และ < 10.26 g/s	* SO ₂	< 0.95 ppm	และ < 0.13 g/s	* TSP	< 5 mg/m ³	และ < 0.27 g/s	* NO _x	≤ 100 ppm	และ ≤ 28.77 g/s	* SO ₂	≤ 180 ppm	และ ≤ 72.06 g/s	* TSP	≤ 55 mg/m ³	และ ≤ 8.41 g/s	* NO _x	≤ 105 ppm	และ ≤ 10.02 g/s	* SO ₂	≤ 0.95 ppm	และ ≤ 0.13 g/s	* TSP	≤ 5 mg/m ³	และ ≤ 0.25 g/s	* NO _x	≤ 103 ppm	และ ≤ 10.25 g/s	
* NO _x	≤ 111 ppm	และ ≤ 10.33 g/s																																																																			
* SO ₂	≤ 0.95 ppm	และ ≤ 0.12 g/s																																																																			
* TSP	≤ 5 mg/m ³	และ ≤ 0.25 g/s																																																																			
* NO _x	≤ 118 ppm	และ ≤ 10.31 g/s																																																																			
* SO ₂	≤ 0.95 ppm	และ ≤ 0.12 g/s																																																																			
* TSP	≤ 5 mg/m ³	และ ≤ 0.23 g/s																																																																			
* NO _x	≤ 100 ppm	และ ≤ 28.77 g/s																																																																			
* SO ₂	≤ 178 ppm	และ ≤ 71.24 g/s																																																																			
* TSP	≤ 55 mg/m ³	และ ≤ 8.41 g/s																																																																			
* NO _x	≤ 104 ppm	และ ≤ 10.27 g/s																																																																			
* SO ₂	≤ 0.95 ppm	และ ≤ 0.13 g/s																																																																			
* TSP	≤ 5 mg/m ³	และ ≤ 0.26 g/s																																																																			
* NO _x	< 101 ppm	และ < 10.26 g/s																																																																			
* SO ₂	< 0.95 ppm	และ < 0.13 g/s																																																																			
* TSP	< 5 mg/m ³	และ < 0.27 g/s																																																																			
* NO _x	≤ 100 ppm	และ ≤ 28.77 g/s																																																																			
* SO ₂	≤ 180 ppm	และ ≤ 72.06 g/s																																																																			
* TSP	≤ 55 mg/m ³	และ ≤ 8.41 g/s																																																																			
* NO _x	≤ 105 ppm	และ ≤ 10.02 g/s																																																																			
* SO ₂	≤ 0.95 ppm	และ ≤ 0.13 g/s																																																																			
* TSP	≤ 5 mg/m ³	และ ≤ 0.25 g/s																																																																			
* NO _x	≤ 103 ppm	และ ≤ 10.25 g/s																																																																			

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
11. มลสารทางอากาศ (ต่อ)		<p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(9) ปล่อง CFB & STG 3</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 170 ppm และ ≤ 68.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>3) ระยะที่ 1.3 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย หรือมีการเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG รวมเป็น 4 หน่วย จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) เท่ากับ 136.34 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) ปล่อง CTG HRSG 1</p> <p>* NO_x ≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(2) ปล่อง CTG HRSG 2</p> <p>* NO_x ≤ 118 ppm และ ≤ 10.31 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.23 g/s</p> <p>(3) ปล่อง CFB & STG 1</p> <p>* NO_x ≤ 96 ppm และ ≤ 27.62 g/s</p> <p>* SO₂ < 175 ppm และ < 70.04 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(4) ปล่อง CTG HRU 2A</p> <p>* NO_x ≤ 104 ppm และ ≤ 10.27 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(5) ปล่อง CTG HRU 2B (ระบบสำรอง)</p> <p>* NO_x < 101 ppm และ < 10.26 g/s</p> <p>* SO₂ < 0.95 ppm และ < 0.13 g/s</p> <p>* TSP < 5 mg/m³ และ < 0.27 g/s</p> <p>(6) ปล่อง CFB & STG 2</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 72.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p>	เมื่อดำเนินการถึงระยะที่ 1.3 แล้ว การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศในภาพรวมไม่แตกต่างจากระยะที่ 1 เดิม

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
11. มลสารทางอากาศ (ต่อ)	<p>2) ระยะที่ 2 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด) จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NOx) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) เท่ากับ 120.21 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) ปล่อง CTG HRSG 1</p> <p>* NO_x ≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(2) ปล่อง CTG HRSG 2</p> <p>* NO_x ≤ 118 ppm และ ≤ 10.31 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.23 g/s</p> <p>(3) ปล่อง CFB & STG 1</p> <p>* NO_x ≤ 80 ppm และ ≤ 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 175 ppm และ ≤ 70.04 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(4) ปล่อง CTG HRU 2A</p> <p>* NO_x ≤ 104 ppm และ ≤ 10.27 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p>	<p>(7) ปล่อง CTG HRSG 3</p> <p>* NO_x ≤ 105 ppm และ ≤ 10.02 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(8) ปล่อง CTG HRSG 4</p> <p>* NO_x ≤ 103 ppm และ ≤ 10.25 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(9) ปล่อง CFB & STG 3</p> <p>* NO_x ≤ 100 ppm และ ≤ 28.77 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 170 ppm และ ≤ 68.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>4) ระยะที่ 2 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด) จะมีการควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NOx) ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) และฝุ่นละอองรวม (TSP) เท่ากับ 120.21 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) ปล่อง CTG HRSG 1</p> <p>* NO_x ≤ 111 ppm และ ≤ 10.33 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(2) ปล่อง CTG HRSG 2</p> <p>* NO_x ≤ 118 ppm และ ≤ 10.31 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.12 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.23 g/s</p> <p>(3) ปล่อง CFB & STG 1</p> <p>* NO_x < 80 ppm และ < 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ < 175 ppm และ < 70.04 g/s</p> <p>* TSP < 55 mg/m³ และ < 8.41 g/s</p> <p>(4) ปล่อง CTG HRU 2A</p> <p>* NO_x ≤ 104 ppm และ ≤ 10.27 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p>	การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศไม่แตกต่างจากเดิม

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
11. มลสารทางอากาศ (ต่อ)	<p>(5) ปล่อง CTG HRU 2B) (ระบบสำรอง)</p> <p>* NO_x < 101 ppm และ < 10.26 g/s</p> <p>* SO₂ < 0.95 ppm และ < 0.13 g/s</p> <p>* TSP < 5 mg/m³ และ < 0.27 g/s</p> <p>(6) ปล่อง CFB & STG 2</p> <p>* NO_x ≤ 80 ppm และ ≤ 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 72.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p> <p>(7) ปล่อง CTG HRSG 3</p> <p>* NO_x ≤ 105 ppm และ ≤ 10.02 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(8) ปล่อง CTG HRSG 4</p> <p>* NO_x ≤ 103 ppm และ ≤ 10.25 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(9) ปล่อง CFB & STG 3</p> <p>* NO_x ≤ 80 ppm และ ≤ 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 180 ppm และ ≤ 68.06 g/s</p> <p>* TSP ≤ 55 mg/m³ และ ≤ 8.41 g/s</p>	<p>(5) ปล่อง CTG HRU 2B (ระบบสำรอง)</p> <p>* NO_x < 101 ppm และ < 10.26 g/s</p> <p>* SO₂ < 0.95 ppm และ < 0.13 g/s</p> <p>* TSP < 5 mg/m³ และ < 0.27 g/s</p> <p>(6) ปล่อง CFB & STG 2</p> <p>* NO_x < 80 ppm และ < 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ < 180 ppm และ < 72.06 g/s</p> <p>* TSP < 55 mg/m³ และ < 8.41 g/s</p> <p>(7) ปล่อง CTG HRSG 3</p> <p>* NO_x ≤ 105 ppm และ ≤ 10.02 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.25 g/s</p> <p>(8) ปล่อง CTG HRSG 4</p> <p>* NO_x ≤ 103 ppm และ ≤ 10.25 g/s</p> <p>* SO₂ ≤ 0.95 ppm และ ≤ 0.13 g/s</p> <p>* TSP ≤ 5 mg/m³ และ ≤ 0.26 g/s</p> <p>(9) ปล่อง CFB & STG 3</p> <p>* NO_x < 80 ppm และ < 23.01 g/s</p> <p>* SO₂ < 170 ppm และ < 68.06 g/s</p> <p>* TSP < 55 mg/m³ และ < 8.41 g/s</p>	
12. ระดับเสียง	<p>แหล่งกำเนิดเสียงที่สำคัญของโครงการ ได้แก่ พัดลมเป่าอากาศของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงและระบบดักฝุ่นแบบถุงกรอง หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (CTG) และหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator) ทั้งนี้โครงการมีมาตรการในการควบคุมระดับเสียงจากแหล่งกำเนิดเสียงที่สำคัญข้างต้นโดยการติดตั้งผนังล้อมรอบเครื่องจักรหรือ Encloser และกำหนดให้มีแผนการซ่อมบำรุงเครื่องจักรในเชิงป้องกัน</p> <p>นอกจากนี้ ปัจจุบันมีการติดตั้งอุปกรณ์ลดเสียงหรือไซเลนเซอร์ (Silencer) เพื่อลดเสียงดังกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินเมื่อความดันในระบบไอน้ำสูงเกินค่ากำหนดและจำเป็นต้องระบายไอน้ำออกจากระบบบางส่วนเพื่อควบคุมความดันในระบบไอน้ำให้มีความเหมาะสม</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
13. การจัดการกากของเสีย	<p>ของเสียที่เกิดขึ้นจากการดำเนินการ มีรายละเอียดดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> * มูลฝอยจากพนักงานและอาคารสำนักงาน 81.83 ตัน/ปี * เล้าหนัก 16,000 ตัน/ปี * เล้าเบา 110,000 ตัน/ปี * เรซินที่เสื่อมสภาพ 4.9 ตัน/ปี * กากตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสีย 40 ตัน/ปี * กากตะกอนจากระบบผลิตน้ำใส 1,005 ตัน/ปี * น้ำมันจากถังแยกน้ำมัน 20 ตัน/ปี * ถ่านกัมมันต์เสื่อมสภาพ 1 ตัน/ปี * ภาชนะบรรจุสารเคมีที่ใช้แล้ว 20 ตัน/ปี * ฉนวนกันความร้อนเสื่อมสภาพ 3 ตัน/ปี * แบตเตอรี่ที่ใช้แล้ว 0.75 ตัน/ปี * แผงวงจรไฟฟ้าที่ใช้แล้ว 0.4 ตัน/ปี * แผ่นกรองน้ำที่เสื่อมสภาพ 8.1 ตัน/ปี * น้ำมันหล่อลื่นที่เสื่อมสภาพ 12 ตัน/ปี * แผ่นกรองอากาศที่เสื่อมสภาพ 3.8 ตัน/ปี * น้ำยาล้างเครื่องกังหันก๊าซเสื่อมสภาพ 94 ตัน/ปี * วัสดุปนเปื้อน 40 ตัน/ปี 	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-
14. ระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย	<p>โครงการมีการติดตั้งระบบป้องกันและระงับอัคคีภัยทั้งภายในและนอกอาคารเพื่อให้ครอบคลุมกิจกรรมที่อาจก่อให้เกิดเหตุฉุกเฉินได้ สำหรับการออกแบบและติดตั้งระบบอุปกรณ์ดับเพลิงภายในพื้นที่ของโครงการอ้างอิงตามมาตรฐาน NFPA สำหรับอุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัยที่ถูกติดตั้งภายในพื้นที่ของโครงการ ประกอบด้วย</p> <ul style="list-style-type: none"> * ตู้เก็บสายน้ำดับเพลิง จำนวน 26 ชุด * หัวจ่ายน้ำดับเพลิง จำนวน 52 ชุด ระบบหัวกระจายน้ำดับเพลิงอัตโนมัติ จำนวน 51 ชุด * ถังดับเพลิง <ul style="list-style-type: none"> • ถังดับเพลิงแบบมือถือ จำนวน 91 ถัง • ถังดับเพลิงชนิด CO₂ จำนวน 93 ถัง • ถังดับเพลิงชนิดโฟม จำนวน 6 ถัง • เครื่องดับเพลิงชนิดผงเคมีแห้ง จำนวน 5 ถัง • ถังดับเพลิงชนิดละอองน้ำยา จำนวน 320 ถัง 	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-

