SEMARNAT

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental
Dirección General Energía y Actividades Extractivas

INFORME FINAL

Estudio de Evaluación de La Norma Oficial Mexicana Nom-085-SEMARNAT-2011, Contaminación Atmosférica-Niveles Máximos Permisibles de Emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición

CINAM
Colegio de Ingenieros Ambientales de México, A. C.

COLEGIO DE INGENIEROS AMBIENTALES DE MÉXICO A.C.
Circuito Educadores 73, Ciudad Satélite, Naucalpan de Juárez, C.P.53100, Estado de México

Tabla de contenido

Resumen ejecutivo 6

I Introducción, antecedentes y descripción de los capítulos que integran el estudio 8

II Descripción de planeación e implementación de las actividades desarrolladas para la evaluación 10

III Descripción del contexto 11

III.1 Demanda de combustibles en el sector eléctrico 13

III.2 Demanda de combustibles en el sector industrial 15

III.3 Demanda de combustibles en el sector petrolero 16

III.4 Demanda regional de combustibles 17

III.5 Composición básica y propiedades de combustibles 19

III.6 Tipos de calderas 22

III.7 Combustión externa 24

III.7.1 Calderas de fogón 24

III.7.2 Calderas de lecho fluidizado 27

III.7.3 Eficiencia 29

III.7.4 Disponibilidad de operación 29

III.7.5 Ventajas y desventajas de operación 29

III.7.6 Costos de equipo e instalación 30

III.8 Situación ambiental de PEMEX y CFE 31

III.8.1 Refinación de petróleo 31

III.8.2 Sistema Nacional de Refinación (SNR) 31

III.8.3 Generación de electricidad 33

III.8.4 Medidas implementadas por el sector energético (PEMEX y CFE) 38

III.8.5 Prospectiva de la disponibilidad de gas natural 44

III.8.6 Prospectiva del sector refinación 49

III.9 Potencial de emisión de combustión para cada combustible 53

III.10 Inventario de calderas 54

IV Revisión de normas internacionales 60

IV.1 Unión Europea 62

IV.2 Estados Unidos 63

IV.2.1 Subparte D Estándares de emisión para calderas que funcionan con combustibles fósiles 63
IV.2.2 Subparte Da Estándares de emisión para las calderas de servicio eléctrico 64
IV.2.3 Subparte Db Estándares de emisión de las calderas industriales-comerciales 66
IV.2.4 Subparte Dc Estándares de emisión para calderas pequeñas Industrial-Comercial 69
IV.3 California 70
IV.4 Japón 70
IV.5 Brasil 71
IV.5.1 Límites de emisión de descarga en la atmósfera derivados de procesos de generación de calor por combustión externa de combustóleo 71
IV.5.2 Límites de emisión de descarga en la atmósfera derivados de procesos de generación de calor por combustión externa de gas natural 71
IV.5.3 Límites de emisión de descarga en la atmósfera derivados de procesos de fabricación de pulpa 72
IV.6 Colombia 72
IV.7 Comparación de límites de emisión entre NOM-085 y normas internacionales 73
V Relevancia de la norma 75
VI Efectos de la norma en el entorno que pretende regular 76
VI.1 Estado de la calidad del aire en las ZC y resto del país al año 2014 80
VI.1.1 ZMVM 82
VI.1.2 ZMG 83
VI.1.3 ZMM 83
VI.1.4 Corredor Coatzacoalcos-Minatitlán 83
VI.1.5 Corredor Irapuato-Celaya-Salamanca 84
VI.1.6 Corredor Tula-Vito-Apasco 84
VI.1.7 Corredor Tampico-Madero-Altamira 85
VI.1.8 Ciudad Juárez 85
VI.1.9 Tijuana-Rosarito 85
VI.1.10 Resto del País 86
VII Efectividad de la norma 88
VIII Eficacia de la norma 89
IX Eficiencia de la norma 90
X Lecciones aprendidas para enriquecer éste y otros instrumentos similares 92

XI Recomendaciones 93

XII Oportunidades para mejorar el diseño o aplicación del instrumento normativo 95

XIII Propuesta de documento base para el grupo de trabajo durante la revisión quinquenal. 113

XIV Conclusiones y recomendaciones generales basadas en los hallazgos análisis de la información, incluyendo eficiencia, eficacia, efectividad, impacto, relevancia y sustentabilidad . 133

Bibliografía 134

Anexo 1. Criterios para la determinación de Zonas Críticas en la NOM-085 136

Índice de tablas

Tabla 1. Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos existentes a la entrada en vigor de la NOM 12
Tabla 2. Evolución de la demanda de combustibles en el sector industrial, 2005-2015 (Miles de barriles de petróleo crudo equivalente). 15
Tabla 3. Demanda aproximada de combustibles por región en los sectores petrolero, industrial, eléctrico y de servicios en 2015 (PJ) 18
Tabla 4. Propiedades fisicoquímicas del combustóleo. 19
Tabla 5. Propiedades fisicoquímicas del diésel. 20
Tabla 6. Propiedades fisicoquímicas del gas natural. 20
Tabla 7. Propiedades fisicoquímicas del gas LP. 21
Tabla 8. Propiedades Fisicoquímicas del Coque de Petróleo. 21
Tabla 9. Propiedades fisicoquímicas del carbón. 22
Tabla 10. Comparación entre calderas de fogón y de lecho fluidizado 30
Tabla 11. Efecto de la salida de vapor en el costo de la caldera. 30
Tabla 12. Proceso de crudo por refinería, 2014 Y 2015 (Miles de barriles diarios). 32
Tabla 13. Capacidad efectiva de generación. 34
Tabla 14. Centrales termoeléctricas y carboeléctricas en funcionamiento (CFE y PEMEX) 35
Tabla 15. Centrales de generación termoeléctrica convencional en CFE Y PEMEX, 2015. 37
Tabla 16. Proyectos de cogeneración en PEMEX 42
Tabla 17. Proyectos de infraestructura contemplados en el plan quinquenal, 2015-2019. 48
Tabla 18. Emisiones potenciales por combustible en el sector eléctrico. 53
Tabla 19. Emisiones potenciales por combustible en el sector refinación de petróleo. 53
Tabla 20. Emisiones potenciales por combustible en el resto de la industria. 53
Tabla 21. Inventario de calderas de la industria eléctrica 56
Tabla 22. Inventario de calderas de la industria petrolera 57
Tabla 23. Inventario de calderas de otras industrias de jurisdicción federal 58
Tabla 24. Inventario de calderas de industrias de jurisdicción estatal 59
Tabla 25. Inventario estimado de calderas de hospitales, deportivos y hoteles 59

Tabla 26. Cuadro comparativo de límites de emisión para plantas eléctricas que usan carbón como combustible 61
Tabla 27. Principales estándares revisados 61
Tabla 28. Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de SO_2 para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas 62
Tabla 29. Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de SO_2 para instalaciones de combustión que usan combustibles gaseosos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas 62
Tabla 30. Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de NOx para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas. 62
Tabla 31.Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de partículas para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas. 63
Tabla 32.Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de partículas para instalaciones de combustión que utilicen combustibles gaseosos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas. 63
Tabla 33. Límites de emisión para NOx 65
Tabla 34. Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa existentes a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 11%. 72
Tabla 35. Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa nuevos, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 11%. 72
Tabla 36. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas existentes con capacidad instalada igual o superior a 20 MW por tipo de combustible, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg). 72
Tabla 37. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas nuevas con capacidad igual o superior a 20 MW por tipo de combustible, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg). 73
Tabla 38. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas con capacidad instalada inferior a 20 MW y plantas de cogeneración existentes, por tipo de combustible, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg). 73
Tabla 39. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas nuevas con capacidad instalada inferior a 20 MW y plantas de cogeneración nuevas, por tipo de combustible, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg). 73
Tabla 40. Reducciones implícitas a la sustitución de combustóleo por GN en la industria eléctrica 79
Tabla 41. Costos por externalidades de las refinerías en México 80
Tabla 42. Emisiones típicas de PM, NOx y SO_2 de algunas calderas a combustóleo (t/año) 90
Tabla 43. Costos externos totales y unitarios por central (Salud humana). 91
Tabla 44. Propuestas de modificación a la NOM-085-2011. 95

Índice de Figuras

Figura 1. Matriz energética del sector industrial (PJ). 13
Figura 2. Participación de combustibles fósiles en el sector eléctrico 2005 Y 2015 (%). 14
Figura 3. Intensidad en el uso de combustibles en el sector industrial y el PIB manufacturero 2005-2015 (Índice, 2005 = 100) 16
Figura 4. Demanda nacional de combustibles en el sector petrolero, 2015 (%) 16
Figura 5. Regiones consideradas en el Balance Nacional de Energía 17
Figura 6. Distribución de la demanda energética por región. 19
Figura 7. Caldera piro tubular 23
Figura 8. Pasos de caldera 23
Figura 9. Caldera paquete acuotubular 23
Figura 10. Corte transversal de una caldera de fogón 24
Figura 11. Corte transversal de una caldera de fogón subalimentada con descarga lateral de cenizas 25
Figura 12. Corte transversal de una caldera de fogón sobrealimentada con enfriamiento por agua y banda vibratoria 26
Figura 13. Calderas usadas en establecimientos pequeños 27
Figura 14. Corte de una caldera de lecho fluidizado 28
Figura 15. Producción de petrolíferos en el SNR, 2005-2015 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente). 33
Figura 16. Consumo de combustibles para generar electricidad (2014-2015) 34
Figura 17. Emisiones al aire de NOx, COV, partículas y SOx de PEMEX del 2005 al 2015. 38
Figura 18. Distribución de emisiones al aire de los antiguos organismos subsidiarios de PEMEX en 2013 39
Figura 19. Producción de petróleo, petrolíferos y gas natural de PEMEX del 2005 al 2015. 40
Figura 20. Tendencia del consumo de combustóleo en el sector petróleo del 2005 al 2016. 41
Figura 21. Evolución esperada de los combustibles requeridos para la generación eléctrica 43
Figura 22. Infraestructura actual de gas natural. 46
Figura 23. Red de gasoductos 2015-2030. 49
Figura 24. Proceso de crudo en el SNR, 2015-2030 (Miles de barriles diarios). 50
Figura 25. Rendimientos en refinerías por productos, 2030. 52
Figura 26. Distribución de emisiones de $PM_{2.5}$, NOx, SO_2 y CO 54
Figura 27. Número aproximado de calderas por capacidad (15 a 150 y mayores a 150 hasta 1,200 CC) 55
Figura 28. Número aproximado de calderas por capacidad (Mayores de 42.4 GJ/h) 55
Figura 29. Distribución del parque de calderas en la industria de generación de electricidad 56
Figura 30. Distribución del parque de calderas en la industria petrolera 57
Figura 31. Distribución del parque de calderas en el resto de fuentes fijas de jurisdicción federal 58
Figura 32. Distribución del parque de calderas en fuentes fijas de jurisdicción estatal 59
Figura 33. Distribución aproximada de las calderas en hospitales, hoteles y deportivos. 60
Figura 34. Reducción de emisiones de CO_2eq por la sustitución de combustóleo por GN 79

Resumen ejecutivo

La norma oficial mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011 establece los “Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición”. Como parte del proceso de revisión quinquenal que deberá hacerse a la norma, es necesario realizar una evaluación de la misma, con la finalidad de identificar oportunidades de mejora que coadyuven a incrementar su efectividad, eficacia y eficiencia.

La NOM-085-SEMARNAT-2011 es la norma más empleada en el país en materia de fuentes fijas debido al uso intensivo de calderas en distintas industrias, comercios y servicios. Asimismo, es obligatorio presentar los resultados de evaluación de esta norma en el reporte de la cédula de operación anual (COA) que realizan los establecimientos, tanto de jurisdicción federal como estatal.

Se pretende que el proceso de evaluación brinde a las autoridades correspondientes un panorama de los impactos reales que ha tenido la norma desde su implementación, así como las oportunidades y propuestas de mejora identificadas. A lo largo de este documento y de las secciones que lo integran, se describen el proceso y las actividades realizadas para efectuar la evaluación de la norma.

La evaluación se ha llevado a cabo siguiendo una secuencia lógica de pasos, comenzando por el análisis detallado de la norma vigente, y efectuando consultas de usuarios y revisando información de COAs representativas y estudios de evaluación de emisiones.

La evaluación también ha contemplado la comparación contra regulaciones análogas en los otros países desarrollados y otros de economías y desarrollo similar a México. Asimismo, al efectuar algunas consultas con responsables de fuentes fijas y laboratorios de pruebas se han identificado las principales barreras para hacer cumplir o llevar a cabo la verificación de la norma.

A raíz de lo anterior fue posible detectar y recopilar las recomendaciones emitidas por los principales usuarios de la NOM. Dentro de las principales barreras, destaca la ausencia de métodos de prueba actualizados para la evaluación de la conformidad, dicha condición conlleva a la ejecución de mediciones no homologadas.

El estudio de la evaluación contempló igualmente un análisis de la calidad del aire de las ciudades mexicanas, corroborándose que en ellas frecuentemente se tienen problemas de partículas y ozono.

También se recopiló la mayor información posible de equipos de combustión externa que existen en el país. Encontrándose que hay un gran segmento de equipos (~85%) que cumplen con la NOM pero sólo representan el 15 % de las emisiones de contaminantes criterio mientras que existe otro segmento de aproximadamente 500 equipos que presenta excedencias a la norma y representan aproximadamente el 85% de las emisiones anuales de contaminantes criterio y que durante los últimos 30 años han contribuido severamente al deterioro de la calidad del aire en sus áreas de influencia y repercutido también a nivel regional a partir del transporte y transformación de los contaminantes emitidos por dichas instalaciones. De dicho escenario se desprende la posible conveniencia de dividir la norma ya que la gestión y vigilancia de equipos pequeños vs equipos grandes puede diferir sustancialmente.

Por otra parte, se efectuó una estimación de las emisiones potenciales de contaminantes criterio por las prácticas de combustión de este tipo de equipos, arrojando los siguientes totales: 144, 295 toneladas de PM_{10}, 61,532 toneladas de $PM_{2.5}$, 403,497 toneladas de NOx, 851,336 toneladas de SO_2 y 191,479 toneladas de CO.

En este informe se ha dedicado una sección para realizar un análisis de las medidas que han emprendido las empresas paraestatales, que cuentan con equipos de grandes capacidades, para cumplir con la norma.

Como parte medular de la evaluación se realizó el análisis de efectividad, eficacia y eficiencia de la NOM-085-2011, determinándose que: 1) ha sido efectiva para un segmento importante de equipos, principalmente aquéllos de capacidades que van de los 15 a los 600 CC pero no para aquellos mayores a 750 CC. 2) no es eficaz dado que hay varias combinaciones de parámetros, capacidades de equipos y Niveles Máximos Permisibles (NMP) inconsistentes, y 3) no es eficiente pues existe un número limitado de equipos pero de gran capacidad operados principalmente con carbón y combustóleo cuyas emisiones de partículas, SO_2 y NOx son de gran magnitud y que han inducido externalidades ambientales severas que ascienden a más de 1,400 millones de dólares anuales.

Finalmente, a partir del análisis efectuado se han emitido una serie de recomendaciones tendientes al establecimiento de NMP más congruentes, así como una estructura propuesta de la norma propia que facilite su interpretación y aplicación por parte de usuarios y autoridades, destacándose por su importancia:

- Una reclasificación de la zonificación con un incremento importante de las zonas críticas con base en tres criterios: población, calidad del aire y emisiones.
- Otra recomendación importante es la eliminación de la ponderación, debido a su confusa interpretación y aplicación prácticamente nula.
- Por otra parte, el CINAM ha hecho el planteamiento de incluir en esta norma a la biomasa sólida como un combustible, con excepción del bagazo de caña, dado que ya existen sistemas operando con ésta y su tendencia a un mayor uso es muy probable debido a los beneficios climáticos que implica.
- También se hace la recomendación de fijar niveles máximos permisibles de SO_2 para combustibles gaseosos con la finalidad de incidir sobre el empleo de gases ácidos principalmente en la industria petrolera.
- Otras sugerencias relacionadas con el nombre propio de la norma, los alcances y definiciones han sido emitidas.

I Introducción, antecedentes y descripción de los capítulos que integran el estudio

La Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental (SFNA) es una unidad administrativa de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, cuyo objetivo es dar contenido normativo y dotar de instrumentos de fomento a la política ambiental del país, a través de un sistema integral y participativo que contribuya a la cultura ambiental y al desarrollo sustentable.

Para cumplir con lo anterior, dispone de cuatro Direcciones Generales: Industria; Sector Primario y Recursos Naturales Renovables; Fomento Ambiental, Urbano y Turístico y Energía y Actividades Extractivas.

Con base en las atribuciones y funciones de las Direcciones Generales de la SFNA, establecidas en el Reglamento Interior y con el objeto de evaluar el impacto o efecto generado por la aplicación de las normas e instrumentos de fomento ambiental en el entorno, se establece la propuesta de evaluación, cuyo resultado permitirá el incremento de la efectividad operativa de la SFNA.

La norma NOM-085-SEMARNAT-2011 que establece los “Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición” tiene como precedente la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994, Contaminación atmosférica- para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles, sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión.

De acuerdo con el Artículo 51 párrafo cuarto, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la norma actual debe evaluarse para determinar si sus objetivos se cumplen, o si por el contrario se requiere realizar ajustes para mejorar su eficiencia.

La norma referida es de suma importancia ya que regula las emisiones de aerosoles (humo y partículas), monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOx), generadas por los sistemas de combustión externa que usan combustibles sólidos, líquidos y gaseosos de origen fósil contribuyen al deterioro de la calidad del aire y por ende tienen un impacto sobre la salud pública.

Dichos contaminantes son emitidos directamente de fuentes de combustión y se denominan primarios, sin embargo, algunos de ellos se transportan y reaccionan en la atmosfera para formar contaminantes secundarios tales como partículas finas (SO_4 y NO_3) y ozono (O_3). Asimismo, dichas emisiones contribuyen también al calentamiento global a través de la emisión de Bióxido de carbono (CO_2) y trazas de Metano (CH_4) y Óxido nitroso (N_2O).

A cuatro años de entrar en vigor la NOM-085-SEMARNAT-2011, la Dirección General de Energía y Actividades Extractivas de SEMARNAT a través del contrato 1261515 contrató los servicios del Colegio de Ingenieros Ambientales de México A.C., para evaluar dicho instrumento normativo, con fecha de inicio 25 de noviembre de 2016.

El presente es el informe final de la evaluación practicada, el cual consta de trece secciones. En la sección II se incluye la descripción de la planeación y actividades llevadas a cabo para realizar la evaluación.

En la sección III se efectúa una descripción del contexto de aplicación de la norma. Se incluye información de los consumos de combustibles estimados para los sectores eléctrico, petrolero y el resto de la industria, así como una estimación de la demanda regional de combustibles para los mismos sectores. Asimismo, se incluye una revisión de las principales propiedades de los combustibles mexicanos empleados en calderas. Posteriormente se detallan las características de los sistemas de combustión más utilizados en el país y se describen brevemente los principales procesos asociados a la combustión directa de combustibles fósiles tradicionales, se incluyen datos sobre la eficiencia de cada uno de estos sistemas, ventajas y desventajas, así como los costos asociados.

Se incluye también una revisión del desempeño ambiental de CFE y PEMEX en materia de emisiones de contaminantes regulados por la NOM-085, así como las medidas y programas que han implementado en aras de cumplir con la normatividad ambiental vigente.

Finalmente, la sección III contiene un estimado del universo de calderas existentes en el país, incluyendo su capacidad, sector de pertenencia y ubicación de acuerdo con la clasificación de Zonas Críticas y Resto del país establecido en la NOM-085.

La sección IV incluye una revisión de la normatividad internacional existente en materia de límites de emisión de PM, SO_2, NOx y CO para calderas y sistemas de generación de vapor, y cómo se compran estos límites contra aquéllos establecidos en la NOM-085.

En la sección V se enmarca el contexto de relevancia de la norma, en qué ámbitos es importante y particularmente quiénes son los principales usuarios y qué efectos ha tenido para el reporte de las emisiones contaminantes de diversas industrias.

En la sección VI se incluye la revisión del contenido de la norma y los diferentes tipos de efectos que se esperaban de su aplicación, en particular se hace referencia a la información disponible del estado de la calidad del aire que guardan las zonas metropolitanas y municipios definidos en las Zonas Críticas y Resto del País.

En la sección VII a IX se efectúa la evaluación de la NOM bajo los criterios de efectividad, eficacia y eficiencia, la evaluación se efectúa con base en la metodología de Enfoque de Marco Lógico y se incluyen los principales indicadores desarrollados para cada sección, asimismo se realiza la modelación de emisiones para realizar el análisis económico bajo dos enfoques, el tradicional de costo-beneficio y el de externalidades ambientales.

En la sección X se listan los principales hallazgos derivados de la evaluación, mientras que en las secciones XI a XIV se presentan el análisis de efectividad, eficacia y eficiencia de la norma, las oportunidades para mejorar el instrumento, así como las conclusiones y recomendaciones derivadas de esta evaluación.

II Descripción de planeación e implementación de las actividades desarrolladas para la evaluación

La evaluación de la NOM-085-SEMARNAT-2011, se llevó a cabo mediante un proceso a través del cual se elaboró un plan de trabajo, dicho plan involucra dos fases de evaluación: planeación e implementación de actividades.

A continuación, se describe la planeación e implementación que se llevará a cabo durante dicha evaluación:

1. Se realizará la presentación del Colegio de Ingenieros Ambientales de México A.C. ante personal de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Adicionalmente se entregó el plan de trabajo propuesto para el desarrollo de las actividades para el proyecto de evaluación de la Norma NOM-085-SEMARNAT-2011, contaminación atmosférica-niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición.
2. Se solicitarán los documentos preparatorios del desarrollo de la NOM, y de los estudios de evaluación de externalidades de las instalaciones del sector energía.
3. Se llevará a cabo una solicitud de información a los estados sobre el número e información disponible de equipos de combustión externa que operan bajo su jurisdicción.
4. Se efectuará la revisión de la información contenida en las Cédulas de Operación Anual entregada por los centros de trabajo a la Dirección General de Gestión de la Calidad del Aire y Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes, de la SEMARNAT (DGGCARETC) poniendo especial atención en el cumplimiento de la norma y en el orden de magnitud de las emisiones generadas por equipos de diferentes capacidades.
5. Se diseñará un cuestionario en base a la NOM-085-SEMARNAT-2011, para su aplicación en usuarios de la norma.
6. Se programarán reuniones ejecutivas con personal de la SEMARNAT para refinar los alcances y objetivos del proyecto, así como los avances o situación del proyecto.
7. Se realizará una recopilación y análisis de la normatividad para la regulación de los equipos de combustión externa existente en otros países, tanto desarrollados como aquéllos en vías de desarrollo.
8. Con base a los consumos y tipos de combustibles empleados para la operación de los equipos por región y se estimarán las emisiones conducentes
9. Se analizará el Inventario de Emisiones de las principales zonas metropolitanas del país para determinar cuáles podrían incorporarse en el cuerpo de la norma
10. Se realizará una revisión del estado de la calidad del aire en el país, enfocado principalmente a las zonas metropolitanas y ciudades consideradas como zonas críticas en la norma.
11. Se realizará la evaluación del instrumento normativo en función de su efectividad, eficacia y eficiencia.
12. Se elaborará el reporte final de la Evaluación de la NOM-085-SEMARNAT-2006 y anexos técnicos.

III Descripción del contexto

La NOM-085-SEMARNAT-2011 establece los niveles máximos permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOx) de los equipos de combustión de calentamiento indirecto que utilizan combustibles convencionales o sus mezclas, con el fin de proteger la calidad del aire, aplica a las personas físicas o morales responsables de las fuentes fijas de jurisdicción federal y local que utilizan equipos de combustión de calentamiento indirecto con combustibles convencionales o sus mezclas en la industria, comercios y servicios.

En la norma se define como combustibles convencionales a aquellos que están disponibles comercialmente en el país: gas natural y gas elepé, diésel industrial y gasóleo, combustóleo, coque de petróleo y carbón mineral en todas sus variedades.

En esta revisión se plantea la inclusión de otros combustibles como biomasa solida diferente al bagazo y uso de gases de proceso, tales como: gases de refinería y de centros procesadores de gas, gas de coque y gas de alto horno, los cuales son quemados en calderas y tienen composiciones distintas al gas natural o gas LP que sí se incluyen en la NOM-085.

En la práctica se observa que el coque de petróleo con contenidos de azufre que fluctúan entre el 4 y 7% no es usado en generadores de vapor, toda vez que su empleo involucraría necesariamente excedencias a la norma y por ende la necesidad de instalar sistemas de control de emisiones para SO_2, el coque de petróleo es usado principalmente en hornos (sistemas de calentamiento directo) de la industria cementera y de la cal, no obstante la CFE tiene en proyecto la instalación de un generador de 150 MW de lecho fluidizado.

El carbón se utiliza primordialmente en tres Centrales Termoeléctricas del país, la Plutarco Elías Calles ubicada en Petacalco Guerrero, y las López Portillo y Carbón II localizadas en el municipio de Piedras Negras Coahuila, en la primera se usa carbón importado procedente principalmente de Australia, y en menor porción de USA y Sudáfrica, mientras que las centrales térmicas de Coahuila usan carbón nacional de pobre calidad.

El combustóleo cuyo consumo fue extensivo en el periodo 1990 a 2010 principalmente ´por el sector eléctrico y la industria pesada ha venido disminuyendo su uso, principalmente por la conversión o salida de operación de centrales térmicas convencionales a vapor por ciclos combinados, muchos de ellos de origen privado, el combustóleo actual contiene un porcentaje de azufre mayor al 4.0%y por ello es factible que muchos sistemas podrán estar excediendo los límites permisibles.

Estudios de externalidades ambientales realizados a lo largo de los últimos años, indican que el impacto histórico de las grandes emisiones de SO_2 asociadas al sector energía, han contribuido severamente en costos sobre la salud de la población.

El gas natural (GN) está siendo usado cada vez con mayor intensidad y de hecho ha representado el sustituto natural de combustóleo que ha dejado de usarse también por razones de mercado, es decir ha habido un abaratamiento de GN y un encarecimiento del petróleo.

El diésel industrial es usado en calderas comerciales e industriales de menor capacidad, durante las últimas décadas se tuvo un logro importante en la reducción del contenido de azufre en este combustible pasando de 7000 ppm a 300 ppm en promedio. El gas LP también tiene un uso importante, pero aplica únicamente en equipos pequeños de máximo 250 CC.

En la Tabla 1 se presentan los valores permisibles de humo, partículas (PM), monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOx) para equipos existentes, donde puede observarse que para el caso de los equipos operados con gas natural no se regulan los parámetros de PM y SO_2, lo cual es razonable por dicho combustible se considera limpio en ese sentido

En el caso del número de mancha este es solo aplicable para equipos pequeños con capacidades iguales o menores a 150 CC cuyo propósito es disponer de indicador de las emisiones de partículas y condiciones de la quema del combustible, sin requerir la ejecución de un muestreo isocinético, lo cual resultaría costoso para usuarios que poseen establecimientos.

Tabla 1. Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos existentes a la entrada en vigor de la NOM
(Calderas, generadores de vapor, calentadores de aceite térmico u otro tipo de fluidos, y hornos y secadores de calentamiento indirecto). Valores expresados en unidades de concentración.

