

โรงผลิตกระแสไฟฟ้า



โครงการเพิ่มประสิทธิภาพการบริหาร
จัดการคุณภาพอากาศจากโรงงาน
อุตสาหกรรมเพื่อลดการเกิด
ฝุ่นละอองขนาดเล็กเกิน
2.5 ไมครอน



สารบัญเรื่อง

	หน้า
บทที่ 1	
บทนำ	1
1.1 ทำเนียบการปลดปล่อยและการเคลื่อนย้ายมลพิษ (Pollutant Release and Transfer Register (PRTR)) คืออะไร	1
1.2 ความเป็นมาและวัตถุประสงค์ของการพัฒนาระบบ PRTR ในประเทศไทย.....	2
1.3 ประโยชน์จากการจัดทำระบบ PRTR	3
1.4 ขอบเขตของคู่มือ	4
บทที่ 2	
ขั้นตอนการรายงาน PRTR	5
2.1 การบ่งชี้สารเคมีเป้าหมาย	6
2.2 การคำนวณปริมาณสารเคมีที่ถือครอง	6
2.3 การประเมินการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษ	7
2.4 การจัดทำรายงาน PRTR	7
บทที่ 3	
ประเภทของโรงไฟฟ้า	8
3.1 โรงไฟฟ้าของประเทศไทยแบ่งออกเป็น 8 ประเภท.....	8
1) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant)	8
2) โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant).....	9
3) โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant).....	9
4) โรงไฟฟ้าพลังดีเซล (Diesel Engine Power Plant).....	10
5) โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ (Incinery Power Plant).....	11
6) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass Power Plant)	11
7) โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro Power Plant).....	12
8) โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน	13
บทที่ 4	
หลักการพื้นฐานของวิธีการประเมินการปลดปล่อยมลพิษ	14
4.1 การตรวจวัดโดยตรง (Direct Measurement).....	16
4.2 การจัดทำมวลสมดุล (Mass Balance)	17
4.3 การใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ (Emission Factor)	20
4.4 การคำนวณทางวิศวกรรม (Engineering Calculation).....	22
บทที่ 5	
วิธีการประเมินการปลดปล่อยมลพิษสำหรับโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้า	23
5.1 กระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า	23

สารบัญเรื่อง(ต่อ)

	หน้า
5.1.1 โรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ (Steam Cycle Power Plant)	25
5.1.2 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant).....	27
5.1.3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	27
(Combined-Cycle Cogeneration Power Plant)	
5.1.4 โรงไฟฟ้าพลังดีเซล (Diesel Power Plant).....	28
5.2 แหล่งกำเนิดมลพิษ (Sources of Emissions).....	28
5.2.1 การปลดปล่อยมลพิษสู่อากาศ (Emissions to Air).....	28
5.2.2 การปลดปล่อยมลพิษสู่น้ำ (Emissions to Water).....	30
5.2.3 การปลดปล่อยมลพิษสู่พื้นดิน (Emissions to Land).....	31
5.3 เทคนิคการประมาณการปล่อยมลพิษ	32
(Emission Estimation Techniques - EETs)	
5.3.1 การตรวจวัดโดยตรง (Direct Measurement).....	32
5.3.2 การจัดทำมวลสมดุล (Mass Balance)	38
5.3.3 การคำนวณทางวิศวกรรม (Engineering Calculation)	39
5.3.4 การใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ (Emission Factor)	40

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 1-1	กลุ่มอุตสาหกรรมเป้าหมายสำหรับคู่มือนี้ 4
ตารางที่ 4-1	ข้อคำนึงในการเลือกใช้วิธีการประเมินการปลดปล่อยมลพิษ 15 (Release Estimation Technique: RET)
ตารางที่ 5.1-1	สารเคมีเป้าหมายที่ใช้ทั่วไปในโรงงานผลิตไฟฟ้า 25
ตารางที่ 5.2-1	แนวโน้มการปล่อยมลพิษสู่อากาศจากโรงผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล 29
ตารางที่ 5.2-2	การปล่อยมลพิษสู่น้ำจากโรงผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล 31
ตารางที่ 5.2-3	การปล่อยมลพิษสู่ดินจากโรงผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล 31
ตารางที่ 5.3-1	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ถ่านหินสีดำ 42
ตารางที่ 5.3-2	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ถ่านหินสีน้ำตาล 44
ตารางที่ 5.3-3	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ 46
ตารางที่ 5.3-4	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้น้ำมันเชื้อเพลิงและน้ำมันกลั่น... 47
ตารางที่ 5.3-5	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 49
ตารางที่ 5.3-6	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ในโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ 50 (โดยใช้ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมัน กลั่นเป็นเชื้อเพลิง)
ตารางที่ 5.3-7	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่ม 51 POLYNUCLEAR AROMATIC HYDROCARBONS (PAH) จากการเผาไหม้ถ่านหินบิทูมินัสและซับบิทูมินัส ที่มีระบบควบคุม
ตารางที่ 5.3-8	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็นองค์ประกอบสารอินทรีย์ 51 จากการเผาไหม้ถ่านหินบิทูมินัสและซับบิทูมินัส ที่มีระบบควบคุม
ตารางที่ 5.3-9	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะพื้นฐาน 52 จากการเผาไหม้ถ่านหินบิทูมินัสและซับบิทูมินัส ที่มีระบบควบคุม
ตารางที่ 5.3-10	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่ม 53 POLYNUCLEAR AROMATIC HYDROCARBONS (PAH) จากการเผาไหม้ถ่านหินลิกไนต์ ที่มีระบบควบคุม
ตารางที่ 5.3-11	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็น 53 องค์ประกอบสารอินทรีย์จากการเผาไหม้ถ่านหินลิกไนต์ที่มีระบบควบคุม
ตารางที่ 5.3-12	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะพื้นฐาน 54 จากการเผาไหม้ถ่านหินลิกไนต์ ที่มีระบบควบคุม

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 5.3-13	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็น.....55
	องค์ประกอบสารอินทรีย์จากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ
ตารางที่ 5.3-14	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะ55
	จากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ
ตารางที่ 5.3-15	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็น.....56
	องค์ประกอบสารอินทรีย์จากการเผาไหม้น้ำมันเชื้อเพลิง
ตารางที่ 5.3-16	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะ56
	จากการเผาไหม้น้ำมันเชื้อเพลิง
ตารางที่ 5.3-17	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็น.....57
	องค์ประกอบสารอินทรีย์ (TOC, VOC) จากการเผาไหม้เศษไม้
ตารางที่ 5.3-18	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะจากการเผาไหม้เศษไม้58
ตารางที่ 5.3-19	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO _x)..... 58
	และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO ₂) จากการเผาไหม้น้ำมันที่ใช้แล้ว
ตารางที่ 5.3-20	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะจากการเผาไหม้.....59
	น้ำมันที่ใช้แล้ว
ตารางที่ 5.3-21	สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็น.....59
	องค์ประกอบสารอินทรีย์จากการเผาไหม้น้ำมันที่ใช้แล้ว

สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 1-1	แนวทางการพัฒนาระบบ PRTR..... 2
รูปที่ 2-1	ขั้นตอนการรายงาน PRTR..... 5
รูปที่ 4-1	การกำหนดขอบเขตเพื่อพิจารณาจัดทำสมดุลมวล..... 18
รูปที่ 5-1	กระบวนการหลักของโรงงานผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อน..... 24
รูปที่ 5.1-1	กระบวนการผลิตไอน้ำของโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ (Steam Cycle Power Plant)..... 25
รูปที่ 5.1-2	กระบวนการผลิตโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant)..... 27

อภิธานศัพท์

PRTR	(Pollutant Release and Transfer Register)	ทำเนียบการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษ
DM	(Direct Measurement)	วิธีการประเมินการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษด้วยวิธีการตรวจวัดโดยตรง
EC	(Engineering Calculation)	วิธีการประเมินการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษด้วยวิธีการคำนวณทางวิศวกรรม
EF	(Emission Factor)	วิธีการประเมินการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษด้วยวิธีการใช้ตัวคูณอัตราการปลดปล่อยมลพิษหรือสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ
Combined-Cycle Power Plant		โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่ใช้หลักเทคโนโลยี กังหันก๊าซและเครื่องกังหันไอน้ำมาทำงานเป็นระบบร่วมกัน
Thermal Power Plant		โรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยการใช้พลังความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงต้มน้ำเพื่อสร้างไอน้ำแรงดันสูงมาเป็นพลังงานขับเคลื่อนกังหันและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
Gas Turbine Power Plant		โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้กังหันก๊าซเป็นเครื่องต้นกำลังซึ่งได้พลังงานจากการเผาไหม้ของก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซลกับอากาศความดันสูงจากเครื่องอัดอากาศในห้องเผาไหม้
Diesel Engine Power Plant		โรงไฟฟ้าดีเซล เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงอาศัยการสันดาปของน้ำมันดีเซลอากาศที่มีความร้อนสูงจึงเกิดกระแสไฟฟ้า
Incinerary Power Plant		โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ ใช้ขยะเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยจะนำขยะมาเผาบนตะแกรง แล้วนำความร้อนที่เกิดขึ้นมาใช้ต้มน้ำในหม้อน้ำจนกลายเป็นไอน้ำเดือด ซึ่งจะไปหมุนกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
Biomass Power Plant		โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล ใช้เศษวัสดุจากเชื้อเพลิงชีวมวลมีหลักการทำงานคล้ายกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อน
Hydro Power Plant		โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ใช้แรงดันของน้ำจากเขื่อนและอ่างเก็บน้ำซึ่งอยู่ระดับสูงกว่าโรงไฟฟ้าไปหมุนกังหันน้ำซึ่งมีแกนต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

บทที่ 1

บทนำ



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ทำเนียบการปลดปล่อยและการเคลื่อนย้ายมลพิษ (Pollutant Release and Transfer Register (PRTR)) คืออะไร

องค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนา (Organization for Economic Co-operation and Development (OECD)) ได้ให้คำจำกัดความของคำดังกล่าวคือ ทำเนียบการปลดปล่อย และการเคลื่อนย้ายมลพิษ (Pollutant Release and Transfer Register (PRTR)) เป็นระบบฐานข้อมูลเกี่ยวกับปริมาณการปลดปล่อยมลพิษ หรือสารเคมีจากแหล่งกำเนิดสู่สิ่งแวดล้อมทั้งอากาศ น้ำ และดิน รวมทั้งข้อมูลเกี่ยวกับการเคลื่อนย้ายของเสียออกจากแหล่งกำเนิดเพื่อนำไปบำบัดหรือกำจัด ระบบ PRTR เป็นระบบข้อมูลซึ่งเผยแพร่สู่สาธารณชน ประกอบไปด้วยข้อมูลชนิด และปริมาณมลพิษ/สารเคมี ซึ่งมีการปลดปล่อยจากแหล่งกำเนิดประเภทต่างๆ ได้แก่ แหล่งกำเนิดที่รู้จักจุดปล่อยแน่นอน (Point Source) เช่น โรงงานอุตสาหกรรม และ แหล่งกำเนิดที่ไม่มีจุดปล่อยที่แน่นอน (Non-Point Source) เช่น การเกษตรกรรม การขนส่ง อุตสาหกรรม ขนาดกลาง และเล็ก และกิจกรรมของชุมชนสู่สิ่งแวดล้อม ทั้งทางอากาศ น้ำ ดิน รวมทั้งข้อมูลการเคลื่อนย้ายของเสียและน้ำเสียจากโรงงานหรือสถานประกอบการเพื่อบำบัด/กำจัด

ภายใต้ระบบโรงงานของ PRTR โรงงานอุตสาหกรรมหรือสถานประกอบการที่เข้าข่ายเกณฑ์ที่กำหนด (แหล่งกำเนิดประเภท Point Source) จะต้องรายงานปริมาณสารมลพิษที่ปล่อยออกสู่ตัวกลางสิ่งแวดล้อม (อากาศ น้ำ ดิน) รวมทั้งการเคลื่อนย้ายออกนอกพื้นที่สำหรับการจัดการของเสีย หรือการบำบัดน้ำเสีย เป็นปริมาณต่อระยะเวลา (Loading) เช่น กิโลกรัมต่อปี หรือ ตันต่อปี ไม่ใช่ค่าความเข้มข้น (Concentration) สำหรับแหล่งกำเนิดที่ไม่เข้าข่ายตามเกณฑ์ที่กำหนด (แหล่งกำเนิดประเภท Non-Point Source) หน่วยงานราชการจะเป็นผู้จัดทำข้อมูลการประเมินการปลดปล่อย จากนั้นจะดำเนินการตรวจสอบข้อมูล PRTR และเผยแพร่สู่สาธารณชนต่อไปในรูปแบบที่เป็นเอกสารเผยแพร่รายงานประจำปี และอินเทอร์เน็ต โดยข้อมูล PRTR อาจแนะนำเสนอเป็นกลุ่มอุตสาหกรรม จำแนกแต่ละโรงงาน สารมลพิษ ชนิดหรือกลุ่มของสารเคมี ทั้งประเภท Point Source และ Non-Point Source

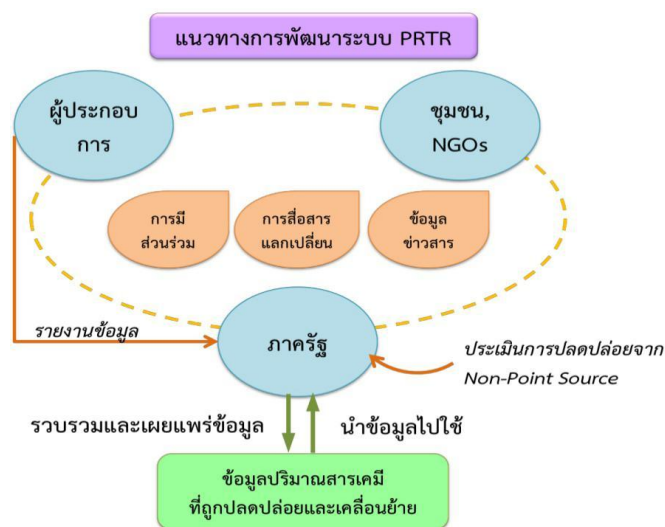
ทั้งนี้ การพัฒนาระบบ PRTR สามารถปรับเปลี่ยนรายละเอียดต่าง ๆ เช่น ชนิดของสารเคมีหรือสารมลพิษ และประเภทของอุตสาหกรรมที่ต้องรายงานได้ ขึ้นอยู่กับสถานการณ์ด้านสิ่งแวดล้อม

1.2 ความเป็นมาและวัตถุประสงค์ของการพัฒนาระบบ PRTR ในประเทศไทย

1) ความเป็นมา

การขยายตัวอย่างรวดเร็วของพื้นที่อุตสาหกรรมและเขตเมืองในประเทศไทยโดยเฉพาะอย่างยิ่งการพัฒนาบริเวณชายฝั่งทะเลภาคตะวันออก ในจังหวัดระยอง และจังหวัดชลบุรี ซึ่งรัฐบาลได้กำหนดให้เป็นศูนย์กลางการขนส่งสินค้า โรงกลั่นน้ำมัน โรงแยกก๊าซ อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและอุตสาหกรรมหนัก แม้ว่าอุตสาหกรรมจะเป็นกิจกรรมที่สร้างรายได้มหาศาลให้กับประเทศ และสร้างงานให้แก่ประชาชนในพื้นที่ แต่ขณะเดียวกันการพัฒนาดังกล่าวก่อให้เกิดมลพิษรูปแบบต่างๆ ซึ่งส่งผลกระทบต่อสุขภาพของประชาชน ความเป็นอยู่ และสภาพสิ่งแวดล้อมโดยรวม

เพื่อรับมือกับการแก้ปัญหาดังกล่าว ได้มีการวางแผนทางและมาตรการต่างๆ อาทิ การจัดทำมาตรฐานคุณภาพสิ่งแวดล้อมสำหรับสารมลพิษทางอากาศ การกำหนดค่ามาตรฐานการระบาย และค่ามาตรฐานสิ่งแวดล้อมของสาร VOCs การกำหนดเขตควบคุมมลพิษ เป็นต้น และระบบ PRTR เป็นอีกหนึ่งแนวทางที่ถูกนำมาใช้ ซึ่งภายใต้ระบบ PRTR ข้อมูลการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษจะถูกรวบรวมจากแหล่งกำเนิดมลพิษประเภท Point Source (เช่น โรงงานอุตสาหกรรม/สถานประกอบการที่เข้าข่าย) ที่ต้องจัดทำรายงานข้อมูล PRTR และการประเมินการปลดปล่อยจากแหล่งกำเนิดมลพิษประเภท Non-Point Source (เช่น ภาคการเกษตร ชุมชน ภาคการขนส่ง) ซึ่งดำเนินการโดยหน่วยงานรัฐ จากนั้นข้อมูลดังกล่าวจะถูกเผยแพร่สู่สาธารณะ ทำให้หน่วยงานภาครัฐ เอกชน และประชาชนทั่วไป ได้เข้าถึงและรับทราบข้อมูลสถานการณ์สิ่งแวดล้อมในพื้นที่ตรงกัน อันนำไปสู่การวางแผนการจัดการสารเคมี และมลพิษที่เกิดขึ้นในพื้นที่ต่างๆ ได้อย่างเหมาะสม



รูปที่ 1-1 แนวทางการพัฒนาระบบ PRTR

กรมควบคุมมลพิษ กรมโรงงานอุตสาหกรรม การนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย และองค์การความร่วมมือระหว่างประเทศของญี่ปุ่น (Japan International Cooperation Agency : JICA) ได้ดำเนินโครงการ “The Development of Basic Schemes for PRTR System in the Kingdom of Thailand : JICA-PRTR” เพื่อพัฒนาระบบทำเนียบการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษ หรือ Pollutant Release and Transfer Register (PRTR) ซึ่งเป็นระบบการรายงานข้อมูลการปลดปล่อยสารมลพิษจากแหล่งกำเนิดประเภทต่างๆ สู่ตัวกลางสิ่งแวดล้อมทั้งอากาศ น้ำ และดิน รวมทั้งข้อมูลการเคลื่อนย้ายน้ำเสียหรือของเสียจากสถานประกอบการเพื่อบำบัดหรือกำจัดขึ้นในประเทศไทย โดยเริ่มดำเนินการในเดือน มีนาคม พ.ศ. 2554 - กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2559 และคัดเลือกจังหวัดระยองเป็นพื้นที่นำร่องการจัดทำ PRTR ในปี พ.ศ. 2556 โดยมีแหล่งกำเนิดมลพิษประกอบด้วยโรงงาน โรงพยาบาล สถานศึกษาที่มีห้องปฏิบัติการเคมี การเกษตร ยานพาหนะ คลังเก็บน้ำมันเชื้อเพลิง สถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง บ้านเรือน

หลังจากโครงการ JICA PRTR ได้สิ้นสุดลง กรมควบคุมมลพิษ กรมโรงงานอุตสาหกรรม และการนิคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย และองค์การความร่วมมือระหว่างประเทศของญี่ปุ่น เห็นว่าในระหว่างที่หน่วยงานภาครัฐดำเนินการเพื่อการออกกฎระเบียบการจัดทำ PRTR ไปสู่การบังคับใช้ซึ่งอาจต้องใช้ระยะเวลา ดำเนินการจึงควรมีการดำเนินการจัดทำ PRTR ในจังหวัดระยองต่อเนื่องจากปี พ.ศ. 2556 เพื่อเป็นต้นแบบสำหรับการจัดทำ PRTR ในพื้นที่อื่นต่อไป ในการนี้องค์การความร่วมมือระหว่างประเทศของญี่ปุ่นจึงได้สนับสนุนงบประมาณในการดำเนินการจัดทำ PRTR ในจังหวัดระยองในปี พ.ศ. 2557 - 2558 และในปี พ.ศ. 2560 ได้ขยายการดำเนินงานมายังจังหวัดสมุทรปราการ รวมถึงดำเนินการจัดทำข้อมูลประจำปี พ.ศ. 2557 - 2558 และ พ.ศ. 2559 ของทั้งสองจังหวัดในปีงบประมาณ พ.ศ. 2560 และในปีงบประมาณ พ.ศ. 2561 ได้ขยายพื้นที่การดำเนินงานมาที่จังหวัดชลบุรี โดยกรมโรงงานอุตสาหกรรมได้จัดฝึกอบรมผู้ประกอบการในการประเมินการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม และได้ขอความร่วมมือให้ผู้ประกอบการในพื้นที่จังหวัดระยอง สมุทรปราการ และชลบุรี รายงานข้อมูล PRTR ผ่านระบบอิเล็กทรอนิกส์ของกรมโรงงานอุตสาหกรรมที่ได้จัดทำไว้เบื้องต้น

1.3 ประโยชน์จากการจัดทำระบบ PRTR

ภาครัฐ

- ทราบสถานภาพ/แนวโน้มการปลดปล่อยสู่สิ่งแวดล้อม รวมทั้งการเคลื่อนย้าย/การจัดการสารมลพิษเฉพาะประเภท และ/หรือเฉพาะพื้นที่
- เป็นข้อมูลพื้นฐานในการกำหนดนโยบายด้านสิ่งแวดล้อม การกำหนดแนวทางเพื่อวางแผนป้องกันหรือแก้ไขปัญหามลพิษจากสารอันตราย
- เป็นการติดตามตรวจสอบการบังคับใช้กฎหมาย/ความก้าวหน้าของการดำเนินนโยบายด้านสิ่งแวดล้อม
- เป็นไปตามข้อกำหนด/ข้อตกลงภายใต้พิธีสาร/อนุสัญญาระหว่างประเทศต่าง ๆ

- การวางแผนรองรับเหตุฉุกเฉิน

ภาคเอกชน

- เป็นการปรับปรุงระบบการจัดการสารเคมีภายในโรงงานส่งเสริมให้มีการใช้สารเคมีอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการสูญเสียดังกล่าวในกระบวนการผลิต ลดการปลดปล่อยสารมลพิษ
- เสริมสร้างความรู้/ความปลอดภัยเกี่ยวกับการใช้/การจัดการสารเคมีให้แก่ผู้ประกอบการและคนงาน
- ส่งเสริมให้มีการนำของเสียกลับมาใช้ใหม่
- สร้างภาพลักษณ์ที่ดีกับชุมชน

ภาคประชาชน

- ส่งเสริมการมีส่วนร่วมในการแก้ไขปัญหามลพิษกับหน่วยงานภาครัฐ และเอกชน
- เป็นเครื่องมือในการเข้าถึง และรับรู้ข้อมูลด้านการจัดการมลพิษ สารเคมี และสิ่งแวดล้อมของโรงงาน
- เป็นเครื่องมือในการป้องกันตนเองจากมลพิษ จากแหล่งกำเนิดประเภทโรงงานอุตสาหกรรม และแหล่งกำเนิดอื่น ๆ
 - เป็นแหล่งข้อมูลสำหรับพนักงานดับเพลิง โรงพยาบาล ตำรวจ หน่วยปฏิบัติการฉุกเฉิน กรณีเกิดอุบัติเหตุเกี่ยวกับสารเคมีในโรงงาน
 - เป็นแหล่งข้อมูลสำหรับการศึกษาวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวกับการป้องกันมลพิษและผลกระทบต่อสุขภาพ

1.4 ขอบเขตของคู่มือ

คู่มือนี้ได้รับพัฒนาขึ้นภายใต้โครงการเพิ่มประสิทธิภาพการบริหารจัดการคุณภาพอากาศจากโรงงานอุตสาหกรรมเพื่อลดการเกิดฝุ่นละอองขนาดไม่เกิน 2.5 ไมครอน โดยกรมโรงงานอุตสาหกรรม เพื่อใช้เป็นแนวทางในการประเมินการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษของสารเคมีเป้าหมายสำหรับกลุ่มอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ (รายละเอียดดังตารางที่ 1-1)

ตารางที่ 1-1 กลุ่มอุตสาหกรรมเป้าหมายสำหรับคู่มือนี้

ประเภทโรงงาน	การประกอบกิจการ
88	โรงงานผลิตพลังงานไฟฟ้า

บทที่ 2

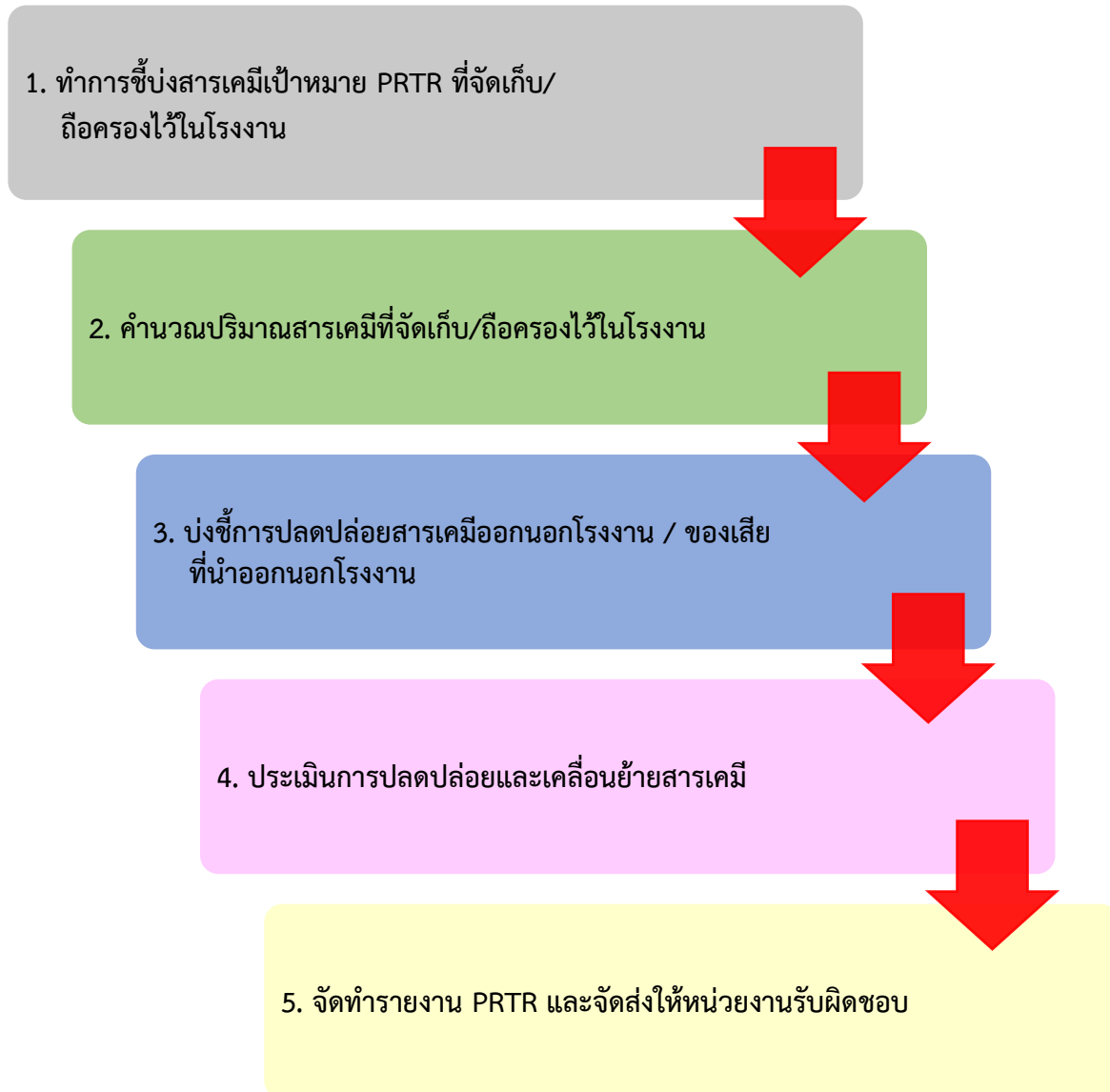
ขั้นตอนการรายงาน PRTR



บทที่ 2

ขั้นตอนการรายงาน PRTR

การรายงานข้อมูลการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษ (PRTR) มีกรอบการดำเนินการดังรูปที่ 2-1