ตารางที่ 2.1-1 (ต่อ)

ประเด็น	รายละเอียดโครงการ		หมายเหตุ
	รายงานเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 9) (พ.ศ. 2566)	ภายหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ (ครั้งที่ 10)	
14. ระบบป้องกันและ ระงับอัคคีภัย (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> * เครื่องตรวจจับความร้อน จำนวน 81 ชุด * เครื่องตรวจจับควัน จำนวน 668 ชุด * รถดับเพลิงจำนวน จำนวน 1 คัน * ถังสำรองน้ำดับเพลิงขนาดความจุ 1,143 ลูกบาศก์เมตร รวมทั้งได้จัดให้มีเครื่องสูบน้ำดับเพลิง (Fire Pump) จำนวน 2 ชุด คือ เครื่องสูบน้ำดับเพลิงชนิดขับเคลื่อนด้วยไฟฟ้า ขนาด 2,500 แกลลอนต่อนาที (568 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง) จำนวน 1 ชุด และเครื่องสูบน้ำดับเพลิงชนิดขับเคลื่อนด้วยเครื่องยนต์ดีเซลขนาด 2,500 แกลลอนต่อนาที (568 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง) จำนวน 1 ชุด ทั้งนี้ปริมาณน้ำสำรองดับเพลิงดังกล่าวสามารถรองรับกรณีเกิดเหตุเพลิงไหม้บริเวณดังกล่าวได้ไม่ต่ำกว่า 2 ชั่วโมง 		
15. พนักงาน	<p>พนักงานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการ มีรายละเอียดดังนี้</p> <p>(1) พนักงานของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด จำนวน 80 คน เพื่อควบคุมการผลิตของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ชุดที่ 1 และ 2 (CFB & STG 1 และ CFB & STG 2)</p> <p>(2) พนักงานของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด จำนวน 77 คน เพื่อควบคุมการผลิตของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 4 ชุด (Cogen unit 1, 2, CTG HRU 2A&2B)</p> <p>(3) พนักงานของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) จำนวน 33 คน เพื่อควบคุมการผลิตของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ชุดที่ 3 (CFB & STG 3) และหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 2 ชุด ได้แก่ (Cogen unit 3 & 4)</p>	ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม	-

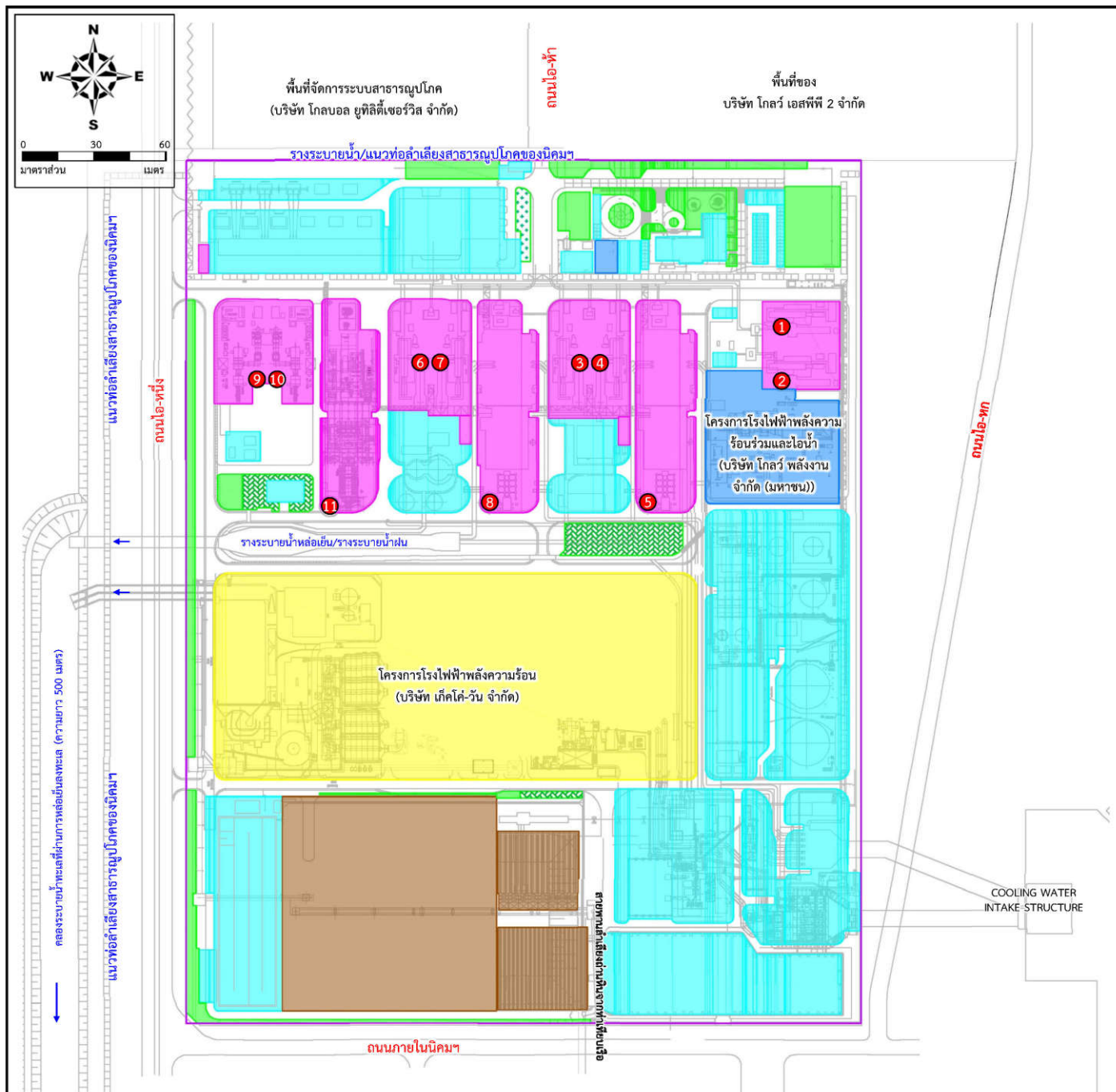
ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด, 2567

2.2 การขอปรับปรุงระยะการปรับลดค่าการระบายมลสารทางอากาศของโครงการให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของบริษัทฯ และกลุ่มบริษัทโกลว์ในปัจจุบัน

การเปลี่ยนแปลงในประเด็นนี้เป็นการขอปรับปรุงระยะการปรับลดค่าการระบายมลสารทางอากาศของโครงการ ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของบริษัทฯ และกลุ่มบริษัทโกลว์ในปัจจุบัน กล่าวคือ ตามที่โครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการเปลี่ยนแปลงฯ (ครั้งที่ 8) (ปี พ.ศ. 2565) ในประเด็นนำปริมาณการระบายมลสารทางอากาศจากหน่วยผลิตไฟฟ้าที่หยุดเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าบางส่วนและเพิ่มประสิทธิภาพของระบบบำบัดมลสารทางอากาศของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าอีกบางส่วน มาใช้สำหรับการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ (ดำเนินการตามหลักการ 80/20 อ้างอิงตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ) ซึ่งแบ่งได้เป็น 2 ระยะ ได้แก่ (1) ระยะที่ 1 การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศเมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 1 โครงการ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด ซึ่งจะติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG พร้อมกัน จำนวน 4 ชุด (ปล่อยระบาย 4 ปล่อย) และ (2) ระยะที่ 2 การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศเมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของบริษัทฯ ซึ่งจะติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นพร้อมกันอีก จำนวน 2 ชุด (ปล่อยระบาย 2 ปล่อย) อย่างไรก็ตาม เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจและการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่เปลี่ยนแปลงไป บริษัทฯ และกลุ่มบริษัทโกลว์จึงได้มีการปรับแผนการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ ในระยะที่ 1 ออกเป็นระยะย่อยต่างๆ มีรายละเอียดดังนี้

2.2.1 การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศเดิมตามที่ระบุในรายงานการเปลี่ยนแปลงฯ (ครั้งที่ 8)

การดำเนินการก่อนที่โครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการเปลี่ยนแปลงฯ (ครั้งที่ 8) โครงการมีหน่วยผลิตไฟฟ้ารวม 11 ชุด แบ่งเป็นหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (Combustion Turbine Generator: CTG) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 8 ชุด และหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบี (Circulating Fluidized Bed: CFB) ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 3 ชุด ซึ่งแต่ละหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าข้างต้นมีปล่อยระบาย 1 ปล่อย ดังนั้น โครงการจึงมีปล่อยระบายโดยรวม 11 ปล่อย (ดังรูปที่ 2.2.1-1) สำหรับค่าควบคุมการระบายมลสารทางอากาศแต่ละปล่อยของโครงการปัจจุบัน แสดงดังตารางที่ 2.2.1-1 กล่าวคือ โครงการปัจจุบันควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองในภาพรวมเท่ากับ 168.10, 213.19 และ 27.26 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ



สัญลักษณ์

ขอบเขตพื้นที่ของโครงการ (โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่น) บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด เปิดดำเนินการมาตั้งแต่ พ.ศ. 2542

- | | |
|--------------------|----------------------|
| 1 ปล่อง CTG HRS G1 | 7 ปล่อง CTG HRU 2B |
| 2 ปล่อง CTG HRS G2 | 8 ปล่อง CFB&STG 2 |
| 3 ปล่อง CTG HRU 1A | 9 ปล่อง CTG HRS G 3 |
| 4 ปล่อง CTG HRU 1B | 10 ปล่อง CTG HRS G 4 |
| 5 ปล่อง CFB&STG 1 | 11 ปล่อง CFB&STG 3 |
| 6 ปล่อง CTG HRU 2A | |

โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ของบริษัท แก๊สโค้ะวัน จำกัด ที่เปิดดำเนินการมาตั้งแต่ พ.ศ. 2555

โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ ของบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) ที่เปิดดำเนินการมาตั้งแต่ พ.ศ. 2554

พื้นที่ส่วนการผลิตของโครงการ

พื้นที่ระบบเสริมการผลิตและระบบสาธารณูปโภค

พื้นที่เก็บถ่านหินของโครงการ

พื้นที่ว่าง ถนน และรางระบายน้ำ

พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในความรับผิดชอบของโครงการ

พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในความรับผิดชอบของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำ บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน)

พื้นที่สีเขียวที่อยู่ในความรับผิดชอบของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน บริษัท แก๊สโค้ะวัน จำกัด

หมายเหตุ : อ้างอิงข้อมูลในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ (ครั้งที่ 8) ปี พ.ศ. 2565

รูปที่ 2.2.1-1 ตำแหน่งปล่องระบายมลสารทางอากาศของโครงการ

ตารางที่ 2.2.1-1

แหล่งกำเนิดและค่าควบคุมปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการ ก่อนที่โครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการเปลี่ยนแปลงฯ (ครั้งที่ 8) (ก่อนพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่)

No.	Unit	ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit	Exit	Flow ^{1/}	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height (m)	DIA. (m)	Temp (K)	Velocity (m/s)	Rate (Nm ³ /s)	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
													NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	60	2.78	402.0	28.57	49.83	107	0.95	5	10.03	0.12	0.25
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	60	2.78	398.2	29.19	52.74	104	0.95	5	10.32	0.13	0.26
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	60	2.78	405.0	29.99	54.02	101	0.95	5	10.26	0.13	0.27
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	60	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	60	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	100	170	55	28.77	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	168.10	213.19	27.26

หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)^{2/} ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ พ.ศ. 2566

(โรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการ หรือเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่วันที่ 31 มกราคม 2539 ถึงวันที่ 16 มกราคม 2553)

ที่มา : รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ (ครั้งที่ 8) ปี พ.ศ. 2565

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (CTG) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 4 ชุด (CTG HRU 1A & 1B และ CTG HRU 2A & 2B) และหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบชีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 2 ชุด (CFB & STG 1 และ CFB & STG 2) ของ Hybrid Unit 1 และ Hybrid Unit 2 ของโครงการมีสัญญาจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) 25 ปี ซึ่งกำลังจะหมดสัญญาภายในไตรมาสที่ 3 ปี พ.ศ. 2567 และไตรมาสที่ 1 ปี พ.ศ. 2568 ตามลำดับ ดังนั้น บริษัทฯ จึงมีแนวทางจะใช้งานหน่วยผลิตไฟฟ้าดังกล่าวบางส่วนต่อไปอีก 15 ปี เพื่อให้สอดคล้องตามอายุของเครื่องจักรและจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ใกล้เคียงแทนการส่งไฟฟ้าเข้าโครงข่ายของ กฟผ. แต่จะมีการปรับปรุงการผลิตของ CFB & STG 1 มาเป็นการทำงานแบบอิสระหรือทำงานแยกออกจาก CTG HRU 1A & 1B ที่ถูกยกเลิกหรือหยุดการผลิต และมีการปรับปรุงการผลิตของ CFB & STG 2 ซึ่งจากเดิมทำงานร่วมกับ CTG HRU จำนวน 2 ชุด (CTG HRU 2A & 2B) มาเป็นการทำงานร่วมกับ CTG HRU จำนวน 1 ชุด (CTG HRU 2A หรือ CTG HRU 2B โดยทำงาน 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด) นอกจากนี้ กลุ่มบริษัทโกลว์ยังมีแผนจะพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ที่มีประสิทธิภาพสูงภายใต้ “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม” บนพื้นที่ใหม่ที่อยู่ด้านทิศเหนือของโครงการเพื่อทดแทนสัญญาเดิมของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (CTG) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของโครงการจำนวน 4 ชุด (CTG HRU 1A & 1B และ CTG HRU 2A & 2B) ที่กำลังจะหมดสัญญาฯ ซึ่งจะดำเนินงานโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด อีกทั้งบริษัทฯ มีแผนจะพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ที่มีประสิทธิภาพสูงภายใต้ “โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง” บนพื้นที่ใหม่ที่อยู่ด้านทิศเหนือของโครงการ เพื่อทดแทนสัญญาเดิมของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบชีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงของโครงการ จำนวน 2 ชุด (CFB & STG 1 และ CFB & STG 2) ที่กำลังจะหมดสัญญาฯ อย่างไรก็ตาม โครงการได้มีการดำเนินงานตามหลักการ 80/20 อ้างอิงตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติโดยจะนำปริมาณการระบายมลสารทางอากาศที่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้าที่หยุดเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าบางส่วนและเพิ่มประสิทธิภาพของระบบบำบัดมลสารทางอากาศของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าอีกบางส่วนมาใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการข้างต้น ซึ่งในรายงานการเปลี่ยนแปลงฯ (ครั้งที่ 8) ได้แบ่งเป็น 2 ระยะ ดังนี้

1) ระยะที่ 1 การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศเมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่จำนวน 1 โครงการ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิมของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด ซึ่งจะติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG พร้อมกัน จำนวน 4 ชุด (ปล่อยระบาย 4 ปล่อย) โดยในระยะการพัฒนานี้โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 3 ชุด ทำให้มีปล่อยระบายลดลงจาก 11 เป็น 9 ปล่อย (ทำงาน 8 ปล่อย สำรอง 1 ปล่อย) (ดังรูปที่ 2.2.1-2) ประกอบด้วย ปล่อยระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 6 ปล่อย (ทำงาน 5 ปล่อย สำรอง 1 ปล่อย) และปล่อยระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบชีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจำนวน 3 ปล่อย อีกทั้งมีการปรับลดอัตราการระบายมลสารจากปล่อยระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบชีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ชุดที่ 1 ทำให้สามารถลดค่าควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองในภาพรวมเหลือ 136.34 , 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาทีตามลำดับ (ดังตารางที่ 2.2.1-2) หรือมีการปรับลดปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนในภาพรวมจาก 168.10 เป็น 136.34 กรัมต่อวินาที (ลดลง 31.76 กรัมต่อวินาที) มีการปรับลดปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในภาพรวมจาก 213.19 เป็น 210.79 กรัมต่อวินาที (ลดลง 2.40 กรัมต่อวินาที) และมีการปรับลดปริมาณการระบายฝุ่นละอองรวมจาก 27.26 เป็น 26.48 กรัมต่อวินาที (ลดลง 0.78 กรัมต่อวินาที)

ตารางที่ 2.2.1-2

แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดมลสารทางอากาศ

เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ^{3/} (ระยะที่ 1 เดิม)

No.	Unit	ชนิดของ เชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit	Exit	Flow ^{1/}	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height (m)	DIA. (m)	Temp (K)	Velocity (m/s)	Rate (Nm ³ /s)	NO _x	SO ₂	TSP	(g/s)		
										(ppm)	(ppm)	(mg/Nm ³)	NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	96	175	55	27.62	70.04	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)										
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	60	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	60	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	100	170	55	28.77	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	136.34	210.79	26.48

หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^{2/} ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ พ.ศ. 2566
(โรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการ หรือเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่วันที่ 31 มกราคม 2539 ถึงวันที่ 16 มกราคม 2553)

^{3/} โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด

ที่มา : รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ (ครั้งที่ 9) ปี พ.ศ. 2566

2) **ระยะที่ 2** การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศเมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด ซึ่งจะติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นพร้อมกันอีก จำนวน 2 ชุด (ปล่องระบาย 2 ปล่อง) โดยในระยะพัฒนานี้โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 3 ชุด ทำให้มีปล่องระบายลดลงจาก 11 เป็น 9 ปล่อง (ทำงาน 8 ปล่อง สำรอง 1 ปล่อง) (อ้างถึงรูปที่ 2.2.1-2) ประกอบด้วย ปล่องระบายของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 6 ปล่อง (ทำงาน 5 ปล่อง สำรอง 1 ปล่อง) และปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 3 ปล่อง อีกทั้งมีการปรับลดอัตราการระบายมลสารจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าแบบซีเอฟบีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงทั้ง 3 ชุด ทำให้สามารถลดค่าควบคุมปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองในภาพรวมเหลือเท่ากับ 120.21, 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ (ดังตารางที่ 2.2.1-3) หรือมีการปรับลดปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนในภาพรวมจาก 168.10 เป็น 120.21 กรัมต่อวินาที (ลดลง 47.89 กรัมต่อวินาที) มีการปรับลดปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์จาก 213.19 เป็น 210.79 กรัมต่อวินาที (ลดลง 2.40 กรัมต่อวินาที) และมีการปรับลดปริมาณการระบายฝุ่นละอองรวมจาก 27.26 เป็น 26.48 กรัมต่อวินาที (ลดลง 0.78 กรัมต่อวินาที) สำหรับค่าควบคุมการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดการระบายมลสารทางอากาศจากปล่องระบายของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโครงการบางส่วนในระยะที่ 2 เดิม อ้างอิงตารางที่ 2.2.1-3 ตามลำดับ

2.2.2 การปรับปรุงระยะการลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศภายหลังเปลี่ยนแปลงครั้งนี้

ตามรายละเอียดที่กล่าวมาแล้วในข้อ 2.2.1 ว่าโครงการเดิมจะนำปริมาณการระบายมลสารทางอากาศที่ได้จากหน่วยผลิตไฟฟ้าที่หยุดเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าบางส่วนและเพิ่มประสิทธิภาพของระบบบำบัดมลสารทางอากาศของหน่วยผลิตไอน้ำและไฟฟ้าอีกบางส่วนมาใช้ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ (ดำเนินการตามหลักการ 80/20 อ้างอิงตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ) ซึ่งแบ่งได้เป็น 2 ระยะ ได้แก่ (1) ระยะที่ 1 การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศเมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 1 โครงการ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิมของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด ซึ่งจะติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG พร้อมกัน จำนวน 4 ชุด (ปล่องระบาย 4 ปล่อง) และ (2) ระยะที่ 2 การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศเมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของบริษัทฯ ซึ่งจะติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นพร้อมกันอีก จำนวน 2 ชุด (ปล่องระบาย 2 ปล่อง) อย่างไรก็ตามเนื่องจากภาวะเศรษฐกิจและการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่เปลี่ยนแปลงไป บริษัทฯ และกลุ่มบริษัทโกลว์จึงได้มีการปรับแผนการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ ในระยะที่ 1 ออกเป็นระยะย่อยต่างๆ ดังนี้