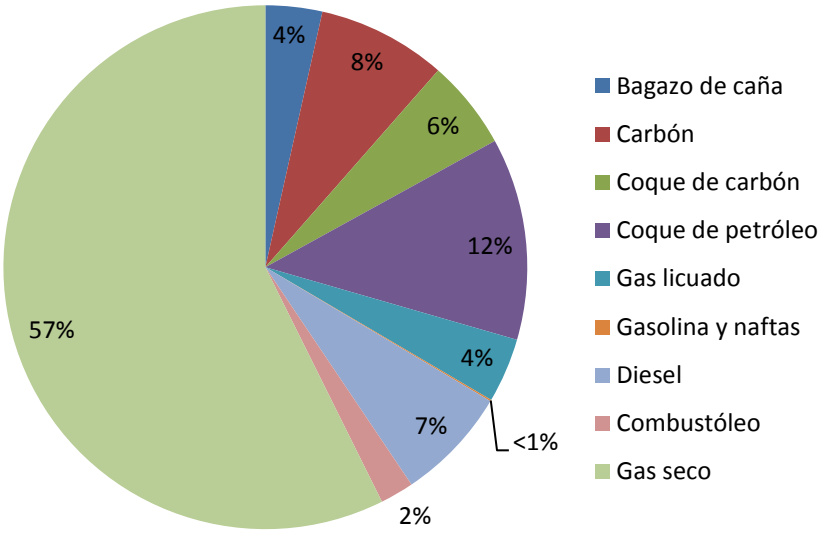
CAPACIDAD TERMICA NOMINAL DEL EQUIPO GJ/h	TIPO DE COMBUSTIBLE	HUMO # DE MANCHA	Partículas, mg/m³			Bióxido de azufre ppm_v			Óxidos de nitrógeno, ppm_v			Monóxido de carbono, ppm_v		
			ZVM	ZC	RP	ZVM	ZC	RP	ZVM	(2) ZC	RP	ZVM	ZC	RP
Mayor de 0.53 (Mayor de 15 a 150 CC)	Liquido	3	NA	NA	NA	550	1 100	2 200	NA	NA	NA	400	450	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	400	450	500
Mayor de 5.3 a 42.4 (Mayor de 150 a 1200 CC)	Liquido	NA	75	350	450	550	1 100	2 200	190	190	375	400	450	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	190	190	375	400	450	500
Mayor de 42.4 a 106 (Mayor de 1 200 a 3 000 CC)	Liquido	NA	60	300	400	550	1 100	2 200	110	110	375	400	450	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
Mayor de 106 a 530 (Mayor de 3 000 a 15 000 CC)	Sólido y Liquido	NA	60	250	350	550	1 100	2 200	110	110	375	400	400	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500
Mayor de 530 (Mas de 15 000 CC)	Sólido y Liquido	NA	60	250	350	550	600 [3]	2 200	110	110	375	400	400	500
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110	110	375	400	450	500

Fuente: SEMARNAT, NOM-085- SEMARNAT-2011.

Para equipos de combustión mayores a 150 CC caldera que usan combustibles líquidos y sólidos se establecen valores de concentración permisibles los cuales varían dependiendo de si se trata de la ZMVM, Zona Crítica o Resto del País.

En lo relativo a los niveles de cumplimiento, los actores entrevistados y COAS revisadas, indican que los NMP de SO_2 pueden estar siendo excedidos por los usuarios de combustóleo, así como los NMP de NOx en equipos mayores a 1,200 CC operados a carbón y combustóleo. También todo parece indicar que en varios equipos operados con combustóleo y los pocos de carbón se presentan frecuentemente excedencias a las normas de partículas.

Figura 1. Matriz energética del sector industrial (PJ).



Fuente: SENER, 2015.

III.1 Demanda de combustibles en el sector eléctrico

Con la Reforma Energética de 2014, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) pasa a ser una Empresa Productiva del Estado, y deja de ser la empresa con exclusividad del servicio de electricidad en México, permitiendo la participación de empresas privadas (nacionales o extranjeras) para generar y vender energía eléctrica con diversas tecnologías.

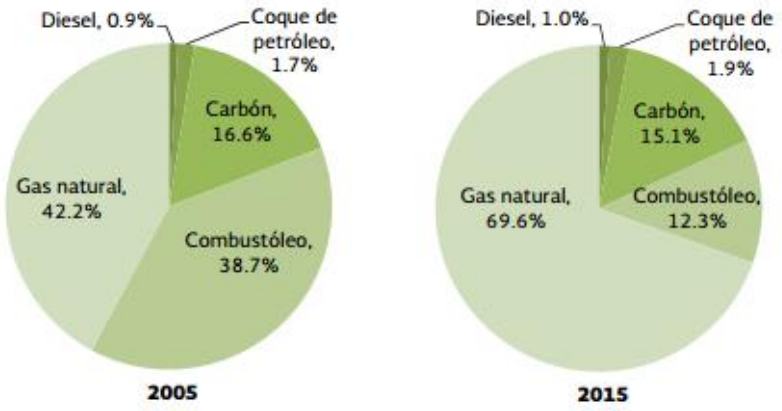
Bajo este nuevo esquema, ahora se tienen a generadores (oferentes) que instalarán plantas de generación de energía eléctrica (CFE, Productores Independientes de Energía, PEMEX y empresas privadas) los cuales competirán bajo la misma regulación. Los compradores de esta energía se clasificarán en usuarios calificados, que son los grandes consumidores que podrán comprar energía en el mercado eléctrico privado, y los usuarios del servicio básico, los cuales serán abastecidos por la CFE y no tendrán la posibilidad de comprar energía directamente a empresas privadas. El

encargado de revisar las ofertas que envíen los generadores diariamente a su central y elegir las mejores (según cantidad y precio) para comprar la energía es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Otra figura en el mercado son los suministradores (empresas privadas) que mediarán entre el CENACE y los usuarios calificados para llevar a cabo la actividad de comercialización de electricidad. Considerando que, por mandato constitucional, la distribución de la energía eléctrica se mantiene reservada al Estado, la CFE será un suministrador para usuarios calificados y servicio básico.

En 2015, la demanda de combustibles fósiles en el sector eléctrico público se ubicó en 897.0 mbdpce, 4.3% más respecto a 2014 y 15.5% con relación a 2005. El gas natural es el combustible de mayor uso en este sector, de tener una participación de 42.2% en 2005 se incrementó a 69.6% en 2015. Al gas natural le sigue el combustóleo, sin embargo, en los últimos diez años, ha reducido su participación de 38.7% a 12.3%, debido al programa de sustitución de centrales de generación de combustóleo a gas natural que la CFE ha implementado. Los combustibles de menor participación fueron el carbón, coque de petróleo y diésel, (véase **Figura 2**).

Figura 2. Participación de combustibles fósiles en el sector eléctrico 2005 Y 2015 (%).



Fuente: (SENER, 2016).

El mayor consumidor de combustibles en México es la CFE. En 2015, las principales centrales eléctricas representaron una demanda promedio de 246.5 mbdpce de gas natural, 108.0 mbdpce de combustóleo, 135.7 mbdpce de carbón y 6.6 mbdpce de diésel, (véase Tabla 2. 19). Con la sustitución de combustóleo Diesel, 0.9% Coque de petróleo, 1.7% Carbón, 16.6% Combustóleo, 38.7% Gas natural, 42.2% 2005 Diésel, 1.0% Coque de petróleo, 1.9% Carbón, 15.1% Combustóleo, 12.3% Gas natural, 69.6% 2015 57 por gas natural se reducen las emisiones asociadas al uso de combustibles para generación de electricidad, lo que contribuye a alcanzar las metas establecidas respecto de emisiones contaminantes36. La CFE, continúa con sus planes de substitución y retiro de centrales de generación a combustóleo y diésel por otro tipo de fuentes de energía, como es el gas natural, principalmente, implementación de tecnologías limpias y construcción de plantas hidroeléctricas; todas ellas representan un menor costo e impacto ambiental; además de llevar a

cabo acciones de mejora de eficiencia y reducir los costos de generación. En este sentido, en 2015 el requerimiento de combustóleo para los procesos de generación de energía eléctrica se redujo 11.0% respecto a 2014 y 62.5% respecto a 2005, mientras que la demanda de gas natural aumento de 16.0% respecto a 2014 y 94.7% en los últimos diez años.

III.2 Demanda de combustibles en el sector industrial

En el último año, el sector industrial aumentó la demanda de combustibles 4.7%, al pasar de 330.5 mbdpce en 2014 a 346.2 mbdpce en 2015. Del total de combustibles demandados por este sector, el de mayor importancia es el gas natural. En los últimos diez años su consumo de éste ha crecido 41.7%, con lo que, en el último año del periodo, su demanda se ubicó 228.5 mbdpce. Por otro lado, el coque de petróleo es el petrolífero de mayor consumo en las ramas industriales intensivas, principalmente en la industria del cemento; de 2005 a 2015 incrementó su demanda 48.6%, es así que al cierre de 2015 totalizó en 58.5 mbdpce, cifra mayor 12.7% mayor respecto a 2014. En los últimos diez años el uso el combustóleo ha disminuido 84.8%, resultado, en gran medida, de la sustitución de este combustible por gas natural. Sin embargo, de 2014 a 2015 su consumo aumentó 42.4%, (véase Tabla 2).

Tabla 2. Evolución de la demanda de combustibles en el sector industrial, 2005-2015 (Miles de barriles de petróleo crudo equivalente).

Combustible	Datos anuales											tmca 2005-2010
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
Total	310.1	320.8	327.0	303.9	266.7	283.8	298.8	306.6	325.4	330.5	346.2	1.1
Combustóleo	65.4	52.7	49.2	38.3	32.2	26.0	22.5	15.4	11.8	7.0	10.0	-17.1
Coque de petróleo	39.4	519	60.1	52.1	43.2	40.2	43.9	45.3	54.7	51.9	58.5	4.0
Diésel	25.1	24.3	24.8	25.5	23.1	24.5	27.3	31.4	30.9	29.4	29.6	1.7
Gas LP	18.9	19.9	19.5	18.5	18.2	19.3	18.0	18.3	19.9	19.7	19.5	0.3
Gas natural	161.2	172.0	173.4	169.5	15.0	173.8	187.0	196.1	208.1	222.4	228.5	3.6

Fuente: (SENER, 2016).

El sector industrial se caracteriza por una alta intensidad energética en sus procesos. Entre 2014 y 2015, ésta aumentó 1.3%, lo que implicó que, para producir un peso de Producto Interno Bruto (PIB) manufacturero en 2015, se requirió un volumen mayor de energía. No obstante, este sector ha llevado a cabo la sustitución de equipos ineficientes mediante programas de apoyo que contribuyan a un menor consumo de combustibles, (ver Figura 3).

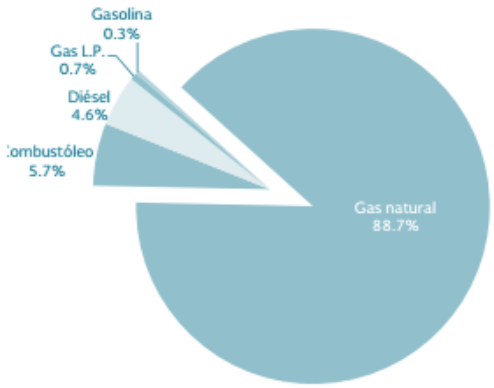
Figura 3. Intensidad en el uso de combustibles en el sector industrial y el PIB manufacturero 2005-2015 (Índice, 2005 = 100)

Fuente: (SENER, 2016).

III.3 Demanda de combustibles en el sector petrolero

En 2015, la demanda del sector petrolero presentó una disminución de 3.7% respecto a 2014, alcanzando un volumen de 2,481.4 mmpcdgne. En este sector, el gas natural permanece como el combustible más utilizado, aun cuando presentó una disminución de 3.3% respecto al año previo. A este combustible le sigue muy por debajo el combustóleo con un volumen de 141.6 mmpcdgne, diésel con 114.9 mmpcd, gas L.P con 16.3 mmpcd y finalmente gasolina con 8.6 mmpcdgne. En las actividades de exploración y producción se demandó 1,254.4 mmpcd, en refinación 385.3 mmpcd, en petroquímica 236.1mmpcd, en gas y petroquímica básica 182.1 mmpcd, cogeneración Nuevo Pemex 87.6 mmpcd y, finalmente, el corporativo tuvo una demanda de 0.3 mmpcd.

Figura 4. Demanda nacional de combustibles en el sector petrolero, 2015 (%)



Fuente: (SENER, 2016).

III.4 Demanda regional de combustibles

La clasificación regional utilizada, en el Balance Nacional de Energía consiste en cinco zonas geográficas: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sursureste, las cuales se conforman con los siguientes Estados de la República:

- La región Noroeste comprende los estados de Baja California, Baja California Sur, Sonora y Sinaloa.
- La región Noreste comprende los estados de Chihuahua, Coahuila, Durango, Tamaulipas y Nuevo León.
- La región Centro-Occidente comprende los estados de Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí y Zacatecas.
- La región Centro comprende los estados de Hidalgo, México, Morelos, Puebla, Tlaxcala y la Ciudad de México.
- La región Sursureste comprende los estados de Campeche, Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán.

En el siguiente mapa se presentan las 5 regiones en que se divide el país de acuerdo con la información contenida en el Balance Nacional de Energía. Posteriormente se presentan los consumos energéticos estimados para cada región por combustible y sector para el año 2015.

Figura 5. Regiones consideradas en el Balance Nacional de Energía.

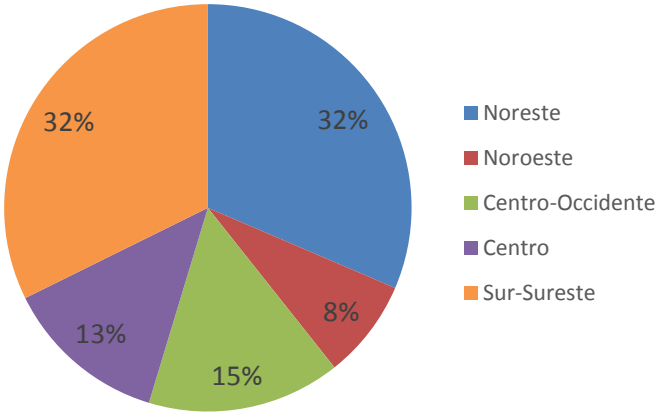
Fuente: (SENER, 2016)

Tabla 3. Demanda aproximada de combustibles por región en los sectores petrolero, industrial, eléctrico y de servicios en 2015 (PJ)

Sector	Gas Natural	Gas L.P.	Combustóleo	Diésel	Coque de petróleo	Carbón	Total
Noreste							
Sector petrolero	92.5						92.5
Sector industrial	202.8	5.5	0.04	15.1	10.0		233.4
Sector eléctrico	646.9		69.4	6.3		203.18	925.8
Sector servicios	7.9	6.5					14.4
Noroeste							
Sector petrolero	0.4		4.7				5.1
Sector industrial	14.0	6.9	2.9	22.4	8.0		54.2
Sector eléctrico	224.7		21.9	2.4			249.0
Sector servicios	0.1	9.3					9.4
Centro-Occidente							
Sector petrolero	22.7		7.0				29.7
Sector industrial	154.7	10.0	12.4	11.6	34.2		222.9
Sector eléctrico	266.6		41.5	0.9	39.34		348.4
Sector servicios	2.2	15.1					17.3
Centro							
Sector petrolero	45.4		12.8	2.3			60.4
Sector industrial	127.4	17.3	6.6	9.8	55.8		216.7
Sector eléctrico	177.3		45.4	0.2			222.8
Sector servicios	3.0	21.3					24.3
Sursureste							
Sector petrolero	709.2	6.3	29.5	43.3	19.7		808.1
Sector industrial	45.3	4.3	0.1	9.28			59.0
Sector eléctrico	186.6		64.9	11.63		159.77	422.9
Sector servicios	0.1	11.0					11.1

Fuente: (SENER, 2017) y (SENER, 2016).

Figura 6. Distribución de la demanda energética por región.



Fuente: (SENER, 2017) y (SENER, 2016).

III.5 Composición básica y propiedades de combustibles

Combustóleo

Es la fracción pesada del petróleo crudo que se obtiene después de someterse a destilación al alto vacío y mezclarse con otros residuales, como el residuo catalítico, residuo de reductora y residuo de H-oil (hidrodesintegradora de residuales).

Se suelen utilizar diluyentes para ajustar las especificaciones requeridas; el combustóleo pesado debe contener 4% en peso máximo de azufre y una viscosidad de 475 a 550 Standard Saybolt Furol (SSF) a 50°C debe mantener en tanques con calentamiento a una temperatura entre 70° y 80°C. En la Tabla 4 se muestran sus propiedades fisicoquímicas.

Tabla 4. Propiedades fisicoquímicas del combustóleo.

Parámetro	Valor	Unidades
Contenido de carbono	83.40-86.03 [b]	% Peso
Hidrógeno	10.78 [c]	% Peso
Azufre	3.49-4.3 [c]	% Peso
Nitrógeno	0.50 [c]	% Peso
Poder Calorífico Neto Mínimo	38.42[b] -39.61[a]	MJ/kg
Densidad	0.99 [b]	kg/litro

Fuente: [a](PEMEX Refinación, 2008), [b](IMP, 2014), [c] SEMARNAT, 2010.

Diésel industrial

El diésel es una mezcla de hidrocarburos de composición química no definida en su totalidad, que depende en mayor medida del tipo de crudo procesado. Se obtiene mayormente de procesos de fraccionamiento o destilación primarios. Existen diferentes tipos de diésel su clasificación depende

de su calidad y del tipo de tecnología en la que se utilizará, estos son: diésel automotriz, industrial y marino.

Sin importar de que clasificación se hable en el diésel predominan los hidrocarburos no volátiles de tipo parafínico, arreglados principalmente en cadenas lineales de entre 11 y 22 átomos de carbono, también están presentes algunos compuestos de la familia de los compuestos aromáticos, cuya concentración por cuestiones normativas, no puede ser superior a 30% en volumen y compuestos olefínicos.

El diésel que se utiliza como combustible de calderas es de tipo industrial, a continuación, en la Tabla 5, se muestran sus propiedades fisicoquímicas

Tabla 5. Propiedades fisicoquímicas del diésel.

Parámetro	Valor	Unidades
Contenido de carbono	85.83 [b]	% Peso
Hidrógeno	0.121 [c]	kg/kg_{comb}
Azufre	300 -700	mg/kg
Nitrógeno	<1 [c]	kg/kg_{comb}
Poder Calorífico Neto Mínimo	43.18 [b]	MJ/kg
Densidad	0.826 [b]	kg/litro

Fuente: [b] (IMP, 2014) [c] (Morvay & Gvozdenac, 2008)

Gas natural

El gas natural es un hidrocarburo formado principalmente por metano (CH_4), aunque también suele contener una proporción variable de nitrógeno, etano, dióxido de carbono, agua, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados. El CH_4 es una molécula formada por un átomo de carbono unido a cuatro de hidrógeno y puede constituir hasta el 97% del gas natural.

Tabla 6. Propiedades fisicoquímicas del gas natural.

Parámetro	Valor	Unidades
Contenido de carbono	71.16 [b]	% Peso
Hidrógeno	19.97 [c]	kg/m^3_{comb}
Azufre	0.00 [c]	kg/m^3_{comb}
Nitrógeno	0.046-0.503 [d] 0.240-0.306 [d]	%vol
Poder Calorífico Neto Mínimo	38.86-38.95 [d] 38.34-38.73 [d]	MJ/m^3
Densidad **(0 ºC;1.01325 bar) [c1]** **(15 ºC;1.01325 bar) [c2]**	0.844 [b] 1.110 [c1] 1.053 [c2]	kg/m^3

Fuente: [b] (IMP, 2014), [c] (Morvay & Gvozdenac, 2008),

[d] CRE 2017 (valores promedio de informes mensuales de la TERMINAL KMS DE GNL S. DE R.L DE C.V y Terminal de LNG de Altamira S. de R.L. de C.V)

Gas LP

Se obtiene del proceso de refinación del petróleo y de Plantas Recuperadoras de Gas Natural. Se compone de hidrocarburos como el butano o el propano o una mezcla de ambos, por lo general la mezcla se compone 60% propano, 40% butano.

Tabla 7. Propiedades fisicoquímicas del gas LP.

Parámetro	Valor	Unidades
Contenido de carbono	81.99 [b]	% Peso
Hidrógeno	17.74 [c]	kg/m^3_{comb}
Azufre	<1 [c]	kg/m^3_{comb}
Nitrógeno	<1 [c]	kg/m^3_{comb}
Poder Calorífico Neto Mínimo	46.16 [b]	MJ/kg
Densidad	0.525 [b]	kg/litro

Fuente: [b] (IMP, 2014), [c] (Morvay & Gvozdenac, 2008)

Coque de petróleo

El Coque de Petróleo es un sólido que se obtiene por la descomposición térmica de los residuos de la destilación del petróleo. El coque consta de hidrocarburos macromoleculares con alto grado de aromaticidad, tiene poca cantidad de volátiles y un alto grado de pulverización, por su procedencia tiene un alto contenido de azufre, níquel y vanadio. Su principal ventaja es su alto poder calorífico.

Tabla 8. Propiedades Fisicoquímicas del Coque de Petróleo.

Parámetro	Valor	Unidades
Contenido de carbono	72.06 [b]	% Peso
Hidrógeno	3.51 [c]	% Peso
Azufre	7.5 [c]	% Peso
Nitrógeno	1.61 [c]	% Peso
Poder Calorífico Neto Mínimo	33.46 [b]	MJ/kg
Densidad	2.00 [c]	g/cm^3

Fuente: [b] (IMP, 2014), [c] Santos et Silva

Carbón

El carbón es una roca sedimentaria orgánica que se forma a partir de la descomposición de materia orgánica vegetal y la acción de bacterias anaeróbicas, depositados principalmente en zonas pantanosas lagunares de poca profundidad.

El mercado exige distintas propiedades, principalmente el poder calorífico, esto para poder ser comercializado, entre los que destacan: el carbón térmico y metalúrgico. El primero se utiliza en la producción de calor, básicamente en hornos, generación de vapor y otros sistemas térmicos. El segundo, se consume en el área siderúrgica para la producción de coque.

En la Tabla 9 se muestran las propiedades fisicoquímicas del carbón térmico, que se utiliza en las calderas nacionales, un porcentaje es importado y el otro es nacional, se reportan los valores encontrados para cada uno.

Tabla 9. Propiedades fisicoquímicas del carbón.

Parámetro	Valor Nacional	Valor Importado	Unidades
Contenido de carbono	75.75 [b]	79.93 [d]	% Peso
Hidrógeno	0.047 [c]		kg/kg_{comb}
Azufre **Ofertado** **Máx.**	1.30 [d] 1.60 [d]	0.86-0.66 [d]	% Peso
Nitrógeno	0.047 [c]		kg/kg_{comb}
Poder Calorífico **Mín.** **Ofertado** **Máx.**	 3900 [d] 4055 [d] 4517 [d]	6333-5920 [d]	Kcal/kg
Peso Específico	1.0 a 1.8 [a]		gr/cm^3

Fuente: [a] SENER 2014 Perfil de Mercado del carbón, [b] (IMP, 2014), [c] (Morvay & Gvozdenac, 2008), [d] CFE, 2015.

III.6 Tipos de calderas

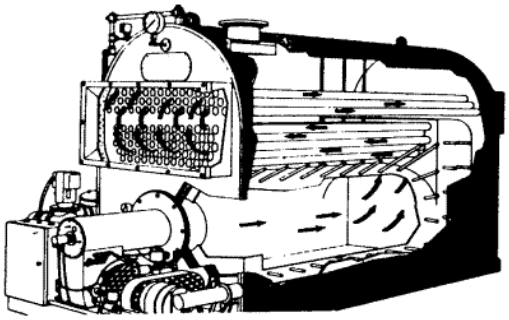
Se puede decir que hay dos tipos generales de calderas: las piro tubulares (tubos de humo) y las acuotubulares (tubos de agua) y dentro de éstas últimas se diferenciará entre calderas con calderín agua-vapor y calderas de paso único. Adicionalmente, las calderas se pueden clasificar en alta y baja presión, de vapor saturado o sobrecalentado.

El vapor saturado es aquél al que no se le ha calentado por encima de la temperatura de saturación. Se le denominará seco si ha sido totalmente evaporado, o húmedo con un % de humedad si no lo ha sido. El vapor sobrecalentado será aquél que, por el contrario, sí ha sido calentado después de su completa evaporación, modificando su temperatura para la misma presión. Al estar sobrecalentado puede entregar o perder parte de su energía sin condensar, con los beneficios que esto conlleva para su transporte o uso en turbinas.

Se entenderá por calderas de alta presión aquellas que operan a una presión superior a 1 bar. Una ventaja de usar calderas de alta presión es la reducción del tamaño de la caldera y de las tuberías de vapor para la misma capacidad de transporte de calor, debido al aumento de la densidad del vapor con la presión. Esto puede ser particularmente importante si los consumidores del vapor están a alguna distancia de la caldera. Además, la energía disponible en el vapor aumenta con la presión, algo esencial cuando el vapor se usa en una turbina.

Las calderas piro tubulares son aquellas en las que los gases de la combustión circulan a través de tubos que están rodeados por agua. Muchas de las calderas pequeñas y medianas de la industria son de este tipo. Los gases de la combustión se enfrían a medida que circulan por los tubos, transfiriendo su calor al agua. La transferencia de calor es función de la conductividad del tubo, de la diferencia de temperatura entre el agua y los gases, de la superficie de transferencia, del tiempo de contacto, etc. Un ejemplo típico de este tipo de calderas sería la **Figura 7** en la que se aprecia un pequeño hogar sobre el recipiente con el agua, que a su vez es traspasado longitudinalmente por los tubos de los gases de la combustión.

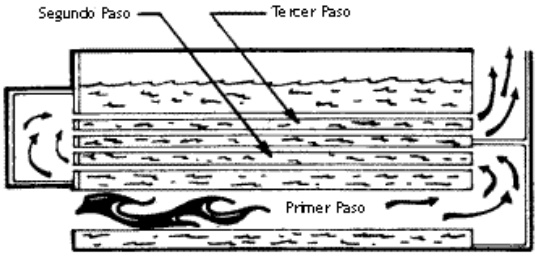
Figura 7. Caldera piro tubular



Fuente: (Air & Waste Management Association, 2000)

Las calderas piro tubulares pueden diseñarse con diferentes pasos de los tubos de humos por el recipiente con agua. El hogar se considera el primer paso y cada conjunto de tubos en el mismo sentido un paso adicional (**Figura 7**). Las calderas piro tubulares suelen trabajar hasta unos 20 bares para unas producciones máximas de unas 20 toneladas de vapor por hora (TM/h).

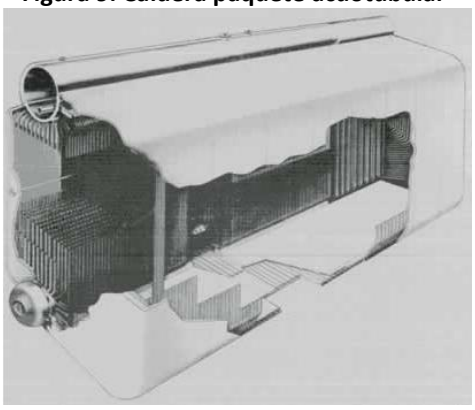
Figura 8. Pasos de caldera



Fuente: (Air & Waste Management Association, 2000)

Las calderas acuotubulares son aquellas en las que el agua circula por el interior de los tubos. Estos tubos están, generalmente conectados a dos calderines (Figura 9). El calderín superior de vapor, en el cual se produce la separación del vapor existente en el agua en circulación, y el inferior de agua, también conocido como calderín de lodos al depositarse éstos en él.