รูปที่ 2-1 ขั้นตอนการรายงาน PRTR

2.1 การบ่งชี้สารเคมีเป้าหมาย

พิจารณาสารเคมีเป้าหมาย ตามบัญชีรายชื่อซึ่งประกอบด้วยสารเคมี 108 สาร ดังที่แสดงไว้ในภาคผนวก ก ในกลุ่มโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้า สารเคมีเป้าหมายส่วนใหญ่มักมาจากการดำเนินงาน การปล่อย และการจัดการของเสียอื่น ๆ จากโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้า หากโรงงานมีการถือครองสารเคมีเป้าหมายชนิดอื่นๆ ทางโรงงานจะต้องทำการรายงานการปลดปล่อยและการเคลื่อนย้ายสารเคมีเหล่านั้นด้วย

2.2 การคำนวณปริมาณสารเคมีที่ถือครอง

จากนิยามของแหล่งกำเนิดมลพิษประเภท Point Source และการพิจารณาสารเคมีที่ต้องมีการรายงานตามระบบ PRTR จำเป็นต้องรู้ถึงปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ถือครอง ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$A_{\text{handle},i} = A_{\text{produce},i} + A_{\text{use},i}$$

เมื่อ

$A_{\text{handle},i}$ = ปริมาณสารเคมีเป้าหมาย i ที่ถือครอง (ตันต่อปี)

$A_{\text{produce},i}$ = ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ผลิตขึ้น (ตันต่อปี)

$A_{\text{use},i}$ = ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ใช้ (ตันต่อปี)

และปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ใช้ สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$A_{\text{use},i} = A_{\text{beginning},i} + A_{\text{purchase},i} - A_{\text{end},i}$$

เมื่อ

$A_{\text{beginning},i}$ = ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่คงเหลือตามบัญชีของปีที่ผ่านมา (ตัน)
(เช่นวันที่ 1 มกราคม)

$A_{\text{purchase},i}$ = ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ซื้อในปีปัจจุบัน (ตัน/ปี)

$A_{\text{end},i}$ = ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่คงเหลือตามบัญชีเมื่อสิ้นสุดปีปัจจุบัน (ตัน)
(เช่นวันที่ 31 ธันวาคม)

หากสารเคมีที่ใช้มีส่วนผสมของสารเคมีเป้าหมายให้นำมาใช้ด้วย ปริมาณของสารเคมีเป้าหมายที่ใช้สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$A_{\text{use},i} = [A_{\text{beginning},m} + A_{\text{purchase},m} - A_{\text{end},i}] \times W_{t,i} / 100$$

เมื่อ

$A_{\text{beginning},m}$ = ปริมาณของผสม m ที่คงเหลือตามบัญชีของปีที่ผ่านมา (ต้น)
(เช่นวันที่ 1 มกราคม)

$A_{\text{purchase},m}$ = ปริมาณของผสมที่ซื้อในปีปัจจุบัน (ต้นต่อปี)

$A_{\text{end},m}$ = ปริมาณของผสมที่คงเหลือตามบัญชีเมื่อสิ้นสุดปีปัจจุบัน (ต้น)
(เช่นวันที่ 31 ธันวาคม)

$W_{t,i}$ = เปอร์เซนต์โดยน้ำหนักของสารเคมีเป้าหมายที่อยู่ในของผสม

2.3 การประเมินการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษ

ข้อมูลการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษสามารถประเมินได้โดยเลือกใช้วิธีการประเมิน ที่เหมาะสม ได้แก่ การตรวจวัดโดยตรง (Direct Measurement) การจัดทำสมดุลมวล (Mass Balance) การใช้ตัวคูณอัตรา การปลดปล่อยมลพิษหรือสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ (Emission Factor) หรือการคำนวณทางวิศวกรรม (Engineering Calculation) ดังแสดงไว้ในบทที่ 4

2.4 การจัดทำรายงาน PRTR

การคำนวณปริมาณการถือครองสารเคมีต้องทำเป็นขั้นตอน และมีการบันทึกวิธีการคำนวณสมมติฐานการประเมิน จัดเก็บไว้ที่โรงงานเพื่อตรวจสอบ

บทที่ 3

ประเภทของโรงไฟฟ้า



บทที่ 3

ประเภทของโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้า คือโรงงานที่ผลิตกระแสไฟฟ้า โดยเปลี่ยนพลังงานชนิดอื่นให้เป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งแบ่งได้หลายประเภทตามเทคโนโลยีที่ใช้ผลิตไฟฟ้า หรือเราอาจแยกโรงไฟฟ้าตามชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ได้ดังนี้

ประเภทไม่ใช่เชื้อเพลิง

- พลังน้ำจากเขื่อนหรืออ่างเก็บน้ำ
- พลังธรรมชาติจากแหล่งพลังงานที่ไม่หมดสิ้น ได้แก่ พลังแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังความร้อนใต้พิภพ

ประเภทใช้เชื้อเพลิง

- พลังไอน้ำโดยให้ความร้อนแก่น้ำให้กลายเป็นไอน้ำไปหมุนกังหันไอน้ำ ซึ่งความร้อนที่ใช้นั้นมาจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันเตา เป็นต้น
- พลังงานความร้อนใช้ก๊าซธรรมชาติ หรือน้ำมันมาสันดาป หรือนิวเคลียร์ ทำให้เกิดพลังงานกลต่อไป โรงไฟฟ้าประเภทนี้ ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าดีเซล โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ

3.1 โรงไฟฟ้าของประเทศไทยแบ่งออกเป็น 8 ประเภท

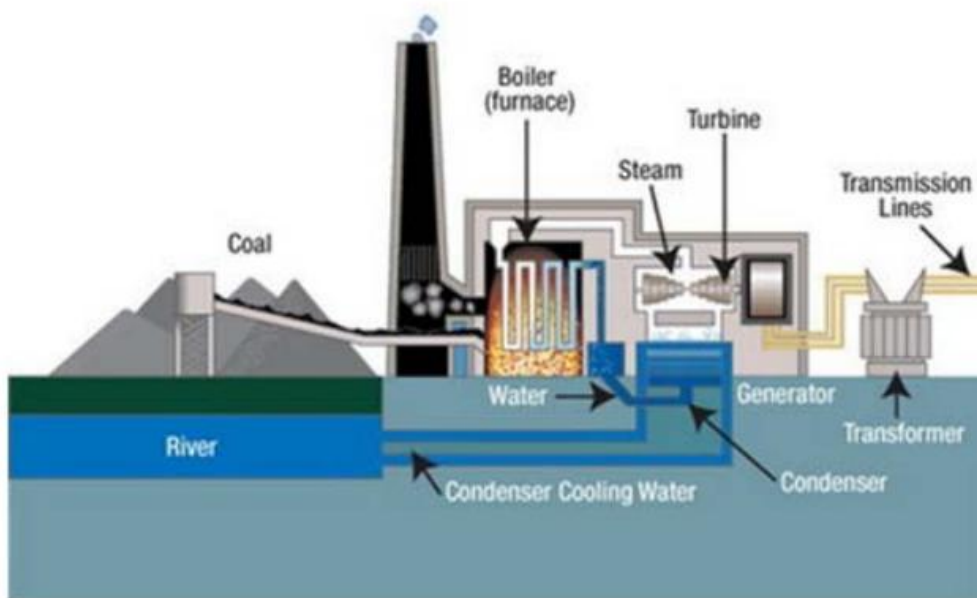
1) โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant)

เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งนำเอาเทคโนโลยีของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซและเครื่องกังหันไอน้ำมาทำงานเป็นระบบร่วมกัน โดยการนำไอเสียจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ซึ่งมีความร้อนสูง ประมาณ 500 องศาเซลเซียส ไปผ่านหม้อน้ำ (Heat Recovery Steam Generator) และถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำ ทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอน้ำ เพื่อขับกังหันไอน้ำที่ต่อตรงไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้กระแสไฟฟ้าเพื่อส่งออกไปใช้งาน โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซในประเทศไทย ส่วนใหญ่จะใช้เป็นแบบชนิดนี้ เนื่องจากให้ประสิทธิภาพดีกว่า

ข้อดี	ข้อจำกัด
<ul style="list-style-type: none"> ● มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูง ● มีประสิทธิภาพสูง ● มีความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องได้ดี ● มีมลภาวะต่ำ 	<ul style="list-style-type: none"> ● ราคาเชื้อเพลิงขึ้นอยู่กับราคาน้ำมันดิบ ● ก๊าซธรรมชาติที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงเป็นทรัพยากรที่มีจำกัด

2) โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant)

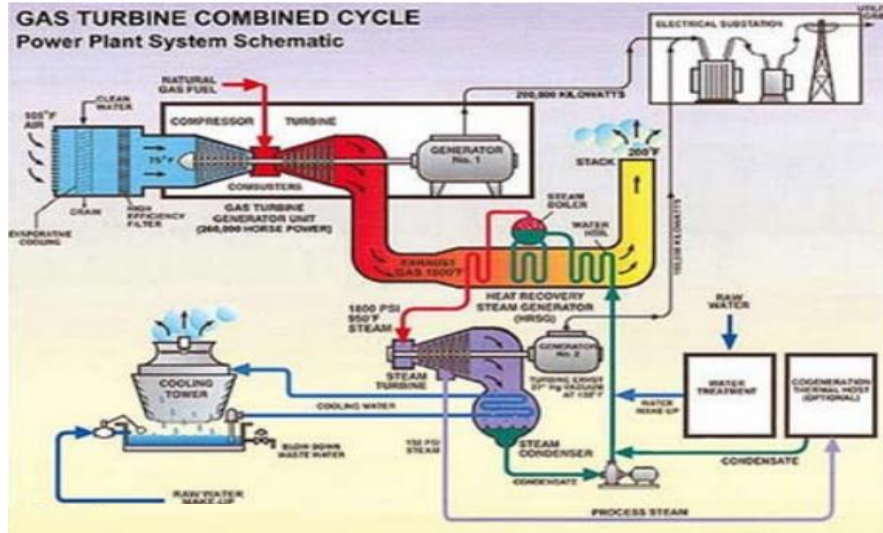
เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงต้มน้ำเพื่อสร้างไอน้ำแรงดันสูงมาเป็นพลังงานขับเคลื่อนกังหันและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิด เช่น ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันเตา เหมาะสำหรับเดินเครื่องเป็นโรงไฟฟ้าฐานที่ใช้เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมง



ข้อดี	ข้อจำกัด
<ul style="list-style-type: none"> กำลังการผลิตสูงตั้งแต่ 1,000 - 1,300 เมกะวัตต์ มีความมั่นคงในการผลิตกระแสไฟฟ้าสามารถเดินเครื่องติดต่อกันได้เป็นเวลานาน ใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิด เช่น น้ำมันเตา ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน 	<ul style="list-style-type: none"> ใช้เวลานานประมาณ 5-8 ชั่วโมงในการเริ่มเดินเครื่องจนสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ ใช้เวลาก่อสร้างนาน ใช้เงินลงทุนก่อสร้างสูง

3) โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant)

เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้กังหันก๊าซเป็นเครื่องต้นกำลังซึ่งได้พลังงานจากการเผาไหม้ของส่วนผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดีเซลกับอากาศความดันสูงจากเครื่องอัดอากาศในห้องเผาไหม้ โดยทำการอัดอากาศในห้องเผาไหม้ให้มีความดันสูง 8 ถึง 10 เท่า และส่งอากาศเข้าไปในห้องเผาไหม้ทำให้เกิดการขยายตัว เกิดเป็นไอร้อนที่มีความดันและอุณหภูมิสูงเพื่อไปขับเคลื่อนกังหันก๊าซให้หมุน โดยแกนของกังหันก๊าซจะต่อเข้ากับแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้เกิดการเหนี่ยวนำและได้กระแสไฟฟ้าเพื่อส่งออกไปใช้งาน



ข้อดี	ข้อจำกัด
<ul style="list-style-type: none"> เริ่มเดินเครื่องได้รวดเร็วเหมาะกับการจ่ายไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงและกรณีฉุกเฉิน 	<ul style="list-style-type: none"> ต้นทุนผลิตไฟฟ้าสูงหากผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า 25-35% อายุการใช้งานต่ำเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าชนิดอื่น ค่าบำรุงรักษาสูง

4) โรงไฟฟ้าพลังดีเซล (Diesel Engine Power Plant)

โรงไฟฟ้าดีเซลใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง หลักการทำงานคล้ายกับเครื่องยนต์ดีเซลโดยอาศัยการสันดาปของน้ำมันดีเซล ที่ถูกฉีดเข้าไปในกระบอกสูบของเครื่องยนต์ ที่ถูกอัดอากาศให้มีอุณหภูมิที่เรียกว่า จังหวะอัด ในขณะที่เดียวกันน้ำมันดีเซลที่ถูกฉีดเข้าไปจะทำให้เกิดการสันดาปกับอากาศที่มีความร้อนสูง เกิดการระเบิดก้านลูกสูบเคลื่อนที่ลงไปที่แกนข้อเหวี่ยงซึ่งต่อกับแกนของเครื่องยนต์ที่ต่อกับแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จึงเกิดกระแสไฟฟ้าเพื่อส่งออกไปใช้งาน



ข้อดี	ข้อจำกัด
<ul style="list-style-type: none"> เริ่มเดินเครื่องได้อย่างรวดเร็วเหมาะสำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงและกรณีฉุกเฉิน สามารถทำเป็นโรงไฟฟ้าสำเร็จรูปเคลื่อนย้ายได้ 	<ul style="list-style-type: none"> มีกำลังการผลิตต่ำ ราคาน้ำมันดีเซลในปัจจุบันราคาสูงมาก

5) โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ (Incinerity Power Plant)

ใช้ขยะเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยขยะส่วนใหญ่เป็นมวลชีวภาพ เช่น กระดาษ เศษอาหาร และไม้ โรงไฟฟ้าพลังงานขยะมีวิธีการทำงานเหมือนกับโรงไฟฟ้าอื่นๆ โดยจะนำขยะมาเผาบนตะแกรง แล้วนำความร้อนที่เกิดขึ้นมาใช้ต้มน้ำในหม้อน้ำจนกลายเป็นไอน้ำเดือด ซึ่งจะไปหมุนกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ข้อดี	ข้อจำกัด
<ul style="list-style-type: none"> เป็นแหล่งพลังงานราคาถูก ช่วยลดปัญหาการกำจัดขยะ รวมถึงลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ใช้พื้นที่น้อยกว่าการฝังกลบเพราะสามารถแปรขยะเป็นพลังงานได้ 	<ul style="list-style-type: none"> เงินลงทุน ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน และการบำรุงรักษาค่อนข้างสูง

6) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass Power Plant)

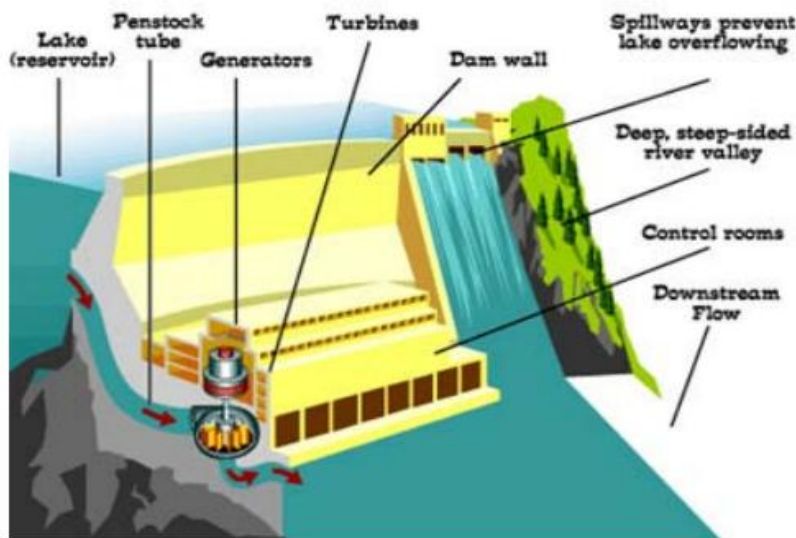
เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เศษวัสดุจากเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร กากจากผลผลิตทางการเกษตรที่ผ่านการแปรรูปแล้ว เช่น แกลบ ชานอ้อย เศษไม้ กากปาล์ม กากมันสำปะหลัง ซึ่งข้าวโพด กากและกะลามะพร้าว สาเหล้ม เป็นต้น นำมาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และพลังไอน้ำ ซึ่งอาจเป็นเศษวัสดุชนิดเดียว หรือหลายชนิดรวมกันก็ได้ โดยชีวมวลแต่ละชนิดมีคุณสมบัติแตกต่างกันไป สำหรับโรงไฟฟ้าที่เลือกใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง เนื่องจากแกลบมีความชื้นต่ำ จึงให้ค่าความร้อนสูง และมีหลักการทำงานคล้ายกับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน

ข้อดี	ข้อจำกัด
<ul style="list-style-type: none"> เป็นพลังงานหมุนเวียน สามารถใช้วัตถุดิบได้หลากหลายและไม่หมดไปหากเปรียบเทียบกับพลังงานฟอสซิล เชื้อเพลิงจากชีวมวลหาได้ง่ายและมีราคาถูกหากเทียบกับการใช้งานพลังงานฟอสซิล 	<ul style="list-style-type: none"> พลังงานชีวมวลไม่ใช่พลังงานสะอาดทั้งหมด หากไม่สามารถจัดการกับปริมาณก๊าซเสียที่ออกมาจากโรงงานได้ อาจส่งผลกระทบต่อชุมชนที่อยู่ใกล้เคียงได้

ข้อดี	ข้อจำกัด
<ul style="list-style-type: none"> • สามารถใช้งานในกระบวนการอุตสาหกรรมได้ดี เนื่องจากสามารถใช้ของเสียชีวมวลในการผลิตได้ ขณะเดียวกันช่วยลดปริมาณการฝังกลบขยะอีกด้วย 	<ul style="list-style-type: none"> • ต้องใช้พื้นที่ในการจัดเก็บเชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งอาจส่งกลิ่นรบกวนชุมชนบริเวณข้างเคียงได้ • เนื่องจากใช้แหล่งพลังงานหลากหลายรูปแบบ อาจทำให้การผลิตพลังงานยังไม่สม่ำเสมอ • เชื้อเพลิงชีวมวลมีความชื้นจะทำให้การเผาไหม้ไม่สมบูรณ์และก่อให้เกิดก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ได้และส่งผลให้การผลิตกระแสไฟฟ้าลดลง

7) โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro Power Plant)

โรงไฟฟ้าพลังน้ำมีหลักการการทำงานคือ ใช้แรงดันของน้ำจากเขื่อนและอ่างเก็บน้ำซึ่งอยู่ระดับสูงกว่าโรงไฟฟ้าไปหมุนกังหันน้ำซึ่งมีแกนต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผลิตไฟฟ้าตลอดเวลาที่มีน้ำไหลผ่านได้กระแสไฟฟ้าส่งออกไปใช้งาน ซึ่งโรงไฟฟ้าในยุคแรกแรกของประเทศไทยจะเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำ มีมากถึง 23 แห่งในประเทศไทย



ข้อดี	ข้อจำกัด
<ul style="list-style-type: none"> • เป็นแหล่งพลังงานสะอาด • ไม่มีต้นทุนค่าเชื้อเพลิง • เป็นแหล่งชลประทานและแหล่งท่องเที่ยว 	<ul style="list-style-type: none"> • ใช้พื้นที่ในการก่อสร้างมาก • พื้นที่ก่อสร้างต้องมีลักษณะเฉพาะ • การผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับความจำเป็นในการระบายน้ำเพื่อการชลประทาน

8) โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน

พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นการนำพลังแสงอาทิตย์มาใช้ผลิตไฟฟ้าโดยใช้แผ่นโซลาร์เซลล์รับแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยต่อเข้ากับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าหรือระบบส่งไฟฟ้า

พลังงานลม คือการใช้ลมผลิตไฟฟ้าโดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ท้ายใบพัดเมื่อความเร็วลมเหมาะสม ส่งผ่านแกนไปหมุนตัดกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เกิดกระแสไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก เป็นการนำพลังน้ำจากในลำน้ำธรรมชาติโดยใช้ปริมาณและแรงดันจากน้ำเพื่อหมุนเครื่องกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้ไฟฟ้าส่งออกไปใช้งานในระดับหมู่บ้านหรือชุมชนขนาดเล็ก

พลังความร้อนใต้พิภพ เป็นพลังงานความร้อนที่อยู่ใต้ผิวโลก ที่มีการกักเก็บในรูปของน้ำร้อน หรือไอน้ำร้อน ซึ่งเกิดจากน้ำไหลซึมเข้าไปในบริเวณรอยแตกชั้นหินใต้ผิวโลก และได้รับความร้อนจากชั้นหินที่มีความร้อนจนเกิดน้ำร้อนและไอน้ำ เช่น บ่อน้ำร้อน น้ำพุร้อน ไอน้ำร้อน บ่อโคลนเดือด เป็นต้น โดยหลักการผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นการนำน้ำร้อนที่มีอุณหภูมิสูงมากๆ ขึ้นมา แยกสิ่งเจือปนออก แล้วทำให้ความดัน และอุณหภูมิลดลง จะได้ไอน้ำซึ่งแรงอัดของไอน้ำที่ได้ไปหมุนกังหันเพื่อผลิตไฟฟ้า

ข้อดี	ข้อจำกัด
<ul style="list-style-type: none"> ● เป็นพลังงานสะอาดไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและใช้ได้ไม่มีวันหมด ● ไม่ปล่อยก๊าซเรือนกระจก ● เหมาะสำหรับใช้ในพื้นที่ห่างไกลไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้ายังเข้าไม่ถึง 	<ul style="list-style-type: none"> ● พลังงานแสงอาทิตย์และลมไม่มีความสม่ำเสมอและได้กำลังการผลิตน้อย ผลิตได้เฉลี่ยวันละ 5-6 ชั่วโมง ● พลังงานแสงอาทิตย์ต้องใช้พื้นที่ติดตั้งเยอะ ● พลังงานลมหาพื้นที่ที่มีศักยภาพเข้าถึงได้ยาก เช่น ตามช่องเขา ชายทะเล ● ใช้ต้นทุนสูง

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (<https://abc.egat.co.th/electricity-generation>)

บทที่ 4

หลักการพื้นฐานของวิธีการ
ประเมินการปลดปล่อยมลพิษ



บทที่ 4

หลักการพื้นฐานของวิธีการประเมินการปลดปล่อยมลพิษ^[1]

วิธีการประเมินการปลดปล่อยมลพิษทั่วไปมี 4 วิธีคือ

- การตรวจวัดโดยตรง (Direct Measurement)
- การจัดทำมวลสมดุล (Mass Balance)
- การใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ (Emission Factor)
- การคำนวณทางวิศวกรรม (Engineering Calculation)

วิธีการในการประเมินการปลดปล่อยมลพิษ สามารถสรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 4-1

ตารางที่ 4-1 **ข้อคำนึงในการเลือกใช้วิธีการประเมินการปลดปล่อยมลพิษ**
(Release Estimation Technique: RET)

<p>1 การตรวจวัดโดยตรง (Direct Measurement)</p> <ul style="list-style-type: none">● การตรวจวัดโดยตรงมีเป้าหมายเพื่อที่จะให้ได้ข้อมูลที่เป็นตัวแทนของการตรวจวัดมากที่สุด มีความถูกต้องและเชื่อถือได้● วิธีการที่ใช้จะต้องเหมาะสมกับกระบวนการ แหล่งกำเนิด และการเก็บตัวอย่างหรือจุดที่ทำการตรวจวัด● ลักษณะทางกายภาพและคุณสมบัติของตัวอย่างตลอดจนขนาดและความผันแปรของปริมาตรที่ปลดปล่อยจะต้องนำมาพิจารณาด้วย
<p>2 การจัดทำมวลสมดุล (Mass Balance)</p> <ul style="list-style-type: none">● ใช้การจัดทำมวลสมดุลในการตรวจสอบกระบวนการเพื่อตรวจสอบแหล่งระบายมลพิษ● การจัดทำมวลสมดุลเป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพสำหรับแหล่งกำเนิดมลพิษที่มีความสลับซับซ้อน ค่าใช้จ่ายสูง หรือเกิดความไม่แน่นอนจากการตรวจวัดโดยตรง
<p>3 การใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ (Emission Factor)</p> <ul style="list-style-type: none">● การใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษเหมาะที่จะนำมาใช้ในกรณีข้อมูลการคำนวณและค่าการปลดปล่อยมลพิษมีความสัมพันธ์กันโดยตรง● ข้อจำกัดของการใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ คือ อาจไม่สามารถใช้ได้กับทุกๆ แหล่งกำเนิด เนื่องจากการใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษนั้นจะต้องเป็นค่าที่เฉพาะเจาะจงของแต่ละสาร และกระบวนการที่ใช้สารนั้น● การปลดปล่อยมลพิษที่คำนวณได้จากการใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษอาจจะแตกต่างจากกระบวนการที่ใช้สารนั้น การปลดปล่อยมลพิษที่เกิดขึ้นจริงจากโรงงานในกรณีที่โรงงานมีคุณลักษณะจำเพาะบางประการ● โรงงานสามารถจัดทำสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษของโรงงานได้เอง
<p>4 การคำนวณทางวิศวกรรม (Engineering Calculation)</p> <ul style="list-style-type: none">● การระบายแบบฟุ้งกระจายในอากาศของสารเคมีระเหยง่าย การระบายลงสู่แหล่งน้ำ ดิน และการเปลี่ยนไปเป็นของเสียอาจจะคาดประมาณได้โดยใช้คุณสมบัติทางเคมีและทางกายภาพ ของสารนั้นๆ

^[1] ที่มา: “Manual for PRTR Release Estimation Method (Japan, 2004).” และ OECD materials (OECD, 2002 และ 2005).