ตารางที่ 2.2.1-3

แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดมลสารทางอากาศ

เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ^{3/} (ระยะที่ 2 เดิม)

No.	Unit	ชนิดของ เชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit	Exit	Flow ^{1/}	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height (m)	DIA. (m)	Temp (K)	Velocity (m/s)	Rate (Nm ³ /s)	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
													NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	80	175	55	23.01	70.04	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)										
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	80	180	55	23.01	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	60	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	60	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	80	170	55	23.01	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	120.21	210.79	26.48

^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)^{2/} ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ พ.ศ. 2566 (โรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการ หรือเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่วันที่ 31 มกราคม 2539 ถึงวันที่ 16 มกราคม 2553)^{3/} โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด และ

โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด

ที่มา : รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการ (ครั้งที่ 9) ปี พ.ศ. 2566

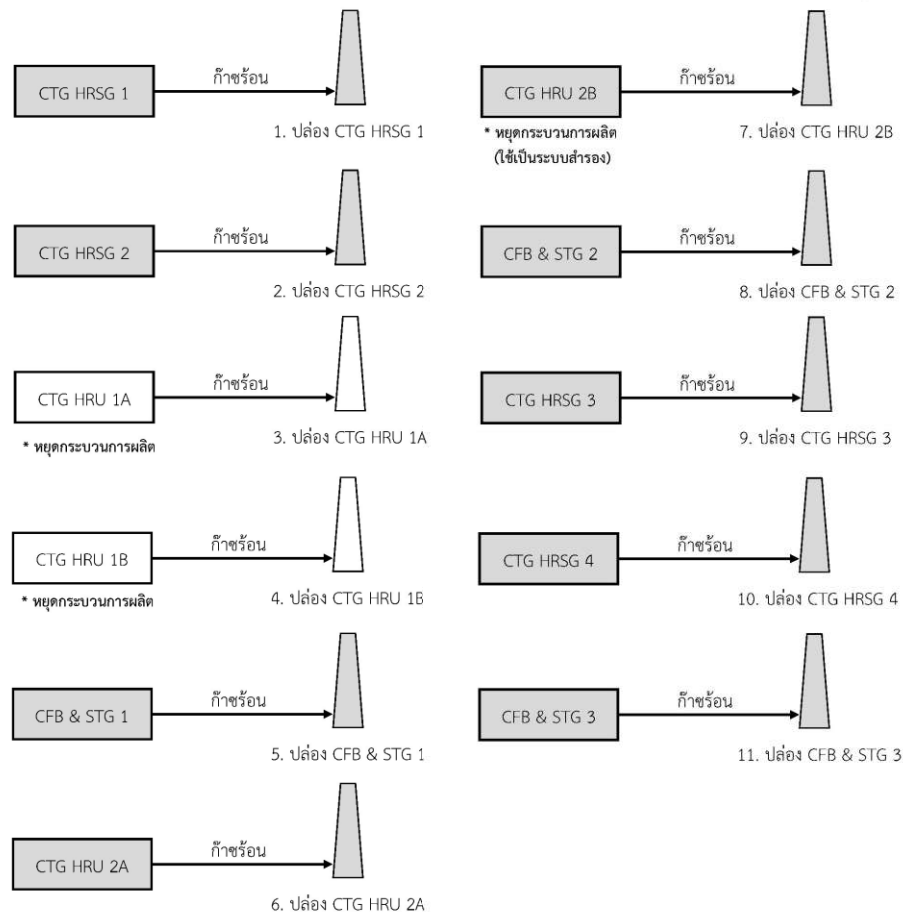
1) การพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด หรือระยะที่ 1 เดิม แบ่งการพัฒนาออกเป็น 3 ระยะย่อย กล่าวคือ

(1) ระยะที่ 1.1 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG พร้อมกันก่อน จำนวน 2 หน่วย โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU 1A & 1B และปรับลดอัตราการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG 1 (ดังรูปที่ 2.2.2-1) โดยมีการควบคุมอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกปล่องระบายบางหน่วยผลิตไฟฟ้าหรือมีการควบคุมระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองโดยรวมไม่เกิน 147.75, 212.52 และ 26.75 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ แสดงดังตารางที่ 2.2.2-1 (มีการปรับลดค่าควบคุมก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองโดยรวม 20.35, 0.67 และ 0.51 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ) (แบ่งกรณีย่อยส่วนนี้เพิ่มเติม)

(2) ระยะที่ 1.2 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย หรือมีการเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG รวมเป็น 3 หน่วย โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU 1A & 1B ส่วน CTG HRU 2A & 2B จะใช้งาน 1 ชุด สำรอง 1 ชุด และปรับลดอัตราการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG 1 (ดังรูปที่ 2.2.2-2) โดยมีการควบคุมอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกปล่องระบายบางหน่วยผลิตไฟฟ้าหรือมีการควบคุมระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองโดยรวมไม่เกิน 137.49, 211.99 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ แสดงดังตารางที่ 2.2.2-2 (มีการปรับลดค่าควบคุมก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองโดยรวม 30.61, 1.20 และ 0.78 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ) (แบ่งกรณีย่อยส่วนนี้เพิ่มเติม)

(3) ระยะที่ 1.3 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย หรือมีการเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG รวมเป็น 4 หน่วย โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU 1A & 1B ส่วน CTG HRU 2A & 2B จะใช้งาน 1 ชุด สำรอง 1 ชุด และปรับลดอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนและก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG 1 (ดังรูปที่ 2.2.2-3) โดยมีการควบคุมอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกปล่องระบายบางหน่วยผลิตไฟฟ้าหรือมีการควบคุมระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองโดยรวมไม่เกิน 136.34, 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ แสดงดังตารางที่ 2.2.2-3 (มีการปรับลดค่าควบคุมก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองโดยรวม 31.76, 2.40 และ 0.78 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ) (หมายเหตุ: การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการในระยะนี้จะไม่แตกต่างจากการปรับลดมลสารทางอากาศในระยะที่ 1 เดิม)

ก) ผังปล่องระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 1 โครงการ (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า 2 หน่วย)



No.	Unit	ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้	Stack		Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate (g/s)		
			Height (m)	DIA. (m)		NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSRG1	ก๊าซธรรมชาติ	35	3.06	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSRG2	ก๊าซธรรมชาติ	35	3.06	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า						
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า						
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	100	178	55	28.77	71.24	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)						
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSRG 3	ก๊าซธรรมชาติ	60	3.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSRG 4	ก๊าซธรรมชาติ	60	3.06	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	100	170	55	28.77	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)						120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)						350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม						-	-	-	147.75	212.52	26.75

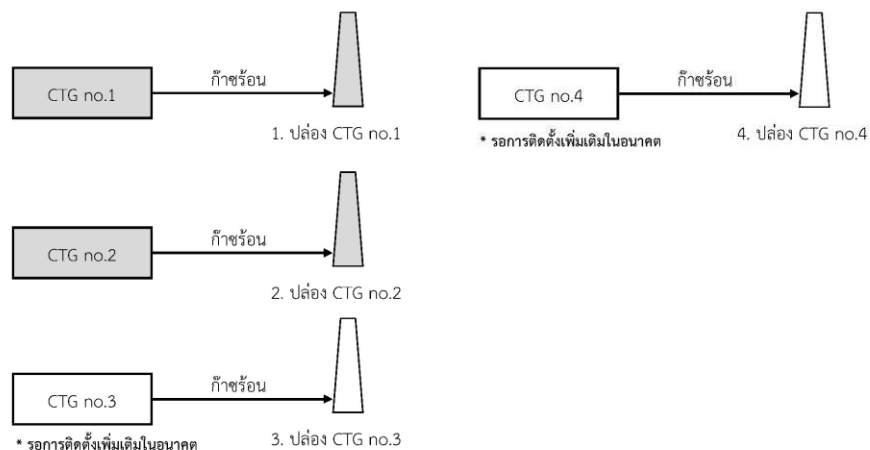
หมายเหตุ: ^{1/} สภาวะมาตรฐาน (อุณหภูมิ 25 °C ความดัน 1 บรรยากาศ ออกซิเจนร้อยละ 7 และ Dry Basis)

สัญลักษณ์



ข้อมูลการระบายของปล่องระบายที่เกี่ยวข้องกับการปรับลดปริมาณการระบายของโครงการ หรือการดำเนินงานตามหลักการ 80/20

ข) ผังปล่องระบายมลสารทางอากาศของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 1 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาณเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า 2 หน่วย)



No.	Unit	ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้	Stack		Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate (g/s)		
			Height (m)	DIA. (m)		NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG no.1	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
2	ปล่อง CTG no.2	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
3	ปล่อง CTG no.3	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
4	ปล่อง CTG no.4	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	รอกการติดตั้งเพิ่มเติมในอนาคต					
ค่ามาตรฐาน						120	20	60	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม						-	-	-	12.64	0.42	2.02

หมายเหตุ: ^{1/} สภาวะมาตรฐาน (อุณหภูมิ 25 °C ความดัน 1 บรรยากาศ ออกซิเจนร้อยละ 7 และ Dry Basis)

ตารางที่ 2.2.2-1

แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดมลสารทางอากาศ

เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ^{3/} (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 2 หน่วย หรือระยะที่ 1.1)

No.	Unit	ชนิดของ เชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit	Exit	Flow ^{1/}	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height (m)	DIA. (m)	Temp (K)	Velocity (m/s)	Rate (Nm ³ /s)	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
													NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	100	179	55	28.77	71.64	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	60	2.78	405.0	29.99	54.02	101	0.95	5	10.26	0.13	0.27
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	60	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	60	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	100	170	55	28.77	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	147.75	212.52	26.75