Figura 9. Caldera paquete acuotubular



Fuente: (Air & Waste Management Association, 2000)

III.7 Combustión externa

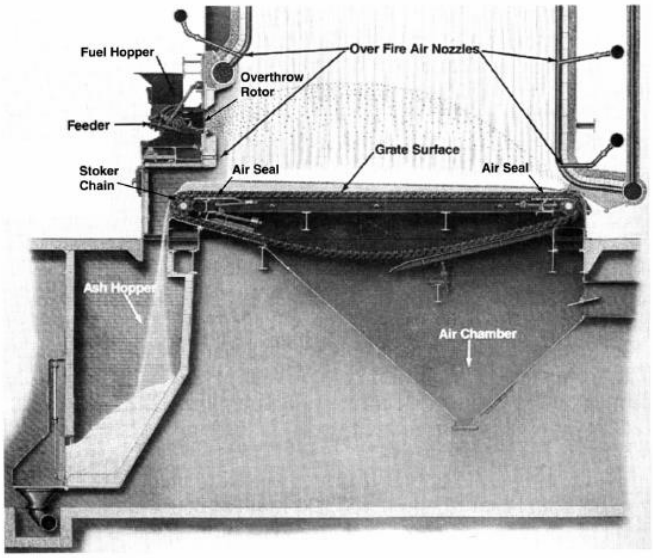
El uso más común de los combustibles fósiles tradicionales se da en la combustión externa, con su correspondiente producción de vapor y emisiones de contaminantes de las calderas, una tecnología que tiene sus orígenes en el siglo XIX. Actualmente, las calderas emplean una gran variedad de combustibles y continúan jugando un papel principal en muchos procesos industriales y comerciales, para calefacción y para generación de electricidad. Las calderas se diferencian por su configuración, tamaño y la calidad del vapor o agua caliente que se genera. El tamaño de la caldera se calcula normalmente en función de la entrada de combustible en miles de millones de unidades británicas por hora (MMBtu/h), pero también puede medirse por la salida de vapor en lb/h. Dado que las calderas más grandes son las que usualmente se emplean para generar electricidad, también puede ser útil relacionar el tamaño de caldera con la cantidad de electricidad generada. El uso de calderas convencionales y turbinas de vapor requiere hasta 100 Millones de unidades británicas por hora (MBtu/h) y puede proveer casi 10 MW de potencia eléctrica. Los dos tipos de calderas más comunes para la combustión directa son las calderas de fogón y las de lecho fluidizado.

III.7.1 Calderas de fogón

Este tipo de calderas emplean la combustión directa de combustibles sólidos en presencia de exceso de aire, produciendo un flujo caliente de gases, que posteriormente produce vapor en la sección de intercambio de calor de la caldera. El vapor es usado directamente para propósitos de calentamiento o se hace pasar hacia una turbina para generar electricidad.

Las calderas de fogón modernas consisten de cuatro elementos, 1) un sistema de admisión de combustible, 2) una banda móvil que sostenga el combustible y sea el camino para el aire primario de combustión, 3) un sistema de aire secundario que suministre aire adicional para completar la combustión y minimizar las emisiones a la atmósfera, y 4) un sistema de descarga (Figura 10).

Figura 10. Corte transversal de una caldera de fogón



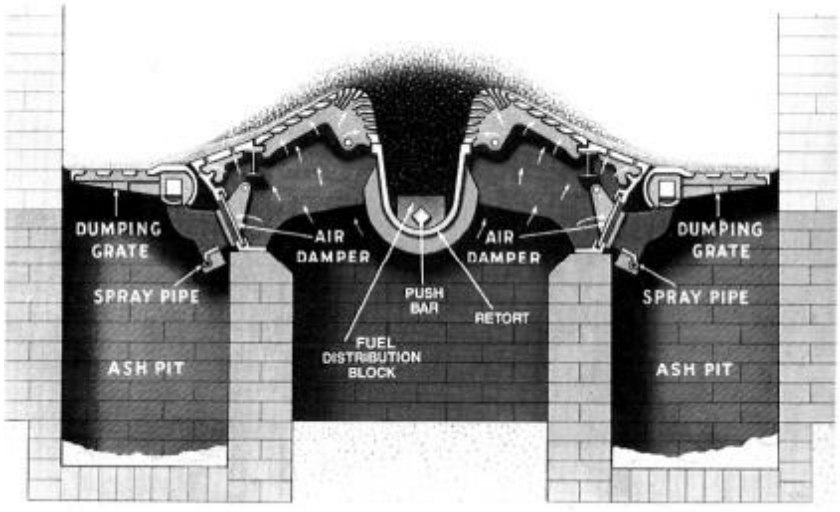
Fuente: (Air & Waste Management Association, 2000)

Una instalación exitosa de una caldera de fogón requiere que se seleccione el tamaño y el tipo correcto de fogón que se utilizará y las condiciones de carga que requerirá. Las calderas de fogón se describen en función del método de adición y distribución del combustible. Existen dos tipos generales de sistemas, los subalimentados y los sobrealimentados. Los subalimentados suministran el combustible y el aire por debajo de la banda, mientras que los sobrealimentados suministran el combustible desde arriba y el aire desde abajo. Los sistemas sobrealimentados se dividen a su vez en dos tipos: de alimentación de masa y esparcidores.

Fogones subalimentados

Los fogones subalimentados suministran tanto el combustible como el aire primario de combustión por debajo de la banda de modo que la punta de la pila de combustible no se enfríe por el frío o la humedad. El combustible es entonces movido hacia una tolva y colocado sobre la banda. Los fogones subalimentados empujan el combustible hacia el fondo de la cama de combustible mientras que el calor causa la volatilización y la combustión completa para cuando llega a la punta de la cama como cenizas, éstas son descargadas. A medida que el combustible se mueve sobre la banda y es expuesta al aire y calor, comienza a quemarse y transfiere calor hacia tuberías de agua. Junto con el proceso de combustión, las cenizas se acumulan. Existen dos tipos básicos de fogones subalimentados: 1) de alimentación horizontal con descarga lateral de cenizas y 2) de alimentación por gravedad y descarga trasera de cenizas. La demanda de fogones subalimentados ha disminuido debido a los costos y consideraciones ambientales. Este tipo de calderas se adaptan mejor para combustibles relativamente secos (con contenidos de humedad menores al 45%).

Figura 11. Corte transversal de una caldera de fogón subalimentada con descarga lateral de cenizas



Fuente: (Air & Waste Management Association, 2000)

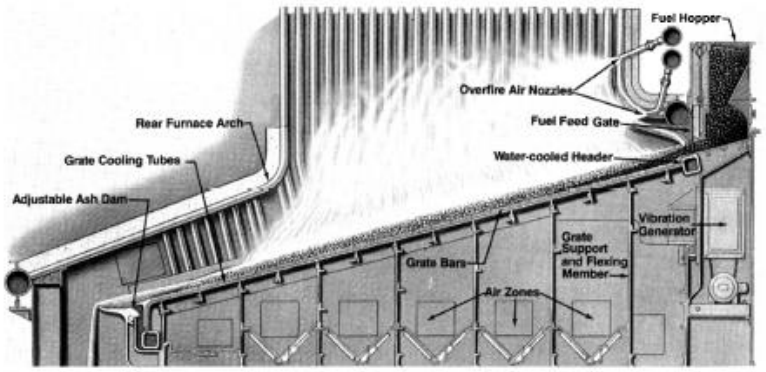
Fogones sobrealimentados

Los fogones sobrealimentados se clasifican generalmente por el modo en que el combustible es distribuido y quemado al interior de la caldera. Existen los de alimentación de masa o los esparcidores.

Fogones de alimentación de masa

Los fogones con alimentación de masa introducen el combustible de manera continua por un lado de la banda. A medida que el combustible se introduce en la caldera, cae en la banda por gravedad. Para controlar la cantidad de combustible entrante, una compuerta puede moverse de arriba abajo, o puede ajustarse la velocidad con la que el combustible se mueve hacia la compuerta. Al interior de la caldera, el combustible se quema a medida que se desplaza por la banda. El aire primario de combustión fluye de abajo hacia arriba a través de la cama de combustible favoreciendo una combustión completa. Cualquier ceniza que permanezca en la banda es descargada entonces por el lado opuesto del sistema. Los dos principales tipos de fogones de alimentación de masa son: 1) con enfriamiento por agua y banda vibratoria (Figura 12) y 2) fogón de banda móvil.

Figura 12. Corte transversal de una caldera de fogón sobrealimentada con enfriamiento por agua y banda vibratoria



Fuente: (Air & Waste Management Association, 2000)

Esparcidores

Los fogones esparcidores son los más utilizados debido a su versatilidad. Son capaces de distribuir uniformemente el combustible sobre la entera banda mediante un dispositivo propulsor que distribuye las partículas finas de combustible por encima de una banda. Los métodos usados para propulsar el combustible incluyen la inyección de aire y rotores de diferentes tipos. A medida que el combustible se introduce en la caldera, las partículas finas se queman estando suspendidas en el aire de combustión. Debido a la combustión en suspensión, los tiempos de respuesta de los fogones esparcidores son mejores que los de alimentación de masas y los subalimentados. El aire primario de combustión es suministrado por debajo de la banda. Dado que el combustible es uniformemente distribuido en el área de la banda, el aire de combustión se distribuye también de manera uniforme por debajo y a lo largo de toda la banda. Otra parte del aire de combustión también ingresa por encima de la banda, completando el proceso de combustión. Las bandas de los fogones esparcidores se diseñan generalmente para moverse en lugar de permanecer en estado estacionario. Por estos motivos, las bandas móviles con enfriadores de aire y agua han sido los diseños más efectivos que se han usado para los fogones sobrealimentados. Las calderas más modernas incorporan los siguientes elementos:

- Equipo que distribuye el combustible uniformemente a lo largo de la banda
- Bandas especialmente diseñadas con medidores de aire

- Recolección de polvos y equipo de reinyección
- Controles de combustión para coordinar las entradas de combustible y aire en función de la demanda de vapor.

Alimentadores

Casi cualquier carbón mineral puede quemarse con éxito en algún tipo de alimentador; Además, los materiales de desecho y subproductos, como el coque desmenuzado, los desechos de madera, la corteza, los residuos agrícolas como el bagazo y los desechos municipales que pueden quemarse como combustible básico o como auxiliar.

El área requerida para la parrilla, para un tipo y una capacidad dados de un alimentador, se determina por la rapidez máxima permisible de quemado por pie cuadrado, establecida por experiencia. El limite practico de salida de vapor, en calderas con alimentación mecánica del combustible es cerca de 400 000 lb/h.

Pulverizadores

La combustión de carbón pulverizado rara vez se aplica en calderas de menos de 100,000 lb de vapor por hora, ya que le uso de los alimentadores es más económico para esas capacidades. En la mayor parte de las instalaciones se aplica el sistema de inyección directa, en el que el carbón y el aire pasan directamente de los pulverizadores a los quemadores, y la rapidez deseada de combustión se regula por la rapidez de pulverización. Algunos tipos de pulverizadores de inyección directa tienen la capacidad para moler 100 toneladas por hora.

El pulverizador proporciona la mezcla activa necesaria para secar el porcentaje de materia volátil en el combustible tiene la relación directa con la temperatura recomendada del aire primario para la combustión.

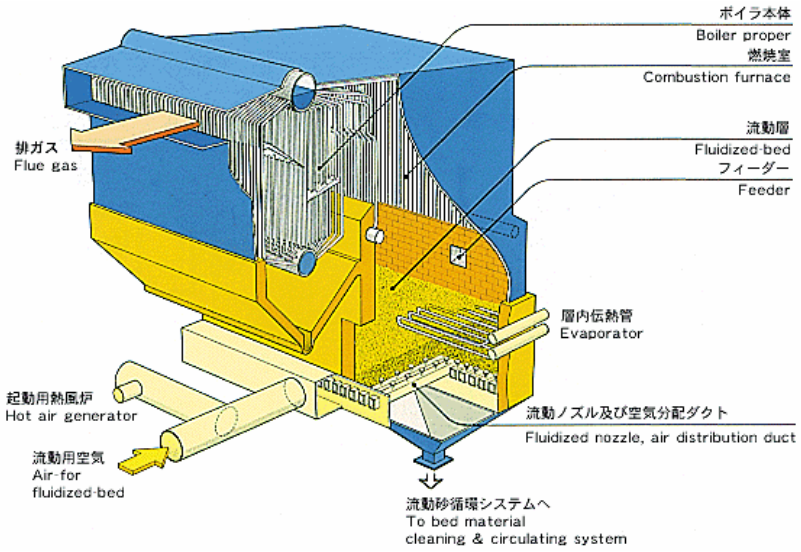
Figura 13. Calderas usadas en establecimientos pequeños

III.7.2 Calderas de lecho fluidizado

Las calderas de lecho fluidizado son el tipo más reciente de calderas desarrolladas para la quema de combustibles sólidos. La principal razón para el desarrollo de estos sistemas es que la combustión en lecho fluidizado reduce las emisiones de SO_2 y NOx derivadas de la quema de carbón.

En este método de combustión, el combustible se quema en una cama de partículas calientes o no combustibles, suspendidas en un flujo ascendente de aire de combustión que es inyectado desde el fondo del sistema para mantener la cama en un estado flotante o fluidizado. Este mecanismo de la cama hace más eficiente el proceso de combustión, reduciendo el CO_2 y eliminando los residuos sólidos que se forman normalmente en las partículas de combustible. El proceso permite que el oxígeno alcance el material combustible más fácilmente e incrementa la tasa y la eficiencia de combustión. Una ventaja de mezclar en una caldera de lecho fluidizado es que permite un diseño más compacto. El gas natural y el combustóleo también pueden usarse como combustibles de inicio para precalentar el lecho o bien como combustibles auxiliares cuando se requiere calor adicional. La mezcla efectiva en el lecho permite que estos sistemas puedan quemar desechos sólidos, desperdicios de madera, residuos de carbón y otros combustibles no convencionales. La Figura 14 presenta los componentes de una caldera de lecho fluidizado.

Figura 14. Corte de una caldera de lecho fluidizado



Fuente: (Air & Waste Management Association, 2000)

Un lecho fluidizado provee los medios para mezclar eficientemente el combustible y el aire para la combustión. Cuando el combustible entra al lecho, es calentado rápidamente por encima de su temperatura de ignición, se quema y se vuelve parte de la masa de combustión. El flujo de aire y combustible es controlado para calor de manera continua. Típicamente, el combustible se quema con un 20% o más, de exceso de aire. Sólo una pequeña fracción del lecho es un material inflamable, el resto es un material inerte, como la arena.

Los combustibles que contienen altas concentraciones de cenizas, azufre y nitrógeno pueden quemarse eficientemente en calderas de lecho fluidizado al mismo tiempo que se limita la emisión de contaminantes. Debido a los tiempos de residencia larga y la alta intensidad de la transferencia de masa, el combustible puede quemarse eficientemente en una caldera de lecho fluidizado a temperaturas considerablemente menores que las de los procesos comunes de combustión (1,400 a 1,600 °F comparados con los 2,200 °F de una caldera de fogón). Las menores temperaturas producen menos NOx. Las emisiones de SO_2 son generalmente poco significativas y en el caso de

emplearse combustibles contaminados con azufre, puede adicionarse cal al lecho para aumentar la captura de azufre.

Las calderas de lecho fluidizado pueden dividirse en unidades a presión atmosférica y presurizadas. Las calderas de lecho fluidizado a presión atmosférica se dividen en: lecho burbujeante y en lecho circulante. La diferencia principal entre éstos es la velocidad de fluidización (mayor en el caso del lecho circulante). Las calderas de lecho circulante separan y capturan el combustible sólido que sale a altas velocidades por el escape y lo regresa al lecho para completar la combustión. El tipo de lecho es seleccionado en función del poder calorífico del combustible, el lecho burbujeante se selecciona apara combustibles con valores bajos mientras que los de lecho circulante para aquéllos más altos.

En una unidad presurizada, el entero lecho fluidizado se encuentra contenido dentro de un gran contenedor a presión. La combustión de combustibles sólidos produce una corriente de gases de combustión de alta presión. Después de que los gases de combustión pasan a través de un sistema de limpieza, son enviados a una turbina de gas para generar electricidad, por su parte, el calor de la corriente de gases del escape se puede recuperar para evaporar agua para alimentar una turbina de vapor. Por lo tanto, una unidad presurizada es más eficiente pero también más compleja y costosa.

III.7.3 Eficiencia

La eficiencia de las calderas se define como el porcentaje de la energía de los combustibles que se transforma en energía de vapor. Los rangos de eficiencia de las calderas de fogón y las de lecho fluidizado se encuentra entre 65 y 85% (Council of Industrial Boiler Owners, 1997). El tipo de combustible y su disponibilidad tienen efectos importantes en la eficiencia ya que aquéllos con altos poderes caloríficos y bajo contenido de humedad pueden tener eficiencias hasta en un 25% mayor a las de combustibles con poderes caloríficos bajos y altos contenidos de humedad. La diferencia principal en la eficiencia entre las calderas de fogón y las de lecho fluidizado es la cantidad de combustible que no se quema.

III.7.4 Disponibilidad de operación

Típicamente, ambos sistemas de combustión están diseñados para una operación continua. La variedad estacional de la disponibilidad y calidad de los combustibles puede afectar la operación de una planta, pero este es un problema de suministro y no del desempeño de la caldera. Un sistema a vapor bien diseñado puede operar desde un 92 hasta un 98% del tiempo.

III.7.5 Ventajas y desventajas de operación

Las calderas de fogón y las de lecho fluidizado tienen ventajas y desventajas dependiendo de las características del combustible y los requisitos del sitio.

Para asegurar una correcta alimentación de la caldera, el combustible debe procesarse para darle un tamaño adecuado. La Tabla 10 muestra una comparación de las características de los combustibles en calderas de fogón y de lecho fluidizado. Las calderas de fogón cuentan con tecnología muy básica que ha sido ampliamente estudiada mientras que las de lecho fluidizado -son de tecnología más reciente y compleja, pero ofrecen flexibilidad y control operativo.

Tabla 10. Comparación entre calderas de fogón y de lecho fluidizado

Característica	Caldera de fogón	Caldera de lecho fluidizado
Mecanismo de combustión		
Flujo del combustible sólido	Transportada al fogón	Fluidizado por combustión en el aire y recirculada a través de la cámara de combustión y ciclón
Zona de combustión	En el fogón	En la entera área del horno de combustión
Transferencia de masa	Lenta	Activa
Control de combustión		
Respuesta	Lenta respuesta	Rápida respuesta
Control del exceso de aire	Difícil	Posible
Aspectos del combustible		
Uso de varios combustibles	Poco posible	Muy posible
Pretratamiento del combustible	Por lo general no es necesario	Los grumos deben ser pulverizados
Factores ambientales		
Bajas emisiones de SOx de la combustión	La desulfuración al interior del horno no es posible	Alta tasa de desulfuración en el horno.
Bajas emisiones de NOx de la combustión	Difícil	NOx bajos inherentes al tipo de proceso
Tamaño de la instalación	Pequeña	Mediana a grande

Fuente: (Air & Waste Management Association, 2000)

III.7.6 Costos de equipo e instalación

Un sistema de caldera es una instalación compleja con varios sistemas interconectados. Un sistema integrado de vapor incluiría la preparación del terreno y manejo de equipo, la caldera, ventiladores de aire, controles y sistemas de tratamiento de agua. Muchas de las instalaciones incluyen ciclones para capturar cenizas de gran tamaño, un colector de mangas para partículas finas (PM) o sistemas de lavadores de gases. El control de emisiones de NOx en las calderas de fogón se realiza con un sistema de reducción catalítica no selectiva empleando urea o amoniaco. Otros equipos de control incluyen sistemas de remoción de gases, chimeneas, manejo de cenizas y equipos de monitoreo continuo de emisiones si fuera necesario.

El rango de variación esperado para los costos puede llegar a ser de hasta 35% dependiendo del sitio y las variables del sistema a considerar. Las condiciones del vapor también tienen un impacto significativo en el costo de la caldera; temperaturas y presiones altas requieren tuberías más gruesas y materiales más costosos (Tabla 11). Las calderas que generan vapor a alta temperatura y presión pueden llegar a costar el doble de una caldera convencional.

Tabla 11. Efecto de la salida de vapor en el costo de la caldera.

Condiciones del vapor	Factor de costo de la caldera
150-250 psig	1.0
600-750 psig	1.15-1.25
1,250-1,500 psig	1.5-2.0

Fuente: (Air & Waste Management Association, 2000)

III.8 Situación ambiental de PEMEX y CFE

III.8.1 Refinación de petróleo

Durante los últimos diez años se ha presentado una tendencia descendente en la producción de petróleo crudo que equivale a una tasa media de crecimiento anual de -3.8%. En 2015, la producción nacional de petróleo crudo promedió 2,266.8 miles de barriles diarios (mbd), 6.7% menor al año anterior, entre otros, resultado de una menor producción en los Activos, declinación natural de campos, al incremento en la producción de agua en campos, principalmente. La producción de petróleo crudo pesado fue de 1,152 mbd, (8.9% menor respecto a la producción promedio de 2014), la de crudo ligero se ubicó en 838 mbd (3.0% menor a la obtenida en 2014) y de crudo super ligero se obtuvo 277 mbd (7.5% inferior a la registrada en 2014).

La producción de petrolíferos en el SNR fue de 921.9 miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente (mbdpce), menor en 7.4% en comparación con 2014. Esta disminución se debió principalmente al menor proceso de crudo (7.8%). De la producción total de petrolíferos, el 33.3% (306.8 mbdpce) se centró en la obtención de gasolinas, 29.8% de diésel (274.4 mbdpce), 27.8% de combustóleo (256.0 mbdpce), 5.0% de turbosina (46.3mbdpce) y 4.2% de coque de petróleo (38.4 mbdpce). En relación con la producción de combustóleo, en 2015 decreció en 8.4%, resultado de un mejor aprovechamiento de equipos de alta conversión de residuales.

III.8.2 Sistema Nacional de Refinación (SNR)

Hasta antes de los cambios constitucionales del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el Estado, por conducto de PEMEX y de los organismos descentralizados subsidiarios (Exploración y Producción, Refinación, Gas y Petroquímica Básica; y Petroquímica Básica), tenía por objeto ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal. Es así como, a través de su subsidiaria PEMEX Refinación, tenía la exclusividad de llevar a cabo las actividades relacionadas con procesos industriales de la refinación; elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo; almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de los productos y derivados. Con el Decreto en el cual se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía, se establece que la organización, administración y estructura corporativa de PEMEX sea acorde con las mejores prácticas a nivel internacional, asegurando su autonomía técnica y de gestión. Es así que el 28 de abril de 2015 se publica en el Diario Oficial de la Federación el Acuerdo por medio del cual se anuncia la reorganización de los organismos subsidiarios PEMEX Refinación, PEMEX-Gas y Petroquímica Básica y PEMEX-Petroquímica, en la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Transformación Industrial (PEMEX TRI), teniendo por objeto, entre otras actividades principales, las de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos y petrolíferos. De acuerdo con lo anterior, PEMEX TRI puede realizar las operaciones relacionadas directa o indirectamente con su objeto, pudiendo celebrar con personas físicas o morales, nacionales o extranjeras, toda clase de actos, convenios, contratos, por lo que las

actividades realizadas por el TRI ya no son exclusivas del Estado y cualquier empresa particular puede llevarlas a cabo de acuerdo con la reglamentación vigente aplicable a cada actividad.

En 2015, PEMEX TRI, subsidiaria encargada de llevar a cabo todas las actividades de refinación, tuvo una capacidad de refinación de destilación atmosférica de crudo de 1,615.0 mbd, de la cual 490 mbd pertenecen a plantas combinadas, 461.4 mbd de destilación al vacío, 422.5 mbd de desintegración catalítica, 91 mbd de reducción de viscosidad, 279.3 mbd de reformación de naftas, 1,160.5 mbd de hidro tratamiento, 155.6 mbd de alquilación e isomerización y 155.8 mbd de coquización22. De las 6 refinerías del país, Cadereyta, Madero y Minatitlán son las únicas en tener unidades de coquización.

En 2015, el SNR procesó un total de 1,064.5 mbd de petróleo crudo, volumen menor en un 7.8% con relación al 2014, derivado de mantenimientos programados de plantas, ejecución de trabajos de mantenimiento y rehabilitación no previstos relacionados a la calidad del crudo recibido de las áreas productivas, así como al menor proceso programado derivado de la optimización del SNR, (véase Tabla 12).

Tabla 12. Proceso de crudo por refinería, 2014 Y 2015 (Miles de barriles diarios).

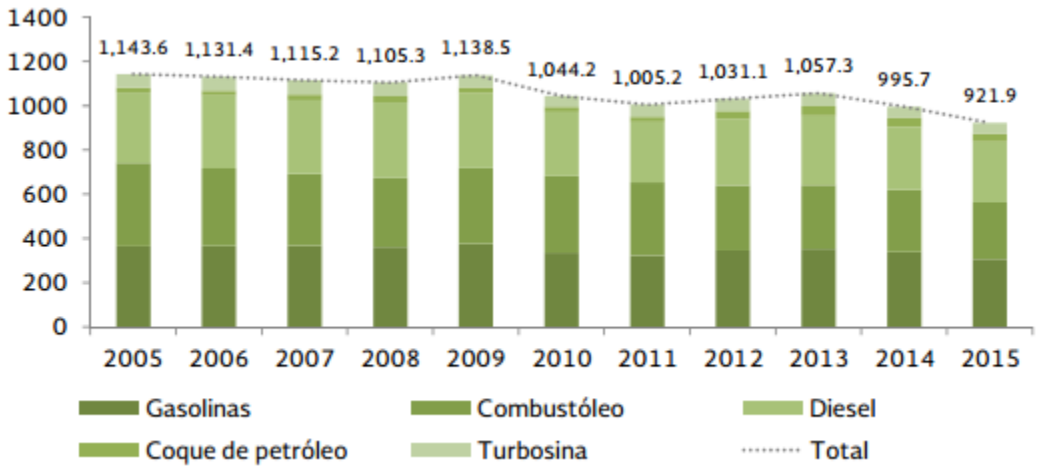
Proceso de petróleo crudo por refinería														
Concepto	Cadereyta		Madero		Minatitlán		Salamanca		Salina Cruz		Tula		SNR	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Pesado	95.0	87.4	101.6	122.0	129.8	115.3	28.8	24.9	86.4	80.3	55.9	52.4	497.5	482.3
Ligero	85.8	71.2	9.8	7.4	37.7	36.4	139.5	123.1	183.3	159.4	195.8	183.7	651.9	581.2
Reconstituido*							2.7	0.9			3.1		5.8	1.0
Total	180.7	158.5	111.5	129.4	167.6	151.7	171.0	149.0	269.6	239.7	254.7	236.2	1,155.1	1,064.5

* Incluye crudo despuntado, pentanos, nafta ligera de Cangrejera, nafta ligera de Cactus, gasolina de Poza Rica y Madero.

Fuente: (SENER, 2016).

Durante 2015 el SNR procesó 54.6% de petróleo crudo ligero y 45.3% de pesado. La participación de crudo pesado aumentó 2.2 puntos porcentuales, asociado a la estrategia de un mayor aprovechamiento de equipos de alta conversión de residuales que permiten incrementar los rendimientos de destilados intermedios. El 67.2% del proceso de crudo pesado se centró en las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán, debido a que son las instalaciones que cuentan con procesos de conversión de residuales; en tanto que en Salamanca, Tula y Salina Cruz se realizó el mayor volumen de proceso de crudo ligero, que en conjunto representó el 80.2%.

Figura 15. Producción de petrolíferos en el SNR, 2005-2015 (Miles de barriles diarios de petróleo crudo equivalente).



Fuente: (SENER, 2016).