4.1 การตรวจวัดโดยตรง (Direct Measurement)

ดำเนินการโดยนำผลการวัดความเข้มข้นของสารเคมีเป้าหมายที่อยู่ในไอเสีย น้ำเสีย หรือของเสียที่ระบายออกจากโรงงานไฟฟ้าที่ตรวจวัดได้ คูณกับอัตราการปล่อยของไอเสีย น้ำเสียหรือของเสีย โดยสมการพื้นฐานของการตรวจวัดโดยตรงในการคำนวณการปลดปล่อยมลพิษไปสู่อากาศคือ

$$R_{\text{air}} = C_g \times V_g \times 10^{-6}$$

เมื่อ

- R_{air} = ปริมาณของสารเคมีเป้าหมายที่ถูกปลดปล่อยไปสู่อากาศ (กิโลกรัมต่อปี)
- C_g = ความเข้มข้นของสารเคมีเป้าหมายที่อยู่ในไอเสีย (มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)
- V_g = อัตราการปล่อยของไอเสีย (ลูกบาศก์เมตรต่อปี)
- 10^{-6} = ค่าการแปลงหน่วยจากมิลลิกรัมเป็นกิโลกรัม

การตรวจวัดโดยตรงมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลที่สามารถใช้เป็นตัวแทนที่ดีที่สุด ความถูกต้องและน่าเชื่อถือของข้อมูลดังกล่าวขึ้นอยู่กับเทคนิควิธีการในการตรวจวัดที่ใช้เป็นหลักซึ่งความถี่ของการเก็บตัวอย่างนั้นจะกำหนดขึ้นเป็นรายกรณี โดยคำนึงถึงความผันแปรของการระบายนพิษและข้อจำกัดของวิธีการตรวจวัด เช่นวิธีการตรวจวัดที่ได้รับการพัฒนาขึ้นโดย U.S.EPA สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับวิธีนี้ได้

<p><u>ข้อควรปฏิบัติ</u></p> <p>ในกรณี que เลือกใช้วิธีการตรวจวัดโดยตรง จะต้องเลือกวิธีการตรวจวัดให้เหมาะสมกับกระบวนการแหล่งกำเนิด และการเก็บตัวอย่างหรือจุดที่ทำการตรวจวัด รวมถึงมีความเหมาะสมกับขนาดและองค์ประกอบของการปลดปล่อยมลพิษด้วย นอกจากนี้จะต้องพิจารณาถึงคุณลักษณะทางกายภาพและคุณสมบัติของตัวอย่างตลอดจนขนาดและความแปรปรวนของปริมาตรมลพิษที่ปลดปล่อยออกมา</p>
<p><u>ข้อดี</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ สามารถนำค่าความเข้มข้นของไอเสียหรือน้ำเสียที่ตรวจวัดได้ตามข้อกำหนดของกฎหมายและตามระเบียบข้อบังคับอื่นๆ มาใช้ในการประเมินได้
<p><u>ข้อควรพิจารณา</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ ความเข้มข้นที่ตรวจวัดได้อาจมีความเปลี่ยนแปลงตามสภาพของการดำเนินงาน ➤ ต้องตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลก่อนนำมาใช้

4.2 การจัดทำสมดุลมวล (Mass Balance)⁽²⁾

การจัดทำสมดุลมวลเกี่ยวข้องกับการกำหนดปริมาณของสารเคมีที่เข้า (Input) และออก (Output) จาก การดำเนินงานดังรูปที่ 4-1 โดยสมการพื้นฐานของการจัดทำสมดุลมวลมีดังนี้

$$\begin{aligned} \text{Input} &= \text{Output} \\ \text{Input} &= \text{Product} + \text{Loss} \\ \text{Input} &= \text{Product} + \text{Release} + \text{Transfer} \end{aligned}$$

เมื่อ

$$\begin{aligned} \text{Input, } i &= \text{ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่จัดเก็บไว้} \\ \text{Output, } i &= \text{ปริมาณสารเคมีเป้าหมายในผลิตภัณฑ์} \\ \text{Release, } i_w &= \text{ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ปลดปล่อยสู่สิ่งแวดล้อม (อากาศ น้ำ ดิน)} \\ \text{Transfer, } i &= \text{ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่เปลี่ยนไปเป็นของเสีย หรือน้ำเสีย} \end{aligned}$$

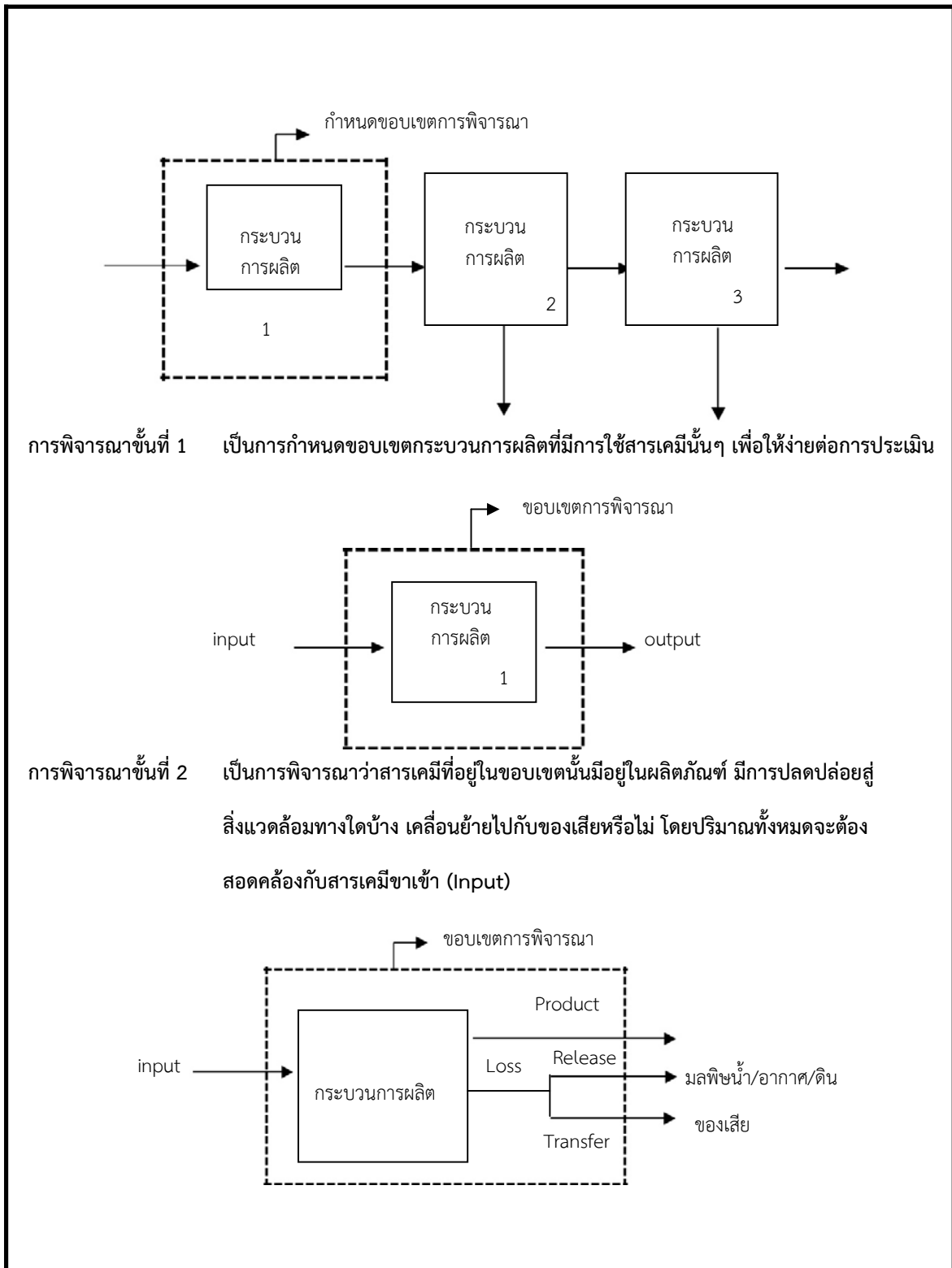
สำหรับโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้า

$$\text{Input} + \text{Generation} = \text{Output} + \text{Consumption}$$

เมื่อ

$$\begin{aligned} \text{Input} &= \text{สารเคมีเป้าหมายที่เข้าสู่การดำเนินงาน} \\ &\quad \text{เช่น สารที่เติมลงในน้ำที่ใช้ในกระบวนการผลิตเป็นยาฆ่าเชื้อ} \\ \text{Generation} &= \text{สารเคมีเป้าหมายที่ถูกผลิตขึ้นระหว่างการดำเนินงาน} \\ &\quad \text{(ที่ผลิตขึ้น รวมถึงการผลิตโดยบังเอิญ) เช่น สารไดออกซิน ที่เกิดจาก} \\ &\quad \text{กระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิงขยะ} \\ \text{Output} &= \text{สารเคมีเป้าหมายที่ได้จากการดำเนินงาน อาจรวมถึงการปลดปล่อย และ} \\ &\quad \text{กิจกรรมการจัดการของเสียอื่นๆ การถ่ายโอนเพื่อการบำบัด การกำจัด} \\ &\quad \text{การนำพลังงานกลับมาใช้ใหม่ หรือการรีไซเคิล หรือจำนวนของสารเคมีที่} \\ &\quad \text{ตกค้างอยู่ในผลิตภัณฑ์ขั้นสุดท้าย} \\ \text{Consumption} &= \text{ปริมาณของสารเคมีเป้าหมายที่ถูกแปลงเป็นสารอื่นระหว่างกระบวนการผลิต} \\ &\quad \text{(การทำปฏิกิริยา) เช่น กรดฟอสฟอริกจะถูกใช้โดยการทำให้เป็นกลาง} \\ &\quad \text{(neutralization) ระหว่างการบำบัดน้ำเสีย} \end{aligned}$$

⁽²⁾ ที่มา: U.S.EPA, Electricity Generating Facilities: Section 313 of the Emergency Planning and Community Right-to-Know Act, February 2000.



รูปที่ 4-1 การกำหนดขอบเขตเพื่อพิจารณาจัดทำสมดุลมวล

การปลดปล่อยการเคลื่อนย้ายมลพิษไปสู่ตัวกลางสิ่งแวดล้อมอื่นๆ สามารถคำนวณได้โดยใช้การตรวจวัดโดยตรง การใช้ค่าสัมประสิทธิ์การระบายหรือการประเมินการปลดปล่อยมลพิษวิธีอื่นๆ จากปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ถือครอง (ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ถือครองต่อปี)

ทั้งนี้ การจัดทำมวลสมดุลสามารถทำการประเมินได้โดยอยู่บนพื้นฐานความรู้ของข้อมูลกระบวนการผลิตองค์ประกอบของวัตถุดิบ วัตถุดิบทั้งหมดที่ใช้ และข้อมูลการเก็บตัวอย่างที่สามารถหาได้ ซึ่งการจัดทำสมดุลมวลสารจะใช้ได้ดี ในกรณีที่สารเคมีไม่เปลี่ยนรูป หากมีการเปลี่ยนรูปเป็นสารอื่น จำเป็นต้องใช้เทคนิคอื่นที่เหมาะสมประกอบการประเมินด้วย หรือกำหนดกรอบการพิจารณาที่สามารถประเมินปริมาณสารได้ดีที่สุด

ข้อควรปฏิบัติ

การใช้เทคนิคการจัดทำสมดุลมวล เพื่อประเมินการปลดปล่อยมลพิษ ผู้ประเมินจะต้องทราบถึงกระบวนการผลิตชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด และข้อมูลการเก็บตัวอย่างที่มีอยู่

การจัดทำมวลสมดุลเป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพสำหรับการประเมินการปลดปล่อยมลพิษจากแหล่งกำเนิดแบบระเหยได้ และแหล่งกำเนิดที่มีการตรวจวัดที่ระดับค่อนข้างต่ำ ไอเสียที่ฟุ้งกระจายหรือไม่มีความสม่ำเสมอในการระบายซึ่งมีความยุ่งยาก เสียค่าใช้จ่ายและเกิดความไม่แน่นอนในการตรวจวัด

ข้อดี

- ✓ การจัดทำมวลสมดุลเป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพหากทราบทิศทางการไหลของสารเคมีในโรงงาน รวมถึงกระบวนการผลิตทั้งหมด
- ✓ การคำนวณสามารถทำได้โดยมีต้นทุนต่ำ เพราะการจัดทำมวลสมดุลขึ้นอยู่กับหลักการคำนวณทางคณิตศาสตร์
- ✓ ปริมาณสารเคมีที่ถือครองไว้สามารถคำนวณได้โดยใช้ข้อมูลองค์ประกอบของสารผสมจาก SDS เอกสารข้อมูลความปลอดภัยเคมีภัณฑ์

สิ่งที่ควรพิจารณา

- ✓ ความถูกต้องของผลลัพธ์ที่ได้จากการจัดทำสมดุลมวล ขึ้นอยู่กับปริมาณสารเคมีที่จัดเก็บไว้และการระบายมลพิษอื่นๆ
- ✓ เทคนิคสมดุลมวลอาจไม่ใช่วิธีการประมาณที่ดีที่สุด สำหรับ Input และ Output ขนาดใหญ่ เนื่องจากความไม่แน่นอนในการคำนวณมวลสารอาจเกิดข้อผิดพลาดในการประมาณค่าการปลดปล่อยได้

4.3 การใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ (Emission Factor)

ปริมาณการการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายสารเคมีสามารถคำนวณได้โดยใช้ค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ ตัวอย่างสมการพื้นฐานของการคำนวณการระบายมลพิษในกรณีของการระบายสู่อากาศเป็นดังนี้

$$R_{\text{air}} = A_{\text{handle}} \times EF_{\text{air}}$$

เมื่อ

- $R_{\text{air}, i}$ = ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ถูกปลดปล่อยสู่อากาศ (กิโลกรัมต่อปี)
- $A_{\text{handle}, i}$ = ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ถือครอง (กิโลกรัมต่อปี)
- $EF_{\text{air}, i}$ = ค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษของสารเคมีเป้าหมายสู่อากาศ (กิโลกรัมที่ปลดปล่อยต่อกิโลกรัมที่ถือครอง)

หรือ

$$\text{Emission} = \text{Activity} \times \text{Emission Factor}$$

โดยที่

- Emission = ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษต่อหน่วยเวลา
- Activity Data = กิจกรรมที่ก่อให้เกิดการปลดปล่อยมลพิษต่อหน่วยเวลา
- Emission Factor = ตัวคูณอัตราการปลดปล่อยมลพิษซึ่งสัมพันธ์กับกิจกรรมที่ก่อให้เกิดมลพิษ (Activity Data)

ในที่นี้ การปลดปล่อยมลพิษจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง สามารถคำนวณได้จาก

$$\begin{array}{ccc}
 \text{Emission} & = & \text{Activity Data} \times \text{Emission Factor} \\
 \downarrow & & \downarrow \qquad \qquad \downarrow \\
 (\text{Concentration} \times \text{Flow Rate}) & = & (\text{Fuel use rate}) \times (\text{Emission/Fuel use rate}) \\
 \begin{array}{cc} \text{ความเข้มข้นของสาร} & \text{อัตราการระบายอากาศ} \\ \text{มลพิษที่ระบาย} & \text{ออกจากปล่อง} \end{array} & & \begin{array}{cc} \text{อัตราการใช้เชื้อเพลิง} & \text{การปลดปล่อย/} \\ & \text{อัตราการใช้เชื้อเพลิง} \end{array}
 \end{array}$$

ที่มา: Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินจากหม้อไอน้ำของโรงไฟฟ้าและอุตสาหกรรมอื่น จัดทำโดย กรมควบคุมมลพิษ พ.ศ.2564

การคำนวณโดยใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษจะมีประสิทธิภาพและถูกต้องแม่นยำ เมื่อความสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลกระบวนการผลิต และการระบายมลพิษมีความถูกต้องและไม่ซับซ้อน

ข้อควรปฏิบัติ

ข้อจำกัดของการใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษคือ ไม่สามารถใช้ได้กับทุกแหล่งกำเนิดมลพิษ ในกรณีที่โรงงานมีความประสงค์ที่จะใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษในการประเมินการปลดปล่อยมลพิษจากแหล่งกำเนิดใหม่หรือที่ได้เสนอไว้ โรงงานจะต้องพิจารณาถึงค่าสัมประสิทธิ์ฯ ตามตัวอย่างเอกสารอ้างอิง ที่เป็นแหล่งข้อมูลสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยที่สอดคล้องกับแหล่งกำเนิดและกระบวนการผลิตของโรงงาน เช่น

- AP-42 ที่จัดทำขึ้นโดย U.S.EPA
- Emission estimation technique manual, National Pollutant Inventory (NPI) จัดทำโดย Australian Government
- PRTR Release Estimation Techniques (OECD)

นอกจากนี้ยังสามารถหาจากเอกสารที่ใช้อ้างอิงอื่นๆ ซึ่งแสดงอยู่ในภาคผนวกของคู่มือเล่มนี้ โดยจัดทำขึ้นจากประเทศอื่นๆ ซึ่งการคำนวณการปลดปล่อยมลพิษโดยใช้ค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษอาจจะแตกต่างจากการปลดปล่อยจริงที่ออกมาจากโรงงาน เนื่องจากค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยโดยทั่วไปจะเป็นค่าเฉลี่ยที่ได้จากข้อมูลในช่วงกว้างและมีระดับความถูกต้องที่แตกต่างกัน ดังนั้นค่าที่ได้จากการประเมินอาจมีค่าสูงหรือต่ำกว่าความเป็นจริง

ข้อดี

- ✓ การระบายมลพิษสามารถคำนวณได้โดยใช้ปริมาณสารเคมีที่ถือครอง
- ✓ การคำนวณสามารถทำได้โดยมีค่าใช้จ่ายน้อย

ข้อควรพิจารณา

- ✓ การใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษที่กำหนดไว้โดยหน่วยงานราชการ สมาคมอุตสาหกรรม หรือหน่วยงานของประเทศอื่นๆ โรงงานควรตรวจสอบอย่างรอบคอบว่าการใช้ค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษมีความเหมาะสมกับการประกอบกิจการของโรงงานหรือไม่
- ✓ โรงงานสามารถจัดทำค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษเองได้โดยการประเมินจากผลของการตรวจวัดในอดีต
- ✓ ค่าการระบายมลพิษที่คำนวณโดยสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษจะขึ้นอยู่กับปริมาณสารเคมีที่ถือครอง ซึ่งผลของการคำนวณอาจไม่แสดงให้เห็นถึงการลดการระบายมลพิษเมื่อเทียบกับข้อมูลย้อนหลัง

4.4 การคำนวณทางวิศวกรรม (Engineering Calculation)

ความเข้มข้นของสารเคมีเป้าหมายในไอเสียหรือน้ำเสียสามารถประเมินได้โดยใช้คุณสมบัติทางเคมีและทางกายภาพ เช่น ความดันไออิ่มตัว ความสามารถในการละลายน้ำ เป็นต้น โดยสมการพื้นฐานของการใช้หลักเกณฑ์การคำนวณทางวิศวกรรมในการคำนวณการระบายมลพิษลงสู่น้ำคือ

$$R_{\text{water}} = WS \times V_w \times 10^{-6}$$

เมื่อ

- R_{water} = ปริมาณสารเคมีเป้าหมายที่ถูกปลดปล่อยสู่แหล่งน้ำ (กิโลกรัมต่อปี)
- WS = ความสามารถในการละลายน้ำของสารเคมีเป้าหมาย (ไมโครกรัมต่อลิตร)^[3]
- V_w = ปริมาตรของน้ำเสีย (ลูกบาศก์เมตรต่อปี)
- 10^{-6} = ค่าการแปลงหน่วยจากมิลลิกรัมเป็นกิโลกรัม

^[3] ความสามารถในการละลายน้ำจะใช้ได้เมื่อสารเคมีเป้าหมายทั้งหมดนั้นสัมผัสกับน้ำ เช่น ผ่าน scrubber อุปกรณ์ที่ล้าง และอื่นๆ (หน่วยไมโครกรัมต่อลิตร = มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร)

<p>ข้อควรปฏิบัติตาม</p> <p>การระบายมลพิษอากาศแบบฟุ้งกระจายของสาร VOCs อาจประเมินได้โดยใช้คุณสมบัติทางเคมีและทางกายภาพของสารเคมีเท่านั้น ซึ่งคล้ายกับการใช้หลักเกณฑ์การคำนวณทางวิศวกรรมในการประเมินการปลดปล่อยมลพิษสู่แหล่งน้ำ ดิน หรือการเปลี่ยนรูปไปเป็นของเสีย หากไม่มีข้อมูลสารเคมีที่ต้องการคำนวณอาจมีการกำหนดสมมติฐานเพื่อลดความซับซ้อนของกระบวนการประเมินโดยใช้ความสัมพันธ์ทางเคมีและทางกายภาพ แต่อาจทำให้ค่าความผิดพลาด (Error) ของผลลัพธ์เพิ่มมากขึ้น</p>
<p>ข้อดี</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ ข้อมูลสำหรับการคำนวณสามารถหาได้จากหลายแหล่งอ้างอิง ✓ การคำนวณโดยใช้หลักเกณฑ์การคำนวณทางวิศวกรรมมีค่าใช้จ่ายต่ำกว่าการตรวจวัดโดยตรง
<p>ข้อควรพิจารณา</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ เนื่องจากการระบายมลพิษในสภาวะที่เหมาะสมสามารถคำนวณได้โดยใช้สูตรทางทฤษฎี ผลจากการคำนวณอาจจะแตกต่างจากสภาพของการทำงานจริงซึ่งปัจจัยอื่นมาเกี่ยวข้อง เช่น ความดัน อุณหภูมิ และอื่นๆ เป็นต้น ✓ ผู้ประเมินควรมีความรู้ทางด้านวิศวกรรมเคมีในการประเมิน

บทที่ 5

วิธีการประเมินการปลดปล่อยมลพิษ
สำหรับโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้า



บทที่ 5

วิธีการประเมินการปลดปล่อยมลพิษสำหรับโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้า

5.1 กระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า

กระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า เป็นการเปลี่ยนพลังงานเคมีในเชื้อเพลิงผลิตไอน้ำ ส่งไปหมุนกังหันเพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตกระแสไฟฟ้า กระบวนการนี้จะเปลี่ยนพลังงานเคมีที่สะสมไปเป็นพลังงานจลน์ และเปลี่ยนไปเป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้พลังงานน้ำและพลังงานลมจะไปหมุนเพลลาของกังหันที่ต่อกับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้โรเตอร์หมุนเกิดการเหนี่ยวนำขึ้นในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้พลังไฟฟ้าเกิดขึ้น

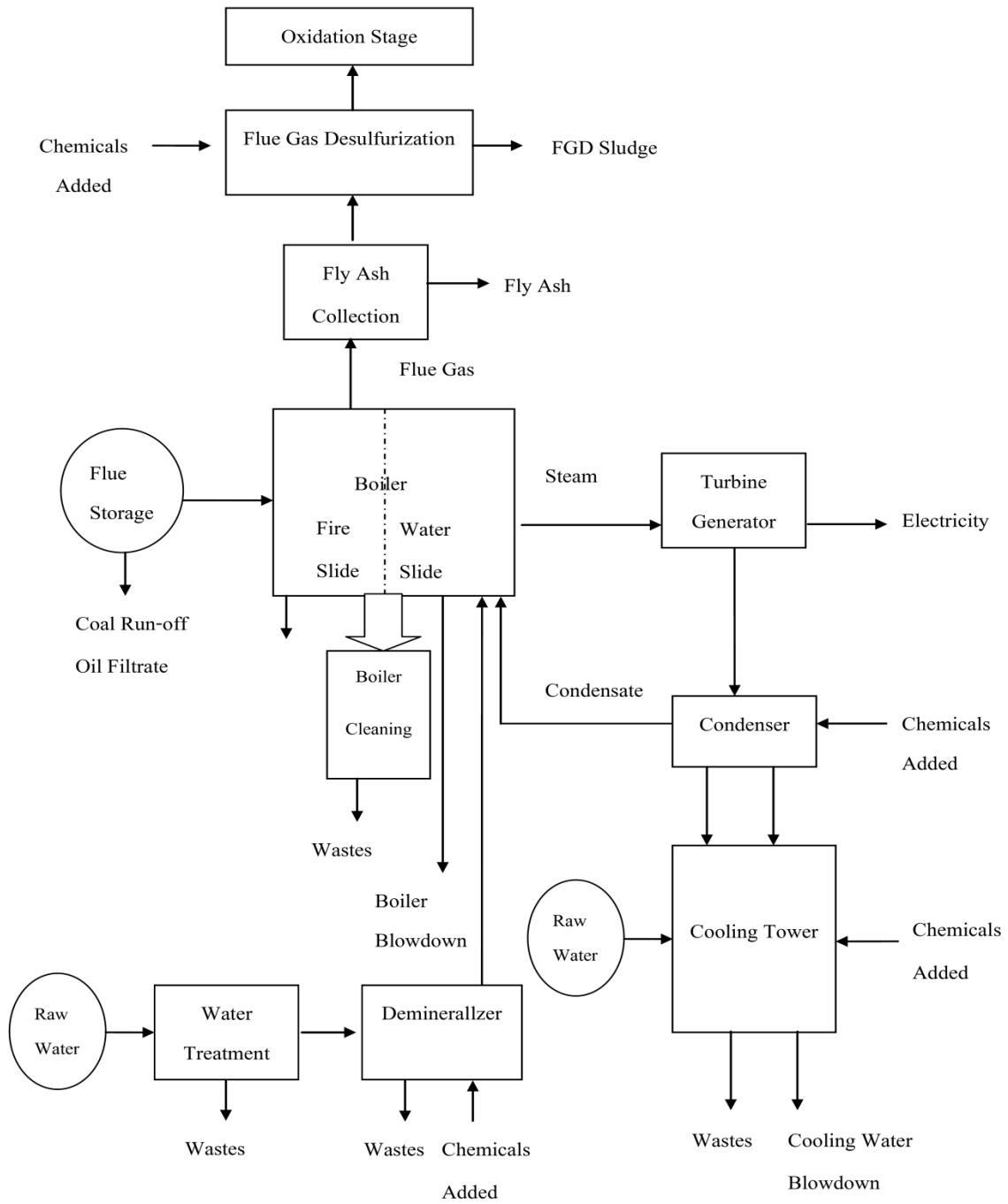
ปัจจุบันประเทศไทยมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งประเทศอยู่ที่ประมาณ 42,000 เมกะวัตต์ ซึ่งมากกว่าร้อยละ 60 ผลิตจากก๊าซธรรมชาติ ประมาณร้อยละ 15 ผลิตจากถ่านหิน และประมาณร้อยละ 10 เป็นไฟฟ้าที่ได้จากเขื่อน พลังงานหมุนเวียน เช่น แสงอาทิตย์ ลม และรับซื้อจากต่างประเทศ

ประเภทของโรงไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่พบได้ทั่วไป ได้แก่ :

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหรือพลังไอน้ำ (Thermal/Steam Cycle Power Plant) มีกำลังการผลิตสูง และมีขนาดใหญ่
- โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant) มีกำลังการผลิตสูง และมีขนาดปานกลาง
- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant) เป็นการใช้กังหันก๊าซและเครื่องกังหันไอน้ำ ทำงานร่วมกันเป็นระบบเดียวกันในการผลิตไฟฟ้า
- โรงไฟฟ้าพลังดีเซล (Diesel Power Plant) มักใช้สำหรับกรณีฉุกเฉิน มีขนาดเล็ก สามารถเคลื่อนย้ายได้

การรายงานการปลดปล่อยมลพิษของโรงไฟฟ้า ขึ้นกับชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้จากกระบวนการเผาไหม้ ซึ่งพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลส่วนใหญ่เป็นการปล่อยมลพิษจากปล่องระบายอากาศของโรงไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีการปลดปล่อยมลพิษทางน้ำจากเถ้าถ่าน

การใช้สารเคมีภายในโรงไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะค่อนข้างน้อย โดยสารเคมีจำนวนมากใช้บำบัดน้ำหม้อไอน้ำ และน้ำหล่อเย็นสำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังไอน้ำ เช่น แอมโมเนีย คลอรีน และกรดซัลฟิวริก เป็นต้น



รูปที่ 5-1 กระบวนการหลักของโรงงานผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อน

สำหรับรูปที่ 5-1 เป็นกระบวนการหลักของโรงงานไฟฟ้าจากพลังความร้อน ที่มีการปลดปล่อยมลพิษมากกว่าประเภทอื่น สามารถใช้อ้างอิงกระบวนการหลักของการผลิตไฟฟ้าได้

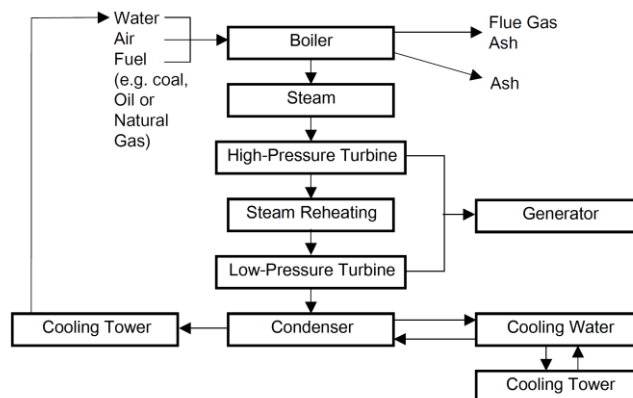
ตารางที่ 5.1-1 สารเคมีเป้าหมายที่ใช้ทั่วไปในโรงงานผลิตไฟฟ้า

สารเคมีที่เกิดจากการเผาไหม้	สารเคมีในกระบวนการผลิต (in Ash for Direct Reuse)	สารเคมีที่อาจเกิดขึ้นได้ในการผลิตไฟฟ้า
Antimony compounds	Antimony compounds	Copper compounds
Arsenic compounds	Arsenic compounds	Ethylene glycol
Cadmium compounds	Cadmium compounds	Formic acid
Chromium compounds	Chromium compounds	1,2,4 Trimethylbenzene
Copper compounds	Copper compounds	Zinc compounds
Formaldehyde	Lead compounds	
Hydrogen fluoride	Manganese compounds	
Lead compounds	Nickel compounds	
Manganese compounds	Zinc compounds	
Nickel compounds		
Zinc compounds		

ที่มา: USEPA, Electricity Generating Facilities: Section 313 of the Emergency Planning and Community Right-to-Know Act, February 2000.