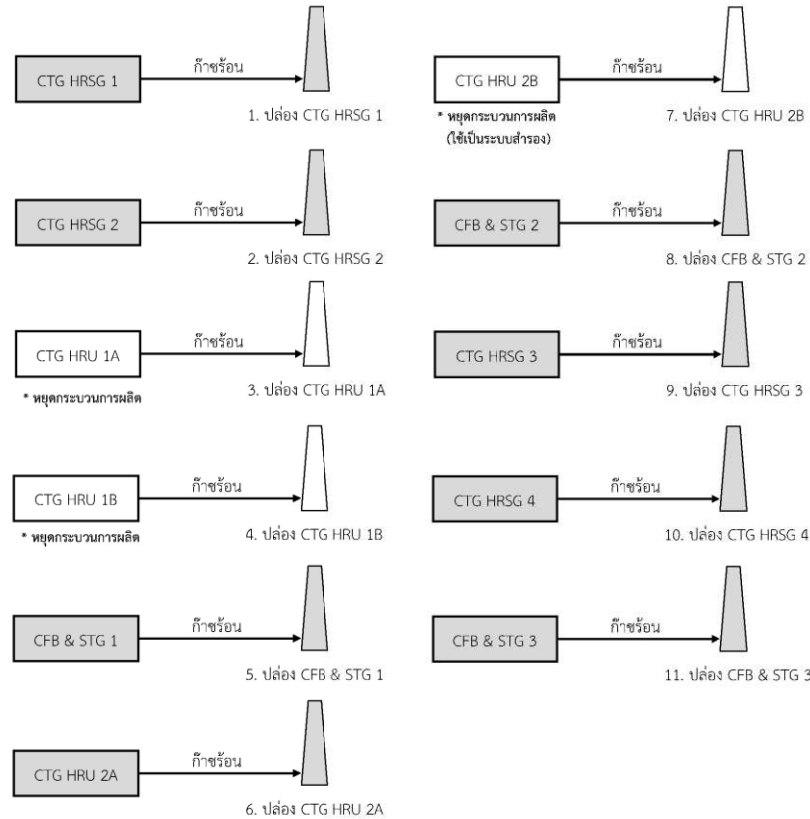
หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^{2/} ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ พ.ศ. 2566
(โรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการ หรือเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่วันที่ 31 มกราคม 2539 ถึงวันที่ 16 มกราคม 2553)

^{3/} โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด, 2567

ก) ผังปล่อยระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 1 โครงการ (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า 3 หน่วย)



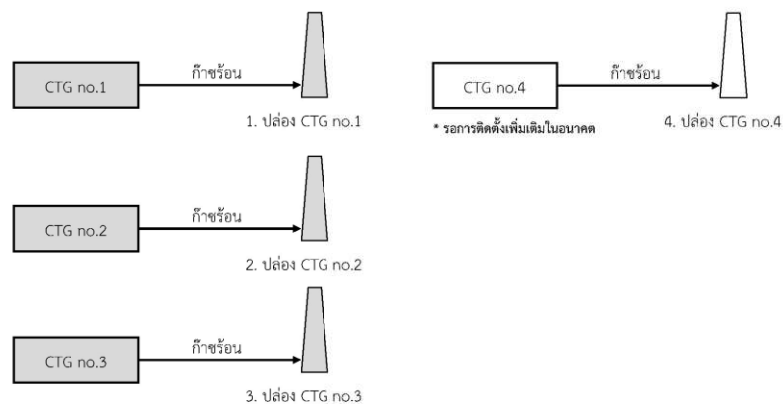
No.	Unit	ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้	Stack		Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate (g/s)		
			Height (m)	DIA. (m)		NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	35	3.06	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	35	3.06	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า						
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า						
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	100	178	55	28.77	71.24	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)						
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	60	3.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	60	3.06	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	100	170	55	28.77	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)						120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)						350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม						-	-	-	137.49	211.99	26.48

หมายเหตุ : ^{1/}ค่ามาตรฐาน (อุณหภูมิ 25 °C ความดัน 1 บรรยากาศ ออกซิเจนร้อยละ 7 และ Dry Basis)

สัญลักษณ์

ข้อมูลการระบายของปล่องระบายที่เกี่ยวข้องกับการปรับลดปริมาณการระบายของโครงการ หรือการดำเนินงานตามหลักการ 80/20

ข) ผังปล่อยระบายมลสารทางอากาศของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 1 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าหลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า 3 หน่วย)



No.	Unit	ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้	Stack		Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate (g/s)		
			Height (m)	DIA. (m)		NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG no.1	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
2	ปล่อง CTG no.2	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
3	ปล่อง CTG no.3	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
4	ปล่อง CTG no.4	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	รอกติดตั้งเพิ่มเติมในอนาคต					
ค่ามาตรฐาน						120	20	60	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม						-	-	-	18.96	0.63	3.03

หมายเหตุ : ^{1/}ค่ามาตรฐาน (อุณหภูมิ 25 °C ความดัน 1 บรรยากาศ ออกซิเจนร้อยละ 7 และ Dry Basis)

รูปที่ 2.2.2-2 ผังปล่อยระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ในระยะที่ 1.2 (ระยะ 1.2 เป็นระยะย่อยของระยะที่ 1 เดิม)

ตารางที่ 2.2.2-2

แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดมลสารทางอากาศ

เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ^{3/} (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 3 หน่วย หรือระยะที่ 1.2)

No.	Unit	ชนิดของ เชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit Temp (K)	Exit Velocity (m/s)	Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height (m)	DIA. (m)				NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
													NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	100	178	55	28.77	71.24	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)										
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	60	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	60	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	100	170	55	28.77	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	137.49	211.99	26.48

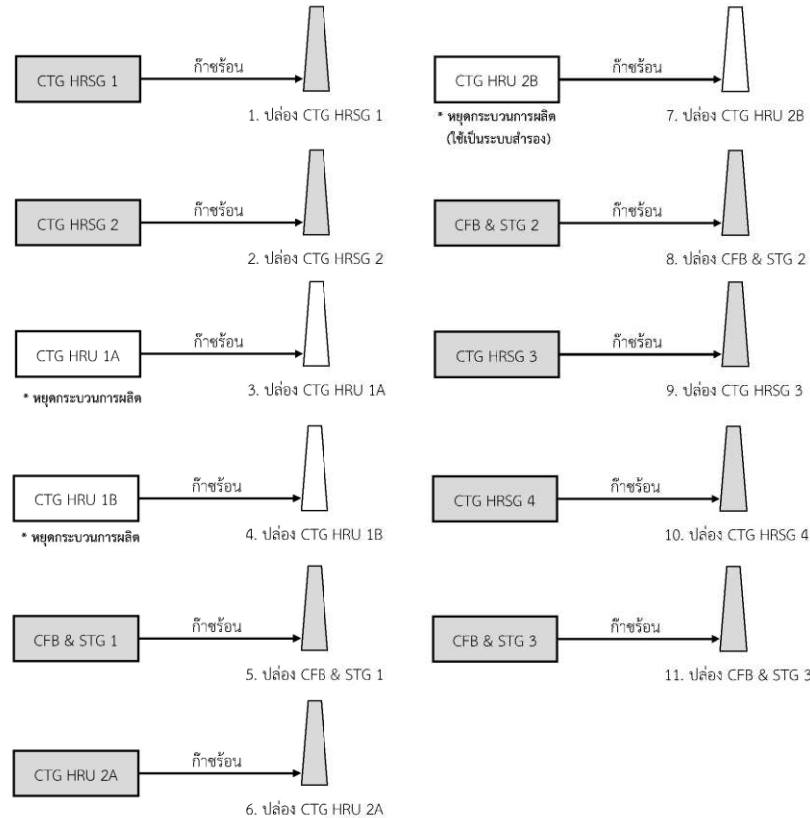
หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^{2/} ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ พ.ศ. 2566 (โรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการ หรือเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่วันที่ 31 มกราคม 2539 ถึงวันที่ 16 มกราคม 2553)

^{3/} โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด, 2567

ก) ผังปล่อยระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 1 โครงการ (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า 4 หน่วย)



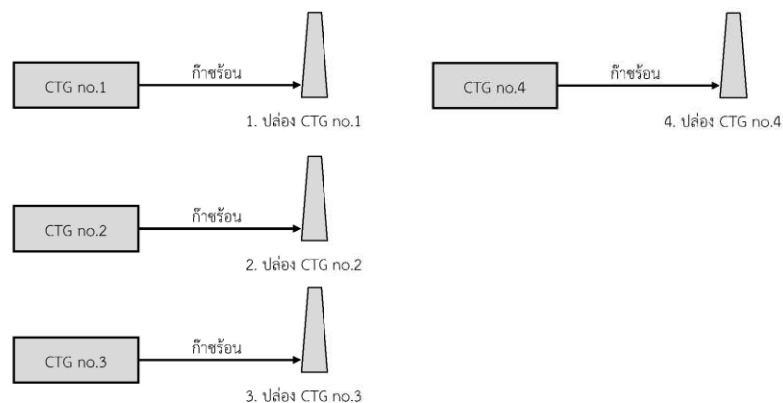
No.	Unit	ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้	Stack		Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate (g/s)		
			Height (m)	DIA. (m)		NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	35	3.06	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	35	3.06	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า						
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า						
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	96	175	55	27.62	70.04	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)						
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	60	3.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	60	3.06	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	100	170	55	28.77	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)						120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)						350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม						-	-	-	136.34	210.79	26.48

หมายเหตุ: ^{1/}ค่ามาตรฐาน (อุณหภูมิ 25 °C ความดัน 1 บรรยากาศ ออกซิเจนร้อยละ 7 และ Dry Basis)

สัญลักษณ์

ข้อมูลการระบายของปล่องระบายที่เกี่ยวข้องกับการปรับลดปริมาณการระบายของโครงการ หรือการดำเนินงานตามหลักการ 80/20

ข) ผังปล่อยระบายมลสารทางอากาศของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 1 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า 4 หน่วย)



No.	Unit	ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้	Stack		Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate (g/s)		
			Height (m)	DIA. (m)		NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG no.1	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
2	ปล่อง CTG no.2	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
3	ปล่อง CTG no.3	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
4	ปล่อง CTG no.4	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
ค่ามาตรฐาน						120	20	60	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม						-	-	-	25.28	0.84	4.04

หมายเหตุ: ^{1/}ค่ามาตรฐาน (อุณหภูมิ 25 °C ความดัน 1 บรรยากาศ ออกซิเจนร้อยละ 7 และ Dry Basis)

รูปที่ 2.2.2-3 ผังปล่อยระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ในระยะที่ 1.3 (เป็นระยะย่อยรวมของระยะที่ 1 เดิม)

ตารางที่ 2.2.2-3

แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดมลสารทางอากาศ

เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ^{3/} (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 4 หน่วย หรือระยะที่ 1.3)

No.	Unit	ชนิดของ เชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit Temp (K)	Exit Velocity (m/s)	Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height (m)	DIA. (m)				NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
													NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	<u>96</u>	<u>175</u>	55	<u>27.62</u>	<u>70.04</u>	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)										
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	100	180	55	28.77	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	60	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	60	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	100	<u>170</u>	55	28.77	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	<u>136.34</u>	<u>210.79</u>	<u>26.48</u>

หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^{2/} ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ พ.ศ. 2566 (โรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการ หรือเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่วันที่ 31 มกราคม 2539 ถึงวันที่ 16 มกราคม 2553)