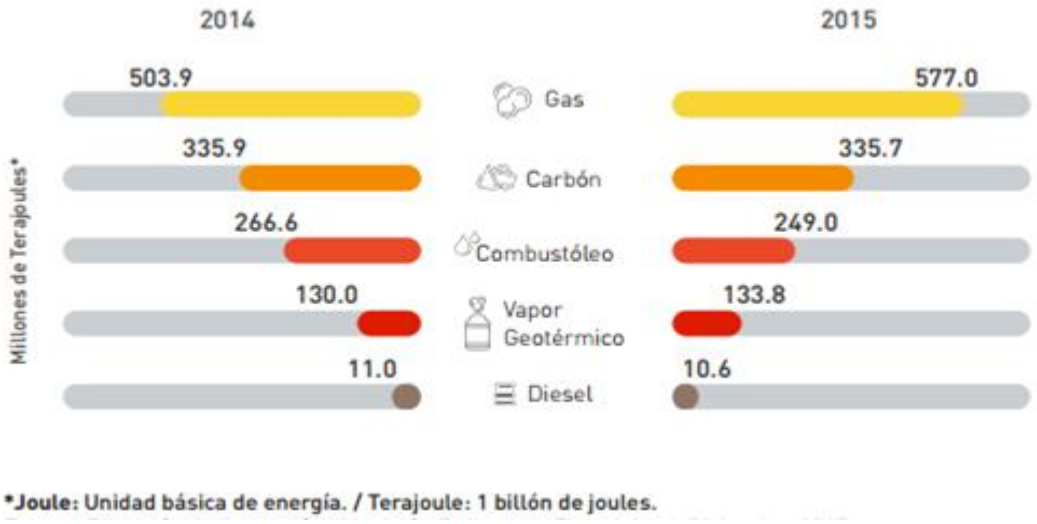
Durante 2015, las seis refinerías del SNR produjeron 306.8 mbdpce de gasolinas, 9.5% menos comparado con 2014. El 60.2% de la producción de este combustible se obtuvo en las refinerías de Tula, Salina Cruz y Cadereyta. En contraste, la menor producción fue en Salamanca, Madero y Minatitlán. Vale la pena mencionar que la refinería de Madero fue el único centro de trabajo en aumentar la producción de gasolinas respecto a 2014. La producción de destilados intermedios, como el diésel y la turbosina, presentaron una reducción con relación a 2014 de 4.2% y 10.4%, respectivamente, para alcanzar un total de 274.4 mbdpce en diésel y 46.3 mbdpce en turbosina. Las refinerías de Cadereyta, Minatitlán y Salina Cruz concentraron el 57.8% de la producción de diésel, mientras que la mayor producción de turbosina se registró en Tula, Salina Cruz y Salamanca al producir en conjunto el 90.3% de la producción nacional de este petrolífero.

III.8.3 Generación de electricidad

Los combustibles fósiles más utilizados por centrales de generación de energía en el país son gas natural, carbón, combustóleo y diésel. Si bien el proceso de las centrales convencionales es prácticamente el mismo, independiente del combustible utilizado, hay diferencias en el tratamiento previo que se hace al combustible y en el diseño de los quemadores de las calderas. En el caso de las centrales que utilizan combustibles sólidos como el carbón, éstos deben ser triturados o pulverizados antes de ingresar a la caldera. Por su parte, las centrales que utilizan derivados líquidos del petróleo requieren calentar y licuar el combustible antes de utilizarlo. En tanto, el gas natural no precisa almacenamiento, ni tratamiento previo, por lo cual es proporcionado directamente a través de gaseoductos.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene distribuidas sus centrales en el territorio nacional agrupadas en cinco Gerencias Regionales de Producción (GRP): Noroeste, Norte, Occidente, Central y Sureste. Además, se cuenta con la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas que administra la CNLV. Se diversifica en 10 tipos de tecnología: vapor (combustóleo y gas), carboeléctrica, geotermoeléctrica, ciclo combinado, turbogás, combustión interna, hidroeléctrica, eoloeléctrica, nucleoeléctrica y solar fotovoltaica[1]. (CFE, 2014)

Figura 16. Consumo de combustibles para generar electricidad (2014-2015)



***Joule: Unidad básica de energía. / Terajoule: 1 billón de joules.**

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de electricidad, diciembre 2015.

Tomando en cuenta lo anterior es importante destacar que, en 2015, la elevada disponibilidad de gas permitió reducir el consumo de los combustibles más costosos y contaminantes como el combustóleo y el diésel (Figura 16).

En ese mismo año, la infraestructura de generación estaba integrada por 188 centrales, con 1,020 unidades de generación. En conjunto, la capacidad instalada era de 54,852 MW como se muestra en la Tabla 13, en comparación del 2014 que la infraestructura de generación estaba integrada por 215 centrales, con 1,081 unidades de generación. En conjunto, la capacidad instalada era de aproximadamente 54,375 MW.

Tabla 13. Capacidad efectiva de generación.

Generador	Tipo de tecnología	Capacidad efectiva (MW)		Número de Centrales y de Unidades en 2015		Participación porcentual por tecnología	Variación 2014-2015 (%)
		2014	2015	Centrales	Unidades		
CFE	Hidroeléctrica	12,268.8	12,027.8	62	176	21.9	-2.0
	Vapor (combustóleo y gas)	11,398.6	11,398.6	21	72	20.8	0.0
	Ciclo combinado	7,566.6	7,578.3	15	68	13.8	0.2
	Carboeléctrica	5,378.4	5,378.4	3	15	9.8	0.0
	Turbogás	2,303.4	2,736.5	41	94	5.0	18.8
	Geotermoeléctrica	813.4	873.6	4	40	1.6	7.4
	Combustión interna	302.4	303.9	7	56	0.5	0.5
	Eoloeléctrica	86.3	86.3	3	8	0.2	0.0
	Solar fotovoltaica	6.0	6.0	2	2	0.0	0.0
	Nucleoeléctrica	1,400.0	1,510.0	1	2	2.8	**7.9**
Total CFE	-	**41,523.9**	**41,899.4**	159	533	**76.4**	**0.9**

Fuente: Dirección de Operación Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2015. Cifras redondas. Incluye plantas móviles. (CFE, 2015)

Cabe mencionar que del total de las centrales generadoras, 29 son de Productores Independientes de Energía (PIE), 159 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y 9 de PEMEX- Refinación; además, 81 centrales funcionarían con tecnologías a base de combustibles fósiles.

Las centrales de generación de mayor interés para la evaluación de la NOM-085-SEMARNAT-2011, por la tecnología de generación y aplicabilidad de la norma, son las centrales termoeléctricas y carboeléctricas. En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Petróleos Mexicanos (PEMEX), agrupan un total de 30 centrales termoeléctricas y 3 centrales carboeléctricas con una capacidad instalada equivalente al 60.03% del total nacional.

Las capacidades instaladas en las termoeléctricas se concentran en los estados de Veracruz, Hidalgo, Colima Sonora, Tamaulipas San Luis Potosí, Guerrero (ver Anexo 1).

Tabla 14. Centrales termoeléctricas y carboeléctricas en funcionamiento (CFE y PEMEX)

Central Generadora	Entidad Federativa	Tipo de tecnología o generación	Combustible	Capacidad instalada (MW)
C.T. Punta Prieta II	BAJA CALIFORNIA SUR	Vapor	Diésel	112.5
C.T. Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)	SONORA	Vapor	Combustóleo	484.00
C.T. Juan de Dios Bátiz Paredes (Topolobampo)	SONORA	Vapor	Combustóleo	320.00
C.T. Presidente Juárez (Rosarito)	BAJA CALIFORNIA	Vapor	Combustóleo	320.00
C.T. Punta Prieta II	BAJA CALIFORNIA SUR	Vapor	Diésel	112.50
C.T. Francisco Villa	CHIHUAHUA	Vapor	Combustóleo	300.00
C.T. Benito Juárez (Samalayuca)	CHIHUAHUA	Vapor		316.00
C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo)	DURANGO	Vapor	Combustóleo	320.00
C.T. José López Portillo (Río Escondido)	COAHUILA	Carboeléctrica	Carbón	1,200.00
C.T. Carbón II	COAHUILA	Carboeléctrica	Carbón	1,400.00
C.T. Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)	TAMAULIPAS	Vapor	gas natural	300.00
C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	COLIMA	Vapor	Combustóleo	1,300.00
C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)	GUERRERO	Carboeléctrica	Carbón	2,778.36
C.T. Villa de Reyes	SAN LUIS POTOSI	Vapor	Combustóleo	700.00
C.T. Francisco Pérez Ríos (Tula)	HIDALGO	Vapor	Combustóleo	1,605.00
C.T. Salamanca	GUANAJUATO	Vapor	Combustóleo	550.00
C.T. Valle de México	ESTADO DE MEXICO	Vapor	Combustóleo	450.00
C.T. Altamira	TAMAULIPAS	Vapor	Combustóleo	500.00
C.T. Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)	VERACRUZ	Vapor	Combustóleo	2,100.00
C.T. Poza Rica	VERACRUZ	Vapor	Combustóleo	117.00
C.T. Mérida II	YUCATAN	Vapor	Combustóleo	168.00

Central Generadora	Entidad Federativa	Tipo de tecnología o generación	Combustible	Capacidad instalada (MW)
C.T. Lerma	CAMPECHE	Vapor	Combustóleo	112.50
C.T. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)	YUCATAN	Vapor	Combustóleo	75.00
Pemex Gas y Petroquímica Básica Complejo Procesador de Gas Poza Rica	VERACRUZ	Vapor	Gas Natural	16.00
Pemex-Petroquímica Complejo Petroquímico Independencia	PUEBLA	Vapor	Gas Natural	54.00
Pemex-Refinación Ing. Antonio M. Amor	GUANAJUATO	Vapor	Gas Natural	142.80
Pemex-Refinación Refinería Francisco I. Madero	SAN LUIS POTOSI	Vapor	Gas Natural	129.00
Pemex-Refinación Refinería General Lázaro Cárdenas	VERACRUZ	Vapor	Gas Natural	64.00
Pemex-Refinación_ Refinería General Lázaro Cárdenas Proyecto Reconfiguración	VERACRUZ	Vapor	Gas Natural	40.00
Pemex-Refinación Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime	OAXACA	Vapor	Gas Natural	115.20
Pemex-Refinación Refinería Ing. Héctor Lara Sosa	NUEVO LEÓN	Vapor	Gas Natural	79.00
Pemex-Refinación Refinería Miguel Hidalgo	HIDALGO	Vapor	Combustóleo	133.70

Fuente: (CFE, 2016).

En México, se ha optado por sustituir esta tecnología por otras de mayor eficiencia y con menor impacto ambiental, ya que una termoeléctrica convencional es 73% menos eficiente que un ciclo combinado, y emite en promedio 680 kilogramos de CO_2 por cada MWh de energía eléctrica producida, casi el doble que un ciclo combinado (SENER, 2016).

Las tres centrales carboeléctricas de México tienen una capacidad conjunta de 5,378 MW. Estas se encuentran ubicadas en Coahuila y Guerrero. El estado de Coahuila es el mayor productor a nivel nacional de carbón mineral[1], el cual es utilizado en las centrales de Río escondido y Carbón II. La central dual de Petacalco en el estado de Guerrero, utiliza como combustible primario carbón importado y puede utilizar también combustóleo (SENER, 2016).

[1] En 2015 se importaron 7,788 toneladas de carbón, 45% proveniente de Estados Unidos de América, el resto de Australia, Colombia y Canadá principalmente (SIAVI: Sistema de Información Arancelaria Vía Internet; fracciones arancelarias: 27011101, 27011201, 27011999, 27012001, 27021001, 27022001, 27030001, 27030099, 27040002, 27060001, 38021001, 38029001 y 68151002).

Si bien, una carboeléctrica es más eficiente que una termoeléctrica convencional, el uso del carbón como combustible primario para la generación de electricidad origina importantes emisiones de contaminantes.

Con base en la definición de Zonas Críticas (ZC)[2] de la NOM-085-SEMARNAT-2011, la CFE y PEMEX, tienen distribuidas once sus centrales termoeléctricas en estas zonas: Tijuana-Rosarito, Juárez, Tula-Vito-Apasco, Salamanca, ZMVM, Tampico-Madero-Altamira, Salamanca, Coatzacoalcos y ZMM (Tabla 15). Cabe señalarse que la C. T. Valle de México se ubica en el municipio de Acolman, el cual no se encuentra en la definición de ZC de la norma, no obstante, en la actualizada éste forma parte de definición de la zona metropolitana en cuestión.

Tabla 15. Centrales de generación termoeléctrica convencional en CFE Y PEMEX, 2015.

Zona Crítica	Central Generadora	Entidad Federativa	Tipo de tecnología o generación	Combustible	Capacidad instalada (MW)
TIJUANA – ROSARITO	C.T. Presidente Juárez (Rosarito)	Baja California	vapor	combustóleo	320.00
CD. JUAREZ	C.T. Benito Juárez (Samalayuca)	Chihuahua	vapor		316.00
TULA-VITO-APASCO	C.T. Francisco Pérez Ríos (Tula)	Hidalgo	vapor	combustóleo	1,605.00
SALAMANCA	C.T. Salamanca	Guanajuato	vapor	combustóleo	550.00
ZMVM	C.T. Valle de México	Estado de México	vapor	combustóleo	450.00
TAMPICO-MADERO-ALTAMIRA	C.T. Altamira	Tamaulipas	vapor	combustóleo	500.00
SALAMANCA	Pemex-Refinación Ing. Antonio M. Amor	Guanajuato	vapor	gas natural	142.80
COATZACOALCOS	Pemex-Refinación Refinería Gral. Lázaro Cárdenas	Veracruz	vapor	gas natural	64.00
	Pemex-Refinación Refinería Gral. Lázaro Cárdenas	Veracruz	vapor	gas natural	40.00
ZMM	Pemex-Refinación Refinería Ing. Héctor Lara Sosa	Nuevo León	vapor	gas natural	79.00
ZMVM	Pemex-Refinación Refinería Miguel Hidalgo	Hidalgo	vapor	Combustóleo	133.70

Fuente: (SENER, 2016).

[2] Son aquellas en que las condiciones topográficas y meteorológicas se dificulte la dispersión o se registren altas concentraciones de contaminantes a la atmósfera y ellas están consideradas las zonas metropolitanas correspondiendo a la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM), Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM), Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG), Corredor industrial Coatzacoalcos-Minatitlán, Corredor Irapuato-Celaya-Salamanca, Corredor industrial Tula-Vito-Apasco, Corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira, el Municipio de Ciudad Juárez y el área integrada por los municipios de Tijuana y Rosarito en el Estado de Baja California.

III.8.4 Medidas implementadas por el sector energético (PEMEX y CFE)

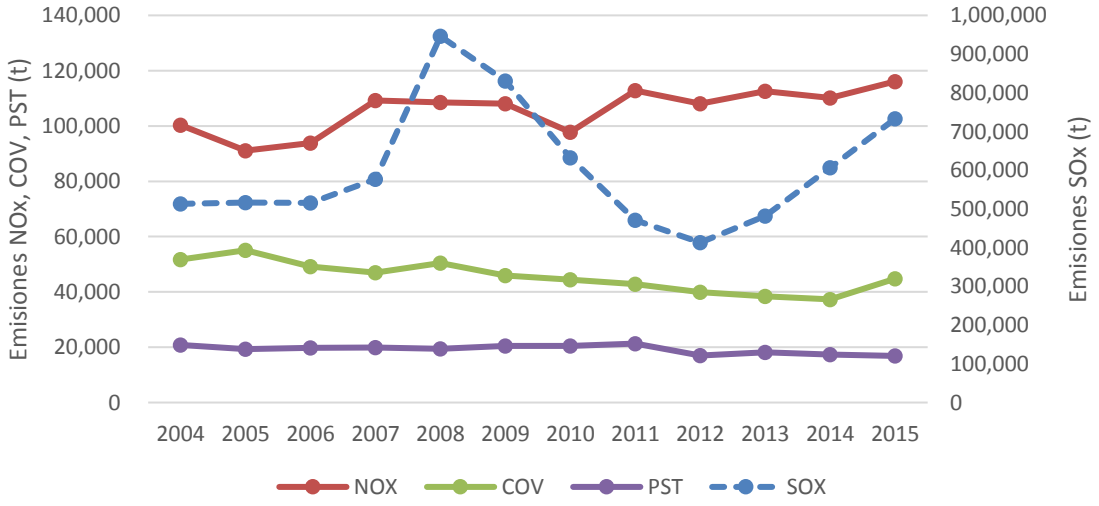
Con los compromisos adquiridos en materia de sustentabilidad ambiental para capturar el potencial de ahorro en el consumo final de energía eléctrica, se busca una mayor participación de todos los sectores de la economía en el uso eficiente de la electricidad. Los rubros de uso final de la energía eléctrica que están indicados en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) y que deberán cumplir las Normas de mejoras en eficiencia, son: iluminación, equipos de hogar y de inmuebles, acondicionamiento de edificaciones, motores industriales, bombas de agua agrícolas y servicios públicos. (SENER, 2015)

PEMEX

El desempeño ambiental en materia de emisiones de contaminantes criterio, con relación al cumplimiento de las especificaciones de la NOM-085-SEMARNAT-2011, debe evaluarse en términos de las concentraciones y emisiones netas de cada equipo de combustión externa e instalación aplicable. En particular, las instalaciones del antiguo organismo subsidiario PEMEX Refinación (ahora incorporado a la empresa productiva subsidiaria Transformación Industrial; así como Cogeneración y Servicios), cuentan con diversas calderas o generadores de vapor y calentadores. El principal medio para evaluar el cumplimiento ambiental referido se basa en los informes y reportes de sustentabilidad que PEMEX publica anualmente. Aunque el nivel de desagregación de los reportes de emisiones al aire no es suficiente para conocer el cumplimiento de cada instalación con respecto a los criterios de la norma, sí es posible comprender los alcances de las medias de control de contaminantes que PEMEX ha llevado a cabo en los últimos años.

La tendencia de las emisiones de los principales contaminantes criterio (NOx, COV, SOx y partículas) de PEMEX entre 2005 y 2015 se ilustran en la Figura 17. En general, las emisiones de SOx y NOx han presentado una tendencia incremental en el período referido, con una tasa promedio de crecimiento anual de 4% y 2%, respectivamente. Por su parte, las emisiones de COV y PST han disminuido a una tasa promedio anual de 2% y 1%, respectivamente.

Figura 17. Emisiones al aire de NOx, COV, partículas y SOx de PEMEX del 2005 al 2015.



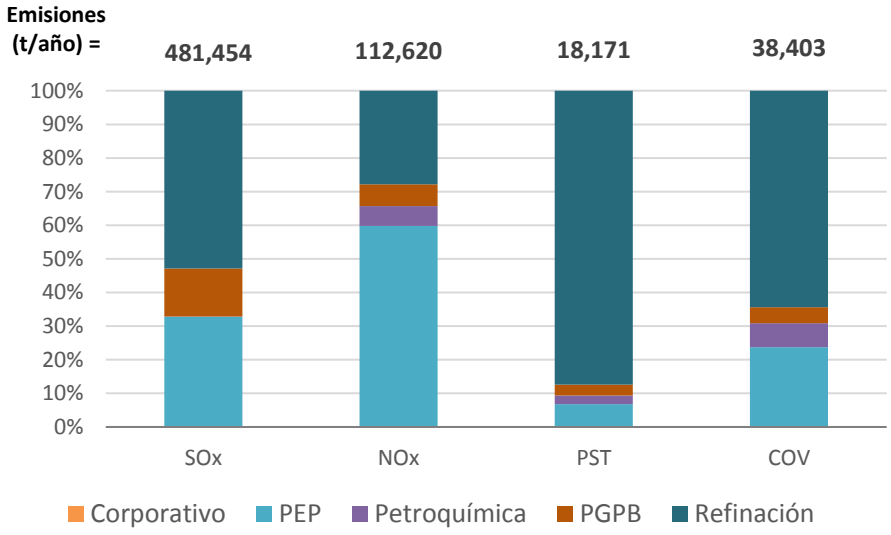
Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX (Informes de Sustentabilidad e Informes de Responsabilidad social, 2005 a 2015)

El caso particular de los SOx presentó un máximo de emisiones en el 2008, principalmente como consecuencia de la liberación de gas amargo con alto contenido de nitrógeno, seguida de un mínimo en el 2012, que corresponde a la baja de productividad de gas natural; en los últimos tres años ha ocurrido un repunte en las emisiones de SOx, las cuales se están intentando controlar con proyectos de aprovechamiento de gas asociado y mantenimiento de plantas de recuperación de azufre de CPG Nuevo PEMEX y Cactus (PEMEX, 2016). Las emisiones de SOx en 2015 son 42% mayores que las de 2005.

Las emisiones de partículas se han mantenido en niveles casi idénticos desde 2005, aunque en 2012 se observa una reducción que se conservado en los últimos años. En resumen, las emisiones de partículas son 13% menores que las correspondientes a 2005. Similarmente, las emisiones de NOx son 27% mayores y las COV 19% menores en el período de comparación.

La clara tendencia de incremento total de las emisiones de SOx y NOx está fuertemente vinculado a las operaciones de producción de gas natural, así como de la recuperación de azufre en las refinerías, acciones que no conciernen a la NOM-086-SEMARNAT-2011. Lo anterior no implica que los niveles de NOx y SOx de los equipos de combustión sean necesariamente óptimas, pero sí de menor relevancia a nivel corporativo. Las emisiones que son más fácilmente trazables a la norma en análisis son las partículas (PST), que como se muestra en la Figura 18 pertenecieron en 2013 (casi 90%) a la antigua subsidiaria de Refinación.

Figura 18. Distribución de emisiones al aire de los antiguos organismos subsidiarios de PEMEX en 2013.

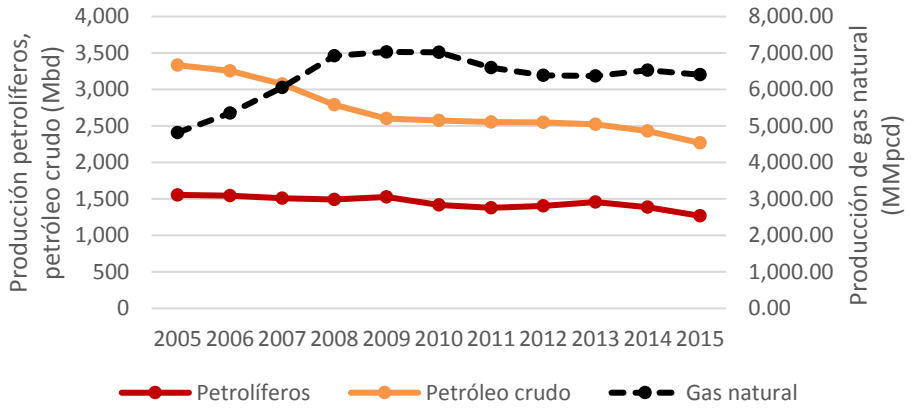


Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX (2014).

Dos factores que influyen directamente en las emisiones de contaminantes criterio de PEMEX son la productividad y el uso de combustibles de proceso. La evolución de la producción de petróleo, gas natural y petrolíferos de 2005 al 2015 se ilustra en la Figura 19. La producción de petróleo ha disminuido por lo menos del 2005 a la fecha, mientras que la de petrolíferos también ha disminuido,

principalmente en 2014 y 2015. En el caso de la producción de gas natural, ésta tuvo un máximo en 2008 (vinculado con el caso del pico de SOx analizado previamente), y posteriormente ha ido a la baja hasta 2015. Este elemento de análisis es importante en tanto que es probable que la reducción de algunas de las emisiones en PEMEX se asocie a la disminución de la producción y no directamente a la mejora de los procesos y control de contaminantes, especialmente en el caso de los procesos de refinación.

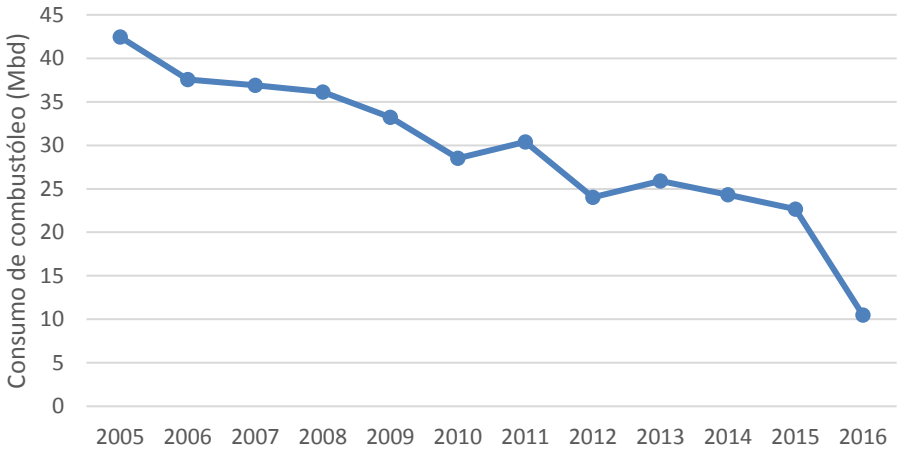
Figura 19. Producción de petróleo, petrolíferos y gas natural de PEMEX del 2005 al 2015.



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (2017) (Sistema de Información Energética)

El uso de combustibles en PEMEX en 2015 fue equivalente a 621 PJ, distribuido en 72% gas natural, 9% combustóleo, 4% diésel y 14% otros (incluyendo electricidad importada) (PEMEX, 2016). La contribución de combustóleo ha pasado de 12% a 9% entre 2009 y 2015, de acuerdo con los informes de sustentabilidad de PEMEX. Como se observa en la Figura 20, la demanda de combustóleo (principalmente por los complejos de refinación) ha pasado de 42 a 10 Mbd entre 2005 y 2016, lo que implica una disminución sustancial de las emisiones asociadas. La disminución en el uso de combustóleo ha sido sin duda uno de los pilares de la reducción de emisiones relacionadas a los procesos de combustión en las subsidiarias de PEMEX.

Figura 20. Tendencia del consumo de combustóleo en el sector petróleo del 2005 al 2016.



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (2017)(Balance nacional de Combustóleo, Sistema de Información Energética)

A continuación, se realiza un recuento de algunas de las principales acciones que PEMEX ha llevado a cabo en los últimos 10 años para mejorar su desempeño ambiental y, en particular, para dar cumplimiento a las especificaciones de la NOM-085-SEMARNAT-2011.