5.1.1 โรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ (Steam Cycle Power Plant)

โรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ เป็นการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในหม้อไอน้ำ เพื่อผลิตไอน้ำแรงดันสูงและอุณหภูมิสูงส่งผ่านกังหันไอน้ำควบคู่ไปกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ไอน้ำที่ออกมาจะถูกควบแน่นเพื่อนำกลับมาใช้ใหม่ โดยทั่วไปแล้ว วงจรไอน้ำ (Steam Cycle) จะใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตขนาดใหญ่ เชื้อเพลิงที่ใช้กันทั่วไป ได้แก่ ถ่านหิน (Coal) และก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) ส่วนน้ำมันเชื้อเพลิง (Fuel Oil) น้ำมันดีเซล (Diesel) ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) มักใช้เป็นเชื้อเพลิงเสริม (เช่น ระหว่างขั้นตอนการเริ่มต้นใช้งาน) กระบวนการพื้นฐานสำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ไอน้ำ แสดงดังรูปที่ 5.1-1



รูปที่ 5.1-1 กระบวนการผลิตไอน้ำของโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ (Steam Cycle Power Plant)

โดยทั่วไปแล้ว น้ำที่ใช้ในหม้อไอน้ำจะถูกบำบัดเพื่อลดการกัดกร่อนและการเกิดตะกอนในท่อของหม้อไอน้ำ น้ำหล่อเย็นที่ใช้ในการกลั่นไอน้ำมักจะถูกบำบัดเพื่อลดการเจริญเติบโตของสาหร่าย สารเคมีที่ใช้ในโรงไฟฟ้าที่ใช้โดยทั่วไป ได้แก่ กรดซัลฟิวริก แอมโมเนีย คลอรีน

5.1.1.1 โรงไฟฟ้าพลังไอน้ำเชื้อเพลิงถ่านหิน (Coal-Fired Steam Cycle)

ลักษณะและองค์ประกอบของถ่านหินมีความแตกต่างกันมากกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นที่ใช้กันทั่วไปในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากความแปรผันของคุณสมบัติของถ่านหิน บางครั้งจำเป็นต้องระบุลักษณะปัจจัยการปลดปล่อยที่แตกต่างกันตามประเภทของถ่านหินที่ใช้ในการเผาไหม้

ถ่านหินมักจะถูกบดให้เป็นผงก่อนการเผาไหม้ อนุภาคจากกระบวนการเผาไหม้ เช่น เถ้าลอย (Fly ash) จะถูกดักจับโดยเครื่องตกตะกอนด้วยไฟฟ้าสถิต (electrostatic precipitators) หรือ fabric filters (bag houses) และมีเถ้าถ่านหินที่ตกลงกันหม้อไอน้ำ เถ้าหนัก (Bottom ash) ซึ่งเถ้าลอยและเถ้าหนักจากโรงไฟฟ้าบางแห่งสามารถใช้เป็นวัตถุดิบได้ เช่น ผสมกับซีเมนต์

เถ้าถ่านหินประกอบด้วยแร่ถ่านหิน เช่น สารประกอบหลักของซิลิกอน อะลูมิเนียม เหล็ก แคลเซียม แมงกานีส โพแทสเซียม โซเดียม และไททาเนียม ซึ่งเป็นสารประกอบของโลหะอื่นๆ โดยองค์ประกอบของเถ้าถ่านหินขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของถ่านหิน เทคโนโลยีการเผาไหม้ และสภาวะการเผาไหม้ โดยปกติแล้วจะมีการปล่อยเถ้าถ่านหินออกสู่อากาศเพียงเล็กน้อยเท่านั้น

การปล่อยสารมลพิษสู่อากาศ ได้แก่ คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) โลหะหนัก (เช่น แคดเมียม ตะกั่ว พรอท อาร์เซนิก เป็นต้น) สารประกอบอินทรีย์คาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) และ ไอน้ำ

สถานที่จัดเก็บเชื้อเพลิงถ่านหิน เถ้าถ่านหิน และการจัดเก็บสารไฮโดรคาร์บอนจำนวนมากที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า สามารถนำไปสู่การฟุ้งกระจายของฝุ่นละออง (เช่น ถ่านหินหรือเถ้า) และการปล่อยสารไฮโดรคาร์บอนสู่อากาศได้

5.1.1.2 โรงไฟฟ้าพลังไอน้ำเชื้อเพลิงก๊าซและน้ำมัน (Gas and Oil-Fired Steam Cycle)

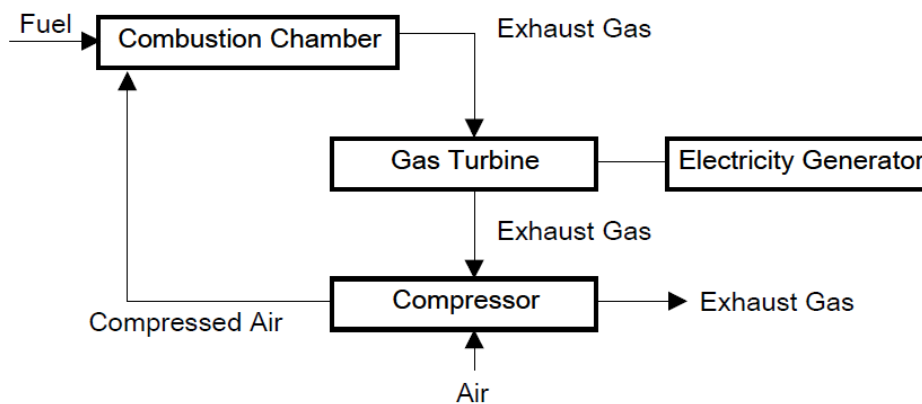
ความแตกต่างที่สำคัญระหว่างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหินกับเชื้อเพลิงก๊าซหรือน้ำมัน คือ โรงงานผลิตก๊าซและน้ำมันจะมีการเผาไหม้เชื้อเพลิงได้โดยตรง ไม่ต้องมีการแปรสภาพเชื้อเพลิงก่อนเข้ากระบวนการเผาไหม้ ส่วนใหญ่จึงไม่มีอุปกรณ์ควบคุมหรือรวบรวมอนุภาคฝุ่น เนื่องจากการปล่อยฝุ่นละอองนั้นต่ำ

การปล่อยสารมลพิษสู่อากาศ ได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ไอน้ำ ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) มีการปล่อยโลหะและสารประกอบโลหะ และสารอินทรีย์เพียงเล็กน้อย และพบซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) สำหรับการเผาไหม้เชื้อเพลิงน้ำมัน

การจัดเก็บไฮโดรคาร์บอนจำนวนมากสามารถเป็นแหล่งของการปล่อยสารประกอบอินทรีย์ระเหยทั้งหมด (TVOCs) และสารไฮโดรคาร์บอน อันเนื่องมาจากการระเหยจากถังเก็บ

5.1.2 โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant)

โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ อาศัยการขยายตัวของก๊าซอัดที่มีอุณหภูมิสูง ผ่านกังหันก๊าซที่เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยเชื้อเพลิง (ส่วนใหญ่เป็นก๊าซธรรมชาติ) จะถูกผสมกับอากาศในห้องเผาไหม้ได้ไอร้อนส่งผ่านกังหัน ดังรูปที่ 5.1-2 แสดงกระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ



รูปที่ 5.1-2 กระบวนการผลิตโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant)

โดยทั่วไปแล้วโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซจะมีขนาดเล็กกว่าและผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ แต่สามารถทำงานได้โดยมีระยะเวลาเริ่มต้นสั้น มักใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าในช่วงกำลังการผลิตปานกลางและช่วงผลิตสูงสุด ใช้เป็นกรณีฉุกเฉินในบางครั้ง

การปล่อยสารมลพิษสู่อากาศ ได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ออกไซด์ของไนโตรเจน (NOx) ไอน้ำ และมีการปล่อยโลหะ สารประกอบโลหะ สารอินทรีย์เพียงเล็กน้อย และการจัดเก็บสารไฮโดรคาร์บอนจำนวนมากสามารถเป็นแหล่งของการปล่อยมลพิษแบบฟุ้งกระจายได้

สำหรับการปล่อยมลพิษสู่น้ำออกจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซมีเพียงเล็กน้อย ซึ่งมาจากกิจกรรมการบำรุงรักษา

5.1.3 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-Cycle Cogeneration Power Plant)

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นการนำเทคโนโลยีมารวมกันระหว่างโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซและเครื่องกังหันไอน้ำของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ใช้ความร้อนจากไอเสียของกังหันก๊าซ เครื่องยนต์ หรือหม้อไอน้ำ เพื่อทำให้น้ำร้อนหรือเกิดไอน้ำสำหรับกระบวนการผลิตไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ก๊าซไอเสียร้อนจากกังหันก๊าซจะถูกใช้เพื่อทำให้เกิดไอน้ำในเครื่องกำเนิดไอน้ำ โดยการนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (Heat Recovery Steam Generator) โดยไอน้ำใช้ในการขับเคลื่อนกังหันไอน้ำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสามารถทำงานได้เป็นระยะเวลานาน (เพื่อจ่ายความร้อนและตามความต้องการไฟฟ้า) และมีประสิทธิภาพเชิงความร้อนโดยรวมมากกว่าโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซธรรมดา

การปล่อยสารมลพิษสู่อากาศ ได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ไอน้ำ คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ไฮโดรคาร์บอน และมีการปล่อยโลหะและสารประกอบโลหะเล็กน้อย

การปล่อยสารมลพิษสู่แหล่งน้ำจะขึ้นอยู่กับระบบการนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ อาจรวมถึงการบำบัดน้ำและการบำรุงรักษา

5.1.4 โรงไฟฟ้าพลังดีเซล (Diesel Power Plant)

โรงไฟฟ้าพลังงานดีเซล มีหลักการทำงานคล้ายเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion (Stationary) Engines) โดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง นอกจากนี้อาจมีการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเบนซิน ก๊าซธรรมชาติ หรือแอลพีจี ควบคู่กัน โดยทั่วไปแล้วจะมีขนาดค่อนข้างเล็กเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าอื่นๆ และจะใช้เพื่อจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกลและใช้สำหรับสำรองหรือฉุกเฉิน

การปล่อยสารมลพิษสู่อากาศ ได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ไอน้ำ คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ไฮโดรคาร์บอน ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และมีการปล่อยโลหะและสารประกอบโลหะเล็กน้อย สำหรับการจับเก็บของเหลวอินทรีย์จำนวนมากอาจเป็นแหล่งของการปล่อยมลพิษ

การปล่อยสารมลพิษสู่แหล่งน้ำจะมาจากระบบหล่อเย็นเครื่องยนต์และการบำรุงรักษาสถานที่

5.2 แหล่งกำเนิดมลพิษ (Sources of Emissions)

การปล่อยมลพิษสู่อากาศ น้ำ และดินของโรงผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อน ที่ต้องรายงานการปลดปล่อยมลพิษผ่านระบบ PRTR แบ่งเป็น

5.2.1 การปลดปล่อยมลพิษสู่อากาศ (Emissions to Air)

การปลดปล่อยมลพิษสู่อากาศแบ่งได้เป็นแหล่งกำเนิดแบบอยู่กับที่ (Point sources) เช่น ปล่องระบายอากาศ หรือแบบฟุ้งกระจาย (Fugitive sources) เช่น ลานหรือถังกักเก็บเชื้อเพลิง

แหล่งกำเนิดแบบอยู่กับที่ (Point sources) จากปล่องหรือท่อระบายอากาศ โดยปกติขึ้นกับแต่ละประเภทของโรงไฟฟ้า ซึ่งจะมีระบบควบคุมการปล่อยมลพิษ (เช่น เครื่องตกตะกอนไฟฟ้าสถิต (electrostatic precipitator) หรือถุงกรองฝุ่น (bag house)) เพื่อลดการปล่อยมลพิษจากแหล่งกำเนิด

แหล่งกำเนิดแบบฟุ้งกระจาย (Fugitive sources) เกิดจากการระเหยหรือฟุ้งกระจายออกสู่อากาศทั่วทั้งบริเวณโรงไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น การฟุ้งกระจายจากสถานที่กักเก็บเชื้อเพลิง การระเหยของไอน้ำจากภาชนะเปิด และการจัดการกักเก็บสารเคมี มลพิษที่เล็ดลอดออกมาจากช่องระบายอากาศบนหลังคา บานเกล็ด และประตูที่เปิดอยู่ของอาคาร ตลอดจนการรั่วไหลของอุปกรณ์ และการรั่วไหลจากวาล์วและหน้าแปลนก็เป็นตัวอย่างของการปล่อยมลพิษด้วยเช่นกัน หากมีการจัดการที่เหมาะสม ของแหล่งการปล่อยมลพิษเหล่านี้จะทำให้การปล่อยเพียงเล็กน้อยในโรงไฟฟ้า โดยทั่วไปจะใช้วิธีการใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ (Emission Factors) ในการประเมินการปลดปล่อยของแหล่งกำเนิดแบบฟุ้งกระจาย

สรุปแหล่งกำเนิดของการปลดปล่อยมลพิษสู่อากาศสำหรับโรงผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อน ได้แก่

- การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงจากปล่องระบายอากาศ
- การฟุ้งกระจายจากลานกองถ่านหินและอุปกรณ์เคลื่อนย้ายถ่านหิน
- การฟุ้งกระจายจากที่กักเก็บถ่าน
- สารเคมีที่ใช้ในการบำบัดน้ำเสีย
- การระเหยของสารประกอบอินทรีย์จากถังกักเก็บสารไฮโดรคาร์บอน และ
- ตัวทำละลายที่ใช้สำหรับล้างชิ้นส่วนประกอบโลหะ (metal components)

ตารางที่ 5.2-1 แนวโน้มการปล่อยมลพิษสู่อากาศจากโรงผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

ประเภทโรงไฟฟ้า / เชื้อเพลิง	สารเคมีที่นำเข้าสู่ระบบ	การปล่อยมลพิษสู่อากาศ
กังหันก๊าซ (Gas turbine) / น้ำมันใส (distillate oil) / พลังความร้อนร่วม (cogeneration/combined cycle)	น้ำมันกลั่น, เชื้อเพลิงเสริม (LPG), น้ำมันหล่อลื่น, น้ำมันล้างชิ้นส่วน, น้ำปราศจากแร่ธาตุ, น้ำ	NO _x , SO _x , CO, ฝุ่นละออง (รวมถึง PM10 & PM2.5), โลหะ และสารประกอบ (เช่น Hg เป็นต้น), OCs
กังหันก๊าซ (Gas turbine) / ก๊าซธรรมชาติ (natural gas) / พลังความร้อนร่วม (cogeneration/combined cycle)	ก๊าซธรรมชาติ, เชื้อเพลิงเสริม (น้ำมันกลั่น, LPG), น้ำมันหล่อลื่น, น้ำมันล้างชิ้นส่วน, น้ำปราศจากแร่ธาตุ	NO _x , SO _x (ต่ำมาก), CO, OCs และ โลหะและสารประกอบ, Benzene, Formaldehyde
เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal combustion engine) / น้ำมันใส (distillate oil)	น้ำมันกลั่น, น้ำมันหล่อลื่น, น้ำมันล้าง ชิ้นส่วน, น้ำหล่อเย็น	NO _x , SO _x , CO, โลหะและ สารประกอบ (เช่น Hg เป็นต้น), OCs, และ PM10 & PM2.5,
เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal combustion engine) / ก๊าซธรรมชาติ (natural gas), LPG	ก๊าซธรรมชาติ (หรือ LPG), เชื้อเพลิงเสริม (น้ำมันกลั่น, น้ำมันหล่อลื่น, น้ำมันล้าง ชิ้นส่วน, น้ำหล่อเย็น	NO _x , SO _x (ต่ำมาก), CO, OCs, PM10 และโลหะและสารประกอบ, Benzene, Formaldehyde

ตารางที่ 5.2-1 แนวโน้มการปล่อยมลพิษสู่อากาศจากโรงผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ต่อ)

ประเภทโรงไฟฟ้า / เชื้อเพลิง	สารเคมีที่นำเข้าสู่ระบบ	การปล่อยมลพิษสู่อากาศ
พลังไอน้ำ (Steam cycle) / ก๊าซธรรมชาติ (natural gas)	ก๊าซธรรมชาติ, เชื้อเพลิงเสริม (น้ำมันเตา, น้ำมันกลั่น, LPG), น้ำปราศจากแร่ธาตุ, น้ำจากหอหล่อเย็น, น้ำมันหล่อลื่น, น้ำมันล้างชิ้นส่วน, สารเคมีบำบัดน้ำ	NO _x , CO, SO _x (ต่ำมาก), PM10 & PM2.5, OCs และโลหะ และสารประกอบ, Benzene, Formaldehyde
พลังไอน้ำ (Steam cycle) / น้ำมัน (Oil)	น้ำมันเตา, เชื้อเพลิงเสริม (ก๊าซธรรมชาติ, น้ำมันกลั่น, LPG), น้ำปราศจากแร่ธาตุ, น้ำมันหล่อลื่น, น้ำมันล้างชิ้นส่วน	NO _x , SO _x , CO, ฝุ่นละออง (รวมถึง PM10 & PM2.5), โลหะ และสารประกอบ, OCs, Benzene, Toluene, Xylene
พลังไอน้ำ (Steam cycle) / ถ่านหินที่บดละเอียด (pulverized coal)	ถ่านหิน, น้ำปราศจากแร่ธาตุ, เชื้อเพลิงเสริม (น้ำมันเตา, ก๊าซธรรมชาติ, ก้อนถ่าน), น้ำมันหล่อลื่น, น้ำมันล้างชิ้นส่วน, สารเคมีบำบัดน้ำ	NO _x , CO, SO _x , ฝุ่นละออง (รวมถึง PM10 & PM2.5), ฝุ่นฟุ้งกระจาย, โลหะ และสารประกอบ (เช่น Hg, Pb, Cd, As เป็นต้น), OCs
<p>หมายเหตุ :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. CO – คาร์บอนมอนอกไซด์ 2. NO_x – ออกไซด์ของไนโตรเจน; รวมถึง ไนตริกออกไซด์ (NO) และไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO₂) 3. OCs – สารประกอบอินทรีย์; รวมถึง สารประกอบอินทรีย์ระเหยง่าย (VOCs) และโพลีไซคลิกอะโรมาติกไฮโดรคาร์บอน (PAHs) 4. SO_x – ซัลเฟอร์ออกไซด์; รวมถึง ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂), ซัลเฟอร์ไตรออกไซด์ (SO₃) และก๊าซซัลเฟต 5. PM10 – ฝุ่นละอองขนาดน้อยกว่า 10 ไมครอน 6. PM2.5 – ฝุ่นละอองขนาดน้อยกว่า 2.5 ไมครอน 		

5.2.2 การปลดปล่อยมลพิษสู่น้ำ (Emissions to Water)

การปลดปล่อยมลพิษสู่น้ำจากโรงผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อน แหล่งที่มาของการปล่อยสู่น้ำส่วนใหญ่มาจากโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำ และอาจรวมถึง

- น้ำที่ไหลผ่านกองถ่าน และจากการปล่อยน้ำจากที่กักเก็บเถ้าที่เปียก
- น้ำทิ้งจากหม้อไอน้ำ และหอหล่อเย็น
- น้ำชะล้างกองถ่านหิน
- ท่อระบายน้ำทิ้ง
- ของเสียจากการทำความสะอาดโลหะและหม้อไอน้ำ (ก๊าซและน้ำ)
- โรงบำบัดน้ำเสีย

ตารางที่ 5.2-2 การปล่อยมลพิษสู่น้ำจากโรงผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

ประเภทโรงไฟฟ้า / เชื้อเพลิง	สารเคมีที่นำเข้าสู่ระบบ	การปล่อยมลพิษสู่น้ำ
กังหันก๊าซ (Gas turbine) / ก๊าซธรรมชาติ (natural gas), น้ำมันใส (distillate oil)	ก๊าซธรรมชาติ, เชื้อเพลิงเสริม (น้ำมันกลั่น, LPG), น้ำมันหล่อลื่น, น้ำยาล้างชิ้นส่วน, สารลดแรงตึงผิว, สารยับยั้งระบบทำความเย็น	น้ำมันรั่วไหล ¹ , น้ำจากการล้างชิ้นส่วน ¹ , น้ำจากระบบหล่อเย็น, สารลดแรงตึงผิว (detergents), As, Pb
เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal combustion engine) / ก๊าซธรรมชาติ (natural gas), LPG, น้ำมันใส (distillate oil)	ก๊าซธรรมชาติ (หรือ LPG), เชื้อเพลิงเสริม (น้ำมันกลั่น), น้ำมันหล่อลื่น, น้ำยาล้างชิ้นส่วน, น้ำจากหอหล่อเย็น	น้ำเสียจากหอหล่อเย็น ¹ , น้ำมันรั่วไหล ¹ , น้ำจากการชะล้างชิ้นส่วน ¹ , สารลดแรงตึงผิว (detergents), As, Pb
พลังไอน้ำ (Steam cycle) / ถ่านหินที่บดละเอียด (pulverized coal), ก๊าซธรรมชาติ (natural gas), น้ำมัน (oil)	ถ่านหิน, น้ำปราศจากแร่ธาตุ, เชื้อเพลิงเสริม (น้ำมันเตา, ก๊าซธรรมชาติ, ก้อนถ่าน), น้ำมันหล่อลื่น, น้ำยาล้างชิ้นส่วน, สารเคมีบำบัดน้ำ/น้ำทิ้ง, สารลดแรงตึงผิว	คลอรีน, กรด, ด่าง, สารแขวนลอย, ไนโตรเจน, ฟอสฟอรัส, โลหะและสารประกอบ, น้ำมันรั่วไหล ¹ , น้ำจากการชะล้างชิ้นส่วน ¹ , สารลดแรงตึงผิว (detergents), As, Pb
หมายเหตุ :		
1. เกิดขึ้นไม่บ่อยนัก, เหตุการณ์ที่ไม่ได้วางแผน		

5.2.3 การปลดปล่อยมลพิษสู่พื้นดิน (Emissions to Land)

การปล่อยมลพิษสู่พื้นดิน คือการปล่อยมลพิษสู่ดินในขอบเขตพื้นที่ของโรงไฟฟ้า ได้แก่ ขยะมูลฝอย สารละลาย ตะกอน การรั่วไหลของของเหลวและการรั่วไหล และสารเคมีที่ใช้ในการควบคุมปัญหาสิ่งแวดล้อมต่างๆ แหล่งที่มาของการปล่อยมลพิษเหล่านี้สามารถจำแนกได้กว้างๆ ได้ดังนี้

- น้ำใต้ดิน หรือน้ำบาดาล
- การท่วมขังบนพื้นผิวของของเหลว และสารละลาย
- การรั่วไหลโดยไม่ได้ตั้งใจ และการหกหล่น

ตารางที่ 5.2-3 การปล่อยมลพิษสู่ดินจากโรงผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อน

ประเภทโรงไฟฟ้า / เชื้อเพลิง	สารเคมีที่นำเข้าสู่ระบบ	การปล่อยมลพิษสู่ดิน
กังหันก๊าซ (Gas turbine) / ก๊าซธรรมชาติ (natural gas), น้ำมันใส (distillate oil)	ก๊าซธรรมชาติ, เชื้อเพลิงเสริม (น้ำมันกลั่น, LPG), น้ำมันหล่อลื่น, น้ำยาล้างชิ้นส่วน	น้ำมันรั่วไหล ¹ , ของเสีย
เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal combustion engine) / ก๊าซธรรมชาติ (natural gas), LPG, น้ำมันใส (distillate oil)	ก๊าซธรรมชาติ (หรือ LPG), เชื้อเพลิงเสริม (น้ำมันกลั่น), น้ำมันหล่อลื่น, น้ำยาล้างชิ้นส่วน, น้ำจากหอหล่อเย็น	น้ำมันรั่วไหล ¹ , ของเสีย

ตารางที่ 5.2-3 การปล่อยมลพิษสู่ดินจากโรงผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (ต่อ)

ประเภทโรงไฟฟ้า / เชื้อเพลิง	สารเคมีที่นำเข้าสู่ระบบ	การปล่อยมลพิษสู่ดิน
พลังไอน้ำ (Steam cycle) / ถ่านหินที่บดละเอียด (pulverized coal), ก๊าซธรรมชาติ (natural gas), น้ำมัน (oil)	ถ่านหิน, น้ำปราศจากแร่ธาตุ, เชื้อเพลิงเสริม (น้ำมันเตา, ก๊าซธรรมชาติ, ก้อนถ่าน), น้ำมันหล่อลื่น น้ำมันล้างชิ้นส่วน, สารเคมีบำบัดน้ำ	ถ้าถ่านหิน, น้ำมัน/สารเคมีรั่วไหล ¹ , โลหะและสารประกอบ, ของเสีย
หมายเหตุ: 1. เกิดขึ้นไม่บ่อยนัก, เหตุการณ์ที่ไม่ได้วางแผน		

5.3 เทคนิคการประมาณการปล่อยมลพิษ (Emission Estimation Techniques - EETs)

เทคนิคการประมาณการปล่อยมลพิษ (EET) ที่ใช้เพื่อประเมินการปล่อยมลพิษจากโรงผลิตไฟฟ้า มีอยู่ 4 วิธีดังนี้

- การตรวจวัดโดยตรง (Direct Measurement)
- การจัดทำสมดุลมวล (Mass Balance)
- การคำนวณทางวิศวกรรม (Engineering Calculation) (เช่น คำนวณจากองค์ประกอบของเชื้อเพลิง)
- การใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ (Emission Factor)

5.3.1 การตรวจวัดโดยตรง (Direct Measurement)

การรายงานการตรวจวัดมลพิษอากาศจากปล่องระบายอากาศ ส่วนใหญ่จะรายงานในหน่วยของ กิโลกรัม/ชั่วโมง หรือมิลลิกรัม/ลูกบาศก์เมตร ที่สภาวะมาตรฐานแบบแห้ง การตรวจวัดมลพิษอากาศจากปล่องระบายอากาศควรดำเนินการภายใต้สภาวะการทำงานที่เป็นตัวแทน (เช่น สภาวะปกติ) และเป็นไปตามวิธีการหรือมาตรฐานที่ได้รับอนุมัติจากหน่วยงานด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้อง การคำนวณการปลดปล่อยและเคลื่อนย้ายมลพิษจากข้อมูลผลการตรวจวัดในหน่วยกิโลกรัม/ปี สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$R = C \times Q$$

เมื่อ

- R = ปริมาณมลพิษที่มีการปลดปล่อยหรือระบาย (Release : R) สู่ตัวกลางสิ่งแวดล้อม (อากาศ, ดิน, น้ำ) หรือ น้ำเสีย หรือของเสีย ซึ่งมีมลพิษตามที่กำหนดให้ต้องมีการรายงานข้อมูล ได้รับการเคลื่อนย้าย (Transfer : T) เพื่อนำไปบำบัดหรือกำจัดภายนอกสถานประกอบการ (kg/yr)
- C = ความเข้มข้นของมลพิษที่ตรวจวัดได้ ในอากาศ, น้ำ/ของเหลว หรือกากของเสียหน่วย mg/m³ หรือ mg/l หรือ tone/yr
- Q = อัตราการปลดปล่อยหรือระบายมลพิษ (หน่วย : ปริมาตร/ เวลาการระบายหรือปลดปล่อยมลพิษ เช่น m³/s, m³/day หรือ m³/hr

สำหรับการคำนวณการปลดปล่อยมลพิษสู่อากาศ เป็นดังนี้

$$R = C \times Q \times O_2 \text{ correction} \times T \text{ correction} \times M \text{ correction}$$

- กรณีที่มีความชื้น (Q_w) และมีการเผาไหม้เชื้อเพลิง

$$R = C \text{ (mg/Nm}^3\text{)} \times Q_w \text{ (m}^3\text{/s)} \times \frac{20.9 - \text{actual \%O}_2}{20.9 - 7} \times \frac{273 + T_{\text{std}}}{273 + T_{\text{stack}}} \times \frac{[1 - \text{moisture\%}]}{100}$$

- กรณีสภาวะแห้ง (Q_d) และมีการเผาไหม้เชื้อเพลิง

$$R = C \text{ (mg/Nm}^3\text{)} \times Q_d \text{ (m}^3\text{/s)} \times \frac{20.9 - \text{actual \%O}_2}{20.9 - 7} \times \frac{273 + 25}{273 + T_{\text{stack}}}$$