^{3/} โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด, 2567

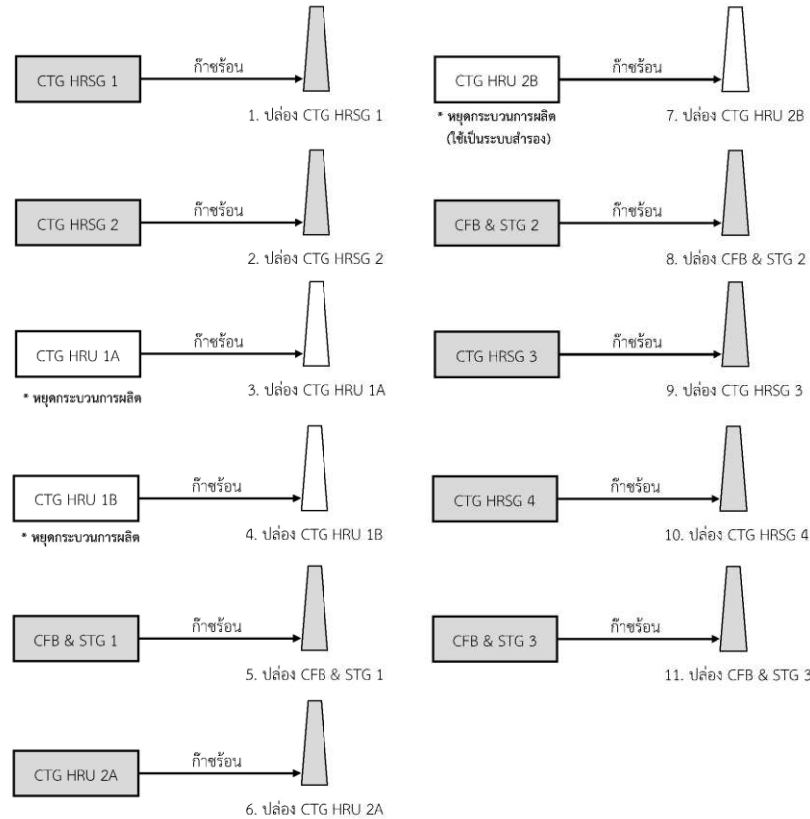
2) การพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชันที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด หรือระยะที่ 2 เดิม จะดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นพร้อมกันอีก จำนวน 2 หน่วย ภายหลังการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด ได้ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG ครบทุกหน่วยแล้ว (ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม) กล่าวคือ โครงการจะหยุดเดินระบบของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CTG HRU 1A & 1B ส่วน CTG HRU 2A & 2B จะใช้งาน 1 ชุดสำรอง 1 ชุด และปรับลดอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG ทั้ง 3 ชุด รวมถึงปรับลดอัตราการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ของหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบ CFB & STG 1 (ดังรูปที่ 2.2.2-4) โดยมีการควบคุมอัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ระบายออกปล่อยระบายบางหน่วยผลิตไฟฟ้าหรือมีการควบคุมระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองโดยรวมไม่เกิน 120.21, 210.79 และ 26.48 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ แสดงดังตารางที่ 2.2.2-4 (มีการปรับลดค่าควบคุมก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ และฝุ่นละอองโดยรวม 47.89, 2.40 และ 0.78 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ) (หมายเหตุ : การปรับลดปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการในระยะนี้จะไม่แตกต่างจากการปรับลดมลสารทางอากาศในระยะที่ 2 เดิม)

3) ปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ (ไม่เปลี่ยนแปลงจากเดิม)

โครงการโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อทดแทนสัญญาเดิมของหน่วยผลิตไฟฟ้าเดิมประกอบด้วย 2 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิมที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชันที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด ซึ่งมีแหล่งกำเนิด/การควบคุมมลสารทางอากาศของแต่ละโครงการ ดังนี้

(1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ตามที่บริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด มีแผนจะพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ตั้งอยู่บนพื้นที่ใหม่ที่อยู่ติดกับพื้นที่ของโรงไฟฟ้าเดิมด้านทิศเหนือ โดยมีแผนติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซชุดใหม่ที่มีประสิทธิภาพสูงทดแทนสัญญาเดิมของหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการ จำนวน 4 ชุด ซึ่งมีปล่อยระบายของแต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้า จำนวน 4 ปล่อย (ปัจจุบันได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมเรียบร้อยแล้ว) สำหรับรายละเอียดค่าควบคุมการระบายมลสารทางอากาศจากแต่ละปล่อยของโครงการดังกล่าวแสดงดังตารางที่ 2.2.2-5 กล่าวคือ ควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) แต่ละปล่อยไม่เกิน 50 ส่วนในล้านส่วน หรือไม่เกิน 6.32 กรัมต่อวินาที (มาตรฐานควบคุมไม่เกิน 80 ส่วนในล้านส่วน) ควบคุมการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) แต่ละปล่อยไม่เกิน 1.2 ส่วนในล้านส่วน หรือไม่เกิน 0.21 กรัมต่อวินาที (มาตรฐานควบคุมไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน) และควบคุมการระบายฝุ่นละออง (TSP) แต่ละปล่อยไม่เกิน 15 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร หรือไม่เกิน 1.01 กรัมต่อวินาที (มาตรฐานควบคุมไม่เกิน 20 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)

ก) ผังปล่องระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า 6 หน่วย)



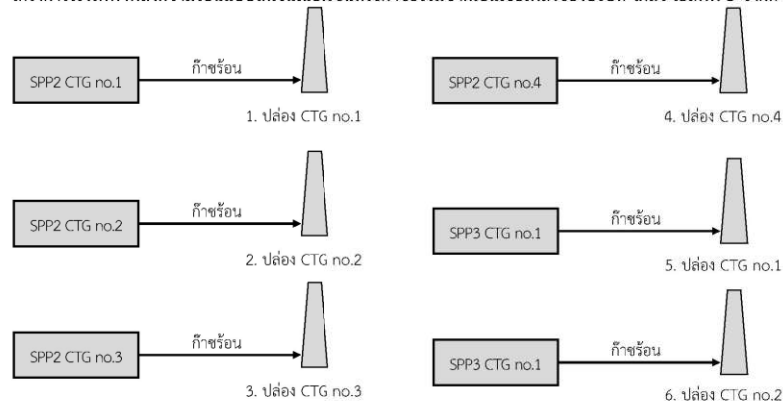
No.	Unit	ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้	Stack		Flow ^{1/} Rate (Nm ³ /s)	Concentration ^{1/}			Emission Rate (g/s)		
			Height (m)	DIA. (m)		NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSRG1	ก๊าซธรรมชาติ	35	3.06	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSRG2	ก๊าซธรรมชาติ	35	3.06	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หน่วยกระบวนการผลิตไฟฟ้า						
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หน่วยกระบวนการผลิตไฟฟ้า						
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	80	175	55	23.01	70.04	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	60	2.78	หน่วยกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)						
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	80	180	55	23.01	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSRG 3	ก๊าซธรรมชาติ	60	3.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSRG 4	ก๊าซธรรมชาติ	60	3.06	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	100	2.82	152.9	80	170	55	23.01	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)						120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)						350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม						-	-	-	120.21	210.79	26.48

หมายเหตุ: ^{1/}สภาวะมาตรฐาน (อุณหภูมิ 25 °C ความดัน 1 บรรยากาศ ออกซิเจนร้อยละ 7 และ Dry Basis)

สัญลักษณ์

ข้อมูลการระบายของปล่องระบายที่เกี่ยวข้องกับการปรับลดปริมาณการระบายของโครงการ หรือการดำเนินงานตามหลักการ 80/20

ข) ผังปล่องระบายมลสารทางอากาศของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ จำนวน 2 โครงการ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้า 6 หน่วย)



No.	Unit	ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้	Stack		Flow ^{1/}	Concentration ^{1/}			Emission Rate (g/s)		
			Height (m)	DIA. (m)	Rate (Nm ³ /s)	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	NO _x	SO ₂	TSP
โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด											
1	ปล่อง CTG no.1	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
2	ปล่อง CTG no.2	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
3	ปล่อง CTG no.3	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
4	ปล่อง CTG no.4	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด											
5	ปล่อง CTG no.1	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
6	ปล่อง CTG no.2	ก๊าซธรรมชาติ	40	3.0	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
ค่ามาตรฐาน						120	20	60	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม						-	-	-	37.92	1.26	6.06

หมายเหตุ: ^{1/}สภาวะมาตรฐาน (อุณหภูมิ 25 °C ความดัน 1 บรรยากาศ ออกซิเจนร้อยละ 7 และ Dry Basis)

รูปที่ 2.2-2-4 ผังปล่องระบายมลสารทางอากาศของโครงการ เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ในระยะที่ 2 (ไม่แตกต่างจากระยะที่ 2 เดิม)

ตารางที่ 2.2.2-4

แหล่งกำเนิดและปริมาณการระบายมลสารทางอากาศของโครงการภายหลังปรับลดมลสารทางอากาศ

เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ^{3/} (ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 6 หน่วย หรือระยะที่ 2)

No.	Unit	ชนิดของ เชื้อเพลิงที่ใช้	Coordinate		Stack		Exit	Exit	Flow ^{1/}	Concentration ^{1/}			Emission Rate		
			X	Y	Height (m)	DIA. (m)	Temp (K)	Velocity (m/s)	Rate (Nm ³ /s)	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
													NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG HRSG1	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402354	35	3.06	466.8	25.19	49.46	111	0.95	5	10.33	0.12	0.25
2	ปล่อง CTG HRSG2	ก๊าซธรรมชาติ	732108	1402314	35	3.06	487.0	26.42	46.45	118	0.95	5	10.31	0.12	0.23
3	ปล่อง CTG HRU 1A	ก๊าซธรรมชาติ	731958	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
4	ปล่อง CTG HRU 1B	ก๊าซธรรมชาติ	731973	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า										
5	ปล่อง CFB & STG 1	ถ่านหินบิทูมินัส	732007	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	80	175	55	23.01	70.04	8.41
6	ปล่อง CTG HRU 2A	ก๊าซธรรมชาติ	731847	1402328	60	2.78	398.2	27.14	52.51	104	0.95	5	10.27	0.13	0.26
7	ปล่อง CTG HRU 2B	ก๊าซธรรมชาติ	731862	1402328	หยุดกระบวนการผลิตไฟฟ้า (ใช้เป็นระบบสำรอง)										
8	ปล่อง CFB & STG 2	ถ่านหินบิทูมินัส	731896	1402237	100	2.82	448	31.0	152.9	80	180	55	23.01	72.06	8.41
9	ปล่อง CTG HRSG 3	ก๊าซธรรมชาติ	731733	1402328	60	3.06	428.6	24.06	50.72	105	0.95	5	10.02	0.13	0.25
10	ปล่อง CTG HRSG 4	ก๊าซธรรมชาติ	731744	1402327	60	3.06	429.8	24.57	52.89	103	0.95	5	10.25	0.13	0.26
11	ปล่อง CFB & STG 3	ถ่านหินบิทูมินัส	731782	1402232	100	2.82	448	31.0	152.9	80	170	55	23.01	68.06	8.41
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง)										120	20	60	-	-	-
ค่ามาตรฐาน ^{2/} (กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง)										350	320	120	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม										-	-	-	120.21	210.79	26.48

หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^{2/} ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ พ.ศ. 2566 (โรงไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการ หรือเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตไฟฟ้า ตั้งแต่วันที่ 31 มกราคม 2539 ถึงวันที่ 16 มกราคม 2553)