Año	Acciones de mejora del desempeño ambiental en PEMEX
2017	El **Plan de Negocios de PEMEX 2017-2027** incluye las líneas de acción que involucran el desarrollo de diversas cogeneraciones, reducción de quema de gas en activos de aguas someras y, de mayor relevancia en este caso, la optimización de consumo de energía en refinación. La meta global de reducción de estas tres líneas de acción es de 25% en el año 2021. No se incluyen metas específicas en este plan con respecto a las emisiones de contaminantes criterio. En el mismo plan se plantea que entre 2017-2018 se plantearán alianzas para mejorar las operaciones y/o reconfigurar las refinerías de Tula (Fase II), y Salamanca y Salina Cruz (PEMEX, 2017).
2014	Se comienza el desarrollo de una metodología para cuantificar la reducción de emisiones en los mercados voluntarios de California con el American Carbon Registry, asociada a la **sustitución de combustóleo por gas natural en refinerías**. También se dan las facilidades para el desarrollo de un protocolo de contabilización de reducción de emisiones asociada a la eficiencia energética en calderas y hornos con el Climate Action Reserve[3]. Aunque no hay proyectos registrados aún, este mercado podría generar reducciones importantes no sólo en PEMEX sino en otros sectores industriales. El protocolo está dirigido a emisiones GEI, pero sin duda conllevará reducciones de contaminantes criterio asociadas (PEMEX, 2016).
	Se seleccionó al consorcio integrado por Enesa, Invenergy y Mexichem para desarrollar el **proyecto de cogeneración Cactus**, para la construcción de una central de cogeneración eficiente con un sistema de transmisión propio (PEMEX, 2015). En 2015 no hay actualizaciones al respecto.
	Se celebraron dos memorandos de entendimiento con otros consorcios para desarrollar las **cogeneraciones eficientes de Tula y Cadereyta** (PEMEX, 2015). En 2015 no había nueva información al respecto.
	PEMEX publica la norma de referencia **NRF-306-PEMEX-2014** Quemadores de alta eficiencia y bajo NOx. Dicha norma establece los requisitos técnicos para la adquisición e instalación de quemadores para gas,

[3] Más información puede ser consultada en http://www.climateactionreserve.org/how/protocols/mexico-boiler-efficiency/

	combustóleo, diésel o diales, de alta eficiencia y bajo NOx, para calderas y calentadores a fuego directo e indirecto.
2013	Inicia operaciones la **planta de Cogeneración de Nuevo Pemex**, con capacidad 277 MW y generación 550 toneladas de vapor (PEMEX, 2015).
2009	A partir de este año PEMEX incorporó en 464 de sus instalaciones al **Programa de Ahorro de Energía (PAE).** Este se aplicó a los procesos industriales que cuentan con sistemas térmicos o sistemas eléctricos a partir de Diagnósticos Energéticos Integrales (DEI). Se estimaba en 2013 que se habían reducido en promedio 16.7 millones GJ y 1.2 millones t CO_2 anualmente (PEMEX, 2014).
2007-2012	De acuerdo con el Proaire Salamanca 2007-2012 (Instituto de Ecología del Estado, 2013), la Refinería Ing. Antonio M. Amor invirtió alrededor de mil millones de pesos en proyectos de modernización, incluyendo: • Autoconsumo de combustóleo con menor contenido de azufre • Sustituir calentador HI de la planta de destilación al alto vacío (B) • Estudio de factibilidad para uso de los lavadores de gases para las calderas CB-6 y CB-7
2004-2006	Reducción del consumo de combustóleo en un 75% en la Refinería Ing. Antonio M. Amor, que en conjunto con la sustitución combustóleo en la CT Salamanca de CFE en 54%, implicaron la disminución en 57% de los días fuera de norma de SO2, con respecto al 2003 ((Instituto de Ecología del Estado, 2013).
2003-2012	De acuerdo con el Libro Blanco PEMEX Refinación – 05, Infraestructura de Plantas de Proceso, Sistema de Ductos y Terminales de Almacenamiento y Reparto (PEMEX, 2012), durante este período se llevaron a cabo proyectos de inversión para mejorar la infraestructura de plantas de proceso de PEMEX Refinación, incluyendo: • Mantenimiento a plantas de proceso y servicios, incluyendo calderas, por medio de los proyectos de "Sostenimiento a la capacidad de producción" y "Mantenimiento a la Capacidad" de Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz, Tula. • Adecuaciones o adiciones de infraestructura para incrementar la eficiencia operativa a través de los proyectos "Tren Energético" de Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca y Tula.

Además de las acciones referidas en el cuadro anterior, a partir de la reforma energética, PEMEX vislumbra una oportunidad de negocio por medio de la implementación de "plantas eficientes de cogeneración mediante alianzas con empresas especializadas". De acuerdo con sus propias estimaciones PEMEX tiene una demanda de vapor de 8.8 mil t/h, principalmente en sus refinerías, lo que implica un potencial estimado de 5 GW. Los principales proyectos de cogeneración que se han identificado se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Proyectos de cogeneración en PEMEX

Proyecto	Energía Eléctrica (MW)		Vapor (t/h)	Inversión estimada (MMUSD)
	Capacidad	**Capacidad de autoconsumo**		
Planta de Cogeneración Nuevo PEMEX	300	300	800	(en operación)
Proyecto Externo de Salamanca	373	0	662	-
Cactus	633	29	480	877
Tercer Tren de Nuevo Pemex	262	0	140	288
Tula	444	267	1,150	489
Cadereyta	525	135	850	638
Salina Cruz	436	120	800	569
Minatitlán	541	90	800	405
La Cangrejera	512	102	899	747
Morelos	516	89	788	785
Estaciones de medición y regulación	102	0	0	172
Total	**4,644**	**1,132**	**7,369**	**4,970**

Fuente: Elaboración propia con base en PEMEX (2017).

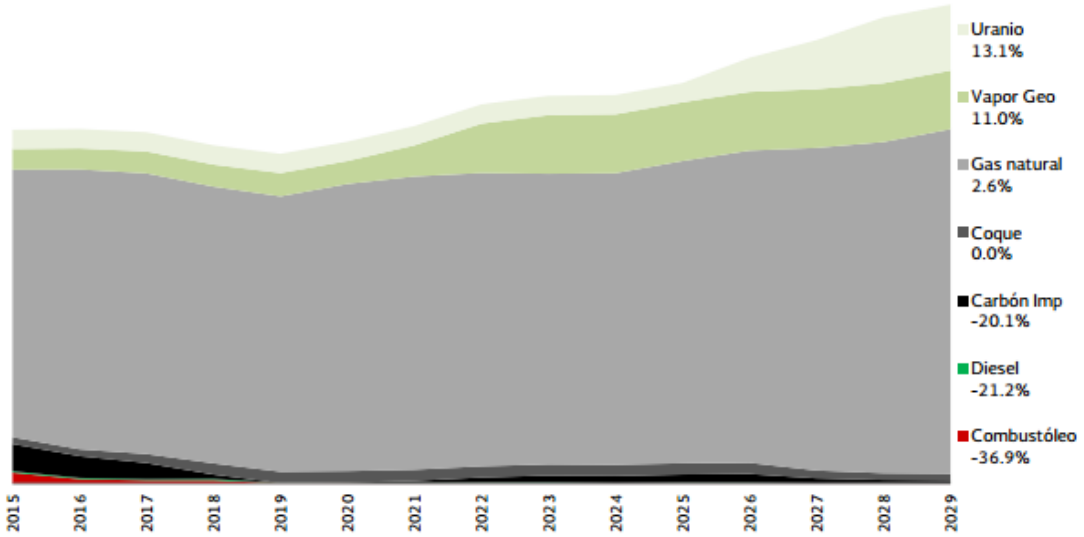
Finalmente, debe destacarse que, de las seis refinerías de PEMEX, sólo dos están ubicadas en regiones que cuentan con Programas de gestión para mejorar la calidad del aire (Proaire): Ing. Antonio M. Amor en Salamanca, Guanajuato e Ing. Héctor Rafael Lara Sosa Nuevo León en Cadereyta, Nuevo León.

CFE

Por parte de la CFE, para la planeación futura del Sector Eléctrico, se ha optado por la reducción del uso del petróleo y sus derivados en los próximos años, como el caso del combustóleo. La CFE programó la reconversión de 7 unidades de generación termoeléctrica a ciclo combinado, para sustituir el uso de combustóleo por gas natural, reducir el costo de los combustibles para estas centrales y disminuir la cantidad de emisiones contaminantes al medio ambiente.

Bajo el orden de crecimiento medio anual, el uranio presenta la tasa más alta con el 13.1%, seguido del vapor geotérmico con el 11.0%. Sin embargo, se espera que el gas natural sea el combustible que más participación tenga dentro de la generación eléctrica con un promedio del 77.2% del total, a lo largo del período prospectivo, como se muestra en la Figura 21. (SENER, 2015).

Figura 21. Evolución esperada de los combustibles requeridos para la generación eléctrica (TJ, variación anual).



Fuente: (SENER, 2016).

En la en la Figura 21 se puede observar como el uso del combustóleo, carbón, diésel y coque presentan una tasa negativa, dada la política de incentivar el uso de energías limpias.

De acuerdo con Plan Estratégico Institucional de Desarrollo Sustentable (PEIDES) de CFE (2005) es posible observar que las emisiones de la empresa disminuyeron a partir del 2001 a raíz de la entrada en operación de diversas centrales a ciclo combinado que utilizan gas natural y con una mayor eficiencia de generación. Algunas de las principales acciones que CFE llevó a cabo en la década anterior se mencionan a continuación:

- A partir del 2000 las tecnologías de los nuevos ciclos combinados cuentan con quemadores de bajas emisiones de NOx.
- En la misma década en las centrales termoeléctricas convencionales también se habrían comenzado a instalar quemadores de baja emisión de NOx, como en las centrales Lerma, Carbón II, Presidente Juárez, Plutarco Elías Calles y Valles de México.
- De igual manera, las centrales Río Escondido, Carbón II y Presidente Plutarco Elías Calles tendrían instalados precipitadores electrostáticos que funcionarían con eficiencias de entre 99.3% y 99.7%.
- Hasta el 2004 existían 13 centrales termoeléctricas que contaban con sistemas de medición continua de emisiones: Gral. Manuel Álvarez Moreno, Manzanillo II, Guadalupe Victoria, Valle de México, Felipe Carrillo Puerto, Pdte. Plutarco Elías Calles, Carbón II, José López Portillo, Ing. Juan de Dios Bátiz Paredes, Pdte. Juárez, Pdte. Adolfo López Mateos, Salamanca y Francisco Pérez Ríos.
- A finales de los años noventa la CFE instaló redes de monitoreo de calidad del aire en las áreas de influencia de las siguientes centrales: Gral. Manuel Álvarez Moreno, Manzanillo II, Guadalupe Victoria, Felipe Carrillo Puerto, Pdte. Plutarco Elías Calles, Carbón II, Ing. Juan de Dios Bátiz Paredes, Pdte. Juárez, Pdte. Adolfo López Mateos, El Sauz y Valle de México.
- Además, las centrales de ciclo combinado construidas a partir de esa época contarían con sistemas de medición continua de emisiones y red de monitoreo de calidad del aire.
- Se introdujo gas natural en las centrales Valle de México, Monterrey, Pdte. Juárez, Río Bravo, Samalayuca, Francisco Pérez Ríos, Altamira, San Jerónimo, La Laguna, Dos Bocas, Gómez Palacio, Huinalá, El Sauz, Francisco Pérez Ríos y Salamanca.

Otras acciones que la CFE llevaría a cabo continuamente para controlar sus emisiones a la atmósfera consisten en limpieza de filtros de los sistemas de combustible, limpieza de calentadores de combustible, limpieza de quemadores, revisión visual de flama de quemadores, deshollinador del generador de vapor, medición semanal de gases de combustión a nivel precalentadores, entre otras (CFE, 2005).

Además de lo anterior, CFE ha realizado la aplicación de aditivos en las centrales Manuel Álvarez Moreno, Manzanillo II, Francisco Pérez Ríos, Altamira y Salamanca para mejorar la eficiencia de combustión y controlar las emisiones atmosféricas (CFE, 2005).

III.8.5 Prospectiva de la disponibilidad de gas natural

Derivado de la Reforma Energética, el mercado de gas natural ha tenido grandes cambios. Se han adjudicado campos de extracción y exploración a Petróleos Mexicanos y a empresas privadas mediante licitaciones que se realizan bajo los estándares más altos de transparencia y que son transmitidos en tiempo real por Internet, siendo procesos públicos, competitivos y abiertos a la participación nacional e internacional.

El gas natural ofrece muchas ventajas sobre el carbón. Las centrales de ciclo combinado con base en gas natural tienen mayor eficiencia térmica y emiten la mitad de CO_2 en comparación con las centrales termoeléctricas con base en carbón. Las plantas de generación de gas también ofrecen mayor flexibilidad que las plantas de carbón en términos de adaptar su nivel de producción a la variabilidad existente en el sistema eléctrico, asociada con el aumento en el uso de fuentes intermitentes de generación (eólica y fotovoltaica) (SENER, 2015).

Uno de los avances de la Reforma Energética durante 2016 fue la transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos (SNG) y Naco-Hermosillo por parte de Petróleos Mexicanos al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS). De esta forma, Pemex transfirió al CENAGAS alrededor de nueve mil kilómetros de ductos, con una capacidad de más de 5,000 mmpcd de gas natural.

De esta forma, el CENAGAS, como gestor independiente del SISTRANGAS, garantizará condiciones efectivas y equitativas de competencia en el mercado que transporta y almacena la mayor proporción de gas natural del país e impulsará la participación de terceros. En tanto, el CENAGAS en su carácter de Permisionario de Transporte de Gas Natural (Transportista) tiene como mandato dirigir la operación y mantenimiento de la infraestructura transferida por Petróleos Mexicanos a dicho Centro.

Al cierre de 2015, la CRE tenía vigentes 31 permisos de acceso abierto, de los cuales 28 están en operación, uno en construcción, uno por iniciar obras y uno por iniciar operación, estos permisos representan una longitud total de 15,755.9 kilómetros (Km). Del total de kilómetros autorizados, 10,068.0 km pertenecen al SISTRANGAS, operados y gestionados por el CENAGAS y 5,687.9 km pertenecen a empresas particulares.

En lo que respecta a los avances reportados en 2015, se tiene el Desarrollo del Gasoducto Midstream (Nueva Era), En agosto de 2015, la empresa Howard Midstream Energy Partners celebró un acuerdo con la CFE para el transporte de 500 mmpcd de gas natural, a través de un nuevo punto de importación a ubicarse en Colombia, Nuevo León. Este gasoducto tiene una fecha estimada de inicio de operaciones en junio de 2017.

La CFE presentó en su informe anual los avances en materia de infraestructura de gasoducto, y con el objetivo de incrementar el suministro de gas natural en el país, impulso 26 licitaciones en conjunto con el sector privado. De estos proyectos al término de 2015, cuatro ya se encontraban en operación, 13 en construcción y nueve más en proceso de licitación.

Entre los proyectos de gas concluidos en 2015 por parte de CFE, se encuentran los gasoductos de Sásabe-Guaymas y el de Morelos. En el caso del gasoducto Sásabe-Guaymas, éste inició operación comercial en agosto de 2015, con una capacidad de transporte de 770 mmpcd, un diámetro de 36 pulgadas, una longitud de 515 kilómetros y una inversión superior a los 470 millones de dólares. Este gasoducto transporta gas natural desde el punto de recepción en la interconexión con el gasoducto Tucson-Sásabe en la frontera México-EUA hasta los puntos de entrega definidos como Estación de Medición, Regulación y Control (EMRyC) Puerto Libertad y EMRyC Guaymas.

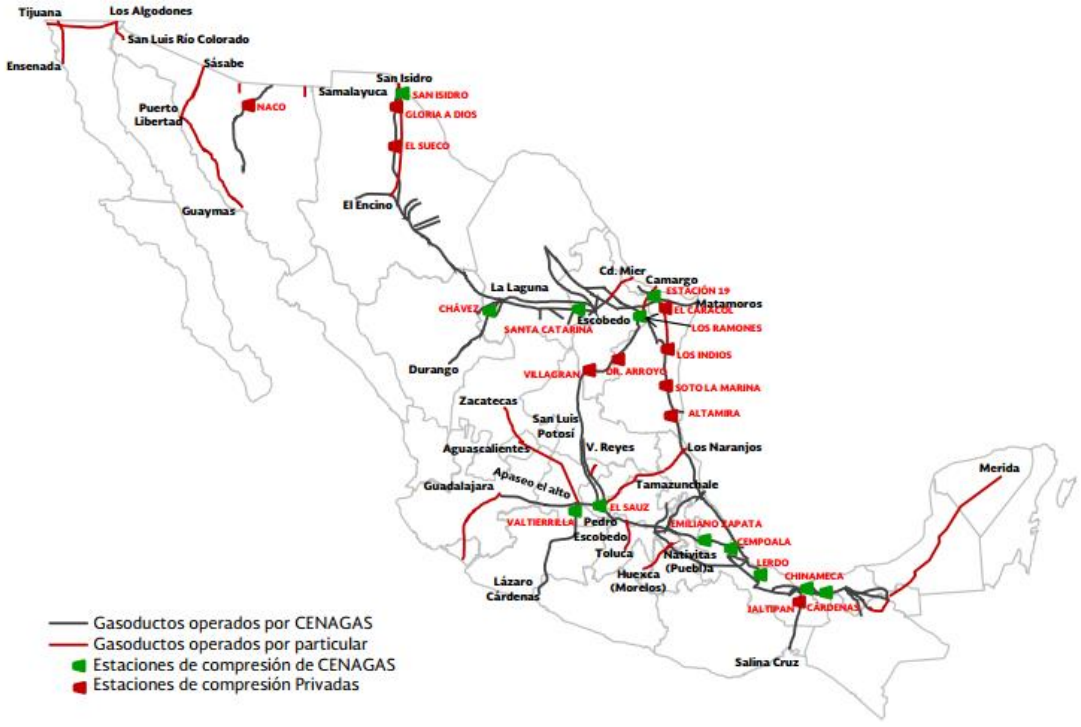
Adicionalmente, inició operaciones el gasoducto Morelos, cuyo trayecto atraviesa los estados de Tlaxcala, Puebla y Morelos. La Fase I del gasoducto va desde la interconexión con el gasoducto Esperanza-Venta de Carpio propiedad de CENAGAS, al norte de Puebla, hasta la CC Centro en Morelos. La Fase II va desde la interconexión con el gasoducto de alta presión Cempoala-Santa Ana de CENAGAS, ubicada en Tlaxco, Tlaxcala hasta la Fase I del Gasoducto Morelos.

La primera fase de este gasoducto entró en operación en junio de 2015, y en diciembre de 2015 fue concluida la construcción de la Fase II. Además, durante enero y marzo de 2016, se llevaron a cabo los trabajos de interconexión con el ducto Cempoala-Santa Ana, con lo cual se completó, en su totalidad, la construcción del Gasoducto Morelos. Este gasoducto cuenta con una capacidad de transporte hasta 320 mmpcd, un diámetro de 30 pulgadas, una longitud de 172 km y una inversión superior a los 246 millones de dólares

En 2015 la CFE adjudicó los siguientes proyectos, se licitaron en total seis gasoductos: Waha-Presidio, Waha San Elizario, San Isidro-Samalayuca, Ramal Villa de Reyes, Samalayuca-Sásabe y Tuxpan-Tula.

Durante 2016, la CFE adjudicó los siguientes gasoductos: (i) Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, (ii) Sur de Texas-Tuxpan (Marino), (iii) Ramal Centrales Empalme, (iv) Nueces-Brownsville (Estados Unidos) y (v) La Laguna- Aguascalientes.

Figura 22. Infraestructura actual de gas natural.



Fuente: (SENER, 2016).

En el caso de la distribución por ductos, la CRE busca incentivar las inversiones en el mercado al menudeo y proteger a los usuarios finales, promoviendo la comercialización con el reto que representa el no ofrecer exclusividad en las Zonas Geográficas como principal atractivo. En el caso de los permisos de distribución, la CRE tenía registrados 23 permisos al cierre de 2015, con una longitud acumulada de 51,347.4 km, y una cobertura de 3.2 millones de usuarios distribuidos en varios estados de la República. En este sentido, la región con el mayor número de permisos es la Noreste con 11, que representan una longitud aproximada de 32,699.1 km y una cobertura de 1.4 millones de usuarios, le siguen centro con 7 permisos una longitud de 10,851.3 km; centro-occidente con tres permisos con una longitud de 6,840.0 km; y, finalmente, Noroeste con dos permisos con una longitud de 956.5 km.

En julio de 2016, la SENER publicó la primera revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019 (Plan Quinquenal). Este ejercicio de revisión fue propuesto por el CENAGAS a fin de verificar la vigencia de los proyectos contenidos en el Plan Quinquenal publicado el 14 de octubre de 2015, de acuerdo con la evolución del mercado de gas natural.

De acuerdo con esta revisión los proyectos que mantienen su vigencia dentro de Plan Quinquenal son: Gasoducto San Isidro-Samalayuca, Gasoducto Samalayuca-Sásabe, Gasoducto Tuxpan-Tula, Gasoducto

Tula-Villa de Reyes, Gasoducto Villa de Reyes-Guadalajara, Gasoducto La Laguna-Aguascalientes, Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, Jáltipan-Salina Cruz, Lázaro Cárdenas-Acapulco, Nueva Era (Midstream de México), Salina Cruz- Tapachula y Ramones-Cempoala. Las características de estos proyectos se presentan en el siguiente cuadro 3.9, y los detalles de cado unos de los proyectos están contenidas en el documento de la Primera Revisión del Plan Quinquenal 2015-2019.

Es importante señalar que los proyectos de Lázaro Cárdenas- Acapulco y Salina Cruz-Tapachula se contemplan en el Plan Quinquenal, sin embargo, estos proyectos pueden diferirse en el tiempo o considerar el trazo de la ruta, buscando las mejores condiciones tanto económicas como de impacto social al país.

Tabla 17. Proyectos de infraestructura contemplados en el plan quinquenal, 2015-2019.

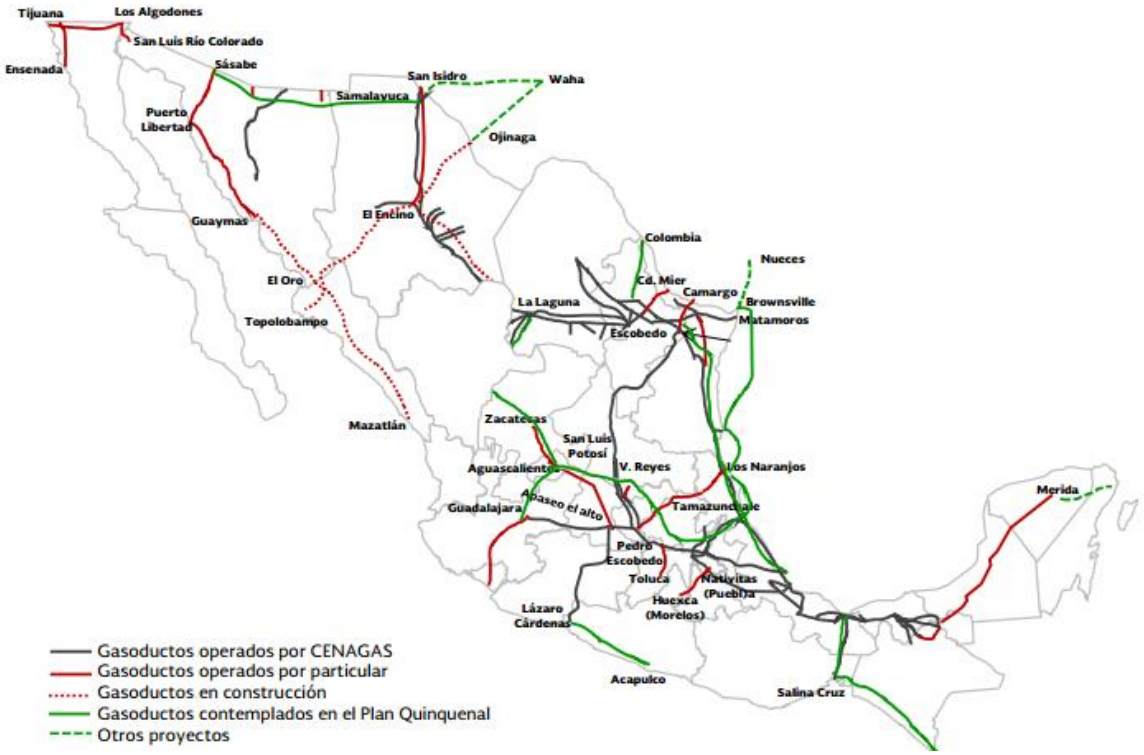
#	Proyectos adjudicados contenidos en el Plan Quinquenal 2015-2019	Estados Beneficiados	Longitud* (Kilómetros)	Inversión estimada (millones de dolares)*	Fecha de adjudicación*	inicio de operación*
1	Tuxpan-Tula	Hidalgo, Puebla y Veracruz	283	458	2015	2017
2	La Laguna-Aguascalientes	Aguascalientes, Durango y Zacatecas	600	473	2016	2018
3	Tula-Villa de Reyes	Hidalgo y San Luis Potosí	420	554	2015	2018
4	Villa de Reyes - Guadalajara	Aguascalientes, Jalisco y San Luis Potosí	305	294	2016	2018
5	San Isidros-Samalayuca	Chihuahua	23	109	2015	2017
6	Samalayuca - Sásabe	Chihuahua y Sonora	650	571	2015	2017
7	Sur de Texas-Tuxpan	Tamaulipas y Veracruz	800	2,111	2016	2018
#	**Proyectos en Evaluación**	**Estados Beneficiados**	**Longitud (Kilómetros)**	**Inversión estimada (millones de dolares)****	**Fecha estimada de licitación**	**inicio de operación**
8	Jáltipan-Salina Cruz	Oaxaca y Veracruz	247	643	2016-2017	2018-2019
9	Lázaro Cárdenas-Acapulco	Guerrero y Michoacán	331	456	2016-2017	2018-2019
#	**Otros proyectos**	**Estados Beneficiados**	**Longitud (Kilómetros)**	**Inversión estimada (millones de dolares)**	**Fecha estimada de licitación**	**inicio de operación**
10	Nueva Era (Midstream México)	Nuevo León	302****	n.d.	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2017****
11	Salina Cruz-Tapachula	Chiapas y Oaxaca	400***	442**	Desarrollo bajo propia cuenta y riesgo	2019
12	Los Ramones-Cempoala	Nuevo León y Veracruz	855**	1980**	2018	2020

* Conforme a la información pública emitida por la CFE
** Información considerada originalmente en el Plan Quinquenal 2015-2019
*** Longitud manifestada por TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V.
**** Conforme a lo publicado por Howard Energy (Midstream México)

Fuente: Fuente: (SENER, 2016).

En el siguiente mapa se presentan los proyectos de infraestructura de gasoductos a 2015-2030:

Figura 23. Red de gasoductos 2015-2030.



Fuente: (SENER, 2016).

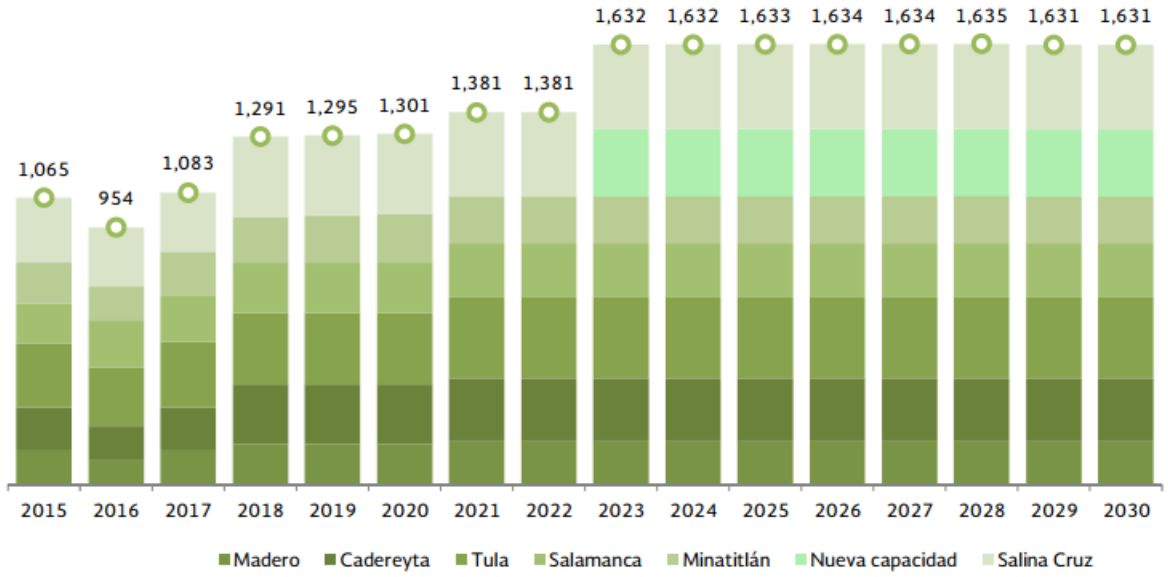
En 2030, se espera que la demanda total de combustibles en el sector eléctrico sea 0.7% mayor respecto de 2015. Las reglas de participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, enfocadas a la disponibilidad y eficiencia de las tecnologías de generación, prevé el incremento en el consumo del gas natural, disminuyendo con esto el consumo de combustibles convencionales. Se estima que la demanda del sector eléctrico de combustóleo se reduzca a una tasa media de 24.9%, con lo que, prácticamente, dejara de emplearse en este sector. La estimación de diésel para procesos de generación eléctrica presenta un consumo promedio 1.3 mbd.