เมื่อ

C	=	ความเข้มข้นของมลพิษที่ตรวจวัดได้ ในอากาศที่ 7% O ₂ , 25°C, ที่สภาวะอากาศแห้ง
T _{stack}	=	อุณหภูมิของแก๊สขณะที่ทำการตรวจวัด
T _{std.}	=	อุณหภูมิที่สภาวะมาตรฐาน (25°C หรือ 298 K)
O _{2 cor}	=	แฟคเตอร์ที่ใช้ในการปรับค่าเป็นที่ 7% O ₂
T _{cor}	=	แฟคเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณปรับค่าที่ตรวจวัดเป็นที่อุณหภูมิ 25°C
M _{cor}	=	แฟคเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณเพื่อปรับค่าเป็นที่สภาวะอากาศแห้ง (dry basis)

ตัวอย่าง

ข้อมูลการตรวจวัดมลสารจากปล่องของหม้อไอน้ำเป็นดังนี้

ความเข้มข้นของสาร NO_x ในอากาศเสียคือ 3.0 mg/m³ (ที่ 25 °C ที่สภาวะอากาศแห้ง)

ปริมาตรอากาศเสียรายชั่วโมงคือ 4,000 m³/hr (ที่ 100 °C ที่สภาวะอากาศแห้ง)

ชั่วโมงการทำงานของหม้อไอน้ำคือ 6,000 hr/yr

คำนวณหาปริมาณการปลดปล่อยสาร NO_x สู่อากาศ (กิโลกรัมต่อปี)

วิธีการคำนวณ

ปริมาตรของอากาศเสียต่อปีมีค่าเท่ากับ

$$\begin{aligned} R &= Q_d \times O_{hr} \\ &= 4,000 \text{ Nm}^3\text{/hr} \times 6,000 \text{ hr/yr} \\ &= 24,000,000 \text{ m}^3\text{/yr (ที่ 100 °C ที่สภาวะอากาศแห้ง)} \end{aligned}$$

ปรับปริมาตรอากาศเสียไปเป็นที่ 25 °C

$$\begin{aligned} &= 24,000,000 \times [(273 + 25) / (273 + 100)] \\ &= 19,174,263 \text{ m}^3\text{/yr (ที่ 25 °C ที่สภาวะอากาศแห้ง)} \end{aligned}$$

ดังนั้นปริมาณการปลดปล่อยสาร Benzene สู่อากาศมีค่าเท่ากับ

$$= 3.0 \text{ mg/m}^3 \times 19,174,263 \text{ m}^3\text{/yr} \times 10^{-6} = 57.5 \text{ kg/yr}$$

ตัวอย่าง

ข้อมูลความเข้มข้นของสาร Nickel ในน้ำมันเชื้อเพลิงมีดังนี้
 ความเข้มข้นของสาร Nickel ในน้ำมันเชื้อเพลิงคือ 5 ppm โดยน้ำหนัก
 (หมายเหตุ: ตามมาตรฐาน กำหนดให้ Nickel มีปริมาณรวมไม่เกิน 200 ppm ต่อน้ำหนัก)
 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงคือ 7,400 ลูกบาศก์เมตรต่อปี
 ความหนาแน่นของเชื้อเพลิง 0.832 กิโลกรัมต่อลิตร
 คำนวณหาปริมาณการปลดปล่อยสาร Nickel สู่อากาศ (กิโลกรัมต่อปี)

วิธีการคำนวณ

ปริมาณ Nickel ในน้ำมันเชื้อเพลิง

$$\begin{aligned} R_{air,i} &= C_{mental,i} \times V_o \\ &= 5 \text{ kg}_{,nickel} / 106 \text{ kg, น้ำมันเชื้อเพลิง} \times 0.832 \text{ kg/l} \times 10^3 \text{ l/m}^3 \\ &= 0.00416 \text{ kg}_{,nickel} / \text{m}^3 \end{aligned}$$

การปลดปล่อยสาร Nickel สู่อากาศมีค่าเท่ากับ

$$\begin{aligned} &= 0.00416 \text{ kg}_{,nickel} / \text{m}^3 \times 7,400 \text{ m}^3/\text{yr} \\ &= 30.784 \text{ kg/yr} \end{aligned}$$

องค์ประกอบบางอย่างในเชื้อเพลิง อาจใช้เพื่อการประเมินปริมาณของธาตุเหล่านี้ในการปลดปล่อยมลพิษ ซึ่งรวมถึงองค์ประกอบต่างๆ เช่น กำมะถันที่อาจเปลี่ยนเป็นสารประกอบอื่นๆ ในระหว่างกระบวนการเผาไหม้ โดยไม่มีการติดตั้งระบบบำบัดก่อนการปลดปล่อย สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$E_{kpy,i} = Q_f \times C_i \times (MW_p/EW_f) \times 1E-06 \times OpHrs$$

เมื่อ

$E_{kpy,i}$	=	ปริมาณการปลดปล่อยมลพิษ i, kg/yr
Q_f	=	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (kg/hr)
C_i	=	ความเข้มข้นของสารมลพิษในเชื้อเพลิง – ppm หรือ mg/kg
MW_p	=	น้ำหนักโมเลกุลของมลพิษที่ปล่อยออกมา (kg/kg-mole)
EW_f	=	น้ำหนักขององค์ประกอบสารมลพิษในเชื้อเพลิง (kg/kg-mole)
$OpHrs$	=	ชั่วโมงการทำงานต่อปี (hr/yr)

ตัวอย่าง

คำนวณหาปริมาณการปลดปล่อย SO₂ จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงน้ำมัน โดยอิงจากผลการวิเคราะห์เชื้อเพลิง และข้อมูลการใช้เชื้อเพลิง โรงไฟฟ้าใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิง 150 ชั่วโมงต่อปี และมีปริมาณกำมะถันในน้ำมันอยู่ที่ 1.17% (11,700 ppm) สามารถคำนวณการปลดปล่อย SO₂ จากการเผาไหม้ของน้ำมันโดยพิจารณาจากความเข้มข้นของกำมะถันในน้ำมัน วิธีนี้ถือว่าการแปลงกำมะถันเป็น SO₂ อย่างสมบูรณ์ ดังนั้นสำหรับทุกกิโลกรัมของกำมะถันที่ถูกเผา (EW = 32) จะปล่อย SO₂ 2 กิโลกรัม (MW = 64))

วิธีการคำนวณ

ปริมาณกำมะถันในน้ำมันเชื้อเพลิง

$$\begin{aligned}
 Q_f &= 2,000 \text{ kg/hr} \\
 C_i &= 11,700 \text{ ppm} \\
 \text{OpHrs} &= 150 \text{ hr/yr} \\
 E_{\text{kpy,SO}_2} &= Q_f \times C_i \times (\text{MWp} / \text{EWf}) \times 1.0 \times 10^{-6} \times \text{OpHrs} \\
 &= (2,000) \times 11,700 \times (64 / 32) \times 1.0 \times 10^{-6} \text{ kg/hr} \times \text{OpHrs} \\
 &= 46.8 \text{ kg/hr} \times 150 \text{ hr/yr} \\
 &= 7.0 \times 10^6 \text{ kg/year หรือ } 7,000 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

สมการข้างต้น อยู่บนพื้นฐานของสมมติฐานที่ว่าสารก่อมลพิษในเชื้อเพลิงถูกปล่อยสู่บรรยากาศ สำหรับการประเมินการปลดปล่อยองค์ประกอบที่ระเหยง่ายในถ่านหิน เช่น กำมะถัน ฟลูออรีน และคลอรีน สำหรับองค์ประกอบที่ถูกดักจับได้อย่างมีประสิทธิภาพ ไม่ว่าจะอยู่ในถ่านหินหรือถ่านลอย (เช่น โลหะส่วนใหญ่ ยกเว้นของปรอท) กรณีทราบความเข้มข้นของถ่านหินและเศษซี้เก้ สามารถประมาณการปลดปล่อยมลพิษได้โดยไม่ต้องตรวจวัดปล่อย สมการดังกล่าวอาจส่งผลให้มีการประเมินการปล่อยมลพิษสูงเกินไป

กรณีใช้ระบบติดตามตรวจวัดการระบายมลพิษทางอากาศอย่างต่อเนื่อง (Continuous Emission Monitoring Systems; CEMS)

การใช้ข้อมูล CEMS เพื่อประเมินการปลดปล่อยมลพิษ สามารถนำไปใช้กับโรงไฟฟ้าหรือโรงงานอื่นๆ ที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าว ซึ่งเป็นข้อมูลการปลดปล่อยมลพิษจากการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าหรือโรงงานอื่นๆ ในช่วงหนึ่งปี

ในการติดตามการปลดปล่อยก๊าซ SO₂, NO_x, Total VOCs และ CO โดยใช้ CEMS เพื่อตรวจวัดความเข้มข้นของสารมลพิษในหน่วยส่วนในล้านส่วน ที่สภาวะปริมาตรอากาศแห้ง (ppmvd) ซึ่งสามารถคำนวณปริมาณการปลดปล่อย (Kg/hr) ได้จากการนำค่าความเข้มข้นที่ตรวจวัดได้คูณกับอัตราการไหลของอากาศเสีย (Flow rate) ที่วัดได้จากเครื่องวัดอัตราการไหลเชิงปริมาตร

แม้ว่า CEMS สามารถรายงานการปล่อยมลพิษรายชั่วโมงแบบเรียลไทม์โดยอัตโนมัติ แต่จำเป็นต้องประเมินการปล่อยประจำปีของโรงงาน จากข้อมูลความเข้มข้นรายชั่วโมง ส่วนนี้อธิบายวิธีการคำนวณการ

ปลดปล่อยมลพิษจากข้อมูลความเข้มข้นของ CEMS ข้อมูล CEMS ที่เลือกควรเป็นตัวแทนของสภาพการทำงาน หากเป็นไปได้ ควรใช้ข้อมูลที่เก็บรวบรวมในช่วงเวลาที่นานขึ้น

ตัวอย่าง

ข้อมูลเฉลี่ยของมลพิษจาก CEMS ของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน จากการเผาไหม้น้ำมันเชื้อเพลิง

การตรวจวัด ครั้งที่	O2 (%V)	ความเข้มข้น (C) (ppmvd)				อัตราการไหลของก๊าซ (Q) (Nm ³ /s)	อัตราการใช้น้ำมัน (tonnes/hour)
		SO ₂	NO _x	CO	TVOCs		
1	10.3	150.9	142.9	42.9	554.2	8.52	290
2	10.1	144.0	145.7	41.8	582.9	8.48	293
3	11.8	123.0	112.7	128.4	515.1	8.85	270

การปลดปล่อยมลพิษรายชั่วโมงขึ้นอยู่กับการวัดความเข้มข้นดังแสดงในสมการ

$$E_i = (C_i \times MW \times Q \times 3,600) / (V \times 1,000,000)$$

เมื่อ

- E_i = ปริมาณการปลดปล่อยสารมลพิษ i, kg/hr
- C_i = ความเข้มข้นของสารมลพิษ i ในหน่วย ppmvd
- MW = น้ำหนักโมเลกุลของสารมลพิษ (kg/kg-mole)
- Q = ปริมาตรของไอเสียจากปล่องระบาย m³_(STP,dry)/s
- 3,600 = 3,600 วินาที/ชั่วโมง
- V = ปริมาตรของแก๊ส 1 โมล (24.45 m³/mol at 25⁰C และ 1 บรรยากาศ)

ซึ่งอาจนำไปคำนวณกับข้อมูลรายชั่วโมง CEMS เป็นเวลาหนึ่งปี และเฉลี่ยรวมในช่วงเวลาที่ข้อมูล CEMS ไม่พร้อมใช้งาน (weighted by load)

นอกจากนี้สามารถประเมินการปลดปล่อยมลพิษเป็นกิโลกรัมต่อปี โดยการคูณอัตราการปล่อยมลพิษเป็น kg/hr ด้วยจำนวนชั่วโมงการทำงานจริง (OpHrs) ดังแสดงในสมการ

$$E_{kpy,i} = (E_i \times OpHrs)$$

เมื่อ

- E_{kpy,i} = ปริมาณการปลดปล่อยสารมลพิษ i รายปี (kg/year)
- E_i = ปริมาณการปลดปล่อยสารมลพิษ i รายชั่วโมง (kg/hr)
- OpHrs = จำนวนชั่วโมงการดำเนินงานในเวลา 1 ปี (hr/year)

การประเมินการปลดปล่อยมลพิษหน่วยกิโลกรัมต่อตันของเชื้อเพลิงที่ใช้ สามารถคำนวณได้โดยการหาร อัตราการปล่อยมลพิษเป็นกิโลกรัมต่อชั่วโมง ด้วยอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (ตัน/ชั่วโมง) ในเวลาเดียวกัน ตามสมการที่แสดงด้านล่าง ซึ่งข้อมูลรายชั่วโมงที่นำมาคำนวณนั้นจะ เป็นตัวแทนของสภาพการทำงานประจำปี

$$(E_{kpt,i})_1 = E_i / AR_{hr}$$

เมื่อ

$(E_{kpt,i})_1$ = ปริมาณการปลดปล่อยสารมลพิษ i ต่อตันของปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง, kg/tonne

E_i = การปล่อยมลพิษรายชั่วโมง i, kg/hr

AR_{hr} = ปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง, tonnes/hr

การประเมินการปลดปล่อย SO₂ โดยใช้สมการและข้อมูล CEMS ในตารางข้างต้น

ช่วงเวลาที่ 1

$$E_{SO_2} = (C \times MW \times Q \times 3,600) / (V \times 10^6)$$

$$C = 150.9 \text{ ppmv}$$

$$MW = 64$$

$$Q = 8.52 \text{ m}^3_{(STP,dry)} / s$$

$$V = 24.45 \text{ m}^3 / \text{mol}$$

$$E_{SO_2} = (150.9 \times 64 \times 8.52 \times 3,600) / (24.45 \times 10^6)$$

$$= 12.12 \text{ kg/hr}$$

ช่วงเวลาที่ 2

$$E_{SO_2} = 11.51 \text{ kg/hr}$$

ช่วงเวลาที่ 3

$$E_{SO_2} = 10.26 \text{ kg/hr}$$

โดยมีจำนวนชั่วโมงการดำเนินงานในเวลา 1 ปี ดังนี้

$$\text{ช่วงเวลาที่ 1} = 1,500 \text{ ชั่วโมง}$$

$$\text{ช่วงเวลาที่ 2} = 2,000 \text{ ชั่วโมง}$$

$$\text{ช่วงเวลาที่ 3} = 1,800 \text{ ชั่วโมง}$$

$$\text{ปริมาณการปลดปล่อย SO}_2 \text{ รายปี} = (12.12 \times 1,500) + (11.51 \times 2,000) + (10.26 \times 1,800)$$

$$E_{kpy,SO_2} = 59,668 \text{ kg/yr}$$

ปริมาณการปลดปล่อยในหน่วยของ kg/tonne ของปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง สำหรับช่วงเวลา การตรวจวัดครั้งที่ 1 โดยคำนวณตามสมการ ดังนี้

$$E_{kpy,SO_2} = E_{SO_2} / AR_{hr}$$

$$= 12.12 / 290$$

$$= 4.18 \times 10^{-2} \text{ kg} \text{ ของการปลดปล่อย SO}_2 \text{ ต่อตันของปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง}$$

น้ำมันเชื้อเพลิง

5.3.2 การจัดทำมวลสมดุล (Mass Balance)

เป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพสำหรับแหล่งกำเนิดมลพิษที่มีความซับซ้อน ค่าใช้จ่ายสูง หรือเกิดความไม่แน่นอนจากการตรวจวัดโดยตรง ซึ่งต้องกำหนดขอบเขตการพิจารณา (Boundary) รวมถึงปริมาณสารเคมีขาเข้า (Input) และขาออก (Output) ให้ชัดเจนก่อนทำการคำนวณ

มลสารที่ถูกปลดปล่อยออกมาในปริมาณเล็กน้อยจะแบ่งออกเป็น 3 ประเภททั่วไป ซึ่งซับซ้อนกันตามปฏิกิริยาของสารนั้นๆ ในระหว่างการเผาไหม้ เพื่อช่วยในการประมาณการปลดปล่อยมลพิษ โดยปฏิกิริยาระหว่างการเผาไหม้ สรุปได้ดังนี้ (Clarke and Sloss, 1992)

ประเภท I : มลสารเจือปนอยู่ในกากตะกอน (ซีเมนต์) หรือถูกแบ่งเท่าๆ กันระหว่างกากตะกอนและเถ้าลอย ซึ่งโดยทั่วไปจะถูกดักจับโดยระบบควบคุมอนุภาค

ประเภท II : มลสารเจือปนในเถ้าลอยมากกว่า เมื่อเปรียบเทียบกับในกากตะกอน และอนุภาคมลสารขนาดเล็กที่อาจหลุดรอดออกมาจากระบบควบคุมอนุภาค

ประเภท III : มลสารที่ระเหยได้ง่ายที่สุด ซึ่งอาจอยู่ในรูปของไอระเหย (vapor) และไม่มีเหลือในรูปของของแข็งปะปนในเถ้าหรือกากตะกอน

สารโบรอนและสารประกอบ สารปรอทและสารประกอบ สารประกอบฟลูออรีน สารคลอรีนและสารประกอบซิลิเนียมและสารประกอบ อาจถูกปล่อยออกมาปริมาณมากในรูปของไอระเหย ซึ่งจัดอยู่ในประเภท III หรือเป็นตัวกลางระหว่างประเภท II และ III ซึ่งสารเหล่านี้ สามารถวิเคราะห์เถ้าหนักและตัวอย่างถ่านหิน เพื่อให้สามารถประเมินการปล่อยมลพิษได้ด้วยวิธีสมดุลมวล

นอกจากนี้สารปรอทและสารประกอบ อาจคำนวณได้จากการตรวจวัดระดับสารปรอทในถ่านหินและเถ้า การจัดทำสมดุลของมวลต้องมีข้อมูลที่เชื่อถือได้และสามารถใช้เป็นตัวแทนความเข้มข้นของธาตุในถ่านหินและเถ้า โดยใช้สมมุติฐานว่าความแตกต่างระหว่างปริมาณของธาตุที่วัดในถ่านหินและที่สะสมในเถ้าคือปริมาณที่ปลดปล่อยสู่ชั้นบรรยากาศ

$$E_{\text{kg/tonne}} = \{C_i - [(A \times F \times CF) + (A \times B \times CB)]\} \times 1,000$$

เมื่อ

- E = การปลดปล่อยมลสารสู่อากาศ (kg/tonne)
- C_i = ความเข้มข้นของธาตุ (องค์ประกอบสาร) ในถ่านหิน (ppm หรือ mg/kg)
- A = สัดส่วนของเถ้าในถ่านหิน (as received)
- F = สัดส่วนเถ้าลอยของเถ้าทั้งหมด
- B = สัดส่วนเถ้าหนักของเถ้าทั้งหมด
- CF = ความเข้มข้นของเถ้าลอยในธาตุ (องค์ประกอบสาร) (ppm หรือ mg/kg)
- CB = ความเข้มข้นของเถ้าหนักในธาตุ (องค์ประกอบสาร) (ppm หรือ mg/kg)

วิธีการนี้สามารถทำได้ง่ายขึ้น โดยไม่นำองค์ประกอบของถ่านหินที่มีปริมาณเพียงเล็กน้อยมาคำนวณ (เช่น B หรือ CB เป็นศูนย์)

จากความแปรปรวนที่รายงานในการปล่อยองค์ประกอบเหล่านี้ คาดว่าตัวอย่างถ่านหินและถ่าน สามารถแสดงความแปรปรวนได้มากเช่นกัน กรณีใช้วิธีการสมมูลมวล จำเป็นต้องเก็บตัวอย่างถ่านหินและถ่านอย่างน้อย 6 ตัวอย่างในขั้นตอนและวิเคราะห์เพื่อหาความสัมพันธ์ที่มีนัยสำคัญทางสถิติ

ตัวอย่าง

คำนวณหาปริมาณการปลดปล่อยสารประกอบอาร์เซนิก ในถ่านหินและถ่านถ่านหิน โดยใช้วิธีสมมูลมวล

$$E_{\text{kg/tonne HF}} = \{C - [(A \times F \times CF) + (A \times B \times CB)]\} \times 10^{-3}$$

เมื่อ :

C	=	250 mg อาร์เซนิก / kg ถ่านหิน
A	=	0.20
F	=	0.9
CF	=	500 mg อาร์เซนิก / kg ถ่านหิน
B	=	0.1
CB	=	50 mg/kg ของถ่านหิน
$E_{\text{kg/tonneHF}}$	=	$\{250 - [(0.20 \times 0.9 \times 500) + (0.2 \times 0.1 \times 50)]\} \times 10^{-3}$
$E_{\text{kg/tonneHF}}$	=	$\{250 - (90 + 1)\} \times 10^{-3}$
$E_{\text{kg/tonneHF}}$	=	0.159 kg/tonne

5.3.3 การคำนวณทางวิศวกรรม (Engineering Calculation)

มีสมการทางวิศวกรรมสามารถคำนวณปริมาณปล่อยโลหะในปริมาณที่เล็กน้อย และสารประกอบโลหะจำนวนหนึ่ง จากการเผาไหม้ถ่านหินสีดำ (Black Coal) และสีน้ำตาล (Brown Coal) โดยสามารถประเมินได้อย่างถูกต้องแม่นยำ ซึ่งข้อดีของสมการทางวิศวกรรมคือ ต้องป้อนข้อมูลเฉพาะที่เกี่ยวข้องกับประเภทเชื้อเพลิง และสภาพการทำงาน

$$E_{\text{kg/PJ}} = K \times [(C/A) \times PM]^e \text{ kg/PJ}$$

เมื่อ

$E_{\text{kg/PJ}}$	=	emission factor ของมลสาร
K	=	ค่าคงที่
C	=	ความเข้มข้นของโลหะในถ่านหิน, ppm โดยมวล (as received basis)
A	=	สัดส่วนของถ่านในถ่านหิน (ถ่าน 10% คือเท่ากับ 0.1)
e	=	ตัวเลขยกกำลัง
PM	=	ปัจจัยการปลดปล่อยสำหรับฝุ่นละอองรวมทั้งหมด (kg/GJ) เช่น ฝุ่นละอองที่ปล่อยออกมาเป็นกิโลกรัมต่อ GJ ของความร้อนที่ป้อนเข้า

$$PM_{kg/GJ} = A \times F \times ER \times 1,000/SE$$

เมื่อ

A	=	สัดส่วนของเถ้าในถ่านหิน
F	=	สัดส่วนของเถ้าลอยในเถ้าทั้งหมด
ER	=	สัดส่วนของเถ้าลอยที่ปล่อยออกมา
SE	=	พลังงานเฉพาะเป็น GJ/tonne ที่ป้อนเข้า

ตัวอย่าง

คำนวณหาปริมาณการปลดปล่อยแคดเมียมและสารประกอบ โดยมีความเข้มข้นแคดเมียมในถ่านหิน 0.5 mg/kg สัดส่วนน้ำหนักของเถ้าในถ่านหินคือ 0.2 (20% ash) สัดส่วนเถ้าลอยของเถ้าทั้งหมดคือ 0.9 (90% fly ash) เศษเถ้าลอยที่ประสิทธิภาพของระบบ fabric filters 99.8% และ พลังงานเฉพาะที่ป้อนเข้าเท่ากับ 24 GJ/tonne

$$E_{kg/PJ Cd} = 2.17 \times [(C/A) \times PM]^{0.5}$$

เมื่อ : C = 0.5 mg/kg

A = 0.2 (20% ash)

F = 0.9 (90% flyash)

CE = 99.8% (default for fabric filters)

ER = $1 - 99.8/100$
= 0.002

SE = 24 GJ/tonne

PM = $0.2 \times 0.9 \times 0.002 \times 1000 / 24$
= 0.015 kg/GJ

$$E_{kg/PJ Cd} = 2.17 \times [(0.5/0.2) \times 0.015]^{0.5}$$

= 0.42 kg แคดเมียมและสารประกอบ /PJ

5.3.4 การใช้สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษ (Emission Factor)

ค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษเกี่ยวข้องกับปริมาณของสารที่ปล่อยออกมาจากแหล่งกำเนิดกับกิจกรรมทั่วไปที่เกี่ยวข้องกับการปล่อยมลพิษเหล่านั้น โดยค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษปัจจุบันมาจากข้อมูลในสหรัฐอเมริกา ยุโรป และออสเตรเลีย ซึ่งแสดงเป็นน้ำหนักของมลสารที่ปล่อยออกมาของสำหรับมวล ปริมาตร ระยะทาง หรือระยะเวลาของกิจกรรมที่ปล่อยสาร (เช่น กิโลกรัมของซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ปล่อยออกมา ต่อตันของถ่านหิน)

หากมีข้อมูลเฉพาะของโรงงาน (เช่น ข้อมูลการตรวจวัด) ควรใช้สำหรับการประเมินปริมาณการปลดปล่อยมลพิษ โดยค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษใช้ประเมินปริมาณการปลดปล่อยของโรงงาน สมการที่ใช้ทั่วไป คือ

$$E_{kpy,i} = AR \times EF_i \times [1 - (CE_i/100)]$$

เมื่อ

- $E_{kpy,i}$ = อัตราการปลดปล่อยมลพิษ i , kg/yr
- AR = อัตรากิจกรรม (การใช้เชื้อเพลิง), t/yr (AR = t/hr x Ophrs)
- Ophrs = ชั่วโมงการดำเนินงานต่อปี, hr/yr
- EF_i = สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษที่ไม่สามารถควบคุมได้ i , kg/t
- CE_i = ประสิทธิภาพระบบควบคุมการปลดปล่อยมลพิษ i , %.