^{3/} โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด, 2567

ตารางที่ 2.2.2-5

แหล่งกำเนิดและค่าควบคุมอัตราการระบายมลสารทางอากาศของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด^{3/}

NO.	UNIT	Coordinate		STACK		EXIT TEMP (K)	EXIT VELOCITY (m/s)	FLOW ^{1/} RATE (Nm ³ /s)	CONCENTRATION ^{1/}			EMISSION RATE		
		X	Y	HEIGHT (m)	DIA. (m)				NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
												NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG no.1	732135	1402496	40	3.0	383.6	20.1	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
2	ปล่อง CTG no.2	732171	1402496	40	3.0	383.6	20.1	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
3	ปล่อง CTG no.3	732202	1402496	40	3.0	383.6	20.1	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
4	ปล่อง CTG no.4	732237	1402496	40	3.0	383.6	20.1	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
ค่ามาตรฐาน ^{2/}									80	15	20	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม									-	-	-	25.28	0.84	4.04

หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^{2/} ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ พ.ศ. 2566 (โรงไฟฟ้าใหม่)

^{3/} ปัจจุบันโครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมเรียบร้อยแล้ว

ที่มา : ตัดแปลงจากรายงานการเปลี่ยนแปลงฯ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด (ครั้งที่ 1) , 2565

(2) โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ตามที่บริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด มีแผนจะพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ตั้งอยู่บนพื้นที่ใหม่ที่ติดกับพื้นที่ของโรงไฟฟ้าเดิมด้านทิศเหนือ โดยมีแผนติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซชุดใหม่ที่มีประสิทธิภาพสูงทดแทนหน่วยผลิตไฟฟ้าเดิม จำนวน 2 ชุด ซึ่งมีปล่อยระบายของแต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้า จำนวน 2 ปล่อย (ปัจจุบันได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมเรียบร้อยแล้ว) สำหรับรายละเอียดค่าควบคุมการระบายมลสารทางอากาศจากแต่ละปล่อยของโครงการดังกล่าวแสดงดังตารางที่ 2.2.2-6 กล่าวคือ ควบคุมการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) แต่ละปล่อยไม่เกิน 50 ส่วนในล้านส่วน หรือไม่เกิน 6.32 กรัมต่อวินาที (มาตรฐานควบคุมไม่เกิน 80 ส่วนในล้านส่วน) ควบคุมการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) แต่ละปล่อยไม่เกิน 1.2 ส่วนในล้านส่วน หรือไม่เกิน 0.21 กรัมต่อวินาที (มาตรฐานควบคุมไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน) และควบคุมการระบายฝุ่นละออง (TSP) แต่ละปล่อยไม่เกิน 15 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร หรือไม่เกิน 1.01 กรัมต่อวินาที (มาตรฐานควบคุมไม่เกิน 20 มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)

(3) การนำปริมาณการระบายมลสารทางอากาศที่ปรับลดของโครงการไปใช้กับโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ 2 โครงการ เพื่อทดแทนสัญญาเดิมไม่เกินร้อยละ 80 ซึ่งสอดคล้องตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ

ก) ระยะที่ 1 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด) โครงการจะทำการปรับลดอัตราการระบายตามหลักการ 80/20 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

(ก) ระยะที่ 1.1 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG พร้อมกันก่อน จำนวน 2 หน่วย โครงการจะปรับลดอัตราการระบายตามหลักการ 80/20 โดยปรับลดปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) จากหน่วยผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของโครงการรวม 20.35 และ 0.67 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ ในขณะที่โครงการใหม่ที่จะเปิดดำเนินการเพื่อทดแทนสัญญาเดิม สามารถควบคุมอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ในภาพรวมไม่เกิน 12.64 และ 0.42 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ (อ้างถึงตารางที่ 2.2.2-5) พบว่าอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ คิดเป็นร้อยละ 62.11 และ 62.69 ของมลสารทางอากาศที่ปรับลดลงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการ ซึ่งสอดคล้องตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ (ไม่เกินร้อยละ 80) (รายละเอียดดังตารางที่ 2.2.2-7 และตารางที่ 2.2.2-8 ตามลำดับ)

ตารางที่ 2.2.2-6

แหล่งกำเนิดและค่าควบคุมอัตราการระบายมลสารทางอากาศของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด^{3/}

NO.	UNIT	Coordinate		STACK		EXIT	EXIT	FLOW ^{1/}	CONCENTRATION ^{1/}			EMISSION RATE		
		X	Y	HEIGHT (m)	DIA. (m)	TEMP (K)	VELOCITY (m/s)	RATE (Nm ³ /s)	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	TSP (mg/Nm ³)	(g/s)		
												NO _x	SO ₂	TSP
1	ปล่อง CTG no.1	732016	1402500	40	3.0	383.6	20.1	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
2	ปล่อง CTG no.2	732051	1402500	40	3.0	383.6	20.1	67.2	50.0	1.2	15.0	6.32	0.21	1.01
ค่ามาตรฐาน ^{2/}									80	15	20	-	-	-
ปริมาณการระบายรวม									-	-	-	12.64	0.42	2.02

หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะมาตรฐาน 25 °C และ 7% ออกซิเจน ที่สภาวะแห้ง (Dry Basis)

^{2/} ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ พ.ศ. 2566 (โรงไฟฟ้าใหม่)

^{3/} ปัจจุบันโครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมเรียบร้อยแล้ว

ที่มา : ดัดแปลงจากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2565

ตารางที่ 2.2.2-7

ปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่ถูกปรับลดปริมาณการระบายมลสารจากปล่องระบายของโครงการ

และปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่เพิ่มขึ้นจากโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัท โกลว์ จำนวน 1 โครงการ^{1/}

โครงการ	ปริมาณการระบาย NO _x (g/s)		
	ปัจจุบัน	เมื่อดำเนินโครงการ	เปลี่ยนแปลง
1. ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 2 หน่วย			
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ถูกปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการ	168.10	147.75	-20.35
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่เพิ่มขึ้นจากปล่องระบายของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ เพื่อทดแทนสัญญาเดิมของกลุ่มบริษัท โกลว์	-	12.64	12.64
- สัดส่วนปริมาณ NO _x ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่กับปริมาณ NO _x ที่ปรับลดลงของโรงไฟฟ้าเดิม (ร้อยละ)			62.11
2. ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 3 หน่วย			
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ถูกปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการ	168.10	137.49	-30.61
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่เพิ่มขึ้นจากปล่องระบายของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ เพื่อทดแทนสัญญาเดิมของกลุ่มบริษัท โกลว์	-	18.96	18.96
- สัดส่วนปริมาณ NO _x ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่กับปริมาณ NO _x ที่ปรับลดลงของโรงไฟฟ้าเดิม (ร้อยละ)			61.94
3. ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 4 หน่วย (ไม่แตกต่างจากเดิม)			
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ถูกปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการ	168.10	136.34	-31.76
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่เพิ่มขึ้นจากปล่องระบายของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ เพื่อทดแทนสัญญาเดิมของกลุ่มบริษัท โกลว์	-	25.28	25.28
- สัดส่วนปริมาณ NO _x ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่กับปริมาณ NO _x ที่ปรับลดลงของโรงไฟฟ้าเดิม (ร้อยละ)			79.60

หมายเหตุ : ^{1/}โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด

(ปัจจุบันโครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมและได้ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 2 หน่วย เสร็จเรียบร้อยแล้ว)

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2567

ตารางที่ 2.2.2-8

ปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ถูกปรับลดอัตราการระบายมลสารจากปล่องระบายของโครงการ

และปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่เพิ่มขึ้นจากโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 1 โครงการ^{1/}

โครงการ	ปริมาณการระบาย SO ₂ (g/s)		
	ปัจจุบัน	เมื่อดำเนินโครงการ	เปลี่ยนแปลง
1. ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 2 หน่วย			
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ถูกปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการ	213.19	212.52	-0.67
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่เพิ่มขึ้นจากปล่องระบายของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ เพื่อทดแทนสัญญาณเดิมของกลุ่มบริษัทโกลว์	-	0.42	0.42
- สัดส่วนปริมาณ SO ₂ ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่กับปริมาณ SO ₂ ที่ปรับลดลงของโรงไฟฟ้าเดิม (ร้อยละ)			62.69
2. ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 3 หน่วย			
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ถูกปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการ	213.19	211.99	-1.20
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่เพิ่มขึ้นจากปล่องระบายของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ เพื่อทดแทนสัญญาณเดิมของกลุ่มบริษัทโกลว์	-	0.63	0.63
- สัดส่วนปริมาณ SO ₂ ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่กับปริมาณ SO ₂ ที่ปรับลดลงของโรงไฟฟ้าเดิม (ร้อยละ)			52.50
3. ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 4 หน่วย (ไม่แตกต่างจากเดิม)			
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ถูกปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการ	213.19	210.79	-2.40
- อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่เพิ่มขึ้นจากปล่องระบายของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ เพื่อทดแทนสัญญาณเดิมของกลุ่มบริษัทโกลว์	-	0.84	0.84
- สัดส่วนปริมาณ SO ₂ ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่กับปริมาณ SO ₂ ที่ปรับลดลงของโรงไฟฟ้าเดิม (ร้อยละ)			35.00

หมายเหตุ : ^{1/}โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาณเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด

(ปัจจุบันโครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมและได้ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 2 หน่วย เสร็จเรียบร้อยแล้ว)

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2567

(ข) ระยะที่ 1.2 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย หรือมีการเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG รวมเป็น 3 หน่วย โครงการจะปรับลดอัตราการระบายตามหลักการ 80/20 โดยปรับลดปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) จากหน่วยผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของโครงการรวม 30.61 และ 1.20 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ ในขณะที่โครงการใหม่ที่จะเปิดดำเนินการเพื่อทดแทนสัญญาเดิม สามารถควบคุมอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ในภาพรวมไม่เกิน 18.96 และ 0.63 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ (อ้างอิงตารางที่ 2.2.2-5) ซึ่งพบว่าอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ คิดเป็นร้อยละ 61.94 และ 52.50 ของมลสารทางอากาศที่ปรับลดลงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการ ซึ่งสอดคล้องตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ (ไม่เกินร้อยละ 80) (รายละเอียดอ้างอิงตารางที่ 2.2.2-7 และตารางที่ 2.2.2-8 ตามลำดับ)