III.8.6 Prospectiva del sector refinación

Tomando como base la planeación de las inversiones sobre proyectos de modernización y construcción de infraestructura en el SNR, se espera una integración de capacidad de proceso derivada de la culminación de las reconfiguraciones en las refinerías existentes y la integración de una nueva capacidad de refinación. El aumento en los próximos años se debe a la mejora de procesos, ajustes en la mezcla de crudos y operación más eficiente. En 2021 impacta el inicio de operaciones de las coquizadoras y, en 2023, la nueva capacidad. El incremento esperado es de 53.4% para el periodo 2015-2030.

La conclusión de los trenes de conversión profunda para el aprovechamiento de residuales, y la integración de 250 mbd de capacidad al SNR, llevarán al proceso de crudo a niveles por encima de los 1,630 mbd a partir de 2023. Los trabajos de modernización en las refinerías existentes producirán un decremento en el proceso de crudo para 2016, mismo que irá restituyéndose en el periodo 2017-2020 (Figura 24).

Figura 24. Proceso de crudo en el SNR, 2015-2030 (Miles de barriles diarios).



Fuente: (SENER, 2016).

Las variaciones del proceso de crudo en los primeros tres años del periodo de análisis son resultado de los trabajos sobre la segunda etapa del proyecto de calidad en los combustibles, que se estima sean concluidos en 2017 para la refinería de Cadereyta y en 2018 para el resto de las refinerías.

Un factor fundamental a considerar en la reducción de la capacidad de procesamiento de crudo durante 2016 es el recorte presupuestal aplicado a PEMEX en el ejercicio 2016, el cual se reflejó en una disminución en los recursos disponibles para la operación y mantenimiento de las refinerías, así como en la ampliación de metas de terminación para proyectos en desarrollo actualmente en suspensión de actividades, por lo que se requiere una adecuación presupuestal que permita una operación logísticamente soportada para alcanzar las metas previstas.

Las inversiones proyectadas para el SNR tienen como objetivo incrementar la producción de petrolíferos, específicamente los destilados ligeros e intermedios, que, como resultado de los proyectos de calidad en los combustibles, reconfiguraciones e incrementos de capacidad en los procesos, se espera eleven la producción de gasolina y diésel de Ultra Bajo Azufre (UBA) en el periodo 2015-2030. Bajo este contexto, la expectativa de crecimiento en la producción de

petrolíferos es de 2.9% en promedio anual para los próximos 15 años, para alcanzar 1,412.6 mbdpce en 2030.

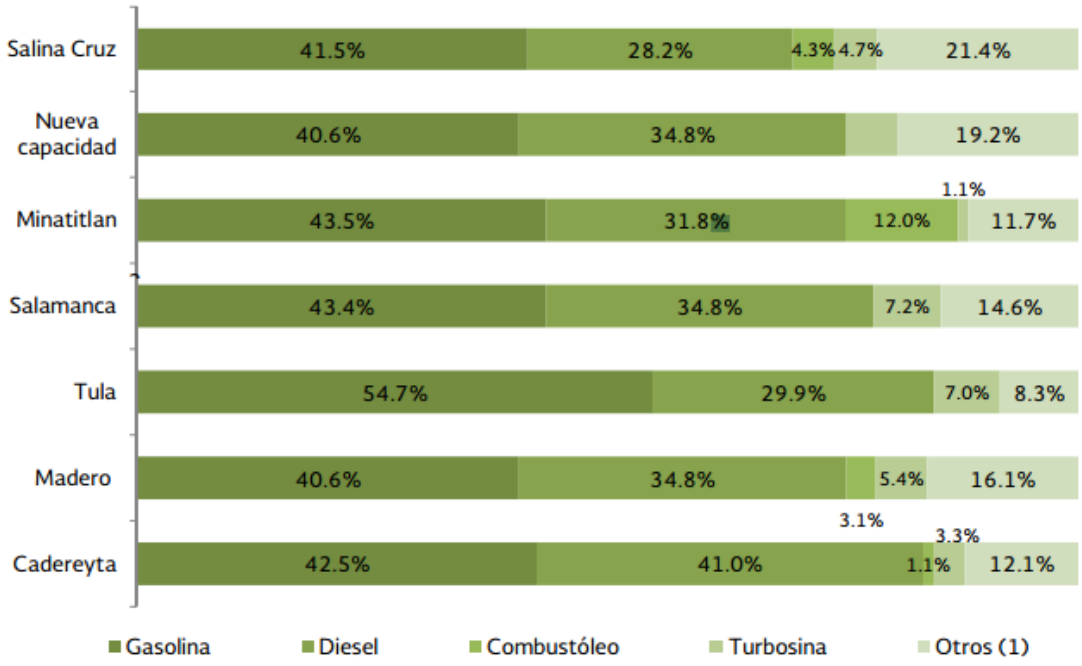
Rendimientos de producción

Las mejoras en infraestructura del SNR incrementan la complejidad de las refinerías existentes al agregar diversos procesos de conversión, estos cambios aportan beneficios reflejados en la intensidad energética, mejorando la eficiencia global del proceso de refinación. La capacidad de procesar crudos más pesados obteniendo más destilados de mayor valor, es el resultado final de la reconfiguración de las refinerías.

La obtención de mayores cantidades de destilados, la producción de otros combustibles industriales y la reducción de productos residuales, representan cambios en los rendimientos de producción, que son los indicadores de la eficiencia de conversión del petróleo crudo en el SNR. De forma estratégica, se espera que las refinerías cuenten con diferentes rendimientos para todos los petrolíferos y aunque todas buscarán maximizar la producción de gasolina y diésel, algunas refinerías destacarán por tener altos rendimientos para un petrolífero específico.

De lo anterior, se espera que, al final del periodo de análisis, Tula presente el más alto rendimiento de producción de gasolinas, seguido de Minatitlán y Salamanca. De igual forma, el mayor rendimiento de diésel lo tendrá Cadereyta y, posteriormente, con idéntico rendimiento Madero, Minatitlán, además de la capacidad adicional que se contempla en 2023. Para la turbosina, el rendimiento más alto lo tendrá Salamanca seguido de Tula, mientras que Minatitlán presentará el más bajo. En el caso del combustóleo, Minatitlán será el de mayor rendimiento, seguido de Salina Cruz, Madero y Cadereyta, el resto del SNR no producirá combustóleo (Figura 25).

Figura 25. Rendimientos en refinerías por productos, 2030.



Fuente: (SENER, 2016).

La actual configuración del SNR, presenta diferentes obstáculos para la óptima producción de destilados, la necesidad de procesar crudos nacionales más pesados, que poseen mayores contenidos de azufre y metales pesados, hace necesario incrementar procesos para su remoción, tales como la desulfuración, para dar cumplimiento a los estándares ambientales y de calidad de los combustibles.

La obtención de petrolíferos en diferentes proporciones en el territorio nacional, complementado con una logística de transporte y almacenamiento adecuados, permitirá el abasto suficiente y oportuno a la sociedad. Para ello, resulta necesario incrementar la infraestructura de almacenamiento de productos mediante terminales de abastecimiento y reparto (TAR), expandir el almacenamiento de crudo en refinerías, aumentar la cantidad y longitud de los poliductos, mejorar la seguridad y garantizar la integridad del transporte en todas sus modalidades; estando en condiciones de satisfacer las necesidades de combustibles del país, contando con una industria petrolera eficaz y eficiente.

III.9 Potencial de emisión de combustión para cada combustible

Para esta evaluación se ha realizado una estimación de las emisiones potenciales durante el año 2015 de los contaminantes regulados por la NOM-085 en el caso hipotético de que no existiera pre tratamiento de combustibles ni sistemas de control, lo anterior se ha realizado para cada uno de los combustibles empleados en sistemas de combustión regulados bajo el ámbito de la NOM-085.

En la primera tabla, se presentan las emisiones potenciales correspondientes a los combustibles empleados en el sector de generación de electricidad.

Tabla 18. Emisiones potenciales por combustible en el sector eléctrico.

COMBUSTIBLE	PM_{10}	$PM_{2.5}$	NOx	SO_2	CO
Carbón	96,259	21,213	94,124	3,921	3,922
Combustóleo	23,874	20,855	41,488	503,611	51,471
Gas Natural	420	420	20,321	82	11,473
Gas LP	236	236	447	17	2,529
Coque de petróleo	1,503	861	12,649	168,649	361
Diésel	1,357	914	988	206	2,949
TOTAL	**123,648**	**44,499**	**170,016**	**676,486**	**72,706**

Fuente: Estimación propia con base en datos del Sistema de Información Energética.

En la siguiente tabla se presentan las emisiones potenciales de los sistemas de combustión presentes en el sector de refinación de petróleo:

Tabla 19. Emisiones potenciales por combustible en el sector refinación de petróleo.

COMBUSTIBLE	PM_{10}	$PM_{2.5}$	NOx	SO_2	CO
Combustóleo	6,066	5,299	10,541	127,957	13,078
Gas Natural	646	646	52,490	112	15,747
Diésel	457	308	333	69	994
TOTAL	**7,169**	**6,253**	**63,365**	**128,139**	**29,818**

Fuente: Estimación propia con base en datos del Sistema de Información Energética.

Finalmente se presentan las emisiones potenciales del resto de industrias que cuentan con calderas y sistemas de combustión regulados por la NOM-085.

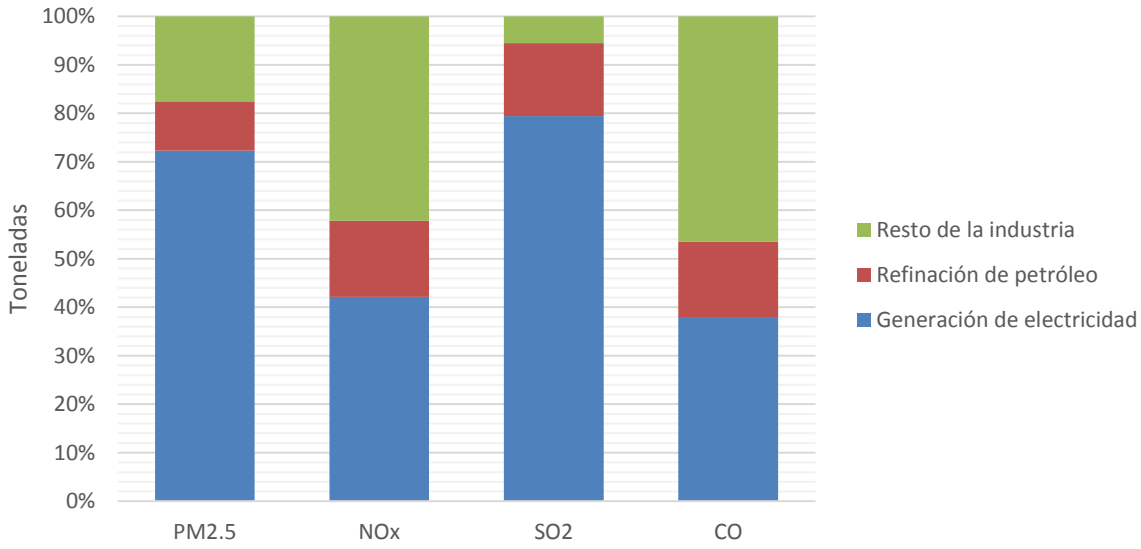
Tabla 20. Emisiones potenciales por combustible en el resto de la industria.

COMBUSTIBLE	PM_{10}	$PM_{2.5}$	NOx	SO_2	CO
Combustóleo	2,138	1,868	3,715	45,101	4,609
Gas Natural	1,936	1,936	157,261	337	47,178
Gas LP	1,959	1,959	3,710	142	20,984
Diésel	7,446	5,018	5,430	1,131	16,186
TOTAL	**13,478**	**10,780**	**170,116**	**46,711**	**88,958**

Fuente: Estimación propia con base en datos del Sistema de Información Energética.

Con base en las estimaciones anteriores se observa que el sector eléctrico es el que más contribuiría potencialmente a las emisiones a la atmosfera.

Figura 26. Distribución de emisiones de $PM_{2.5}$, NOx, SO_2 y CO



Fuente: Estimación propia con base en datos del Sistema de Información Energética.

III.10 Inventario de calderas

Dentro del diagnóstico del parque de calderas existente se consideraron los registros de calderas de fuentes fijas federales y estatales, reportados en las Cédulas de Operación Nacionales y Estatales.

La información correspondiente a las industrias federales se obtuvo por comunicación directa con la Dirección General de Gestión de la Calidad del Aire y Registro de Emisiones y Transferencia de contaminantes (DGGCARETC), la información estatal se solicitó a cada una de las dependencias o secretarias estatales encargadas de los registros de COA locales.

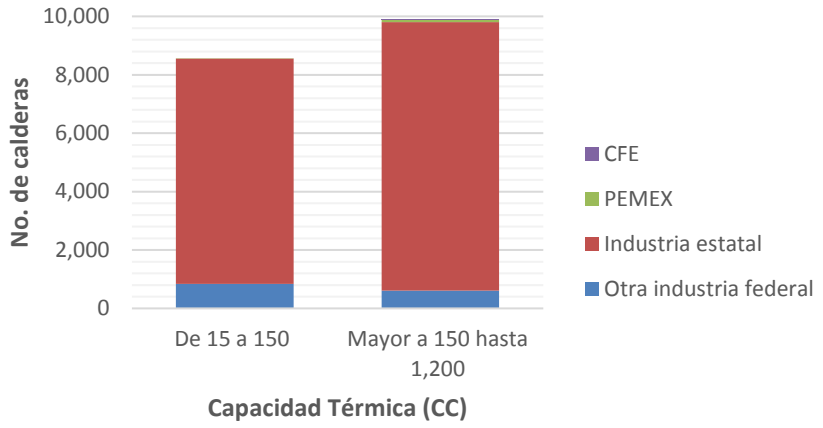
Luego de la recopilación de los antecedentes, se realizó la revisión y validación de la información proporcionada por los titulares. La metodología desarrollada permitió la generación de un estimado del inventario nacional de calderas.

Dentro de la metodología utilizada, se realizó una descripción actualizada del tipo de equipos que operan en el país como calderas y calentadores de aceite y ordenándolas por región: Zonas críticas y Resto del país, así como por capacidades de equipo, de acuerdo a lo especificado en los numerales y tablas de la NOM-085.

Asimismo, se ha realizado una estimación del número de calderas presentes en deportivos, gimnasios y hospitales, ya que este tipo de instalaciones y servicios muchas veces no reportan los datos de especificaciones y consumos de sus equipos.

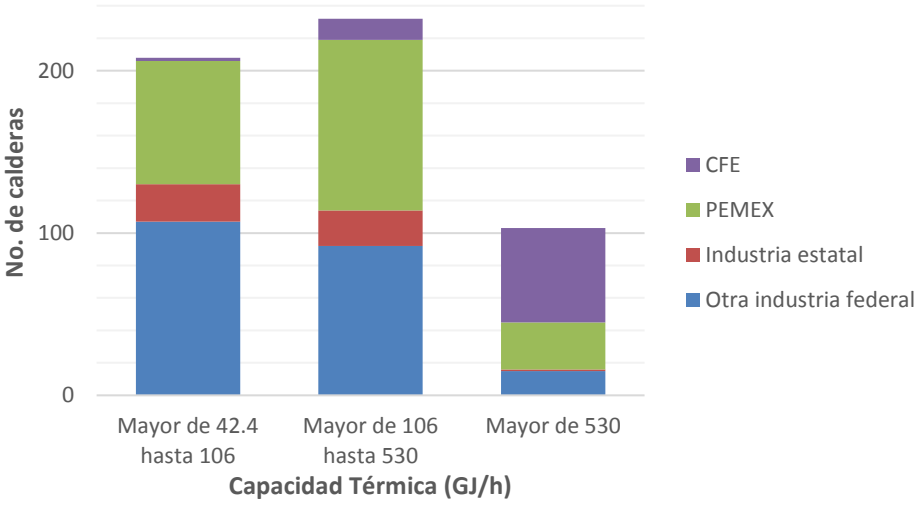
En esta sección se detallan los inventarios estimados de calderas a los cuales aplica la NOM-085. En las siguientes gráficas se muestra el universo estimado en función de la capacidad de las calderas:

Figura 27. Número aproximado de calderas por capacidad (15 a 150 y mayores a 150 hasta 1,200 CC)



Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT.

Figura 28. Número aproximado de calderas por capacidad (Mayores de 42.4 GJ/h)



Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT.

Con la finalidad de facilitar la interpretación de los resultados, a continuación, se presentan los resultados mostrados, desagregados por tipo de industria: industrias de generación de electricidad, industria petrolera, otra industria federal e industria de jurisdicción estatal, así como por región en que se localizan de acuerdo a la clasificación de la NOM-085.

En primer lugar, en la Tabla 21 se muestran el número y el tipo de calderas presentes en la industria de generación de electricidad.

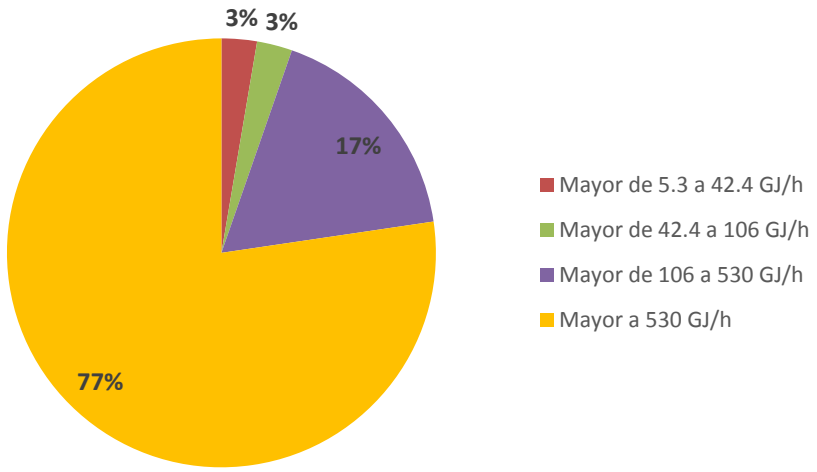
Tabla 21. Inventario de calderas de la industria eléctrica

Región	Capacidad de la caldera				
	Mayor de 5.3 a 42.4 GJ/h	**Mayor de 42.4 a 106 GJ/h**	**Mayor de 106 a 530 GJ/h**	**Mayor a 530 GJ/h**	**Total**
Tijuana-Rosarito	0	0	0	2	2
Corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira	0	0	0	4	4
Ciudad Juárez	0	0	2	0	2
Corredor Irapuato-Celaya-Salamanca	0	0	0	4	4
Corredor industrial Tula-Vito-Apasco	0	0	0	5	5
Resto del país	2	2	11	43	58
Total general	**2**	**2**	**13**	**58**	**75**

* La CT Valle de México se encuentra en Acolman, pero no se incluye en la ZMVM como la define la NOM-085.

Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT.

Figura 29. Distribución del parque de calderas en la industria de generación de electricidad



Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT.

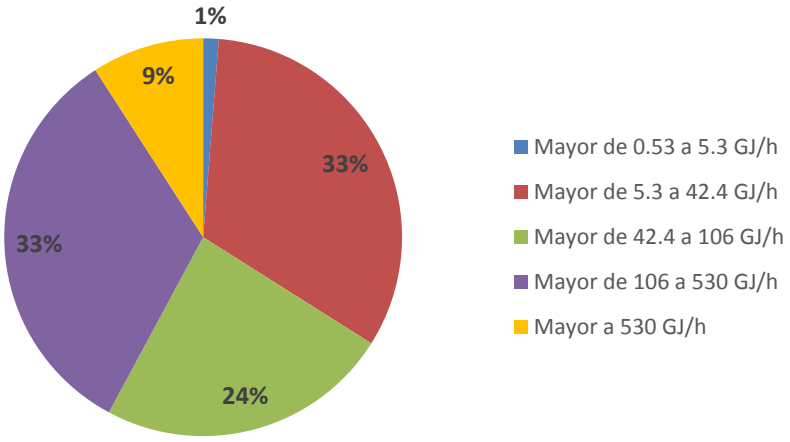
A continuación, se presenta la desagregación de las calderas empleadas en el sector petrolero por capacidad y región en que se localizan:

Tabla 22. Inventario de calderas de la industria petrolera

Región	Capacidad de la caldera					
	Mayor de 0.53 a 5.3 GJ/h	**Mayor de 5.3 a 42.4 GJ/h**	**Mayor de 42.4 a 106 GJ/h**	**Mayor de 106 a 530 GJ/h**	**Mayor a 530 GJ/h**	**Total**
Corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira	0	20	9	15	1	45
Corredor industrial Coatzacoalcos-Minatitlán	0	18	12	14	2	46
Corredor Irapuato-Celaya-Salamanca	3	11	20	18	9	61
Corredor industrial Tula-Vito-Apasco	0	8	15	17	15	55
ZMVM	0	1	0	0	0	1
Tijuana-Rosarito	1	0	0	0	0	1
Resto del país	0	46	20	41	2	109
Total general	**4**	**104**	**76**	**105**	**29**	**318**

Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT.

Figura 30. Distribución del parque de calderas en la industria petrolera



Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT.

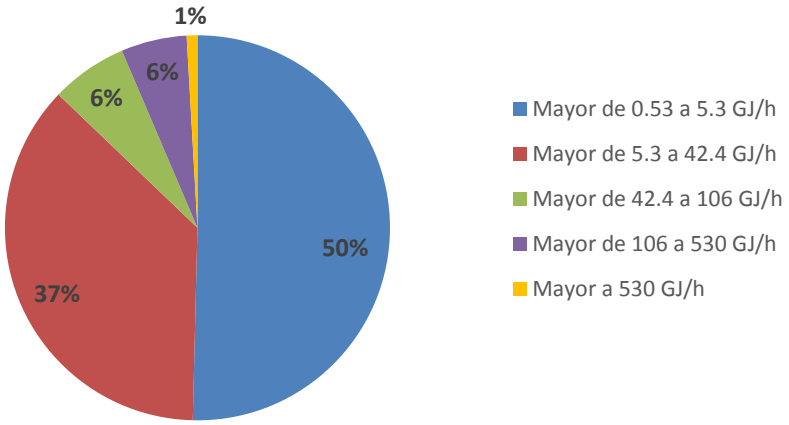
El estimado de calderas presentes en el resto de la industria de jurisdicción federal se presenta en la siguiente tabla y gráfico.

Tabla 23. Inventario de calderas de otras industrias de jurisdicción federal

Región	Capacidad de la caldera					
	Mayor de 0.53 a 5.3 GJ/h	Mayor de 5.3 a 42.4 GJ/h	Mayor de 42.4 a 106 GJ/h	Mayor de 106 a 530 GJ/h	Mayor a 530 GJ/h	Total
ZMVM	234	114	15	6	0	369
ZMM	48	53	4	4	0	109
ZMG	57	48	4	4	0	113
Tijuana-Rosarito	10	6	0	0	0	16
Corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira	1	22	3	3	0	29
Ciudad Juárez	17	4	0	0	0	21
Corredor industrial Coatzacoalcos-Minatitlán	4	7	1	7	0	19
Corredor Irapuato-Celaya-Salamanca	22	10	0	6	0	38
Corredor industrial Tula-Vito-Apasco	14	6	0	0	0	20
Resto del país	433	343	80	62	15	933
Total general	**840**	**613**	**107**	**92**	**15**	**1433**

Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT.

Figura 31. Distribución del parque de calderas en el resto de fuentes fijas de jurisdicción federal



Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT.

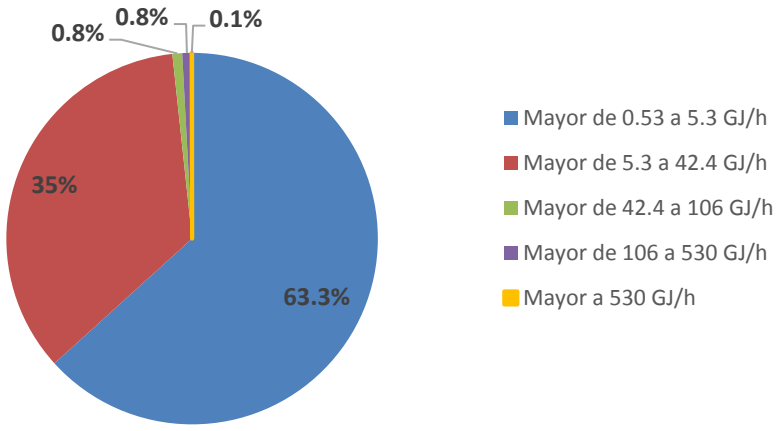
A continuación, se muestran los datos de instalaciones de jurisdicción estatal, presentando inicialmente y de manera más detallada, los referidos a la industria y en seguida los datos del sector servicios y comercios (hoteles, hospitales y deportivos).

Tabla 24. Inventario de calderas de industrias de jurisdicción estatal

Región	Capacidad de la caldera					
	Mayor de 0.53 a 5.3 GJ/h	**Mayor de 5.3 a 42.4 GJ/h**	**Mayor de 42.4 a 106 GJ/h**	**Mayor de 106 a 530 GJ/h**	**Mayor a 530 GJ/h**	**Total**
ZMVM	850	144	3	3	0	1000
ZMM	75	53	0	1	1	130
ZMG	120	69	1	3	0	193
Tijuana-Rosarito	10	7	0	1	0	18
Ciudad Juárez	8	2	0	0	0	10
Corredor industrial Coatzacoalcos-Minatitlán	0	2	0	0	0	2
Corredor Irapuato-Celaya-Salamanca	43	58	2	0	0	103
Resto del país	607	613	17	14	0	1251
Total general	**1713**	**948**	**23**	**22**	**1**	**2707**

Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT.

Figura 32. Distribución del parque de calderas en fuentes fijas de jurisdicción estatal



Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT.

Se ha realizado igualmente un ejercicio de estimación de las calderas existentes en hoteles, deportivos y hospitales:

Tabla 25. Inventario estimado de calderas de hospitales, deportivos y hoteles

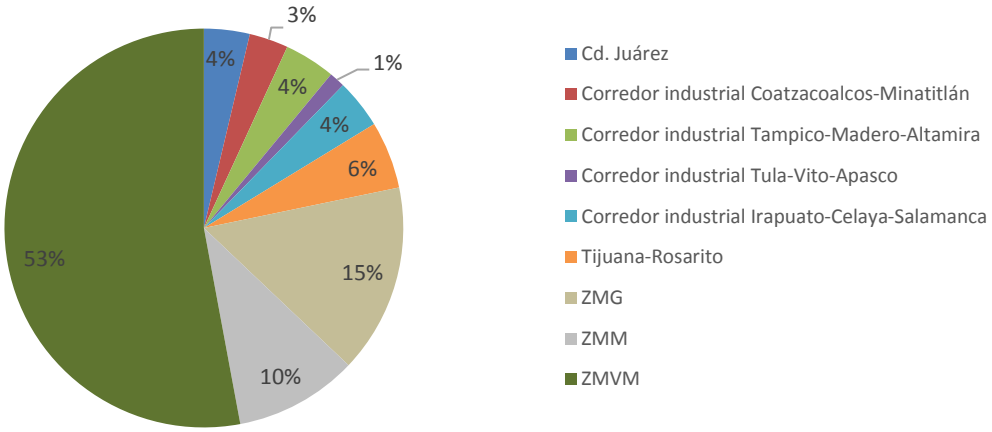
Región	Número de calderas y capacidad					
	Deportivos	**Hospitales**	**Hoteles**		**Totales**	
	<150 CC	**<150 CC**	**<150 CC**	**>150 CC**	**<150 CC**	**>150 CC**
Cd. Juárez	2	32	0	61	34	61
Corredor industrial Coatzacoalcos-Minatitlán	4	22	4	51	30	51
Corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira	6	22	6	72	34	72
Corredor industrial Tula-Vito-Apasco	6	2	0	25	8	25
Corredor Irapuato-Celaya-Salamanca	6	32	6	58	44	58
Tijuana-Rosarito	4	16	10	110	30	110
ZMG	30	98	46	219	174	219
ZMM	24	102	22	108	148	108

ZMVM	148	488	198	522	834	522
Resto del país	172	1,946	2,546	7,016	4,664	7,016
Total general	**402**	**2,760**	**2,838**	**8,242**	**6,000**	**8,242**

Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT, DENUE y SECTUR.