ค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษขึ้นอยู่กับปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (kg/tonne ของเชื้อเพลิงที่ใช้ไป) หรือปริมาณการใช้พลังงาน (kg/PJ หรือ tonne/PJ ของพลังงานที่ป้อนเข้า) ในกรณีนี้ค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษขึ้นอยู่กับปริมาณการใช้พลังงาน ให้ใช้สูตร :

$$\text{Energy} = [\text{ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง (tonnes/year)} \times \text{higher heating value (MJ/kg)}] / 10^6 \text{ consumption}$$

ค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษที่พัฒนาขึ้นจากการตรวจวัดของโรงไฟฟ้าหรือกระบวนการเฉพาะที่ใกล้เคียงกัน สามารถใช้เพื่อประเมินการปล่อยมลพิษที่โรงงานอื่นได้ หากบริษัทมีกระบวนการทำงานและขนาดที่ใกล้เคียงกันหลายขั้นตอน และการตรวจวัดการปลดปล่อยมลพิษจากแหล่งของกระบวนการเดียวกัน ก็สามารถพัฒนาและนำข้อมูลการปล่อยมลพิษมาใช้กับแหล่งกำเนิดที่คล้ายคลึงกันได้

ปัจจุบันค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษโดยส่วนใหญ่จะมีค่าสำหรับการปล่อยสู่อากาศ ยังไม่มีค่าสำหรับการปล่อยสู่น้ำหรือดิน และน้ำใต้ดิน ทั้งนี้สามารถใช้เทคนิคการประมาณการปล่อยมลพิษวิธีอื่น ได้แก่ การวัดโดยตรงและวิธีการสมดุลมวล

ค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษได้จาก " *National Pollutant Inventory Emission estimation technique manual for Fossil Fuel Electric Power Generation, Version 3.0, January 2012* (ซึ่งอยู่ภายใต้ " *Compilation of Air Emission Factors, AP-42, Fifth Edition, Volume 1: Stationary Point and Area Sources* เวอร์ชันล่าสุดในปี 2011)

5.3.4.1 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ถ่านหินสีดํา (Steam Cycle)

ตารางที่ 5.3-1 ได้รวบรวมสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสู่อากาศสำหรับเผาไหม้เชื้อเพลิงถ่านหินสีดําในหม้อไอน้ำของโรงผลิตกระแสไฟฟ้า ถ่านหินสีดําแอนทราไซต์และบิทูมินัส (Anthracite and Bituminous) และถ่านหินซับบิทูมินัส (Sub-bituminous) ซึ่งค่าสัมประสิทธิ์ของพิษบางชนิดจะต้องพิจารณาเงื่อนไขอื่นเพิ่มเติม เช่น การติดตั้งระบบควบคุม

ตารางที่ 5.3-1 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ถ่านหินสีดํา

Substance	Threshold category	Emission Estimation Technique (a) kg/tonne unless otherwise indicated	EFR (b)
Antimony & compounds	1	$0.675 \times [(C/A) \times PM]^{0.63}$ kg/PJ 9×10^{-6} (l)	A
Arsenic & compounds	1/2b	$2.73 \times [(C/A) \times PM]^{0.85}$ kg/PJ 2.1×10^{-4} (l)	A
Benzene	1	3.4 kg/PJ	U
Boron & compounds	1	$C \times 0.001 \times 0.5$ (c)	U
Cadmium & compounds	1/2b	$2.17 \times [(C/A) \times PM]^{0.5}$ kg/PJ 2.6×10^{-5} (l)	A
Chromium (III) compounds	1/2b	$0.95 \times 2.6 \times [(C/A) \times PM]^{0.58}$ kg/PJ (c) 1.3×10^{-4}	A
Chromium (VI) compounds	1/2b	$0.05 \times 2.6 \times [(C/A) \times PM]^{0.58}$ kg/PJ (c) 9×10^{-5} (l)	A
Copper & compounds	1/2b	$1.31 \times [(C/A) \times PM]^{1.1}$ kg/PJ	U
n-Hexane	1	3.4×10^{-5}	U
Lead & compounds	1/2b	$2.87 \times [(C/A) \times PM]^{0.8}$ kg/PJ 2.1×10^{-4} (l)	A
Manganese & compounds	1	$2.71 \times [(C/A) \times PM]^{0.6}$ kg/PJ 2.5×10^{-4} (l)	A
Mercury & compounds	1/2b	$C \times 8.1 \text{ E-}04$ for fabric filter and Electrostatic Precipitator plant (l) 3.16×10^{-5} For facility specific factors	A
Nickel & compounds	1/2b	$2.84 \times [(C/A) \times PM]^{0.48}$ kg/PJ 1.4×10^{-4} (l)	A
Nickel carbonyl	1/2b	0 Not emitted during electricity generation by combustion (e)	U
Oxides of nitrogen (f)	1/2a	11.0 Uncontrolled, dry bottom, wall fired, bituminous 5.5 Low NOx burner, dry bottom, wall fired, bituminous 6.0 Uncontrolled, dry bottom, wall fired, sub-bituminous 6.0 Dry bottom, wall fired. Post 1978 (f) 3.7 Dry bottom, wall fired, sub-bituminous. Post 1978 (f) 7.5 Uncontrolled, dry bottom, tangentially fired, bituminous 4.9 Low NOx burner, dry bottom, tangentially fired, bituminous 4.2 Uncontrolled, dry bottom, wall fired, sub-bituminous	A A A A A A A

ตารางที่ 5.3-1 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ถ่านหินสีดำ (ต่อ)

Substance	Threshold category	Emission Estimation Technique (a) kg/tonne unless otherwise indicated	EFR (b)
		3.6 Dry bottom, wall fired, sub-bituminous. Post 1978 (f) 15.5 Uncontrolled, wet bottom, wall fired, bituminous 7.0 Wet bottom, tangentially fired, bituminous. Post 1978 (f) 12.0 Wet bottom, wall fired, sub-bituminous 16.5 Cyclone furnace, bituminous 8.5 Cyclone furnace, sub-bituminous 2.5 Fluidised bed, circulating 7.6 Fluidised bed, bubbling	D E E A C D D
dioxin & furans (g) (n)	2b	1 x10 ⁻⁵ kg/PJ 2.46 x10 ⁻¹⁰ kg/tonne for NSW Black Coal 2.34 x10 ⁻¹⁰ kg/tonne for Queensland Black Coal 2.04 x10 ⁻¹⁰ kg/tonne for WA Black Coal	D
Sulfur dioxide	1/2a	19 x S for Bituminous coal 17.5 x for S. Sub-Bituminous coal	A
Toluene	1	1.2 x10 ⁻⁴	U
Xylenes	1	1.9 x10 ⁻⁵	U
Zinc & compounds	1	2.84 x [(C/A) x PM] ^{0.48} kg/PJ	U
<p>Notes: <i>Derived from Reference: USEPA 1998a (unless otherwise stated).</i> a. Emission factors apply to coal feed, as fired for pulverised coal fired, dry bottom boilers with emissions controlled by electrostatic precipitators, or fabric filters b. Emission Factor Rating c. Pacific Power International 2002 d. USEPA 2001 e. For a discussion of emissions of nickel subsulfide and nickel carbonyl see Reference: Rae 2000 f. Refer to Table 1.1-3 AP-42 (Reference: USEPA 1998a) for explanation and additional factors, if required. Post 1978 refer to boilers which, after this date, were required to meet the US New Source Performance Standards (NSPS) g. Reference: USEPA AP-42, 1998a, lists the following as constituents of total PCDD/PCDF: total TCDD, total PeCDD, total HxCDD, total HpCDD, total OCDD, total TCDF, total PeCDF, total HxCDF, total HpCDF and total OCDF h. Reference: UNEP 2001 i. Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHs) listed in AP-42 (Reference: USEPA 1998a) include: biphenyl, acenaphthene, acenaphthylene, anthracene, benzo(a)anthracene, benzo(a)pyrene, benzo(b,j,k)fluoranthene, benzo(g,h,i)perylene, chrysene, fluoranthene, fluorene, indeno(1,2,3-cd)pyrene, naphthalene, phenanthrene, pyrene, 5-methyl chrysene. It should be noted that this list is similar, but slightly different, to the NPI list of PAHs j. Reference: USEPA 1998a k. Total non-methane organic compounds from AP-42 (Reference: USEPA 1998a). Similar but slightly different from the NPI Total VOCs definition l. Factors based on coal feed, as fired, and apply to controlled coal combustion for boilers utilising electrostatic precipitators or fabric filters m. Refer to Table 1.1-6 AP-42 (Reference:USEPA 1998a) Cumulative Mass % n. Converted to kg/tonne based on mean heating value C = concentration of metal in the coal, part per million by mass or mg/kg (as received basis) A = weight fraction of ash in the coal. (10% ash is 0.1 ash fraction). Use 0.2 as default F = flyash fraction of total ash. Assume 0.9 as default ER = emission reduction efficiency (%). Defaults 99.8% for fabric filters and 99.2% for ESP PM = facility-specific emission factor for total particulate matter (kg/GJ) i.e. particulate matter emitted per GJ heat input S = percentage sulfur content of coal as fired (If sulfur content = 0.5%, S= 0.5)</p>			

5.3.4.2 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ถ่านหินสีน้ำตาล (Steam Cycle)

ถ่านหินสีน้ำตาลหรือลิกไนต์เป็นถ่านหินคุณภาพต่ำที่ใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้าถ่านหินสีน้ำตาลมักมีความชื้นสูงและมีค่าความร้อนต่ำ (<19 MJ/kg (afm)) ตารางที่ 5.3-2 มีสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษทั่วไปที่มาจาก AP-42 สำหรับลิกไนต์และในบางกรณีสำหรับถ่านหินสีดำ (บิทูมินัสและซับบิทูมินัส) ค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสามารถปรับแก้ไขได้ตามปริมาณความชื้นในถ่านหินที่ใช้จริง โดยใช้สมมติฐานสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษของ AP-42 อ้างอิงจากถ่านหินที่มีความชื้นเฉลี่ยร้อยละ 15 ได้ตามสมการ

$$\text{Revised factor} = \text{existing factor} \times ((100 - M1) / (100 - 15))$$

เมื่อ

$$M1 = \text{ปริมาณความชื้นที่ใช้งานจริง (\%)}$$

ตารางที่ 5.3-2 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ถ่านหินสีน้ำตาล

Substance	Threshold category	Emission Estimation Technique kg/tonne unless otherwise indicated	EFR (a)
Antimony & compounds	1	$0.675 \times [(C/A) \times PM]^{0.63}$ kg/PJ 1.75×10^{-6} (c) (e)	A A
Arsenic & compounds	1/2b	$2.73 \times [(C/A) \times PM]^{0.85}$ kg/PJ 3.0×10^{-6} (c) (e)	A A
Benzene	1	3.6×10^{-6}	A
Boron & compounds	1	$C \times 1 \times 10^{-3} \times 0.5$ (b) 6.2×10^{-3}	U
Cadmium & compounds	1/2b	$2.17 \times [(C/A) \times PM]^{0.5}$ kg/PJ 2.5×10^{-6} (c) (e)	A A
Chromium (III) compounds	1/2b	$0.95 \times 2.6 \times [(C/A) \times PM]^{0.58}$ kg/PJ (b) 9.0×10^{-6} (c) (e)	A A
Chromium (VI) compounds	1/2b	$0.05 \times 2.6 \times [(C/A) \times PM]^{0.58}$ kg/PJ (b) 6.1×10^{-6} (c) (e)	A D
Copper & compounds	1/2b	$1.31 \times [(C/A) \times PM]^{1.1}$ kg/PJ 6.2×10^{-6}	U
n-Hexane	1	3.6×10^{-6}	U
Lead & compounds	1/2b	$2.87 \times [(C/A) \times PM]^{0.8}$ kg/PJ 8.1×10^{-6}	A A
Manganese & compounds	1	$2.71 \times [(C/A) \times PM]^{0.6}$ kg/PJ 2.1×10^{-4}	A A
Mercury & compounds	1/2b	$C \times 9.8 \times 10^{-4}$ 2.6×10^{-5}	A A
Mercury & compounds	1/2b	$C \times 9.8 \times 10^{-4}$ 2.6×10^{-5}	A A

ตารางที่ 5.3-2 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ถ่านหินสีน้ำตาล (ต่อ)

Substance	Threshold category	Emission Estimation Technique kg/tonne unless otherwise indicated	EFR (a)
Mercury & compounds	1/2b	$C \times 9.8 \times 10^{-4}$ 2.6×10^{-5}	A A
Nickel carbonyl	1/2b	0 Not emitted during electricity generation by combustion (g)	U
Oxides of nitrogen (h)	1/2a	3.5 Dry bottom, tangentially fired 3.4 Tangentially fired, overfire air 6.5 Dry bottom wall fired. Pre 1978 (i) 3.2 Dry bottom, wall fired. Post 1978 (i) 2.3 Wall fired, overfire air, low NOx burners 7.5 Cyclone furnace 1.8 Atmospheric fluidised bed	C C C C C
dioxin & furans (j)	2b	1×10^{-5} kg/PJ (f) 9.48×10^{-11} kg/tonne for Victorian Brown Coal 1.4×10^{-10} kg/tonne for SA Brown Coal	U D
Sulfur dioxide	1/2a	$15 \times S$ $5 \times S$ (fluidised bed using limestone bed material)	C C
Toluene	1	3.6×10^{-6}	A
Xylenes	1	3.6×10^{-6}	C
Zinc & compounds	1	7.4×10^{-5} $2.84 \times [(C/A) \times PM]^{0.48}$ kg/PJ	U U

Notes:

Derived from Reference: USEPA 1998a (unless otherwise stated).

a. Emission Factor Rating

b. Reference: Pacific Power International 2002

c. Factors based on coal feed, as fired, and apply to controlled coal combustion for boilers utilising electrostatic precipitators or fabric filters.

d. Consider using wall-fired factor for tangentially fired boilers.

e. Based on test results from facilities firing black coal (26 facilities) and lignite (1-2 facilities). Consider adjusting for moisture differences using Equation 12, with $M1 = 15$

f. Reference: USEPA 2001

g. For a discussion of emissions of nickel subsulfide and nickel carbonyl see Reference: Rae 2000

h. Refer to Table 1.1-3 AP-42 Reference: USEPA 1998a for explanation and additional factors, if required.

i. Post 1978 refer to boilers which, after this date, were required to meet the US New Source Performance Standards (NSPS)

j. AP-42 lists the following as constituents of total PCDD/PCDF: total TCDD, total PeCDD, total HxCDD, total HpCDD, total OCDD, total TCDF, total PeCDF, total HxCDF, total HpCDF and total OCDF

k. Reference: UNEP 2001

l. Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHs) listed in AP-42 include: biphenyl, acenaphthene, acenaphthylene, anthracene, benzo(a)anthracene, benzo(a)pyrene, benzo(b,j,k)fluoranthene, benzo(g,h,i)perylene, chrysene, fluoranthene, fluorene, indeno(1,2,3-cd)pyrene, naphthalene, phenanthrene, pyrene, 5-methyl chrysene. It should be noted that this list is similar, but slightly different, to the NPI list of PAHs

m. Reference: USEPA 1998a

n. Total non-methane organic compounds from AP-42 (Reference: USEPA 1998a). Similar but slightly different from the NPI Total VOCs definition

o. Refer to Table 1.1-6 AP-42 (Reference: USEPA 1998a) Cumulative Mass %

p. Converted to kg/tonne based on mean heating value in Table 18

C = concentration of metal in the coal, part per million by mass or mg/kg (as received basis)

A = weight fraction of ash in the coal. (10% ash is 0.1 ash fraction). See Appendix B-2 for default values for Latrobe, Anglesea and Leigh Creek coal.

F = flyash fraction of total ash. Assume 0.9 as default.

ER = emission reduction efficiency (%). Defaults 99.8 for fabric filters, 99.2 for ESP and 80 for cyclones

PM = facility-specific emission factor for total particulate matter (kg/GJ) i.e. particulate matter emitted per GJ heat input

S = percentage sulfur content of coal as fired (If sulfur content = 0.5%, S= 0.5). For high sodium ash (Na₂O>8%) use 11S. For low sodium ash (Na₂O<2%) use 17S. If ash sodium content is unknown, use 15S.

5.3.4.3 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ (Steam Cycle)

สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษในตารางที่ 4.3-1 มาจากการรวบรวมสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษของอากาศเป็นหลัก (อ้างอิง : U.S.EPA 1998a) จึงจะเกี่ยวข้องกับก๊าซธรรมชาติของสหรัฐอเมริกา ซึ่งในการประเมินควรใช้ข้อมูลก๊าซธรรมชาติเฉพาะของโรงงานที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง

ตารางที่ 5.3-3 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ - Steam Cycle

Substance	Threshold category	Emission Estimation Technique kg/PJ unless otherwise indicated	EFR (a)
Antimony & compounds	1	No data	
Arsenic & compounds	1/2b	8.5×10^{-2}	E
Benzene	1	8.8×10^{-1}	B
Boron & compounds	1	No data	
Cadmium & compounds	1/2b	4.6×10^{-1}	D
Chromium (III) compounds (c)	1/2b	5.6×10^{-1}	D
Chromium (VI) compounds (c)	1/2b	3.0×10^{-2}	D
Copper & compounds	1/2b	3.6×10^{-1}	D
Formaldehyde	1	3.2×10^1	B
n-Hexane	1	7.6E+02 Note AP-42 (Reference: USEPA 1998a) factor is for hexane not n-Hexane	E
Lead & compounds	1/2b	2.4×10^{-1}	D
Manganese & compounds	1	1.6×10^{-1}	D
Mercury & compounds	1/2b	1.1×10^{-1}	D
Nickel & compounds	1/2b	8.8×10^{-1}	C
Nickel carbonyl	1/2b	0 Not emitted during electricity generation by combustion (d)	U
Oxides of nitrogen	1/2a	Large Wall fired boilers (>100 GJ/hr heat input) 11.8×10^4 Uncontrolled (e) 8.0×10^4 Uncontrolled (e) 5.9×10^4 Controlled - Low NOx burners 4.2×10^4 Controlled - Flue gas recirculation Small wall fired (<100 GJ/hr heat input) 4.2×10^4 Uncontrolled 2.1×10^4 Controlled - Low NOx burners 1.3×10^4 Controlled - Low NOx /flue gas recirc. Tangential-fired boilers (All sizes) 7.2×10^4 Uncontrolled 3.2×10^4 Controlled - Flue gas recirculation	A A A D B D C A D
dioxin & furans	2b	5×10^{-7} kg/PJ (g)	U
Sulfur dioxide	1/2a	2.5×10^2 (i)	A
Toluene	1	1.4	C
Zinc & compounds	1	1.2×10^1	E

ตารางที่ 5.3-3 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ - Steam Cycle (ต่อ)

Substance	Threshold category	Emission Estimation Technique kg/PJ unless otherwise indicated	EFR (a)
Notes:			
Reference: USEPA 1998a (Tables 1.4-1 to 1.4-4) and assuming an average higher heating value of 38 MJ/Nm ³			
a. Emission Factor Rating			
b. Based on method detection limits			
c. Total chromium assumed to be 0.95% chromium(III) and 5% chromium(VI). Reference: Pacific Power International 2002			
d. For a discussion of emissions of nickel subsulfide and nickel carbonyl see Reference: Rae 2000			
e. NSPS = New Source Performance Standard (USA). Post NSPS are boilers greater than 250 GJ/hr heat input which commenced after August 1971, and boilers between 100 and 250 GJ/hr heat input which commenced after June 1984			
g. Reference: UNEP 2001			
h. Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHs) listed in AP-42 include: biphenyl, acenaphthene, acenaphthylene, anthracene, benzo(a)anthracene, benzo(a)pyrene, benzo(b,j,k)fluoranthene, benzo(g,h,i) perylene, chrysene, fluoranthene, fluorene, indeno(1,2,3-cd)pyrene, naphthalene, phenanthrene, pyrene, 5-methyl chrysene. It should be noted that this list is similar, but slightly different, to the NPI list of PAHs.			
h. Derived from Table 1.4-2, AP-42 (Reference: USEPA 1998a), assuming 100% conversion of sulfur to SO ₂ , a natural gas sulfur content of 4,600 g/1E+06Nm ³ and higher heating value of 38 MJ/Nm ³			

5.3.4.4 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้น้ำมัน (Steam Cycle)

น้ำมันเชื้อเพลิง (Fuel Oil) และน้ำมันใส (Distillate Oil) มักถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองในหม้อไอน้ำของระบบไอน้ำ ดังนั้นการใช้งานจึงค่อนข้างน้อยเมื่อเทียบกับถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้น้ำมันและน้ำมันใสดังแสดงในตารางที่ 4.4-1

ตารางที่ 5.3-4 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้น้ำมันเชื้อเพลิงและน้ำมันใส - Steam Cycle

Substance Threshold category	Emission Estimation Technique kg/PJ unless otherwise indicated					
	Fuel Oil			Distillate		
	Kg/PJ	Kg/kL	EFR (a)	Kg/PJ	Kg/kL	EFR (a)
Antimony & compounds	1.6 x10 ¹	6.3 x10 ⁻⁴	E	No data (r)	No data (r)	
Arsenic & compounds	4.0	1.6 x10 ⁻⁴	C	1.7	8.5 x10 ⁻⁵	E
Benzene	6.4 x10 ⁻¹	2.6 x10 ⁻⁵	C	No data (r)	No data (r)	
Boron & compounds	No data (r)	No data (r)		No data (r)	No data (r)	
Cadmium & compounds	1.2	4.8 x10 ⁻⁵	C	1.3	5.1 x10 ⁻⁵	E
Chromium (III) compounds (c)	1.8 (c)	7.2 x10 ⁻⁵	U	9.0 x10 ⁻¹ (d)	3.6 x10 ⁻⁵	U
Chromium (VI) compounds (c)	7.4 x10 ⁻¹	3.0 x10 ⁻⁵	C	3.9 x10 ⁻¹ (d)	1.5 x10 ⁻⁵	U
Copper & compounds	5.3	2.1 x10 ⁻⁴	C	2.6	1.0 x10 ⁻⁴	E
Formaldehyde	9.9 x10 ¹	4.0 x10 ⁻³	C	No data (r)	No data (r)	
n-Hexane	No data (r)	No data (r)		No data (r)	No data (r)	
Lead & compounds	4.5	1.8 x10 ⁻⁴	C	3.9	1.5 x10 ⁻⁴	E
Manganese & compounds	9.0	3.6 x10 ⁻⁴	C	2.6	1.0 x10 ⁻⁴	E
Mercury & compounds	3.4 x10 ⁻¹	1.4 x10 ⁻⁵	C	1.3	5.1 x10 ⁻⁵	E
Nickel & compounds	2.5 x10 ²	1.0 x10 ⁻²	C	1.3	5.1 x10 ⁻⁵	E
Nickel carbonyl – (Not emitted during electricity generation by combustion) (e)	0		U	0	0	U

ตารางที่ 5.3-4 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้น้ำมันเชื้อเพลิงและน้ำมันใส- Steam Cycle (ต่อ)

Substance Threshold category	Emission Estimation Technique kg/PJ unless otherwise indicated					
	Fuel Oil			Distillate		
	Kg/PJ	Kg/kL	EFR (a)	Kg/PJ	Kg/kL	EFR (a)
Oxides of nitrogen (f)	Boilers > 100 GJ/hr 1.4 x10 ⁵ (g) 1.2 x10 ⁵ (h) 9.7 x10 ⁴ (i) 7.9 x10 ⁴ (j) Boilers < 100 GJ/hr 1.6 x10 ⁵	5.6 4.8 3.8 3.1 6.6	A B A E A	6.1 x10 ⁴	2.4	A
dioxin & furans	2.5 x10 ⁻⁶	1.02 x10 ⁻¹⁰	U	5 x10 ⁻⁷	2.01 x10 ⁻¹¹	U
Sulfur dioxide	4.7 x10 ⁵ x S (o)	1.9 x10 ¹ x S	A	4.3 x10 ⁵ x S (o)	1.7 x10 ¹ x S	A
Toluene	1.9 x10 ¹	7.4 x10 ⁻⁴	U	No data (r)	No data (r)	
Xylenes	3.3 x10 ¹	1.3 x10 ⁻⁵	U	3.3 x10 ⁻¹	1.3 x10 ⁻⁵	U
Zinc & compounds	8.7 x10 ¹	3.5 x10 ⁻³	D	1.7	6.8 x10 ⁻⁵	E
<p>Notes:</p> <p>Reference: USEPA 1998c unless otherwise noted</p> <p>Emission factors for fuel oil are those applicable to low-grade oil No 6 residual oil. Based on an energy value of 40.1 GJ/kL</p> <p>a. Emission Factor Rating</p> <p>b. For Bell Bay use 1.5 x10⁴ kg/PJ Reference: Department of the Environment, Sport and Territories 1996</p> <p>c. Chromium (III) determined from factors for Total Chromium and Chromium. Chromium (III) = Total Cr(III + VI) – Cr(VI).</p> <p>d. Chromium (III) assumed to be 0.7 x Total chromium, based on speciated results for fuel oil combustion. (Total Chromium 1.3 kg/PJ) Chromium (VI) assumed to be 0.3 x Total chromium, based on speciated results for fuel oil combustion. (Total Chromium 1.3 kg/PJ)</p> <p>e. For a discussion of emissions of nickel subsulfide and nickel carbonyl see Reference: Rae 2000</p> <p>f. For Bell Bay use 1.9 x10⁵ kg/PJ Ref. (1)</p> <p>g. Normal firing</p> <p>h. Normal firing with Low NOx burners</p> <p>i. Tangential firing</p> <p>j. Tangential firing with Low NOx burners.</p> <p>k. Particulate emission factors for residual oil combustion without emission control are, on average, a function of fuel oil grade and sulfur content. Use A = 1.12 x (S) + 0.37 (see note o. below)</p> <p>l. Assuming control efficiency of 99%</p> <p>m. Reference: UNEP 2001 using a TEF conversion factor of 17</p> <p>n. PAHs listed in Reference: USEPA 1998a include acenaphthene, acenaphthylene, anthracene, benz(a)anthracene, benzo(b,k)fluoranthene, benzo(g,h,i)perylene, chrysene, dibenzo(a,h)anthracene, fluoranthene, fluorene, indo(1,2,3-cd)pyrene, naphthalene, phenanthrene, pyrene. It should be noted that this list is similar, but slightly different, to the NPI list of PAHs</p> <p>o. S indicates that the weight percentage of sulfur in the oil should be multiplied by the value given. For example, if the fuel is 1% sulfur, then S = 1</p> <p>p. Reference: USEPA 1998a</p> <p>q. Taken as non-methane total organic compounds. For Bell Bay Power Station, Tasmania use 2.1 x10³ kg/PJ Reference: Department of the Environment, Sport and Territories 1996</p> <p>r. The emission factor is zero unless there is relevant information in other NPI manuals or NPI documentation, or the operators of the reporting facility are aware of other information that allows them to estimate the facility's emissions</p> <p>Scientific notation is used; e.g. 7.38 x10⁻² represents 7.38 x 10⁻² or 0.0738.</p>						

5.3.4.5 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซ LPG (Steam Cycle)

ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) (ส่วนผสมของสารโพรเพน บิวเทน และไฮโดรคาร์บอน) บางครั้งจะถูกนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงงานผลิตไอน้ำ สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษดังแสดงในตารางที่ 4.5-1

ตารางที่ 5.3-5 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว - Steam Cycle

SUBSTANCE	EMISSION FACTOR (kg/1000 L) ^a			
	Butane	EFR (e)	Propane	EFR (e)
Oxides of nitrogen (NO _x) ^c	2.5	E	2.3	E
Sulfur dioxide (SO ₂) ^b	1.9 x10 ⁻³ x S	E	2.1 x10 ⁻³ x S	E
Total Volatile Organic Compounds (TVOCs) ^d	7.2 x10 ⁻²	E	6.0 x10 ⁻²	E

Notes:
 From Reference: US.EPA 1995 (Table 1.5-1)
 Emissions (kg/year) = [emission factor (kg/1,000 L) x fuel usage (1,000 L/year)]
 L = Litre
 a. Derived from Table 1.5-1 Reference: US.EPA 1995 (Table 1.5-1) for industrial boilers
 b. S equals sulfur content of gas in g/10³ L
 c. Expressed as NO₂
 d. Derived from Table 1.5-1 Reference: USEPA 1995 (Table 1.5-1), for total organic compounds
 e. Emission Factor Rating
 Scientific notation is used; e.g. 7.38 x10⁻² represents 7.38 x10⁻² or 0.0738.