(ค) ระยะที่ 1.3 ดำเนินการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG เพิ่มขึ้นอีก 1 หน่วย หรือมีการเดินหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเครื่องผลิตไอน้ำแบบ HRSG รวมเป็น 4 หน่วย โครงการจะปรับลดอัตราการระบายตามหลักการ 80/20 โดยปรับลดปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) จากหน่วยผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของโครงการรวม 31.76 และ 2.40 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ ในขณะที่โครงการใหม่ที่จะเปิดดำเนินการเพื่อทดแทนสัญญาเดิม สามารถควบคุมอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ในภาพรวมไม่เกิน 25.28 และ 0.84 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ (อ้างอิงตารางที่ 2.2.2-5) ซึ่งพบว่าอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ คิดเป็นร้อยละ 79.60 และ 35.0 ของมลสารทางอากาศที่ปรับลดลงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าของโครงการ ซึ่งสอดคล้องตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ (ไม่เกินร้อยละ 80) (รายละเอียดอ้างอิงตารางที่ 2.2.2-7 และตารางที่ 2.2.2-8 ตามลำดับ)

ข) ระยะที่ 2 เมื่อมีการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์จำนวน 2 โครงการ หรือระยะที่ 2 เดิม (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด) โครงการจะปรับลดอัตราการระบายตามหลักการ 80/20 โดยปรับลดปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) จากหน่วยผลิตไฟฟ้าและไอน้ำรวม 47.89 และ 2.40 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ ในขณะที่โครงการใหม่ที่จะเปิดดำเนินการเพื่อทดแทนสัญญาเดิม จำนวน 2 โครงการ (โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิมของบริษัท โกลว์ เอสพีที 2 จำกัด และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ของบริษัท โกลว์ เอสพีที 3 จำกัด) สามารถควบคุมอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ในภาพรวมไม่เกิน 37.92 และ 1.26 กรัมต่อวินาที ตามลำดับ (อ้างอิงตารางที่ 2.2.2-5 และตารางที่ 2.2.2-6 ตามลำดับ) ซึ่งพบว่าอัตราการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่จำนวน 2 โครงการ คิดเป็นร้อยละ 79.18 และ 52.5 ของมลสารทางอากาศที่ปรับลดลงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าของกลุ่มโรงไฟฟ้าเดิม ซึ่งสอดคล้องตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ (ไม่เกินร้อยละ 80) (รายละเอียดดังตารางที่ 2.2.2-9 และตารางที่ 2.2.2-10 ตามลำดับ)

ตารางที่ 2.2.2-9

ปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่ถูกปรับลดอัตราการระบายมลสารจากปล่องระบายของโครงการ

และปริมาณการระบายก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนที่เพิ่มขึ้นจากโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ^{1/} (ไม่แตกต่างจากเดิม)

โครงการ	ปริมาณการระบาย NO _x (g/s)		
	ปัจจุบัน	เมื่อดำเนินโครงการ	เปลี่ยนแปลง
1. อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ถูกปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการ	168.10	120.21	-47.89
2. อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่เพิ่มขึ้นจากปล่องระบายของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ เพื่อทดแทนสัญญาเดิมของกลุ่มบริษัทโกลว์	-	37.92	37.92
3. สัดส่วนปริมาณ NO _x ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่กับปริมาณ NO _x ที่ปรับลดลงของโรงไฟฟ้าเดิม (ร้อยละ)			79.18

หมายเหตุ : ^{1/}โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด (ปัจจุบันโครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมและได้ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 2 หน่วย เสร็จเรียบร้อยแล้ว) และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด (โครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมเรียบร้อยแล้ว แต่ปัจจุบันโครงการยังไม่ได้เริ่มดำเนินการก่อสร้าง)

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2567

ตารางที่ 2.2.2-10

ปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ถูกปรับลดอัตราการระบายมลสารจากปล่องระบายของโครงการ

และปริมาณการระบายก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่เพิ่มขึ้นจากโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ของกลุ่มบริษัทโกลว์ จำนวน 2 โครงการ^{1/}

โครงการ	ปริมาณการระบาย SO ₂ (g/s)		
	ปัจจุบัน	เมื่อดำเนินโครงการ	เปลี่ยนแปลง
1. อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่ถูกปรับลดลงจากปล่องระบายของโครงการ	213.19	210.79	-2.40
2. อัตราการระบายมลสารทางอากาศที่เพิ่มขึ้นจากปล่องระบายของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ เพื่อทดแทนสัญญาเดิมของกลุ่มบริษัทโกลว์	-	1.26	1.26
3. สัดส่วนปริมาณ SO ₂ ของโครงการโรงไฟฟ้าใหม่กับปริมาณ SO ₂ ที่ปรับลดลงของโรงไฟฟ้าเดิม (ร้อยละ)			52.50

หมายเหตุ : ^{1/}โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนสัญญาเดิม ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด (ปัจจุบันโครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมและได้ติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ จำนวน 2 หน่วย เสร็จเรียบร้อยแล้ว) และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ที่จะดำเนินการโดยบริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด (โครงการได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมเรียบร้อยแล้ว แต่ปัจจุบันโครงการยังไม่ได้เริ่มดำเนินการก่อสร้าง)

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2567

2.3 การขอแก้ไขตัวเลขค่าควบคุมความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ระบายออกจากปล่อง CFB & STG 3 ของโครงการในมาตรการให้ถูกต้องและสอดคล้องกับค่าที่ได้รับความเห็นชอบตามที่ระบุไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงฯ (ครั้งที่ 8)

การเปลี่ยนแปลงในประเด็นนี้เป็นการขอแก้ไขตัวเลขค่าควบคุมความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ระบายออกจากปล่อง CFB & STG 3 ของโครงการในมาตรการให้ถูกต้องและสอดคล้องกับค่าที่ได้รับความเห็นชอบตามที่ระบุไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงฯ (ครั้งที่ 8) กล่าวคือ เมื่อมีการตรวจสอบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการตามที่ระบุไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ (ครั้งที่ 8) พบว่าได้ระบุค่าควบคุมความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ระบายออกจากปล่อง CFB & STG 3 เท่ากับ 180 ส่วนในล้านส่วน ในขณะที่ข้อเท็จจริงจากการศึกษาและจัดทำรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ครั้งที่ 8 ซึ่งได้รับความเห็นชอบนั้นได้กำหนดค่าความเข้มข้นของก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ถูกควบคุมออกจากปล่อง CFB & STG 3 ที่ 170 ส่วนในล้านส่วน เป็นค่าควบคุม ดังนั้น บริษัทฯ จึงขอแก้ไขตัวเลขค่าควบคุมความเข้มข้นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ระบายออกปล่อง CFB & STG 3 ให้ถูกต้องจาก 180 เป็น 170 ส่วนในล้านส่วน

2.4 การขอปรับปรุงความถี่และระยะเวลาตรวจวัดฝุ่นทุกขนาด (Total dust) และฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Repairable dust) บริเวณพื้นที่โครงการให้สอดคล้องกับค่าที่กำหนดในมาตรฐานตามระยะเวลาการทำงานปกติ

การเปลี่ยนแปลงในประเด็นนี้เป็นการขอปรับปรุงความถี่และระยะเวลาตรวจวัดฝุ่นทุกขนาด (Total dust) และฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Repairable dust) บริเวณพื้นที่โครงการให้สอดคล้องกับค่าที่กำหนดในมาตรฐานตามระยะเวลาการทำงานปกติ กล่าวคือ เมื่ออ้างอิงมาตรการติดตามผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฉบับล่าสุด พบว่า กำหนดให้ตรวจวัดฝุ่นทุกขนาด (Total dust) และฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Repairable dust) บริเวณพื้นที่โครงการ จำนวน 2 สถานี ได้แก่ ทิศเหนือของอาคารเก็บพักถ่านหิน และทิศใต้ของอาคารเก็บพักถ่านหิน โดยตรวจวัดปีละ 3 ครั้ง ครั้งละ 3 วันต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม เพื่อให้ระยะเวลาในการตรวจวัดฝุ่นละอองในสถานประกอบการสอดคล้องกับค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงมหาดไทย เรื่อง ความปลอดภัยในการทำงานเกี่ยวกับภาวะแวดล้อม (สารเคมี) (พ.ศ. 2520) ที่กำหนดตามระยะเวลาการทำงานปกติ ดังนั้น บริษัทฯ จึงขอเปลี่ยนแปลงความถี่และระยะเวลาตรวจวัดฝุ่นทุกขนาด (Total dust) และฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Repairable dust) จากตรวจวัดปีละ 3 ครั้ง ครั้งละ 3 วันต่อเนื่อง เป็นตรวจวัดปีละ 2 ครั้ง ครั้งละ 8 ชั่วโมง (รายละเอียดเปรียบเทียบมาตรการในประเด็นนี้ก่อนและหลังเปลี่ยนแปลง แสดงดังตารางที่ 2.4-1)

ตารางที่ 2.4-1

การเปรียบเทียบรายละเอียดก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลง

ในประเด็นปรับความถี่และระยะเวลาตรวจวัดฝุ่นทุกขนาด (Total dust) และฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Repairable dust)

องค์ประกอบ ด้านสิ่งแวดล้อม	มาตรการฯ ที่ระบุไว้ในรายงานฯ ฉบับเดิม (พ.ศ. 2566)			มาตรการฯ โครงการ เปลี่ยนแปลง ครั้งที่ 10 (การเปลี่ยนแปลงฯ ครั้งนี้)			หมายเหตุ
	ดัชนีการตรวจวัด	สถานที่ติดตามตรวจสอบ	ความถี่	ดัชนีการตรวจวัด	สถานที่ติดตามตรวจสอบ	ความถี่	
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัย 8.3 ตรวจวัดคุณภาพ อากาศบริเวณพื้นที่ โครงการ	- ตรวจวัดฝุ่นทุกขนาด (Total dust) และ ฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Repairable dust)	- ตรวจวัด จำนวน 2 สถานี ได้แก่ * ทิศเหนือของอาคาร เก็บพักถ่านหิน * ทิศใต้ของอาคารเก็บพัก ถ่านหิน	- ปีละ 3 ครั้ง ครั้งละ 3 วัน ต่อเนื่อง	- ตรวจวัดฝุ่นทุกขนาด (Total dust) และ ฝุ่นละอองขนาดเล็ก (Repairable dust)	- ตรวจวัด จำนวน 2 สถานี ได้แก่ * ทิศเหนือของอาคาร เก็บพักถ่านหิน * ทิศใต้ของอาคารเก็บพัก ถ่านหิน	- ปีละ 2 ครั้ง แต่ละครั้งให้ ตรวจวัดค่าเฉลี่ย 8 ชั่วโมง จำนวน 3 รอบ ให้ครบ 1 วัน	- ขอเปลี่ยนแปลงเพื่อให้ ระยะเวลาในการตรวจวัด ฝุ่นละอองในสถานประกอบการ สอดคล้องกับค่ามาตรฐาน ตามประกาศกระทรวง มหาดไทย เรื่อง ความ ปลอดภัยในการทำงาน เกี่ยวกับภาวะแวดล้อม (สารเคมี) (พ.ศ. 2520) ที่กำหนดตาม ระยะเวลาการทำงานปกติ

ที่มา : บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด, 2567