La repartición de estas calderas pertenecientes al sector servicios en las Zonas Críticas especificadas en la NOM-085 se presenta en la siguiente gráfica, en la cual se aprecia claramente que el número más importante de calderas se localiza en la Zona Metropolitana del Valle de México, Zona Metropolitana de Guadalajara y Zona Metropolitana de Monterrey.

Figura 33. Distribución aproximada de las calderas en hospitales, hoteles y deportivos.



Fuente: Elaboración propia con datos de SEMARNAT, DENUE y SECTUR.

IV Revisión de normas internacionales

Muchos países emplean un enfoque de múltiples niveles para manejar la contaminación del aire por plantas eléctricas que usan carbón como combustible. Típicamente, estos países emplean una combinación de requisitos basados en la tecnología y limitaciones basadas en la salud. Los requisitos basados en la tecnología garantizan que las fuentes más grandes, que son las más rentables para reducir la contaminación, apliquen controles de contaminación de vanguardia.

Los requisitos basados en la tecnología suelen encontrarse en dos formas: el primero es un amplio límite de emisiones que todas las fuentes de una industria pueden satisfacer. En los EE.UU., tales estándares son conocidos como New Source Performance Standards (NSPS); en la UE se les conocía como la Directiva sobre Grandes Plantas de Combustión (LCP), ahora actualizada y reforzada como Directiva de Emisiones Industriales (IE). Dado que estas normas de base amplia están diseñadas para ser implementadas por todas las nuevas fuentes de una categoría y sólo se actualizan con poca frecuencia, los programas basados en la tecnología suelen incluir el requisito de que cada nueva fuente obtenga un permiso de pre-construcción basado en la tecnología que sea más factible. En los Estados Unidos, este permiso se conoce como permiso BACT (Best Available Control Technology), en la UE es conocido como BAT (Best Available Techniques).

A continuación, se muestra un cuadro comparativo con los límites permisibles para los países más representativos:

Tabla 26. Cuadro comparativo de límites de emisión para plantas eléctricas que usan carbón como combustible

País	PM (mg/m^3)	SO_2 (mg/m^3)	NOx (mg/m^3)
India[4]	150	ninguno	ninguno
Japón (general)[5]	50	Permiso	200
Japón (área especial)	30	Permiso	200
Japón (permiso)[6]	5	27	40
China[7]	30	100	100
China (regiones claves)[8]	20	50	100
EU- Directivas[9]	10	150	200
Estados Unidos[10]	13	520	210

Fuente: Elaboración propia

Tabla 27. Principales estándares revisados

País	Nombre de Normativa	Contaminantes que regula	Sector o área de aplicación
Unión Europea	Directiva 2010/75/EU: Sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación)	SO_2 NOx PM	Industria en general
Estados Unidos	Título 40, parte 60: Normas de Rendimiento para Nuevas Fuentes Estacionarias	SO_2 NOx PM	
	Sub parte D: Estándares de Rendimiento calderas de Combustible Fósil	SO_2 NOx PM	Calderas de más de 73 MW
	Sub parte Da: Estándares de rendimiento para las calderas de servicio eléctrico	SO_2 NOx PM	Instalaciones con una capacidad mayor o igual a 73 MW
	Sub parte Db: Estándares de rendimiento de las calderas industriales-comerciales	SO_2 NOx PM	Instalación con capacidad de 29 y 73 MW
	Sub parte Dc: Estándares de Rendimiento para Calderas pequeñas Industrial-Comercial	SO_2 PM	Instalaciones con una capacidad máxima de generación de calor de 29 MW
	California Air Resources Board: NOx de calderas, calentadores de proceso y generadores de vapor	NOx CO	Industria en general
Brasil	Resolución CONAMA Nº 436/2011 Establece los límites máximos de emisión de contaminantes atmosféricos de fuentes fijas instaladas o solicitud de licencia de instalación previa al 2 de enero 2007	SO_2 NOx PM	Fuentes fijas por tipo de producción.

[4] http://www.tatapower.com/sustainability/pdf/mundra-20-APPENDIX_26-27ENVT-STNDS.pdf
[5] http://www.neaspec.org/documents/som17/SOM17_TAP_Annex%20I.pdf;
http://www.egcfe.ewg.apec.org/publications/proceedings/EGCFE/AtmosphericEmissionsRegulations_Study_1997.pdf
[6] http://www.masterresource.org/2010/11/clean-coal-plant-today/
[7] http://www.chinafaqs.org/files/chinainfo/China%20FAQs%20Emission%20Standards%20v1.4_0.pdf;
http://switchboard.nrdc.org/blogs/bfinamore/NRDC%20Unofficial%20English%20Summary.docx
[8] http://www.chinafaqs.org/files/chinainfo/China%20FAQs%20Emission%20Standards%20v1.4_0.pdf
[9] http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/consleg/2001/L/02001L0080-20011127-en.pdf
[10] http://www.epa.gov/ttn/oarpg/t3/fr_notices/boilerfinal.pdf

Colombia	Resolución número (909) Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones.	SO_2 NOx PM	Instalaciones nuevas y existentes
Japón		SO_2 NOx	Combustión de combustibles y minerales en calderas e incineradores de residuos

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se enlistan los límites para cada una de las normas mencionados en la tabla anterior

IV.1 Unión Europea

A continuación, se presentan las tablas correspondientes a los límites de emisión establecidos en la Directiva 2010/75/EU y que es aplicable en todos los países que conforman la Unión Europea. En estos casos los valores deben calcularse a las siguientes condiciones de referencia: 0°C, 1 atm de presión y 6% de O_2 para combustibles sólidos y 3% O_2 para combustibles líquidos y gaseosos.

Tabla 28. Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de SO_2 para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas

Potencia térmica nominal total (MW)	Hulla y lignito y demás combustibles sólidos	Biomasa	Turba	Combustibles líquidos
50-100	400	200	300	350
100-300	200	200	300, 250 en caso de combustión en lecho fluidizado	200
>300	150, 200 en caso de combustión en lecho fluidizado circulante o a presión	150	150, 200 en caso de combustión en lecho fluidizado	150

Fuente: (UE, 2010).

Tabla 29. Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de SO_2 para instalaciones de combustión que usan combustibles gaseosos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas

En general	**35**
Gas licuado	5
Gases de bajo poder calorífico procedentes de hornos de coque	400
Gases de bajo poder calorífico procedentes de altos hornos	200

Fuente: (UE, 2010).

Tabla 30. Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de NOx para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas.

Potencia térmica nominal total (MW)	Hulla y lignito y demás combustibles sólidos
50-100	300, 400 en caso de combustión de lignito pulverizado
100-300	200
> 300	150, 200 en caso de combustión de lignito pulverizado

Fuente: (UE, 2010).

Tabla 31.Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de partículas para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas.

Potencia térmica nominal total (MW)	
50-300	20
> 300	10, 20 en el caso de la biomasa y la turba

Fuente: (UE, 2010).

Tabla 32.Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de partículas para instalaciones de combustión que utilicen combustibles gaseosos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas.

En general	**5**
Gases de altos hornos	10
Gases producidos por la industria del acero que pueden tener otros usos	30

Fuente: (UE, 2010).

IV.2 Estados Unidos

A continuación, se hace una revisión de los límites de emisión contenidos en el Título 40, parte 60: Normas de Rendimiento para Fuentes Estacionarias contenidas en el *Code of Federal Regulations* de la US EPA.

IV.2.1 Subparte D Estándares de emisión para calderas que funcionan con combustibles fósiles

Campo de aplicación:

1) Calderas que funcionan con combustibles fósiles de más de 73 MW de entrada de calor (250 millones de unidades térmicas británicas por hora (MMBtu/h))
2) Calderas que funcionan con combustibles fósiles y residuos de madera con una de entrada de calor de más de 73 MW (250 MMBtu/h).

Límites para partículas (PM)

1) 43 nanogramos por joule (ng/J) (0.10 lb/ MMBtu) calderas que funcionan con combustible fósil sólido o de residuos de madera.
2) 26 ng/J (0.060 lb/MMBtu) para calderas de instalaciones que queman combustibles fósiles líquidos o gaseosos (excluyendo combustóleo) que no utiliza postcombustión.

Límites para dióxido de azufre (SO_2).

1) 340 ng/J (0.80 lb/MMBtu) para calderas de instalaciones que queman combustible fósil líquido y residuos de madera.
2) 520 ng/ (1.2 lb/MMBtu) para instalaciones que queman combustible fósil sólido y residuos de madera.

Límites para óxidos de nitrógeno (NOx).

1) 86 ng/J (0.20 lb/ MMBtu) para instalaciones que queman combustible fósil gaseoso.
2) 129 ng/J (0.30 lb/MMBtu) para instalaciones que queman combustibles fósiles líquidos, y residuos de madera.
3) 300 ng/J (0.70 lb/MMBtu) para instalaciones que queman combustible fósil sólido y residuos de madera (excepto lignito o combustible fósil sólido que contenga 25 por ciento, en peso o más de carbón).
4) 260 ng/J (0.60 lb /MMBtu) para instalaciones que queman lignito o residuos de madera.
5) 340 ng/J (0.80 lb/MMBtu) para instalaciones que queman lignito que se extrae en Dakota del Norte, Dakota del Sur o Montana.

IV.2.2 Subparte Da Estándares de emisión para las calderas de servicio eléctrico

Campo de aplicación:

1) Instalaciones con una capacidad mayor o igual a 73 MW con una entrada de calor de 250 MMBtu/h que queman combustibles fósiles (solo o en combinación con cualquier otro combustible)
2) Calderas para generación eléctrica de ciclo combinado con una capacidad mayor o igual a de 73 MW y con una entrada de calor de 250 MMBtu/h que queman combustibles fósiles (solo o en combinación con cualquier otro combustible)
3) Instalaciones asociadas con una turbina de combustión estacionaria con una capacidad mayor a 73 MW y una entrada de calor de 250 MMBtu/h que queman combustibles fósiles

Límites para PM

1) 13 ng/J (0.03 lb/MMBtu) ó
2) 18 ng/J (0.14 lb/MWh)
3) 6.4 ng/J (0.015 lb/MMBtu) que queman combustible sólido, líquido o gaseoso.
4) 13 ng/J (0.030 lb/MMBtu) que queman combustible sólido, líquido o gaseoso

Para instalaciones que iniciaron su construcción o reconstrucción:

1) 11 ng/J (0.090 lb / MWh) de potencia bruta de energía.
2) 12 ng/J (0.097 lb/MWh) de potencia neta de energía.

Límites para SO_2

Para combustibles sólidos o derivados de sólidos

1) 520 ng/J (1.20 lb/MMBtu) con 90% de potencial de reducción
2) Cuando las emisiones son menores a 260 ng/J (0.60 lb/MMBtu), 30% de la concentración potencial por combustión
3) 180 ng/J de salida (1.4 lb/MWh) con base en el poder calorífico bruto ó
4) 65 ng/J de entrada (0.15 lb/MMBtu)

Para combustibles líquidos

1) 340 ng/J (0.80 lb/MMBtu) con 90% de potencial de reducción
2) Cuando las emisiones son menores a 86 ng/J (0.20 lb/MMBtu), 100% de la concentración potencial por combustión

Las emisiones de SO_2 se limitan a 520 ng/J (1.20 lb/MMBtu) a cualquier instalación que:

1) Quema 100 por ciento de antracita; se clasifica como una unidad de recuperación de recursos; se encuentra en una zona no continental y quema combustible sólido o derivados de sólidos.

Las emisiones de SO_2 se limitan a 340 ng/J (0.80 lb/MMBtu) a cualquier instalación que se encuentra en un área no continental y quema cualquier combustible sólido o líquido

Para instalaciones que iniciaron su construcción y/o reconstrucción o una modificación entre febrero 2005 y mayo 2011:

1) 180 ng/J de salida (1.4 lb/MWh) ó 5% de concentración potencial por combustión
2) 65 ng/J de entrada (0.15 lb/MMBtu)

Para instalaciones que iniciaron su construcción y/o reconstrucción o una modificación después de mayo 2011:

1) 130 ng/J (1 lb/MWh)[11] ó 3% de concentración potencial por combustión
2) 180 ng/J (1.4 lb/MWh) ó 10% de concentración potencial por combustión, para instalaciones que estén siendo modificadas

Para instalaciones que queman combustibles sólidos

1) 520 ng/J (1.2 lb/MMBtu), para instalaciones que queman combustibles sólidos para instalaciones en construcción o reconstrucción
2) 230 ng/J (0.54 lb/MMBtu), para instalaciones que queman combustibles que no sean sólidos

Límites para óxidos NOx

1) No se deben descargar a la atmósfera los gases que contengan NOx que superen el límite de emisiones indicado en la siguiente tabla.

Tabla 33. Límites de emisión para NOx

Tipo de combustible	Límite de emisión por entrada de calor	
	ng/J	**lb/MMBtu**
Combustibles gaseosos	86	0.20
Combustibles líquidos	130	0.30

[1]Con base en poder calorífico bruto.

Combustibles sólidos:		
Carbón bituminoso	260	0.60
Carbón de antracita	260	0.60
Todos los demás combustibles	260	0.60

Fuente: (US EPA, 2017).

En el caso de una instalación haya comenzado su construcción, reconstrucción y/o modificación entre Julio 1997 y marzo 2005:

1) 200 ng/J (1.6 lb/MWh)
2) 65 ng/J (0.15 lb/MMBtu)

En el caso de una instalación haya comenzado su construcción, reconstrucción y/o modificación entre febrero 2005 y mayo 2011:

3) 130 ng/J (1.0 lb MWh) en instalaciones en construcción
4) 130 ng/J (1.0 lb MWh) ó 47 ng/J (0. 1 lb/MMBtu) en instalaciones reconstruidas
5) 180 ng/J (1,4 lb/MWh) ó 65 ng/J (0.15 lb/MMBtu) en instalaciones modificadas

Cuando se queman combustibles líquidos exclusivamente o en combinación con combustible derivados de sólidos (hasta el 50% en porcentaje)

1) 190 ng/J (1.5 lb/MWh)

En el caso de una instalación haya comenzado su construcción, reconstrucción y/o modificación después de mayo 2011:

1) 88 ng/J (0,70 lb/MWh)[12]

IV.2.3 Subparte Db Estándares de emisión de las calderas industriales-comerciales

Campo de aplicación:

(A) Instalación con capacidad de 29 MW (100 MMBtu/h)
(B) Instalaciones que quemen carbón con capacidades de 29 y 73 MW (100 y 250 MMBtu/h) y superiores a 73 MW (250 MMBtu/h)
(C) Instalaciones que quemen combustóleo con capacidad entre 29 y 73 MW (100 y 250 MMBtu/h) y superior a 73 MW (250 MMBtu/h)

Límites para SO_2.

Instalaciones que queman carbón o combustóleo no pueden superar los siguientes límites de SO_2 en sus emisiones

1) 87 ng/J (0.20 lb/MMBtu) para instalaciones en construcción, reconstrucción o modificación antes de febrero 2005

[12] Con base en poder calorífico bruto.

2) 520 ng/J (1.2 lb/MMBtu) para instalaciones
3) 215 ng/J (0.5 lb/MMBtu) si la instalación afectada quema aceite que no sea muy bajo en azufre.

Para instalaciones que quemen carbón, combustóleo, gas natural y/o una mezcla de estos

1) 87 ng/J (0.20 lb/MMBtu) con 92 por ciento de potencial de reducción
2) 520 ng/J (1.2 lb/MMBtu)

Instalaciones que utilicen combustibles muy bajos en azufre, combustible gaseoso o una mezcla de estos combustibles

1) 140 ng/J (0.32 lb/MMBtu)

Instalaciones que estén ubicadas en una zona no continental y que quemen carbón, combustóleo o gas natural

1) 520 ng/J (1.2 lb/MMBtu) para carbón
2) 215 ng/J (0.50 lb/MMBtu) para combustóleo o gas natural

Instalaciones modificadas que quemen carbón o una mezcla de carbón con otros combustibles

1) 87 ng/J (0.20 lb / MMBtu) con 90 por ciento de potencial de reducción

Límites para PM.

Si la instalación quema solamente carbón

1) 22 ng/J (0.051 lb/MMBtu)

Si la instalación quema carbón y otros combustibles (mayor al 10% anualmente)

1) 86 ng/J (0.20 lb/MMBtu)

Cuando una instalación inició su construcción, reconstrucción o modificación y consuma combustóleo (o mezclas con otros combustibles) y utilice una tecnología convencional o emergente para reducir las emisiones de SO_2

1) 43 ng/J (0.10 lb/MMBtu)

Cuando una instalación inició su construcción, reconstrucción o modificación y consuma madera (o mezclas con otros combustibles excepto el carbón) y utilice una tecnología convencional o emergente para reducir las emisiones de SO_2

1) 43 ng/J de (0.10 lb/MMBtu) si la instalación tiene un factor de capacidad anual mayor al 30 por ciento (0.30) para la madera.
2) 86 ng/J (0.20 lb/MMBtu) si la instalación tiene un factor de capacidad anual de 30 por ciento o menos para la madera.

3)

Si la instalación utiliza carbón, aceite, madera, una mezcla de estos combustibles

1) 13 ng/J (0.030 lb/MMBtu)

Límites para NOx

Instalaciones que quemen carbón, combustóleo o gas natural, deben cumplir con los siguientes límites:

Combustible/Tipo de caldera	Límites de emisión para NO_2	
	ng/J	lb/MMBtu
(1) Gas natural y diésel, excepto (4)		
(i) Baja velocidad de liberación de calor	43	0.10
(ii) Alta velocidad de liberación de calor	86	0.20
(2) Combustóleo:		
(i) Baja velocidad de liberación de calor	130	0.30
(ii) Alta velocidad de liberación de calor	170	0.40
(3) Carbón:		
(i) Alimentación masiva	210	0.50
(ii) Horno de parrilla con alimentador dispersor y combustión en lecho fluidizado	260	0.60
(iii) Carbón pulverizado	300	0.70
(iv) Lignito, excepto (v)	260	0.60
(v) Lignito extraído en Dakota del Norte, Dakota del Sur o Montana y quemado en un horno	340	0.80
(vi) Combustibles sintéticos derivados del carbón	210	0.50
(4) Quemador de conductos en un sistema de ciclo combinado:		
(i) Gas natural y diésel	86	0.20
(ii) Combustóleo	170	0.40

Fuente: (US EPA, 2017).

En instalaciones que quemen simultáneamente gas natural y/o diésel

1) 26 ng/J (0.060 lb/MMBtu)

En instalaciones que quemen madera, residuos sólidos municipales u otros combustibles sólidos, excepto el carbón

1) 130 ng/J (0.30 lb/MMBtu) si la instalación tiene un factor de capacidad anual mayor al 10 por ciento (0.10) para la madera.

Si la instalación quema carbón, combustóleo o gas natural o cualquier combinación de los tres

1) 86 ng/J (0.20 lb/MMBtu)
2) 270 ng/J (2.1 lb/MWh)

IV.2.4 Subparte Dc Estándares de emisión para calderas pequeñas Industrial-Comercial

Campo de aplicación:

Instalaciones con una capacidad máxima de generación de calor de 29 MW (100 MMBtu/h)

Límites para SO_2.

Para instalaciones que quemen carbón y/o otros combustibles no pueden descargar a la atmósfera gases que contengan SO_2 con límites superiores a:

1) 87 ng/J (0.20 lb/MMBtu) con 90 por ciento de potencial de reducción
2) 520 ng/J (1.2 lb/MMBtu)

Instalaciones con lecho fluidizado, no deberán rebasar los siguientes límites:

1) 87 ng/J (0.20 lb/MMBtu) con 80 por ciento de potencial de reducción
2) 520 ng/J (1.2 lb/MMBtu)

Si se utiliza combustóleo o cualquier otro combustible (excepto el carbón)

1) 87 ng/J (0.20 lb/MMBtu) (solo si se logra 90 por ciento de reducción de SO_2)
2) 260 ng/J (0.60 lb/MMBtu)
3) 215 ng/J (0.50 lb/MMBtu), el combustible no debe contener más del 0.5% en peso de azufre.

En esta sección se usa también una fórmula para calcular los límites de acuerdo con la capacidad de entrada de calor específica.

Límites para PM.

Para las instalaciones que iniciaron su construcción, reconstrucción o modificación que quemen carbón o mezclas con otros combustibles y tenga una capacidad de entrada de calor de 8.7 MW (30 MMBtu / h) o más, el límite es:

1) 22 ng/J (0.051 lb / MMBtu) con un factor de capacidad anual para los otros combustibles de 10% (0.10) o menos.
2) 43 ng/J (0.10 lb / MMBtu) con un factor de capacidad anual para los otros combustibles mayor al 10% (0.10).

Para instalaciones, que quemen madera y/o mezclas de madera con otros combustibles (excepto carbón) y que tenga una capacidad de 8.7 MW (30 MMBtu/h) o más:

1) 43 ng/J (0.10 lb / MMBtu) si la instalación afectada tiene un factor de capacidad anual para la madera mayor del 30% (0.30).
2) 130 ng/J (0.30 lb / MMBtu) si la instalación afectada tiene un factor de capacidad anual de madera de 30% (0.30) o menos.

Instalaciones que comiencen su construcción, reconstrucción o modificación y que consumen carbón, combustóleo, madera, o una mezcla de estos combustibles con cualquier otro combustible y tenga una capacidad de 8.7 MW (30 MMBtu/h)

(1) 13 ng/J (0.030 lb/MMBtu)
(2) 22 ng/J (0.051 lb/MMBtu) con 99.2 por ciento de potencial de reducción.

IV.3 California

IV.5.4 Quema de combustible gaseoso

Los límites de emisión de NOx y CO se miden en partes por millón en volumen sobre una base seca y corrigiendo a un 3% de oxígeno:

Capacidad de entrada (MMBtu/h)	Límite de NOx ppmvd 3% O_2	Límite de CO ppmvd 3% O_2
Mayor o igual a 1 e inferior a 5	30	400
Mayor o igual a 5 e inferior o igual a 20	15	400
Mayor de 20	9	400

Fuente: (CARB, 2005).

IV.5.5 Quema de combustibles no gaseoso

Los límites de emisión de NOx y CO se miden como partes por millón en volumen sobre una base seca y corrigiendo a 3% de oxígeno

Capacidad de entrada (MMBtu/h)	Límite de NOx ppmvd 3% O_2	Límite de CO ppmvd 3% O_2
Mayor o igual a 1 e inferior a 5	40	400
Mayor o igual a 5 e inferior o igual a 20	40	400

Fuente: (CARB, 2005).

IV.4Japón

Nombre de la sustancia	Óxidos de azufre (SOx)
Forma principal de generación	Combustión de combustibles y minerales en calderas e incineradores de residuos
Forma y esquema de la regulación	1. El límite permisible (cantidad) se establece de acuerdo con la altura de la salida de escape (He) y el valor de la constante, K, designada en cada área. • Emisión permisible (Nm^3/h) = K * 10-3 * He2 • Estándares generales para las emisiones: K=3.0 - 17.5 • Estándares especiales para las emisiones: K=1.17 - 2.34 2. Uso de combustible estándar • El contenido de azufre en el combustible se fija para cada área. • El contenido de azufre debe estar entre el siguiente rango: 0.5 - 1.2 % 3. Regulación del total de emisiones Se establece en cada área / fábrica con base al plan de reducción total de emisiones.

Fuente: https://www.env.go.jp/en/air/aq/air.html

Nombre de la sustancia	Óxidos de Nitrógeno (NOx)

Forma principal de generación	Combustión, síntesis o degradación en una caldera o en un incinerador de residuos
Forma y esquema de la regulación	1. Límite permisible de emisión para cada instalación • Nuevas instalaciones: 60 - 400 ppm • Instalaciones existentes: 130 - 600 ppm 2. Regulación del total de emisiones • Se establece en cada área / fábrica con base al plan de reducción total de emisiones

Fuente: https://www.env.go.jp/en/air/aq/air.html

IV.5 Brasil

IV.5.1 Límites de emisión de descarga en la atmósfera derivados de procesos de generación de calor por combustión externa de combustóleo

Estos límites aplican para:

a) Calderas de 2,752 kg/h; Poder Calorífico Inferior (PCI) para el combustóleo = 39.25 MJ/kg
b) Potencia Térmica (MJ/h) = 2.752 kg/h x 39,25 MJ/kg = 108.016 MJ/h
c) Potencia Térmica (MW) = (108.016 MJ/h) / (3.600 s/h) = 30 MW;
d) En la quema de otros combustibles fósiles y combustóleo

Los límites son los siguientes:

Potencia térmica nominal (MW)	PM*	NOx* (Como NO_2)	SOx* (Como SO_2)
MW<10	300	1600	2700
10≤MW≤70	250	100	2700
MW>70	100	100	1800

*Los resultados se muestran en la unidad de concentración mg/Nm^3. En base seca a 3% de oxigeno

IV.5.2 Límites de emisión de descarga en la atmósfera derivados de procesos de generación de calor por combustión externa de gas natural

Estos límites aplican para:

a) Para calderas cuyo consumo de gas natural es 2.876 Nm^3/h; PCI de gas natural = 37,53 MJ/Nm^3 (1 atm, 273.15 K)
b) Potencia térmica (MJ/h) = 2.876 Nm^3/h x 37,53 MJ/Nm^3 = 107,936.28 MJ / h
c) Potencia térmica (MW) = (107,936.28 MJ / h) / (3.600 s/h) = 30 MW
d) En la quema de gas natural

Los límites son los siguientes:

Potencia térmica nominal (MW)	NOx* (Como NO_2)
MW<10	NA
10≤MW≤70	400
MW>70	320

* Los resultados se muestran en la unidad de concentración mg / Nm^3. En base seca a 3% de oxigeno

Los límites pata NOx son los mismos que se aplican en la quema de gas natural.

IV.5.3 Límites de emisión de descarga en la atmósfera derivados de procesos de fabricación de pulpa

Estos límites aplican para contaminantes de los procesos de fabricación de celulosa para las fuentes instaladas.

En la siguiente tabla se establecen límites de emisión:

Equipo	PM	SOx* (Como SO_2)	NOx* (Como NO_2)
Caldera de recuperación (≤2000 tSS/d de capacidad nominal)**	240	100	470
Caldera de recuperación (>2000 tSS/d de capacidad nominal)**	150	100	470

*Los límites se expresan en la unidad de concentración mg / Nm^3 sobre la base seca a 8% de oxígeno

** TSS - toneladas de sólidos secos

N.A. No Aplica

IV.6 Colombia

A continuación, se presentan los estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para equipos de combustión externa empleados en Colombia:

Tabla 34. Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa existentes a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 11%.

Combustible	Estándares de emisión admisibles (mg/m^3)		
	PM	**SO_2**	**NOx**
Sólido	200	500	350
Líquido	200	500	350
Gaseoso	NO APLICA	NO APLICA	350

Tabla 35. Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa nuevos, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 11%.

Combustible	Estándares de emisión admisibles (mg/m^3)		
	PM	**SO_2**	**NOx**
Sólido	50	500	350
Líquido	50	500	350
Gaseoso	NO APLICA	NO APLICA	350

Tabla 36. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas existentes con capacidad instalada igual o superior a 20 MW por tipo de combustible, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg).