5.3.4.6 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (โดยใช้ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันไส เป็นเชื้อเพลิง)

สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษหลักหรือเกณฑ์ของสารก่อมลพิษจากการเผาไหม้ (ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) และสารอินทรีย์ระเหยง่ายทั้งหมด (Total VOCs)) การเผาไหม้ของก๊าซธรรมชาติ หรือน้ำมันไสในระบบกังหันก๊าซ ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีการเผาไหม้ที่ใช้ และการควบคุมหลังการเผาไหม้ ซึ่งปัจจุบันการควบคุมการปลดปล่อย NO_x จากระบบกังหันก๊าซมีการพัฒนาอย่างรวดเร็ว โดยระบบควบคุมระบบเผาไหม้แบบ Dry low NO_x เป็นระบบที่นิยมติดตั้งและสามารถควบคุมการปลดปล่อยออกไซด์ของไนโตรเจนให้ปลดปล่อยออกมาต่ำกว่าเทคโนโลยีอื่นๆ

สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับกังหันก๊าซที่ใช้เทคโนโลยีควบคุมการปล่อยมลพิษหลักๆ มีดังนี้

- การฉีดน้ำหรือไอน้ำ โดยฉีดน้ำหรือไอน้ำเข้าไปในห้องเผาไหม้ เพื่อลดอุณหภูมิของเปลวไฟและการปล่อยก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน
- การควบคุมการเผาไหม้ เพื่อลดการปล่อยก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจนผ่านการเผาไหม้แบบสลิ (Lean combustion) การลดเวลาพักของหัวเผา การเผาไหม้แบบ two-stage lean หรือ two-stage rich

การลดการปลดปล่อย NO_x ได้อีกวิธีหนึ่งโดยใช้ Selective Catalytic Reduction (SCR) หรือ Selective Non Catalytic Reduction (NSCR) การใช้เทคโนโลยีเหล่านี้ อาจมีการเพิ่มขึ้นของการปล่อยแอมโมเนียและฟอร์มัลดีไฮด์ ซึ่งตารางสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษจะไม่ได้รวมค่าสำหรับการปลดปล่อยสารเหล่านี้ เนื่องจากการปล่อยก๊าซจะขึ้นอยู่กับประเภทเทคโนโลยีและระดับการควบคุม NO_x ที่ทำได้

ตารางที่ 5.3-6 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ในโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (โดยใช้ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันใส่เป็นเชื้อเพลิง)

Substance	Threshold category	Emission Estimation Technique kg/PJ unless otherwise indicated				
		Natural Gas		Distillate		
		Kg/PJ	EFR (a)	Kg/PJ	Kg/kL	EFR (a)
Arsenic & compounds (b)	1/2b	no data (s)		4.7	1.9×10^{-4}	D
Cadmium & compounds (b)	1/2b	no data (s)		2.1	8.2×10^{-5}	D
Chromium (III) compounds (b)	1/2b	no data (s)		3.3	1.3×10^{-4}	D
Chromium (VI) compounds (b)	1/2b	no data (s)		1.4	5.6×10^{-5}	D
Copper & compounds (b)	1/2b	no data (s)		no data (s)	no data (s)	
Lead & compounds (b)	1/2b	no data (s)		6.0	2.4×10^{-4}	D
Manganese & compounds		no data (s)		3.4×10^2	1.3×10^{-2}	
Mercury & compounds (b)	1/2b	no data (s)		5.2×10^{-1}	2.0×10^{-5}	D
Nickel & compounds (b)	1/2b	no data (s)		2.0	7.9×10^{-5}	D
Nickel carbonyl	1/2b	0		0	0	
Oxides of nitrogen	1/2a	1.4×10^5	A	3.8×10^5	1.5×10^1	C
		uncontrolled		uncontrolled	uncontrolled	
		5.6×10^4	A	1.0×10^5	4.1	B
		water-steam injection		water-steam injection		
		4.3×10^4	D			
		lean premix				
dioxin & furans (j)	2b	5×10^{-7}	U	5×10^{-7}	2.01×10^{-11}	U
Sulfur dioxide (l)	1/2a	$4.1 \times 10^5 \times S$ 2.5×10^2	B	$4.4 \times 10^5 \times S$	$1.7 \times 10^1 \times S$	B

Notes:

Reference: USEPA 2000 unless otherwise noted

- Emission Factor Rating
- Emission factors for trace and their compounds from natural gas combustion sourced from Reference: USEPA 1998a section 1.4 Natural Gas Combustion (steam cycle)
- Compound was not detected. Emission factor based on half detection limit
- It is recognised that the uncontrolled emission factor for CO is lower than the controlled factors, contrary to expectations. USEPA has not identified the reason for this behaviour.
- Chromium(III) assumed to be 0.95 x Total chromium. Reference: Pacific Power International 2002
- Chromium (VI) assumed to be 0.05 x Total chromium. Reference: Pacific Power International 2002
- From natural gas combustion (steam cycle)
- From distillate combustion (steam cycle)
- Assuming a collection efficiency of 99%
- Reference: UNEP 2001 using a TEF conversion factor of 17
- Individual PAHS included not specified
- All sulfur in fuel assumed to be converted to SO₂. S = percent sulfur in fuel. Example, if sulfur content is 2.5%, then S= 2.5. If S is not available use defaults (equations are more accurate).
- Total VOCs emissions are assumed to equal the sum of organic emissions.
- The emission factor is zero unless there is relevant information in other NPI manuals or NPI documentation, or the operators of the reporting facility are aware of other information that allows them to estimate the facility's emissions

For a discussion of emissions of nickel subsulfide and nickel carbonyl see Reference: Rae 2000

นอกจากค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษตามประเภทโรงไฟฟ้าแล้ว ยังมีค่าสัมประสิทธิ์การปลดปล่อยตามประเภทชนิดเชื้อเพลิง อ้างอิงจาก "Compilation of Air Emission Factors, AP-42, Fifth Edition, Volume 1: Stationary Point and Area Sources (อ้างอิงจาก : US.EPA 1995) ดังนี้

5.3.4.7 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ถ่านหินบิทูมินัส (Bituminous) และซับบิทูมินัส (Subbituminous)

ตารางที่ 5.3-7 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่ม Polynuclear Aromatic Hydrocarbons (PAH) จากการเผาไหม้ถ่านหินบิทูมินัสและซับบิทูมินัส ที่มีระบบควบคุม

Pollutant	Emission Factor ^b (lb/ton)	EMISSION FACTOR RATING
Anthracene	2.1×10^{-7}	B
Naphthalene	1.3×10^{-5}	C
Pyrene	3.3×10^{-7}	B

^a References 35-45. Factors were developed from emissions data from six sites firing bituminous coal, four sites firing subbituminous coal, and from one site firing lignite. Factors apply to boilers utilizing both wet limestone scrubbers or spray dryers with an electrostatic precipitator (ESP) or fabric filter (FF). The factors also apply to boilers utilizing only an ESP or FF. Bituminous/subbituminous SCCs = pulverized coal-fired dry bottom boilers, 1-01-002-02/22, 1-02-002-02/22, 1-03-002-06; pulverized coal, dry bottom, tangentially-fired boilers, 1-01-002-12/26, 1-02-002-12/26, 1-03-002-16/26; and, cyclone boilers, 1-01-002-03/23, 1-02-002-03/23, and 1-03-002-03/23.

^b Emission factor should be applied to coal feed, as fired. To convert from lb/ton to kg/Mg, multiply by 0.5. Emissions are lb of pollutant per ton of coal combusted.

ตารางที่ 5.3-8 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็นองค์ประกอบสารอินทรีย์จากการเผาไหม้ถ่านหินบิทูมินัสและซับบิทูมินัส ที่มีระบบควบคุม

Pollutant ^b	Emission Factor ^c (lb/ton)	EMISSION FACTOR RATING
Acetaldehyde	5.7×10^{-4}	C
Benzene	1.3×10^{-3}	A
Bis(2-ethylhexyl)phthalate (DEHP)	7.3×10^{-5}	D
Carbon disulfide	1.3×10^{-4}	D
Chloroform	5.9×10^{-5}	D
Formaldehyde	2.4×10^{-4}	A
Hexane	6.7×10^{-5}	D
Isophorone	5.8×10^{-4}	D
Methyl ethyl ketone	3.9×10^{-4}	D
Methyl methacrylate	2.0×10^{-5}	E

ตารางที่ 5.3-8 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็นองค์ประกอบสารอินทรีย์จากการเผาไหม้ถ่านหินบิทูมินัสและซบิทูมินัส ที่มีระบบควบคุม (ต่อ)

Pollutant ^b	Emission Factor ^c (lb/ton)	EMISSION FACTOR RATING
Methyl tert butyl ether	3.5×10^{-5}	E
Methylene chloride	2.9×10^{-4}	D
Phenol	1.6×10^{-5}	D
Tetrachloroethylene	4.3×10^{-5}	D
Toluene	2.4×10^{-4}	A
1,1,1-Trichloroethane	2.0×10^{-5}	E
Styrene	2.5×10^{-5}	D
Xylenes	3.7×10^{-5}	C
Vinyl acetate	7.6×10^{-6}	E

^a References 35-53. Factors were developed from emissions data from ten sites firing bituminous coal, eight sites firing subbituminous coal, and from one site firing lignite. The emission factors are applicable to boilers using both wet limestone scrubbers or spray dryers and an electrostatic precipitator (ESP) or fabric filter (FF). In addition, the factors apply to boilers utilizing only an ESP or FF. SCCs = pulverized coal-fired, dry bottom boilers, 1-01-002-02/22, 1-02-002-02/22, 1-03-002-06/22; pulverized coal, dry bottom, tangentially-fired boilers, 1-01-002-12/26, 1-02-002-12/26, 1-03-002-16/26; cyclone boilers, 1-01-002-03/23, 1-02-002-03/23, 1-03-002-03/23; and, atmospheric fluidized bed combustors, circulating bed, 1-01-002-18/38, 1-02-002-18, and 1-03-002-18.

^b Pollutants sampled for but not detected in any sampling run include: Carbon tetrachloride- 2 sites; 1,3-Dichloropropylene- 2 sites; N-nitrosodimethylamine- 2 sites; Ethylidene dichloride- 2 sites; Hexachlorobutadiene- 1 site; Hexachloroethane- 1 site; Propylene dichloride- 2 sites; 1,1,2,2-Tetrachloroethane- 2 sites; 1,1,2-Trichloroethane- 2 sites; Vinyl chloride- 2 sites; and, Hexachlorobenzene- 2 sites.

^c Emission factor should be applied to coal feed, as fired. To convert from lb/ton to kg/Mg, multiply by 0.5.

ตารางที่ 5.3-9 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะพื้นฐานจากการเผาไหม้ถ่านหินบิทูมินัสและซบิทูมินัส ที่มีระบบควบคุม

Pollutant	Emission Factor ^b (lb/ton)	EMISSION FACTOR RATING
Antimony	1.8×10^{-5}	A
Arsenic	4.1×10^{-4}	A
Cadmium	5.1×10^{-5}	A
Chromium	2.6×10^{-4}	A
Chromium (VI)	7.9×10^{-5}	D
Lead	4.2×10^{-4}	A
Manganese	4.9×10^{-4}	A
Nickel	2.8×10^{-4}	A

^a References 35-53, 62-70. The emission factors were developed from emissions data at eleven facilities firing bituminous coal, fifteen facilities firing subbituminous coal, and from two facilities firing lignite. The factors apply to boilers utilizing either venturi scrubbers, spray dryer absorbers, or wet limestone scrubbers with an electrostatic precipitator (ESP) or Fabric Filter (FF). In addition, the factors apply to boilers using only an ESP, FF, or venturi scrubber. SCCs = pulverized coal-fired, dry bottom boilers, 1-01-002-02/22, 1-02-002-02/22, 1-03-002-06/22; pulverized coal, dry bottom, tangentially-fired boilers, 1-01-002-12/26, 1-02-002-12/26, 1-03-002-16/26; cyclone boilers, 1-01-002-03/23, 1-02-002-03/23, 1-03-002-03/23; and, atmospheric fluidized bed combustors, circulating bed, 1-01-002-18/38, 1-02-002-18, and 1-03-002-18.

^b Emission factor should be applied to coal feed, as fired. To convert from lb/ton to kg/Mg, multiply by 0.5.

5.3.4.8 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ถ่านหินลิกไนต์ (Lignite)

ตารางที่ 5.3-10 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่ม POLYNUCLEAR AROMATIC HYDROCARBONS (PAH) จากการเผาไหม้ถ่านหินลิกไนต์ ที่มีระบบควบคุม

Pollutant	Emission Factor ^b (lb/ton)	EMISSION FACTOR RATING
Anthracene	2.1×10^{-7}	B
Naphthalene	1.3×10^{-5}	C
Pyrene	3.3×10^{-7}	B

^a References 30-40. Factors were developed from emissions data from six sites firing bituminous coal, four sites firing subbituminous coal, and from one site firing lignite. Factors apply to boilers utilizing both wet limestone scrubbers or spray dryers with an electrostatic precipitator (ESP) or fabric filter (FF). The factors also apply to boilers utilizing only an ESP or FF. SCCs = pulverized coal-fired boilers, 1-01-003-01, 1-02-003-01, 1-03-003-05; pulverized coal tangentially-fired boilers, 1-01-003-02, 1-02-003-02, 1-03-003-06; and cyclone boilers, 1-01-003-03, and 1-02-003-03.

^b Emission factor should be applied to coal feed, as fired. To convert from lb/ton to lb/MMBtu, multiply by 0.0625. To convert from lb/ton to kg/Mg, multiply by 0.5. Emissions are lb of pollutant per ton of coal combusted.

ตารางที่ 5.3-11 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็นองค์ประกอบสารอินทรีย์ จากการเผาไหม้ถ่านหินลิกไนต์ที่มีระบบควบคุม

Pollutant ^b	Emission Factor ^c (lb/ton)	EMISSION FACTOR RATING
Acetaldehyde	5.7×10^{-4}	C
Benzene	1.3×10^{-3}	A
Benzyl chloride	7.0×10^{-4}	D
Bis(2-ethylhexyl)phthalate (DEHP)	7.3×10^{-5}	D
Carbon disulfide	1.3×10^{-4}	D
Chloroform	5.9×10^{-5}	D
Formaldehyde	2.4×10^{-4}	A
Hexane	6.7×10^{-5}	D
Isophorone	5.8×10^{-4}	D
Methyl ethyl ketone	3.9×10^{-4}	D
Methyl methacrylate	2.0×10^{-5}	E
Methyl tert butyl ether	3.5×10^{-5}	E
Methylene chloride	2.9×10^{-4}	D
Phenol	1.6×10^{-5}	D
Tetrachloroethylene	4.3×10^{-5}	D
Toluene	2.4×10^{-4}	A

ตารางที่ 5.3-11 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็นองค์ประกอบสารอินทรีย์จากการเผาไหม้ถ่านหินลิกไนต์ที่มีระบบควบคุม (ต่อ)

Pollutant ^b	Emission Factor ^c (lb/ton)	EMISSION FACTOR RATING
1,1,1-Trichloroethane	2.0×10^{-5}	E
Styrene	2.5×10^{-5}	D
Xylenes	3.7×10^{-5}	C
Vinyl acetate	7.6×10^{-6}	E

^a References 30-48. Factors were developed from emissions data from ten sites firing bituminous coal, eight sites firing subbituminous coal, and from one site firing lignite. The emission factors are applicable to boilers using both wet limestone scrubbers or spray dryers and an electrostatic precipitator (ESP) or fabric filter (FF). In addition, the factors apply to boilers utilizing only an ESP or FF. SCCs = pulverized coal-fired boilers, 1-01-003-01, 1-02-003-01, 1-03-003-05; pulverized coal tangentially-fired boilers, 1-01-003-02, 1-02-003-02, 1-03-003-06; cyclone boilers, 1-01-003-03, 1-02-003-03; and atmospheric fluidized bed combustor, circulating bed, 1-01-003-18. This table is similar to Table 1.1-13 and is reproduced here for the convenience of the reader.

^b Pollutants sampled for but not detected in any sampling run include: Carbon tetrachloride- 2 sites; 1,3-Dichloropropylene- 2 sites; N-nitrosodimethylamine- 2 sites; Ethylidene dichloride- 2 sites; Hexachlorobutadiene- 1 site; Hexachloroethane- 1 site; Propylene dichloride- 2 sites; 1,1,2,2-Tetrachloroethane- 2 sites; 1,1,2-Trichloroethane- 2 sites; Vinyl chloride- 2 sites; and, Hexachlorobenzene- 2 sites.

^c Emission factor should be applied to coal feed, as fired. To convert from lb/ton to kg/Mg, multiply by 0.5. To convert from lb/ton to lb/MMBtu, multiply by 0.0625.

ตารางที่ 5.3-12 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะพื้นฐานจากการเผาไหม้ถ่านหินลิกไนต์ ที่มีระบบควบคุม

Pollutant	Emission Factor ^b (lb/ton)	EMISSION FACTOR RATING
Antimony	1.8×10^{-5}	A
Arsenic	4.1×10^{-4}	A
Cadmium	5.1×10^{-5}	A
Chromium	2.6×10^{-4}	A
Chromium (VI)	7.9×10^{-5}	D
Lead	4.2×10^{-4}	A
Manganese	4.9×10^{-4}	A
Nickel	2.8×10^{-4}	A

^a References 30-48, 50-58. The emission factors were developed from emissions data at eleven facilities firing bituminous coal, fifteen facilities firing subbituminous coal, and from two facilities firing lignite. The factors apply to boilers utilizing either venturi scrubbers, spray dryer absorbers, or wet limestone scrubbers with an electrostatic precipitator (ESP) or Fabric Filter (FF). In addition, the factors apply to boilers using only an ESP, FF, or venturi scrubber. SCCs = pulverized coal-fired boilers, 1-01-003-01, 1-02-003-01, 1-03-003-05; pulverized coal tangentially-fired boilers, 1-01-003-02, 1-02-003-02, 1-03-003-06; cyclone boilers, 1-01-003-03, 1-02-003-03; and atmospheric fluidized bed combustor, circulating bed, 1-01-003-18.

^b Emission factor should be applied to coal feed, as fired. To convert from lb/ton to kg/Mg, multiply by 0.5. To convert from lb/ton to lb/MMBtu, multiply by 0.0625.

5.3.4.9 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas)

ตารางที่ 5.3-13 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็นองค์ประกอบสารอินทรีย์จากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ

CAS No.	Pollutant	Emission Factor (lb/10 ⁶ scf)	Emission Factor Rating
120-12-7	Anthracene ^{b,c}	<2.4 x10 ⁻⁶	E
71-43-2	Benzene ^b	2.1 x10 ⁻³	B
25321-22-6	Dichlorobenzene ^b	1.2 x10 ⁻³	E
50-00-0	Formaldehyde ^b	7.5 x10 ⁻²	B
110-54-3	Hexane ^b	18 x10 ⁻¹	E
91-20-3	Naphthalene ^b	6.1 x10 ⁻⁴	E
109-66-0	Pentane	26 x10 ⁻¹	E
129-00-0	Pyrene ^{b, c}	5.0 x10 ⁻⁶	E
108-88-3	Toluene ^b	3.4 x10 ⁻³	C

^a Reference 11. Units are in pounds of pollutant per million standard cubic feet of natural gas fired. Data are for all natural gas combustion sources. To convert from lb/10⁶ scf to kg/10⁶ m³, multiply by 16. To convert from lb/10⁶ scf to lb/MMBtu, divide by 1,020. Emission Factors preceded with a less-than symbol are based on method detection limits.

^b Hazardous Air Pollutant (HAP) as defined by Section 112(b) of the Clean Air Act.

^c HAP because it is Polycyclic Organic Matter (POM). POM is a HAP as defined by Section 112(b) of the Clean Air Act.

^d The sum of individual organic compounds may exceed the VOC and TOC emission factors due to differences in test methods and the availability of test data for each pollutant.

ตารางที่ 5.3-14 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะจากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ

CAS No.	Pollutant	Emission Factor (lb/10 ⁶ scf)	Emission Factor Rating
7440-38-2	Arsenic ^b	2.0 x10 ⁻⁴	E
7440-43-9	Cadmium ^b	1.1 x10 ⁻³	D
7440-47-3	Chromium ^b	1.4 x10 ⁻³	D
7440-50-8	Copper	8.5 x10 ⁻⁴	C
7439-96-5	Manganese ^b	3.8 x10 ⁻⁴	D
7439-98-7	Molybdenum	1.1 x10 ⁻³	D

ตารางที่ 5.3-14 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะจากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ (ต่อ)

CAS No.	Pollutant	Emission Factor (lb/10 ⁶ scf)	Emission Factor Rating
7440-02-0	Nickel ^b	2.1 x10 ⁻³	C
7440-66-6	Zinc	2.9 x10 ⁻²	E

a Reference 11. Units are in pounds of pollutant per million standard cubic feet of natural gas fired. Data are for all natural gas combustion sources. Emission factors preceded by a less-than symbol are based on method detection limits. To convert from lb/10⁶ scf to kg/10⁶ m³, multiply by 1.6. To convert from lb/10⁶ scf to lb/MMBtu, divide by 1,020.

b Hazardous Air Pollutant as defined by Section 112(b) of the Clean Air Act.

5.3.4.10 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้น้ำมันเชื้อเพลิง (Fuel Oil)

ตารางที่ 5.3-15 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็นองค์ประกอบสารอินทรีย์จากการเผาไหม้น้ำมันเชื้อเพลิง

Organic Compound	Average Emission Factor ^b (lb/10 ³ Gal)	EMISSION FACTOR RATING
Benzene	2.14 x10 ⁻⁴	C
Formaldehyde ^d	3.30 x10 ⁻²	C
Naphthalene	1.13 x10 ⁻³	C
1,1,1-Trichloroethane	2.36 x10 ^{-4C}	E
Toluene	6.2 x10 ⁻³	D
o-Xylene	1.09 x10 ^{-4C}	E
Anthracene	1.22 x10 ⁻⁶	C
Pyrene	4.25 x10 ⁻⁶	C

a Data are for residual oil fired boilers, Source Classification Codes (SCCs) 1-01-004-01/04.

b References 64-72. To convert from lb/10³ gal to kg/10³ L, multiply by 0.12.

c Based on data from one source test (Reference 67).

d The formaldehyde number presented here is based only on data from utilities using No. 6 oil. The number presented in Table 1.3-7 is based on utility, commercial, and industrial boilers.

ตารางที่ 5.3-16 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะจากการเผาไหม้น้ำมันเชื้อเพลิง

Metal	Average Emission Fact or ^{b, d} (lb/10 ³ Gal)	EMISSION FACTOR RATING
Antimony	5.25 x10 ^{-3C}	E
Arsenic	1.32 x10 ⁻³	C
Cadmium	3.98 x10 ⁻⁴	C
Chromium	8.45 x10 ⁻⁴	C
Chromium VI	2.48 x10 ⁻⁴	C
Copper	1.76 x10 ⁻³	C

ตารางที่ 5.3-16 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะจากการเผาไหม้ น้ำมันเชื้อเพลิง (ต่อ)

Metal	Average Emission Fact or ^{b, d} (lb/10 ³ Gal)	EMISSION FACTOR RATING
Lead	1.51 x10 ⁻³	C
Manganese	3.00 x10 ⁻³	C
Molybdenum	7.87 x10 ⁻⁴	D
Nickel	8.45 x10 ⁻²	C
Phosphorous	9.46 x10 ⁻³	D
Zinc	2.91 x10 ⁻²	D

^a Data are for residual oil fired boilers, Source Classification Codes (SCCs) 1-01-004-01/04.
^b References 64-72. 18 of 19 sources were uncontrolled and 1 source was controlled with low efficiency ESP. To convert from lb/10³ gal to kg/10³ L, multiply by 0.12.
^c References 29-32,40-44.
^d For oil/water mixture, reduce factors in proportion to water content of the fuel (due to dilution). To adjust the listed values for water content, multiply the listed value by 1-decimal fraction of water (ex: For fuel with 9 percent water by volume, multiply by 1-0.9=.91).

5.3.4.11 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้เศษไม้ (Wood Residue) ในหม้อไอน้ำ

ตารางที่ 5.3-17 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็นองค์ประกอบสารอินทรีย์ (TOC, VOC) จากการเผาไหม้เศษไม้

Organic Compound	Average Emission Factor ^b (lb/MMBtu)	EMISSION FACTOR RATING
Acetaldehyde	8.3 x10 ⁻⁴	A
Acetone	1.9 x10 ⁻⁴	D
Anthracene	3.0 x10 ⁻⁶	A
Benzene	4.2 x10 ⁻³	A
Chloroform	2.8 x10 ⁻⁵	D
1,2-Dichloroethane	2.9 x10 ⁻⁵	D
Formaldehyde	4.4 x10 ⁻³	A
Naphthalene	9.7 x10 ⁻⁵	A
Phenol	5.1 x10 ⁻⁵	C
Pyrene	3.7 x10 ⁻⁶	A
Styrene	1.9 x10 ⁻³	D
Tetrachloroethene	3.8 x10 ⁻⁵	D
Toluene	9.2 x10 ⁻⁴	C
Trichloroethene	3.0 x10 ⁻⁵	D
Vinyl Chloride	1.8 x10 ⁻⁵	D
o-Xylene	2.5 x10 ⁻⁵	D

^a Units of lb of pollutant/million Btu (MMBtu) of heat input. To convert from lb/MMBtu to lb/ton, multiply by (HHV * 2000), where HHV is the higher heating value of the fuel, MMBtu/lb. To convert lb/MMBtu to kg/J, multiply by 4.3E-10. These factors apply to Source Classification Codes (SCC) 1-0X-009-YY, where X = 1 for utilities, 2 for industrial, and 3 for commercial/institutional, and where Y = 01 for bark-fired boiler, 02 for bark and wet wood-fired boiler, 03 for wet wood-fired boiler, and 08 for dry wood-fired boiler.
^b Factors are for boilers with no controls or with particulate matter controls.

ตารางที่ 5.3-18 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะจากการเผาไหม้เศษไม้

Trace Element	Average Emission Factor (lb/MMBtu) ^b	EMISSION FACTOR RATING
Antimony	7.9×10^{-6}	C
Arsenic	2.2×10^{-5}	A
Cadmium	4.1×10^{-6}	A
Chromium, total	2.1×10^{-5}	A
Chromium, hexavalent	3.5×10^{-6}	C
Copper	4.9×10^{-5}	A
Lead	4.8×10^{-5}	A
Manganese	1.6×10^{-3}	A
Molybdenum	2.1×10^{-6}	D
Nickel	3.3×10^{-5}	A
Tin	2.3×10^{-5}	D
Zinc	4.2×10^{-4}	A

^a Units of lb of pollutant/million Btu (MMBtu) of heat input. To convert from lb/MMBtu to lb/ton, multiply by (HHV * 2000), where HHV is the higher heating value of the fuel, MMBtu/lb. To convert lb/MMBtu to kg/J, multiply by 4.3E-10. These factors apply to Source Classification Codes (SCC) 1-0X-009-YY, where X = 1 for utilities, 2 for industrial, and 3 for commercial/institutional, and where Y = 01 for bark-fired boiler, 02 for bark and wet wood-fired boiler, 03 for wet wood-fired boiler, and 08 for dry wood-fired boiler.

^b Factors are for boilers with no controls or with particulate matter controls.

5.3.4.12 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับการเผาไหม้น้ำมันที่ใช้แล้ว (Waste Oil)

ตารางที่ 5.3-19 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับก๊าซออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO₂) จากการเผาไหม้น้ำมันที่ใช้แล้ว

Source Category (SCC)	NO _x ^b		SO _x ^b	
	Emission Factor (lb/10 ³ gal)	EMISSION FACTOR RATING	Emission Factor (lb/10 ³ gal)	EMISSION FACTOR RATING
Small boilers (1-03-013-02)	19	C	147S ^c	C
Space heaters Vaporizing burner (1-05-001-14, 1-05-002-14)	11	D	100S ^c	D
Atomizing burner (1-05-001-13, 1-05-002-13)	16	D	107S ^c	D

^a Units are lb of pollutant/10³ gallons of blended waste oil burned. To convert from lb/10³ gallons to kg/m³, multiply by 0.12.
SCC = Source Classification Code.

^b References 4, 7.

^c S = weight % sulfur in fuel. Multiply numeric value by S to obtain emission factor. For example, if sulfur content is 3.4%, then S = 3.4.

ตารางที่ 5.3-20 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มโลหะจากการเผาไหม้น้ำมันที่ใช้แล้ว

Pollutant	Small Boilers Emission Factor (lb/10 ³ gal) ^b (SCC 1-03-013-02)	Space Heaters: Vaporizing Burner Emission Factor (lb/10 ³ gal) ^c (SCC 1-05-001-14, 1-05-002-14)	Space Heaters: Atomizing Burner Emission Factor (lb/10 ³ gal) ^c (SCC 1-05-001-13, 1-05-002-13)
Antimony	BDL	3.4 x10 ⁻⁴	4.5 x10 ⁻³
Arsenic	1.1 x10 ⁻¹	2.5 x10 ⁻³	6.0 x10 ⁻²
Cadmium	9.3 x10 ⁻³	1.5 x10 ⁻⁴	1.2 x10 ⁻²
Chromium	2.0 x10 ⁻²	1.9 x10 ⁻¹	1.8 x10 ⁻¹
Manganese	6.8 x10 ⁻²	2.2 x10 ⁻³	5.0 x10 ⁻²
Nickel	1.1 x10 ⁻²	5.0 x10 ⁻²	1.6 x10 ⁻¹

a Pollutants in this table represent metal species measured for waste oil combustors. Other metal species may also have been emitted but were either not measured or were present at concentrations below analytical detection limits. Units are lb of pollutant/10³ gallons of waste oil burned. To convert from lb/10³ gallons to kg/m³, multiply by 0.12. BDL = below detection limit. SCC = Source Classification Code. ND = no data.

b Reference 4.

c References 4-5.

ตารางที่ 5.3-21 สัมประสิทธิ์การปลดปล่อยมลพิษสำหรับสารกลุ่มที่เป็นองค์ประกอบสารอินทรีย์จากการเผาไหม้น้ำมันที่ใช้แล้ว

Pollutant	Space Heaters: Vaporizing Burner (SCC 1-05-001-14, 1-05-002-14) Emission Factor (lb/10 ³ gal)	Space Heaters: Atomizing Burner (SCC 1-05-001-13, 1-05-002-13) Emission Factor (lb/10 ³ gal)
Phenol	2.4 x10 ⁻³	2.8 x10 ⁻⁵
Dichlorobenzene	8.0 x10 ⁻⁷	ND
Naphthalene	1.3 x10 ⁻²	9.2 x10 ⁻⁵
Phenanthrene/anthracene	1.1 x10 ⁻²	1.0 x10 ⁻⁴
Bis(2-ethylhexyl)phthalate	2.2 x10 ⁻³	ND
Pyrene	7.1 x10 ⁻³	8.3 x10 ⁻⁶
Trichloroethylene	ND	ND

a Reference 4. Pollutants in this table represent organic species measured for waste oil combustors. Other organic species may also have been emitted but were either not measured or were present at concentrations below analytical detection limits. Units are lb of pollutant/103 gallons of waste oil burned. To convert from lb/103 gallons to kg/m³, multiply by 0.12. SCC = Source Classification Code. ND = no data.

ตัวอย่างการคำนวณการปลดปล่อยสารมลพิษโดยใช้ Emission Factor

ตัวอย่าง

คำนวณการปล่อย SO₂ โดยใช้วิธี Emission Factor โรงไฟฟ้าที่มีหม้อไอน้ำใช้ถ่านหินซับบิทูมินัส 2 ล้านตันต่อปี ประเมินการ SO₂ ถ้าปริมาณซัลเฟอร์ของถ่านหินอยู่ที่ 0.5% (เมื่อเผา) และไม่มีระบบการควบคุม

$$E_{kpy,i} = AR \times EF \times [1 - (CE_i/100)]$$

$$E_{kpy,SO_2} = \text{emission of } SO_2$$

$$CE_i = 0$$

$$AR = 2 \times 10^6 \text{ tonnes}$$

$$EF = 17.5S \text{ kg/tonne}$$

$$S = 0.5\%$$

$$E_{kpy,i} = 2 \times 10^6 \times 17.5 \times 0.5 \times [1 - 0/100] \quad \text{kg/year}$$

$$= 1.75 \times 10^7 \text{ kg/year}$$

ตัวอย่าง

คำนวณการปล่อย SO₂ ซัลเฟอร์ไดออกไซด์สู่สู่อากาศ โดยใช้การคำนวณทางวิศวกรรมตามองค์ประกอบเชื้อเพลิง จากโรงไฟฟ้าที่ใช้ Brown Coal เป็นเชื้อเพลิง โดยใช้ถ่านหิน 4 ล้านตันต่อปี ถ่านหินมีปริมาณกำมะถัน 0.8% (เมื่อเผา) และ 10% ของกำมะถันจะอยู่ในเถ้า

$$E_{kpy,i} = AR \times EF \times [1 - (CE_i/100)]$$

$$E_{kpy,SO_2} = \text{emission of } SO_2$$

$$CE_i = 10 \%$$

$$AR = 4 \times 10^6 \text{ tonnes / yr}$$

$$EF = 15 \times S \text{ kg/tonne}$$

$$S = 0.8\%$$

$$E_{kpy,i} = 4.0 \times 10^6 \times 15 \times 0.8 [1 - (10/100)] \quad \text{kg/year}$$

$$= 4.32 \times 10^7 \text{ kg/year}$$

เอกสารอ้างอิง

1. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, สืบค้นจาก <https://abc.egat.co.th/electricity-generation>
2. Emission Factor การปลดปล่อยสารไดออกซินจากหม้อไอน้ำของโรงไฟฟ้าและอุตสาหกรรมอื่น, กรมควบคุมมลพิษ พ.ศ.2564.
3. US.EPA, Hydrogen Fluoride Emission Factors for the NAPAP Emission Inventory; Office of Research and Development; 1985.
4. Manual for PRTR Release Estimation Method (Japan, 2004). และ OECD materials (OECD, 2002 และ 2005).
5. US.EPA, Electricity Generating Facilities: Section 313 of the Emergency Planning and Community Right-to-Know Act, February 2000.
6. US.EPA., External Combustion Sources, AP-42: Compilation of Air Emission Factors, Fifth Edition, Volume I, Chapter 1: External Combustion Sources.
7. Paul J. Miller and Chris Van Atten, North American Power Plant Air Emissions, March 2004.
8. กรีนพีซประเทศไทย และมหาวิทยาลัยนเรศวร, รายงานการปลดปล่อยปรอทจากโรงไฟฟ้าถ่านหินในประเทศไทย (Mercury Emission from Coal Plants in Thailand)
9. วิสาชา ภูจินดา, ผลกระทบและมาตรการทางสิ่งแวดล้อมของกิจการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (Environmental Impact and Measures of Electricity Generation for Very Small Power Plant using Renewable Energy), วารสารวิชาการพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ปีที่ 22 ฉบับที่ 1 ม.ค. - เม.ย. 2555
10. ฝ่ายสื่อสารองค์กร การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินเทคโนโลยีสะอาดและท่าเทียบเรือบ้านคลองรั้ว จังหวัดกระบี่, กุมภาพันธ์ 2559

ภาคผนวก ก

บัญชีรายชื่อสารเคมีเป้าหมาย PRTR



ภาคผนวก ก

บัญชีรายชื่อสารเคมีเป้าหมาย PRTR

บัญชีรายชื่อสารเคมีเป้าหมาย PRTR

ลำดับที่	ชื่อสารเคมี Name of Chemical substance	สูตรเคมี Molecular Formula	CAS Registry Number (CAS No.)
1	อะซีทัลดีไฮด์ (Acetaldehyde)	CH ₃ CHO	75-07-0
2	อะซิโตน (Acetone)	C ₃ H ₆ O	67-64-1
3	อะคริลเอไมด์ (Acrylamide)	C ₃ H ₅ NO	79-06-1
4	กรดอะคริลิก (Acrylic Acid)	C ₃ H ₄ O ₂	79-10-7
5	อะคริโลไนไตรล์ (Acrylonitrile)	C ₃ H ₃ N	107-13-1
6	อะมีพรีน (Ametryn)	C ₉ H ₁₇ N ₅ S	834-12-8
7	แร่พลวง และสารประกอบ (Antimony and its compounds)		
	พลวง (Antimony, metallic)	Sb	7440-36-0
8	สารหนู และสารประกอบ (Arsenic and its compounds)		
	สารหนู (Arsenic)	As	7440-38-2
9	อะทราซีน (Atrazine)	C ₈ H ₁₄ ClN ₅	1912-24-9
10	เบนซีน (Benzene)	C ₆ H ₆	71-43-2
11	เบนซิลคลอไรด์ (Benzyl Chloride)	C ₇ H ₇ Cl	100-44-7
12	บิส (2-เอทิลเฮกซิล) ฟทาเลต (Bis(2-ethylhexyl)phthalate)	C ₂₄ H ₃₈ O ₄	117-81-7
13	บิสฟีนอล เอ (Bisphenol A)	C ₁₅ H ₁₆ O ₂	80-05-7
14	โบรอน และสารประกอบ (Boron and its compounds) เช่น		
	กรดโบริก (Boric Acid)	H ₃ BO ₃	10043-35-3
	โบรอนไตรคลอไรด์ (Boron trichloride)	BCl ₃	10294-34-5
	โบรอนไตรโบรไมด์ (Boron tribromide)	BBr ₃	10294-33-4
	โบรอนไตรฟลูออไรด์ (Boron trifluoride)	BF ₃	7637-07-2
	โซเดียมเตตระโบเรต แอนไฮเดรต (Sodium Tetraborate anhydrous)	Na ₂ B ₄ O ₇	1330-43-4
	โซเดียมเตตระโบเรตเดคะไฮเดรต	Na ₂ B ₄ O ₇ ·10H ₂ O	1303-96-4

ลำดับที่	ชื่อสารเคมี Name of Chemical substance	สูตรเคมี Molecular Formula	CAS Registry Number (CAS No.)
	(Sodium tetraboratedecahydrate) หรือ บอแรกซ์(borax)		
	โซเดียมเตตระบอเรตเพนตะไฮเดรต (Sodium tetraboratepentahydrate)	Na ₂ B ₄ O ₇ ·5H ₂ O	12179-04-3
15	1-โบรโม 2-คลอโรอีเทน (Bromo-2-chloroethane,1-)	CH ₂ BrCl	107-04-0
16	บิวทาคลอร์ (Butachlor)	C ₁₇ H ₂₆ ClNO ₂	23184-66-9
17	1,3-บิวทาไดอิน (Butadiene,1,3-)	C ₄ H ₆	106-99-0
18	แคดเมียม และสารประกอบ (Cadmium and its compounds)	Cd	7440-43-9
19	แคปแทน (Captan)	C ₉ H ₈ Cl ₃ NO ₂ S	133-06-2
20	คาร์บอนไดซัลไฟด์ (Carbon Disulfide)	CS ₂	75-15-0
21	2-คลอโรอะซีทัลดีไฮด์ (Chloroacetaldehyde, 2-)	C ₂ H ₃ ClO	107-20-0
22	กรดคลอโรอะซีติก (Chloroacetic Acid)	C ₂ H ₃ ClO ₂	79-11-8
23	คลอโรฟอร์ม (ไตรคลอโรมีเทน) [(Chloroform (trichloromethane)]	CHCl ₃	67-66-3
24	คลอโรทาลอนิล (Chlorothalonil)	C ₈ Cl ₄ N ₂	1897-45-6
25	คลอร์ไพริฟอส (Chlorpyrifos)	C ₉ H ₁₁ Cl ₃ NO ₃ PS	2921-88-2
26	โครเมียม และสารประกอบ (Chromium and its compounds) เช่น		
	กรดโครมิก (Chromic acid)	H ₂ CrO ₄ หรือ H ₂ Cr ₂ O ₇	7738-94-5
	โครมิกคลอไรด์ (Chromic chloride)	CrO ₂ Cl ₂	10025-73-7
	กรดโครเมียม (Chromium acid) หรือ โครเมียมไตรออกไซด์ (Chromium trioxide)	CrO ₃	1333-82-0
	โครเมียม ((Chromium (VI))	Cr ⁺⁶	18540-29-9
	โครเมียม (Chromium, Total)	Cr	7440-47-3
	เมอร์คิวรี (II) โครเมต [Mercury (II) chromate]	HgCrO ₄	13444-75-2
	โซเดียมโครเมต (Sodium chromate)	Na ₂ CrO ₄	7775-11-3
	โซเดียม ไดโครเมต (Sodium dichromate)	Na ₂ (Cr ₂ O ₇)	10588-01-9

ลำดับที่	ชื่อสารเคมี Name of Chemical substance	สูตรเคมี Molecular Formula	CAS Registry Number (CAS No.)
27	ทองแดง และสารละลายเกลือ (Copper and soluble salts) เช่น		
	ทองแดง (Copper)	Cu	7440-50-8
	คอปเปอร์ (II) คลอไรด์ [Copper (II) chloride] หรือ คิวปริคคลอไรด์ (Cupric chloride)	CuCl ₂	7447-39-4
	คอปเปอร์ (II) คลอไรด์ไดไฮเดรต [Copper (II) chloridedihydrate] หรือ คิวปริคคลอไรด์ ไดไฮเดรต (Cupric chloride dehydrate)	CuCl ₂ ·2H ₂ O	10125-13-0
	คอปเปอร์ (I) ไซยาไนด์ [Copper (I) cyanide]	CuCN	544-92-3
	คอปเปอร์ (II) ไซยาไนด์ [Copper (II) cyanide]	Cu(CN) ₂	14763-77-0
	คอปเปอร์ (II) ไฮดรอกไซด์ [Copper (II) hydroxide]	Cu(OH) ₂	20427-59-2
	คอปเปอร์ (II) ซัลเฟต (แอนไฮเดรต) [Copper (II) Sulfate (anhydrous)]	CuSO ₄	7758-98-7
	คอปเปอร์ (II) ซัลเฟต (เพนตะไฮเดรต) [Copper (II) sulphate (pentahydrate)]	CuSO ₄ ·5H ₂ O	7758-99-8
	คอปเปอร์ซัลเฟต (ไตรเบสิก) [Copper sulfate (tribasic)] หรือ คอปเปอร์ (II) ไฮดรอกไซด์ซัลเฟต [Copper (II) hydroxide sulfate]	Cu ₄ (OH) ₆ (SO ₄)	1333-22-8
	คอปเปอร์ออกซีคลอไรด์ (Copper oxychloride) หรือ คอปเปอร์ (II) คลอไรด์ออกไซด์ไฮเดรต [Copper (II) chloride oxide hydrate]	3Cu(OH) ₂ ·CuCl ₂	1332-40-7
	คอปเปอร์ออกซีคลอไรด์ (Copper oxychloride) หรือ คอปเปอร์ (II) คลอไรด์ไฮดรอกไซด์ [copper (II) chloride hydroxide]	Cu ₂ Cl·(OH) ₃	1332-65-6
28	ไซโคลเฮกซาโนน (Cyclohexanone)	C ₆ H ₁₀ O	108-94-1
29	2,4-ดี-บิวโททิล (D-Butotyl, 2,4-)	C ₁₄ H ₁₈ Cl ₂ O ₄	1929-73-3
30	2,4-ดี-บิวทิล (D-Butyl, 2,4-)	C ₁₂ H ₁₄ Cl ₂ O ₃	94-80-4
31	2,4-ดี-ไดเมทิลแอมโมเนียม (D-Dimethylammonium, 2,4-)	C ₁₀ H ₁₃ Cl ₂ NO ₃	2008-39-1

ลำดับที่	ชื่อสารเคมี Name of Chemical substance	สูตรเคมี Molecular Formula	CAS Registry Number (CAS No.)
32	ไดอะลิฟอส (Dialifos)	$C_{14}H_{17}ClNO_4PS_2$	10311-84-9
33	1,4-ไดคลอโรเบนซีน (Dichlorobenzene, 1,4-)	$C_6H_4Cl_2$	106-46-7
34	1,2-ไดคลอโรอีเทน (Dichloroethane, 1,2-)	$C_2H_4Cl_2$	107-06-2
35	2,4-ไดคลอโรฟีนอกซี อะซิติก แอซิด (Dichlorophenoxyacetic acid, 2,4-)	$C_8H_6Cl_2O_3$	94-75-7
36	ไดคลออร์วอส (Dichlorvos)	$C_4H_7Cl_2O_4P$	62-73-7
37	ไดเอทิลีน ไกลคอล โมโนบิวทิล อีเทอร์ (Diethyleneglycol monobutylether)	$C_8H_{18}O_3$	112-34-5
38	ไดไทโอเพอร์ (Dithiopyr)	$C_{15}H_{16}F_5NO_2S_2$	97886-45-8
39	อีพิคลอโรไฮดริน (Epichlorohydrin)	C_3H_5ClO	106-89-8
40	เอทิล อะซิเตต (Ethyl acetate)	$C_4H_8O_2$	141-78-6
41	เอทิล อะคริเลต (Ethyl Acrylate)	$C_5H_8O_2$	140-88-5
42	เอทิลีน ไกลคอล (Ethylene glycol)	$C_2H_6O_2$	107-21-1
43	เอทิลีน ไกลคอล โมโนบิวทิล อีเทอร์ (Ethylene glycol monobutylether)	$C_6H_{14}O_2$	111-76-2
44	เอทิลีน ออกไซด์ (Ethylene oxide)	C_2H_4O	75-21-8
45	ฟอร์มัลดีไฮด์ (Formaldehyde)	CH_2O	50-00-0
46	กรดฟอร์มิก (Formic acid)	CH_2O_2	64-18-6
47	เฟอร์ฟูรัล (Furfural)	$C_5H_4O_2$	98-01-1
48	ไกลโฟเซต-ไอโซโพรพิลแอมโมเนียม (Glyphosate-isopropylammonium)	$C_6H_{17}N_2O_5P$	38641-94-0
49	เฮกซะคลอโรไซโคลเฮกเซน (Hexachlorocyclohexane)	$C_6H_6Cl_6$	319-86-8
50	เฮกซะน-เฮกเซน (Hexane, N-)	C_6H_{14}	110-54-3
51	กรดเฮกเซนไดอิก หรือกรดอะพิติก (Hexanedioicacid)	$C_6H_{10}O_4$	124-04-9
52	ไฮโดรเจน ฟลูออไรด์ (Hydrogen fluoride)	HF	7664-39-3
53	ไฮโดรควิโนน (Hydroquinone)	$C_6H_6O_2$	123-31-9
54	อิมาซาควิน-แอมโมเนียม (Imazaquin-ammonium)	$C_{17}H_{20}N_4O_3$	81335-47-9
55	ไอโซบิวทิล แอลกอฮอล์ (Isobutyl alcohol)	$C_4H_{10}O$	78-83-1

ลำดับที่	ชื่อสารเคมี Name of Chemical substance	สูตรเคมี Molecular Formula	CAS Registry Number (CAS No.)
56	ไอโซฟอรอน (Isophorone)	C ₉ H ₁₄ O	78-59-1
57	ไอโซโพรพิล แอลกอฮอล์ (Isopropyl alcohol)	C ₃ H ₈ O	67-63-0
58	ตะกั่ว และสารประกอบ (Lead and its compounds) เช่น		
	โลหะตะกั่ว (Lead, metallic)	Pb	7439-92-1
	เลด (II) ออกไซด์ (Lead (II) oxide) หรือ ลิทาร์จ (Litharge) หรือ แมสซิคอต (Massicot)	PbO	1317-36-8
	เลดซับออกไซด์ (Lead suboxide)	Pb ₂ O	12059-89-1
	เลดเซสควิออกไซด์ (Lead sesquioxide) หรือ เลด (III) ออกไซด์ [Lead (III) oxide]	Pb ₂ O ₃	1314-27-8
	เลดเตตรอกไซด์ (Lead tetroxide) หรือ ตะกั่วแดง (Red lead)	Pb ₃ O ₄	1314-41-6
	เลดอาร์ซีเนต (Lead arsenate)	AsHO ₄ Pb	7784-40-9
59	มาลีอิก แอนไฮไดรด์ (Maleic Anhydride)	C ₄ H ₂ O ₃	108-31-6
60	แมงกานีสและสารประกอบ (Manganese and its compounds) เช่น	Mn	7439-96-5
	แมงกานีส (III) ออกไซด์ [Manganese (III) oxide]	Mn ₂ O ₃	1317-34-6
	แมงกานีส (III) ฟอสเฟตไฮเดรต [Manganese (III) phosphate hydrate]	MnO ₄ P·H ₂ O	104663-56-1
	แมงกานีสไดออกไซด์ (Manganese dioxide) หรือ แมงกานีส (IV) ออกไซด์ [Manganese (IV) oxide]	MnO ₂	1313-13-9
61	เมทานอล (Methanol)	CH ₄ O	67-56-1
62	[1-(พารา-เมทอกซีฟีนิล)-2-เมทิล-1,3-โพรเพนไดออล- เมทิลีนอีเทอร์] [p-Methoxyphenyl)-2-methyl-1,3-propanediol- methylene ether, 1-]	C ₁₂ H ₁₆ O ₃	5689-72-5
63	เมทิลอะซิเตต (Methyl acetate)	C ₃ H ₆ O ₂	79-20-9
64	เมทิลอะคริเลต (Methyl acrylate)	C ₄ H ₆ O ₂	96-33-3
65	เมทิลเอทิล คีโตน (Methyl ethyl ketone) หรือ บิวทาโนน (2-Butanone 2-)	C ₄ H ₈ O	78-93-3

ลำดับที่	ชื่อสารเคมี Name of Chemical substance	สูตรเคมี Molecular Formula	CAS Registry Number (CAS No.)
66	เมทิล ไอโซบิวทิลคีโตน (Methyl isobutyl ketone)	$C_6H_{12}O$	108-10-1
67	เมทิลเมทาคริเลต (Methyl methacrylate)	$C_5H_8O_2$	80-62-6
68	เมทิลเทอร์เชียรีบิวทิล อีเธอร์ (Methyl tert-butyl ether)	$C_5H_{12}O$	1634-04-4
69	เมทิลีน คลอไรด์ (Methylene chloride)	CH_2Cl_2	75-09-2
70	เมทิลีนไดฟีนิล ไดไอโซไซยาเนท (Methylenediphenyldiisocyanate)	$C_{15}H_{10}N_2O_2$	101-68-8
71	โมลิบดีนัม และสารประกอบ (Molybdenum and its compounds) เช่น		
	โมลิบดีนัม (Molybdenum)	Mo	7439-98-7
72	แนฟทาลีน (Naphthalene)	$C_{10}H_8$	91-20-3
73	นิกเกิล และสารประกอบ (Nickel and its compounds) เช่น		
	โลหะนิกเกิล (Nickel, metallic)	Ni	7440-02-0
	นิกเกิล (II) แอมโมเนียมซัลเฟต [Nickel (II) ammonium sulfate]	$Ni(NH_4)_2(SO_4)_2$	15699-18-0
	นิกเกิล คลอไรด์ (Nickel chloride)	$NiCl_2$	7718-54-9
	นิกเกิล (II) ไฮดรอกไซด์ [Nickel (II) hydroxide]	$Ni(OH)_2$	12054-48-7
	นิกเกิล (II) ซัลเฟต [Nickel (II) sulfate]	$NiSO_4$	7786-81-4
	นิกเกิลเตตระคาร์บอนิล (Nickel tetracarbonyl)	$Ni(CO)_4$	13463-39-3
74	พาราควอต ไดคลอไรด์ (Paraquatdichloride)	$C_{12}H_{14}Cl_2N_2$	1910-42-5
75	เอ็น-เพนเทน (n-Pentane)	C_5H_{12}	109-66-0
76	ฟีนอล (Phenol)	C_6H_6O	108-95-2
77	กรดฟอสฟอริก (Phosphoric acid)	H_3PO_4	7664-38-2
78	ฟอสฟอรัส เพนทอกไซด์ และอื่น ๆ (Phosphorus pentoxide and other)	P_2O_5	1314-56-3
79	พทาลิก แอนไฮไดรด์ (Phthalicanhydride)	$C_8H_4O_3$	85-44-9
80	โพลีเอทิลีน ไกลคอล โนนิวฟีนิล อีเทอร์ (Polyethylene glycol nonylphenyl ether)	$C_{19}H_{32}O_3$	9016-45-9
81	โพแทสเซียมคลอเรต (Potassium chlorate)	$ClKO_3$	3811-04-9

ลำดับที่	ชื่อสารเคมี Name of Chemical substance	สูตรเคมี Molecular Formula	CAS Registry Number (CAS No.)
82	โพรพานิล (Propanil)	C ₉ H ₉ Cl ₂ NO	709-98-8
83	กรดโพรพิโอนิก (Propionic acid)	C ₃ H ₆ O ₂	79-09-4
84	โพรไพลีน (Propylene)	C ₃ H ₆	115-07-1
85	โพรไพลีน ไกลคอล (Propylene glycol)	C ₃ H ₈ O ₂	57-55-6
86	โพรไพลีน ออกไซด์ (Propylene oxide)	C ₃ H ₆ O	75-56-9
87	โพรไทโอคาร์บ (Prothiocarb)	C ₈ H ₁₉ ClN ₂ OS	19622-08-3
88	ไพรีน (Pyrene)	C ₁₆ H ₁₀	129-00-0
89	ไรยานี (Ryania)	C ₂₅ H ₃₅ NO ₉	15662-33-6
90	โซเดียม คลอเรต (Sodium chlorate)	ClNaO ₃	7775-09-9
91	โซเดียม ไซยาไนด์ (Sodium cyanide)	NaCN	143-33-9
92	สไตรีน (Styrene)	C ₈ H ₈	100-42-5
93	ทีบูไทูรอน (Tebuthiuron)	C ₉ H ₁₆ N ₄ OS	34014-18-1
94	เตตระคลอโรเอทิลีน (Tetrachloroethylene)	C ₂ Cl ₄	127-18-4
95	ดีบุก และสารประกอบ (Tin and its compounds) เช่น		
	โลหะดีบุก (Tin, metallic)	Sn	7440-31-5
	ไตรบิวทิลทินออกไซด์ (Tributyltin oxide) หรือ ทีบีทีโอ (TBTO)	C ₂₄ H ₅₄ OSn ₂	56-35-9
	ไตรฟีนิลทิน (Triphenyltin)	C ₁₈ H ₁₅ Sn	668-34-8
96	โทลูอีน (Toluene)	CH ₃ C ₆ H ₅	108-88-3
97	ไตรคลอโรเอทิลีน (Trichloroethylene)	C ₂ HCl ₃	79-01-6
98	1,2,4-ไตรเมทิลเบนซีน (Trimethylbenzene, 1,2,4-)	C ₉ H ₁₂	95-63-6
99	1,3,5-ไตรเมทิลเบนซีน (Trimethylbenzene, 1,3,5-)	C ₉ H ₁₂	108-67-8
100	2,4,6-ไตรไนโตรโทลูอีน (Trinitrotoluene, 2,4,6-)	C ₇ H ₅ N ₃ O ₆	118-96-7
101	ไวนิลอะซิเตต (Vinyl Acetate)	C ₄ H ₆ O ₂	108-05-4
102	ไวนิลคลอไรด์ (Vinyl Chloride)	C ₂ H ₃ Cl	75-01-4
103	ไซลีน (Xylenes)	C ₈ H ₁₀	
	ไซลีน, รวม (Xylene, Mixture)	C ₈ H ₁₀	1330-20-7

ลำดับที่	ชื่อสารเคมี Name of Chemical substance	สูตรเคมี Molecular Formula	CAS Registry Number (CAS No.)
	เมตตา-ไซลีน (m-Xylene)	C ₈ H ₁₀	108-38-3
	พารา-ไซลีน (p-Xylene)	C ₈ H ₁₀	106-42-3
	ออโร-ไซลีน (o-Xylene)	C ₈ H ₁₀	95-47-6
104	สังกะสี และสารประกอบ (Zinc and its compounds) เช่น		
	โลหะสังกะสี (Zinc, metallic)	Zn	7440-66-6
	ซิงค์คลอไรด์ (Zinc chloride)	ZnCl ₂	7646-85-7
	ซิงค์ไซยาไนด์ (Zinc cyanide)	Zn(CN) ₂	557-21-1
	ซิงค์ออกไซด์ (Zinc oxide)	ZnO	1314-13-2
	ซิงค์ฟอสไฟด์ (Zinc phosphide)	Zn ₃ P ₂	1314-84-7
	ซิงค์ซัลเฟต (Zinc sulfate)	ZnSO ₄	7733-02-0
	ซิงค์ซัลไฟด์ (Zinc sulfide)	ZnS	1314-98-3
	ซีเนบ (Zineb)	C ₄ H ₆ N ₂ S ₄ Zn	12122-67-7
	ซีแรม (Ziram)	C ₆ H ₁₂ N ₂ S ₄ Zn	137-30-4
105	ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO ₂)	SO ₂	7446-09-5
106	ออกไซด์ของไนโตรเจน (Oxides of Nitrogen)	NO _x	
	ไนโตรเจนออกไซด์ (Nitrogen oxide)	NO	10102-43-9
	ไนโตรเจนไดออกไซด์ (Nitrogen dioxide)	NO ₂	10102-44-0
107	สารกลุ่มไดออกซิน และ ฟูแรน (Dioxins and Furans)		
108	ปรอท และสารประกอบ (Mercury and its compounds) เช่น		
	โลหะปรอท (Mercury, metal)	Hg	7439-97-6
	เมอร์คิวรี (I) คลอไรด์ [mercury (I) chloride]	Hg ₂ Cl ₂	10112-91-1
	เมอร์คิวรี (II) คลอไรด์ [mercury (II) chloride]	HgCl ₂	7487-94-7
	เมอร์คิวรี (II) ซัลเฟต [mercury (II) sulfate]	HgSO ₄	7783-35-9
	เมอร์คิวรี (II) ไนเตรต [mercury (II) nitrate]	Hg(NO ₃) ₂	7783-34-8
	เมอร์คิวรี (II) อะซิเตท [mercury (II) acetate]	C ₄ H ₆ O ₄ Hg	10045-94-0
	เมอร์คิวรี (II) ออกไซด์ [mercury (II) oxide]	HgO	21908-53-2

ลำดับที่	ชื่อสารเคมี Name of Chemical substance	สูตรเคมี Molecular Formula	CAS Registry Number (CAS No.)
	ไดเมทิลเมอร์คิวรี (Dimethylmercury)	C_2H_6Hg	593-74-8
	เมทิลเมอร์คิวรี คลอไรด์ (Methylmercury chloride)	CH_3HgCl	115-09-3
	ฟีนิลเมอร์คิวรี อะซิเตท (Phenylmercury acetate)	$CH_3COOHgC_6H_5$	62-38-4



เจ้าของลิขสิทธิ์
กองส่งเสริมเทคโนโลยีสิ่งแวดลอมโรงงาน
กรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม
75/6 ถนนพระรามที่ 6 แขวงทุ่งพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพมหานคร 10400
โทรศัพท์ 0 2430 6315



จัดทำโดย
บริษัท ซีคอก จำกัด
เลขที่ 239 ถนนคลองประปา แขวงบางซื่อ เขตบางซื่อ กรุงเทพมหานคร 10800
โทรศัพท์ 0 2959 3600 โทรสาร 0 2959 3535