Combustible	Estándares de emisión admisibles (mg/m^3)			Oxígeno de referencia
	PM	**SO_2**	**NOx**	
Sólido	50	2,800	760	6%
Líquido	50	2,000	650	3%
Gaseoso	NO APLICA	NO APLICA	300	3%

Tabla 37. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas nuevas con capacidad igual o superior a 20 MW por tipo de combustible, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg).

Combustible	Estándares de emisión admisibles (mg/m³)			Oxígeno de referencia
	PM	**SO_2**	**NOx**	
Sólido	50	2,000	600	6%
Líquido	50	2,000	450	3%
Gaseoso	NO APLICA	NO APLICA	300	3%

Tabla 38. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas con capacidad instalada inferior a 20 MW y plantas de cogeneración existentes, por tipo de combustible, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg).

Combustible	Estándares de emisión admisibles (mg/m³)			Oxígeno de referencia
	PM	**SO_2**	**NOx**	
Sólido	50	2,800	760	6%
Líquido	50	2,000	650	3%
Gaseoso	NO APLICA	NO APLICA	300	3%

Tabla 39. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para centrales térmicas nuevas con capacidad instalada inferior a 20 MW y plantas de cogeneración nuevas, por tipo de combustible, a condiciones de referencia (25 °C, 760 mm Hg).

Combustible	Estándares de emisión admisibles (mg/m³)			Oxígeno de referencia
	PM	**SO_2**	**NOx**	
Sólido	50	2000	600	6%
Líquido	50	2000	450	3%
Gaseoso	NO APLICA	NO APLICA	300	3%

IV.7 Comparación de límites de emisión entre NOM-085 y normas internacionales

A continuación, se presenta una comparación de los límites de emisión establecidos en la NOM-085 y aquellos establecidos en el Código de la US EPA y la Directiva Europea 2010/75/EU (en mg/m³):

NOM-085								US EPA				
Calderas	**Combustible**	**PM**		**SO_2**		**NOx**		**Calderas**	**Combustible**	**PM**	**SO_2**	**NOx**
		ZC	**RP**	**ZC**	**RP**	**ZC**	**RP**					
Mayor de 29 a 147 MW_T	Sólido	250	350	2,879	5,759	207	706	Mayor a 29 a 73 MW_T	Sólido	64	1504	868
	Líquido	250	350	2,879	5,759	207	706		Líquido	40	662	524
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	207	706		Gaseoso	41	673	269
Más de 147 MW_T	Sólido	250	350	1,571	5759	207	706	Mayores a 73 MW_T (Sector industrial)	Sólido	124	1,504	868
									Líquido	80	1,047	397
	Líquido	250	350	1,571	5,759	207	707		Gaseoso	81	1,064	269
								Mayores a 73 MW_T (Sector eléctrico)	Sólido	38	1,504	752
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	207	708		Líquido	20	1,047	400
									Gaseoso	20	1,064	269

Al comparar contra los estándares de Estados Unidos puede observarse que los límites de PM y SO_2 tanto de ZC como en el resto del país son mucho más laxos que los de Estados Unidos y por lo tanto podrían endurecerse. Con respecto a NOx hay dos consideraciones que pueden analizarse, la primera, que los límites en ZC son muchos más estrictos que los de la US EPA, debido a esto puede entenderse el por qué las industrias de estas zonas tienen problemas para cumplir con la normatividad, en el caso del resto del país parece que el límite sería adecuado para combustibles sólidos y líquidos, pero laxo en el caso de combustibles gaseosos.

NOM-085								Directiva EU				
Calderas	**Combustible**	**PM**		**SO_2**		**NOx**		**Calderas**	**Combustible**	**PM**	**SO_2**	**NOx**
		ZC	**RP**	**ZC**	**RP**	**ZC**	**RP**					
Mayor de 29 a 147 MW_T	Sólido	250	350	2,879	5,759	207	706	50-100 MW_T	Sólido	20	400	300
	Líquido	250	350	2,879	5,759	207	706		Líquido	20	350	300
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	207	706		Gaseoso	NA	35	NA
Más de 147 MW_T	Sólido	250	350	1,571	5759	207	706	100-300 MW_T	Sólido	20	200	200
									Líquido	20	200	200
	Líquido	250	350	1,571	5,759	207	707		Gaseoso	NA	35	NA
								Mayores a 300 MW_T	Sólido	10	150	150
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	207	708		Líquido	10	150	150
									Gaseoso	NA	35	NA

Al comparar contra la normatividad europea que es mucho más estricta queda de manifiesto que en general los límites establecidos en la NOM-085 son muy laxos salvo en el caso de los niveles de NOx para ZC.

En seguida se presenta una comparación de los límites de emisión de la NOM-085 con aquéllos de países similares a México, en específico la Resolución 909 de Colombia y las normas brasileñas (en mg/m^3):

NOM-085								Resolución 909 Colombia				
Calderas	**Combustible**	**PM**		**SO_2**		**NOx**		**Calderas**	**Combustible**	**PM**	**SO_2**	**NOx**
		ZC	**RP**	**ZC**	**RP**	**ZC**	**RP**					
Mayor de 29 a 147 MW	Sólido	250	350	2,879	5,759	207	706	Mayores a 20 MW	Sólido	70	3,928	1,066
	Líquido	250	350	2,879	5,759	207	706					
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	207	706		Líquido	58	2,335	759
Más de 147 MW	Sólido	250	350	1,571	5759	207	706					
	Líquido	250	350	1,571	5,759	207	707		Gaseoso	NA	NA	421
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	207	708					

Puede apreciarse que Colombia tiene niveles más estrictos de emisión de partículas sin embargo los límites para SO_2 y NOx no son muy estrictos en comparación a los límites de la NOM-085.

NOM-085								Norma Brasil				
Calderas	**Combustible**	**PM**		**SO_2**		**NOx**		**Calderas**	**Combustible**	**PM**	**SO_2**	**NOx**
		ZC	**RP**	**ZC**	**RP**	**ZC**	**RP**					
Mayor de 29 a 147 MW	Sólido	250	350	2,879	5,759	207	706	10-70 MW	Sólido	292	3,153	117
	Líquido	250	350	2,879	5,759	207	706		Líquido	292	3,153	117
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	207	706		Gaseoso	NA	NA	467
Más de 147 MW	Sólido	250	350	1,571	5759	207	706	Mayores a 70 MW	Sólido	117	2,102	117
	Líquido	250	350	1,571	5,759	207	707		Líquido	117	2,102	117
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	207	708		Gaseoso	NA	NA	374

En el caso de Brasil, los límites de emisión de PM y SO_2 son similares a los de las ZC de México mientras que en el caso de NOx son más estrictos para combustibles sólidos y líquidos per más laxos para combustibles gaseosos.

V Relevancia de la norma

Aproximadamente 85% de las emisiones contaminantes a nivel nacional provienen de los equipos de combustión pertenecientes a las fuentes fijas. Las fuentes fijas se clasifican de acuerdo con la jurisdicción en la que operan, ya sea federal, estatal o municipal. De acuerdo con la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente las fuentes fijas de jurisdicción federal abarcan los sectores relacionados a las industrias del petróleo y petroquímica, química, pinturas y tintas, metalúrgica, automotriz, celulosa y papel, cemento y cal, asbesto, vidrio, generación de energía eléctrica y tratamiento de residuos peligrosos (DOF, 1988b).

Las fuentes fijas de jurisdicción estatal comprenden los establecimientos industriales que no son de jurisdicción federal, pero cuyos equipos u operaciones están sujetos a alguna de las principales normas oficiales mexicanas de emisiones, como lo es el caso de la norma NOM-085-SEMARNAT-2011 para equipos de combustión, en particular para calderas industriales.

Las fuentes fijas, contribuyen con casi el 97% de las emisiones nacionales de SO_2. Los sectores de generación de energía eléctrica y de la industria del petróleo y petroquímica son los que más contribuyen a estas emisiones. Por otra parte, más del 50% de estas emisiones ocurren en sólo cuatro estados: Campeche, Hidalgo, Coahuila y Colima. Contribuyendo de manera menos importante, las fuentes fijas aportan aproximadamente el 20% de las emisiones nacionales de CO, el 11% de las emisiones totales de NOx, y 26% y 25% a las emisiones de partículas PM_{10} y $PM_{2.5}$ respectivamente.

Los niveles actuales de contaminación por emisiones a la atmosfera han conllevado un gran impacto con respecto a la salud humana, generando distintos problemas como son el cáncer de pulmones, problemas respiratorios y hasta la muerte por inhalación de gases, siendo algunos de estos de efecto inmediato y otros de efecto crónico, hay que tener en cuenta que este tipo de contaminación no solo afecta un lugar específico sino que por medio de corrientes de aire esta se va esparciendo así generando un impacto mayor para la población. Adicionalmente, las fuentes fijas son responsables al mismo tiempo de un gran porcentaje de las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero.

Debido a la relevancia de las fuentes fijas por su uso intensivo de combustibles fósiles tradicionales se vuelve evidente que en la medida en que la NOM-085-SEMARNAT-2011 se actualice y sea

consistente con el contexto actual de contaminación atmosférica y de cambio climático se logrará una consolidación de la política pública en materia ambiental.

Otro de los aspectos importantes de esta norma es que sirve para el reporte de Cédulas de Operación Anual tanto a nivel federal como estatal, lo que indicaría que la norma ha cumplido con el criterio de eficacia.

VI Efectos de la norma en el entorno que pretende regular

Considerando que en México la calidad del aire debe ser satisfactoria en todo el País, para asegurar el bienestar de la población y el equilibrio ecológico, debe controlarse y reducirse la emisión de contaminantes a la atmósfera.

Con este fin, la Secretaría de Desarrollo Social publicó en el Diario Oficial de la Federación el año 1994, Que con fecha 2 de diciembre de 1994 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994, Contaminación atmosférica- para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles, sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión. A su vez, la citada norma fue modificada mediante acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de noviembre de 1997.

Posterior a la publicación de la norma, en abril de 2003 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Acuerdo por el cual se reformaba la nomenclatura de las normas oficiales mexicanas expedidas por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales identificadas con las siglas “ECOL” y “RECNAT” identificándose en lo sucesivo bajo las siglas “SEMARNAT”, el cual incluye a la citada NOM-085.

La NOM-085- SEMARNAT-1994 fue inscrita en el Programa Nacional de Normalización 2008 con el objeto de actualizar los niveles máximos permisibles de emisión de contaminantes a la atmósfera de los equipos de combustión de calentamiento indirecto nuevos, establecer precisiones técnicas referentes a los métodos analíticos y frecuencia de medición, e incluir el Procedimiento de Evaluación de la Conformidad.

El 13 de noviembre de 2008, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales (CCNNMARN), aprobó para su publicación a consulta pública el Proyecto de Modificación de Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-1994, publicándolo el 3 de septiembre del 2009 en el Diario Oficial de la Federación.

Una vez cumplido el procedimiento establecido en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para la elaboración de normas oficiales mexicanas, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales aprobó la norma como definitiva en su sesión celebrada el día 29 de noviembre de 2011: Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, contaminación atmosférica-niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición

Por lo antes referido, y considerando la definición de fuente fija, se entiende que esta norma es aplicable a todas aquellas instalaciones que contaran con algún tipo de caldera industrial

La Norma contiene los siguientes puntos:

1. Objetivo

El objetivo de la Norma es establecer los niveles máximos permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOx) de los equipos de combustión de calentamiento indirecto que utilizan combustibles convencionales o sus mezclas, con el fin de proteger la calidad del aire.

2. Campo de aplicación

La norma aplica para las personas físicas o morales responsables de las fuentes fijas de jurisdicción federal y local que utilizan equipos de combustión de calentamiento indirecto con combustibles convencionales o sus mezclas en la industria, comercios y servicios.

No aplica en los siguientes casos: Equipos con capacidad térmica nominal menor a 530 Mega Joules por hora (15 CC), equipos domésticos de calefacción y calentamiento de agua, turbinas de gas, equipos auxiliares y equipos de relevo. Tampoco aplica para el caso en que se utilicen bioenergéticos.

3. Referencia

Incluye NOM y NMX de referencia para dar cumplimiento a lo establecido en la NOM-085.

4. Definiciones

4.1 Bioenergéticos
4.2 Capacidad térmica nominal de un equipo de combustión de calentamiento indirecto
4.3 Combustibles convencionales
4.4 Datos validados
4.5 Emisión ponderada
4.6 Emisión Potencial Máxima de SO_2
4.7 Equipo auxiliar
4.8 Equipos de combustión de calentamiento indirecto
4.9 Equipo de combustión existente
4.10 Equipo de combustión nuevo.
4.11 Equipo de relevo
4.12 Fuente Fija
4.13 Fuente Mayor
4.14 Humo
4.15 Número de mancha
4.16 Opacidad
4.17 Operación de arranque del equipo de combustión
4.18 Operación de soplado
4.19 Pluma
4.20 PROFEPA
4.21 Secretaría
4.22 Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones o SMCE
4.23 Resto del País (RP)
4.24 Zonas Críticas (ZC

5. Especificaciones

La Norma en este punto menciona los niveles máximos permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOx) de los equipos de combustión de calentamiento indirecto; que los responsables de las fuentes fijas deben llevar la bitácora de operación y mantenimiento de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y de control de emisiones, ya sea en formato impreso o electrónico; que las fuentes fijas en las que se instalen por primera vez equipos de combustión mayores de 1,000 GJ/h que utilicen combustibles con un contenido de azufre mayor de 1% deben contar con Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones para medir SO_2, la opacidad de la pluma y O_2; que en caso de utilizar equipos o sistemas de control de emisiones para cumplir los niveles de emisión, dichos sistemas deben operar al menos el 90% del tiempo total de operación en un año calendario; y finalmente, que las empresas que suministren los combustibles regulados en la NOM-085 deben cumplir con las especificaciones de calidad establecidas por la normatividad vigente.

6. Métodos de prueba

El numeral 6 incluye las fórmulas para estimar flujos, concentraciones y emisiones de los diferentes contaminantes contemplados en esta norma.

7. Evaluación de la conformidad

En este numeral, se establece que la evaluación de la conformidad será realizada por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), por conducto de la PROFEPA o los organismos de tercera parte acreditados y aprobados en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN).

Tal entidad debe verificar que en la bitácora esté registrada toda la información necesaria, así mismo verificará que los análisis, mediciones y cálculos se han llevado a cabo siguiendo los procedimientos establecidos en la Norma y se han realizado por laboratorios debidamente acreditados.

Finalmente, al concluir la verificación, la entidad a cargo de la evaluación de la conformidad levantará un Acta de Verificación en la que hará constar los hechos u omisiones encontrados.

8. Observancia de esta Norma

La SEMARNAT, por conducto de la PROFEPA, así como los Gobiernos del Distrito Federal, de las Entidades Federativas y, en su caso, de los municipios, vigilará el cumplimiento de esta Norma Oficial Mexicana, en caso de no cumplir con lo dispuesto, la sanción será conforme a lo establecido en la LGEEPA y los demás ordenamientos jurídicos aplicables.

9. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales

Esta Norma Oficial Mexicana no concuerda con ninguna norma o lineamiento internacional.

10. Bibliografía

Finalmente, en los transitorios, hacen referencia a la fecha de entrada en vigor de la Norma y la publicación de la misma. A las tablas de niveles máximos permisibles para establecimientos existentes y nuevos, los avisos de cumplimiento por parte de fuentes fijas, los avisos de cumplimiento por equipo de combustión, el método y frecuencia de medición para la verificación del cumplimiento, los métodos de medición, métodos de medición y equivalencias.

El efecto o impacto del instrumento normativo se define como el grado de modificación permanente –positiva o negativa- de las condiciones y tendencias del entorno que justificaron la expedición del

instrumento. La evaluación se fija primordialmente en este punto. La pregunta clave es: ¿desde que se publicó la NOM, se han modificado las condiciones ambientales negativas y las tendencias que se observaban en ese momento?

Cada ejercicio de evaluación aporta datos para construir tendencias apreciables en gráficas o tablas. Además, se deberá especificar la metodología aplicada en esas mediciones, para utilizar la misma o una compatible en mediciones futuras, en los ámbitos social, ambiental, económico, institucional. Destacan:

Efecto social

Mejor imagen de los operadores de sistemas de combustión ante la comunidad, lo cual se obtiene a partir de diversos esfuerzos, realizados con el fin de reducir emisiones a la atmosfera y en general afectaciones al medio ambiente.

Efecto ambiental

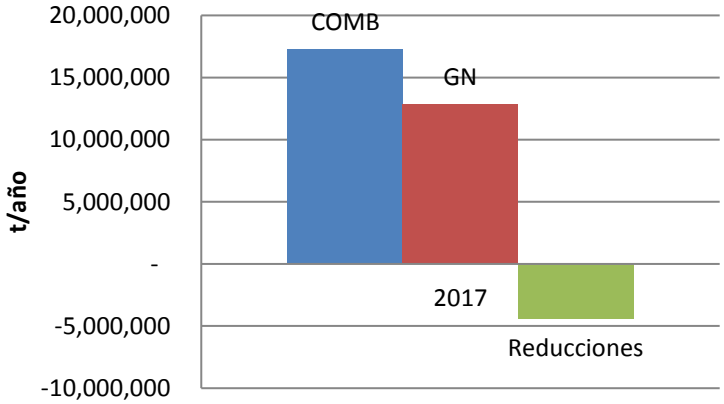
Se considera que la NOM ha incidido en inhibir el uso del combustóleo en el país, lo cual también tiene un beneficio climático, toda vez que se logran también reducciones importantes de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Uno de los principales consumidores es la Comisión Federal de Electricidad (CFE) quien realiza la reducción de Combustóleo por GN en el periodo 2015-2018 lo cual implicaría las siguientes reducciones netas:

Tabla 40. Reducciones implícitas a la sustitución de combustóleo por GN en la industria eléctrica

Contaminante	Reducción neta (t)
PM_{10}	54,275
NOx	72,775
SO_2	1,000,000
CO_2eq	11,000,000
Carbono negro	8,900

Fuente: Elaboración propia.

Figura 34. Reducción de emisiones de CO_2eq por la sustitución de combustóleo por GN



Fuente: Elaboración propia.

Efecto económico

En el año 2002 la Dirección General de Energía y Actividades Extractivas realizo en coordinación con la CEPAL el estudio de la Evaluación de las Externalidades Ambientales de las plantas termoeléctricas de país donde se estimó que los costos por externalidades de las centrales termoeléctricas:

Tabla 41. Costos por externalidades de las refinerías en México

Central	Miles USD
Tula	67,500
Salamanca	39,800
Altamira	39,300
Total	146,600

Fuente: DGEAE, 2002.

Considerando que las externalidades de los sistemas operados con gas son del orden del 15% respecto a las generadas por el combustóleo y que actualmente estas centrales han dejado de operar o usar combustóleo, los efectos económicos asociados con la salud pública pueden ser del orden de $120,000,000 de dólares anuales.

Efecto Institucional

Este es positivo tanto para la Autoridad como para el sujeto obligado, toda vez que se han logrado reducciones de emisiones importantes por lo que ha contribuido a mejorar la calidad del aire en zonas específicas del país

Sin embargo, la comunidad científica y los técnicos especializados consideran que la norma es laxa si se compara con los requerimientos de control de emisiones que existen en los países desarrollados, donde se exige control de SO_2 y NOx en equipos mayores a 1,200 CC comúnmente que usen combustibles líquidos o sólidos.

VI.1 Estado de la calidad del aire en las ZC y resto del país al año 2014

En México, la normatividad ambiental ha sido un componente fundamental para respaldar la política pública orientada hacia la sustentabilidad. Su objetivo es sentar las bases para el diseño e instrumentación de procesos relevantes para la industria, el sector comercial y servicios, así como para el desarrollo de política pública medioambiental.

Como instrumento de gestión de la calidad del aire, la normatividad ambiental cuenta con atinos, así como áreas de oportunidad. Si bien las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) y las normas mexicanas (NMX) han contribuido a la contención de emisiones de contaminantes a la atmósfera y a la mejora de la eficiencia de los procesos y operaciones industriales, éstas no han sido abordadas de manera integral en torno a sus beneficios a la salud humana y su impacto al medio ambiente; son diseñadas, implementadas y revisadas (en el mejor de los casos) de manera desarticulada antes que bajo un enfoque integral y multidimensional.

En este sentido, la NOM-085-SEMARNAT-2011 está estrechamente vinculada a las normas que evalúan la calidad del aire como medida de protección a la salud de la población:

- Norma Oficial Mexicana NOM-020-SSA1-2014. Salud Ambiental. Criterios para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al ozono (O_3).
- Norma Oficial Mexicana NOM-021-SSA1-1993. Salud Ambiental. Criterios para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al monóxido de carbono (CO). Valor permisible para la concentración de monóxido de carbono (CO) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población.
- Norma Oficial Mexicana NOM-022-SSA1-2010. Salud Ambiental. Criterios para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al bióxido de azufre (SO_2). Valor normado para la concentración de dióxido de azufre (SO_2) en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población
- Norma Oficial Mexicana NOM-023-SSA1-1993. Salud Ambiental. Criterios para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al bióxido de nitrógeno (NO_2). Valor normado para la concentración de bióxido de nitrógeno (NO_2) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población.
- Norma Oficial Mexicana NOM-025-SSA1-2014. Salud ambiental. Valores límite permisibles para la concentración de partículas suspendidas PM_{10} y $PM_{2.5}$ en el aire ambiente y criterios para su evaluación.

Lo anterior, debido a que la mayoría de las denominadas Zonas Críticas (ZC) albergan también a grandes poblaciones y, en la medida en que se respeten y reduzcan las emisiones contaminantes de las industrias se obtendrían beneficios en la calidad del aire y por consiguiente en la salud de la población. Cabe resaltar que muchos de los sistemas de monitoreo existentes en México no cuentan con la cantidad adecuada de estaciones o con la suficiencia de datos para tener diagnósticos robustos de la calidad del aire (esta información se presenta en el Anexo 3).

En algunas de las ZC se lleva a cabo monitoreo atmosférico, sin embargo, cada una cuenta con distinta infraestructura y evalúa diferentes contaminantes, principalmente PM_{10}, $PM_{2.5}$, O_3 y SO_2.

De acuerdo a la NOM 156-SEMARNAT-2012, 78 ciudades mexicanas deberían realizar monitoreo atmosférico; sin embargo, al 2014 sólo se tenía información disponible para 22 Sistemas de Monitoreo de Calidad del Aire (SMCA) distribuidos en 19 entidades que contaban con datos con respecto a, por lo menos, uno de los siguientes contaminantes: partículas (PM_{10} y $PM_{2.5}$), ozono (O_3), dióxido de azufre (SO_2), dióxido de nitrógeno (NO_2) y monóxido de carbono (CO) (INECC, 2015).

En su conjunto, los 22 SMCA agrupan a un total de 176 estaciones de monitoreo, de las cuales 160 tienen capacidad para llevar a cabo la medición de PM_{10}, 79 de $PM_{2.5}$, 123 de ozono, 111 de dióxido de azufre, 119 de dióxido de nitrógeno y 118 de monóxido de carbono.

A pesar de que las normas de exposición a partículas y ozono fueron modificadas en 2014, el último Informe Nacional de Calidad del Aire 2014 (INECC, 2015) se basa en la versión de 1993. Los límites considerados fueron los siguientes:

Contaminante	Dato base utilizado para la evaluación	Exposición	Frecuencia tolerada	Valor límite Indicador con el que se evalúa	Criterio de suficiencia anual	Norma Oficial Mexicana
Partículas PM_{10}	Promedio 24 horas	Aguda	2% de veces en un año	**120 µg/m³ Percentil 98**	Por lo menos tres trimestres con al menos el 75% de los promedios de 24 horas válidas (DOF, 2005)	Modificación a la NOM-025-SSA1-1993 (DOF, 2005)
		Crónica	---	**50 µg/m³ Promedio anual**		
Partículas $PM_{2.5}$	Promedio 24 horas	Aguda	2% de veces en un año	**65 µg/m³ Percentil 98**		
		Crónica	---	**15 µg/m³ Promedio anual**		
Ozono (O_3)	Dato horario	Aguda	No se permite	**0.110 ppm Máximo**	Al menos 75% de los datos horarios [a]	Modificación a la NOM-020-SSA1-1993 (DOF, 2002)
	Máximo diario de los promedios móviles de 8 horas		4 veces en un año	**0.080 ppm Quinto máximo**	Al menos 75% de los máximos diarios de los promedios móviles de ocho horas (DOF, 2002)	
Dióxido de azufre (SO_2)	Promedio móvil de 8 horas	Aguda	1 vez al año	**0.200 ppm Segundo máximo**	Al menos 75% de los promedios móviles de 8 horas	NOM-022-SSA1-2010 (DOF, 2010) [c]
	Promedio 24 horas	Aguda	No se permite	**0.110 ppm Máximo**	Al menos 75% de los promedios de 24 horas	
	Dato horario	Crónica	---	**0.025 ppm Promedio anual**	Al menos 75% de los datos horarios	
Dióxido de nitrógeno (NO_2)	Dato horario	Aguda	1 vez al año	**0.210 ppm Segundo máximo**	Al menos 75% de los datos horarios	NOM-023-SSA1-1993(DOF, 1994) [c]
Monóxido de carbono (CO)	Promedio móvil de 8 horas	Aguda	1 vez al año	**11 ppm Segundo máximo** [b]	Al menos 75% de los promedios móviles de 8 horas	NOM-021-SSA1-1993 (DOF, 1994) [c]

Con base en el informe se analizó la información del estado actual de la calidad del aire para las ZC disponibles.

VI.1.1 ZMVM

- En el año 2014 el sistema de monitoreo de la calidad del aire (SMCA) de la Ciudad de México y su zona conurbada, a cargo de la Dirección General de Gestión de la Calidad del Aire de la Secretaría del Medio Ambiente del Gobierno del Distrito Federal, estuvo integrado por 31 estaciones de monitoreo; 17 de estas estaciones se localizan en territorio del Distrito Federal (DF) y 14 en la zona conurbada del Estado de México (Edomex).
- En 20 estaciones se realizó monitoreo automático, en dos monitoreos manuales y en nueve ambos tipos de medición. El monitoreo manual se emplea para la medición de partículas suspendidas (PM_{10} y/o $PM_{2.5}$), en tanto que con el monitoreo automático se realiza la medición de ozono, dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y monóxido de carbono, además de partículas (PM_{10} y/o $PM_{2.5}$).
- En 2014, los límites normados de una hora y ocho horas de ozono fueron rebasados, respectivamente, en el 100% y 96% de las estaciones de monitoreo que generaron información suficiente para evaluar el cumplimiento de norma.

- El límite anual de $PM_{2.5}$ fue rebasado en el 100% de las estaciones de monitoreo que generaron información suficiente para evaluar este indicador, en tanto que el de PM_{10} se rebasó en el 13% de dichas estaciones.
- Con respecto al SO_2, NO_2 y CO, durante 2014 se observó una clara dominancia de días con buena calidad del aire.

VI.1.2 ZMG

- En el año 2014 el Sistema de Monitoreo de la Calidad del Aire de Jalisco, administrado por la Secretaría de Medio Ambiente y Desarrollo Territorial del Estado, estuvo conformado por la Red de Monitoreo de la Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG), la cual estuvo constituida por diez estaciones de monitoreo; tres de las cuales se localizan en el municipio de Guadalajara (Centro, Miravalle y Oblatos), tres más en el municipio de Zapopan (Atemajac, Las Águilas y Vallarta), y una en cada uno de los siguientes municipios: El Salto (Las Pintas), Tonalá (Loma Dorada), Tlajomulco de Zúñiga (Santa Fe) y Tlaquepaque (Tlaquepaque).
- En la ZMG persisten los problemas de calidad del aire tanto por PM_{10} como por O_3. Los límites normados de 24 horas y anual de PM_{10} se rebasaron en tres de las diez estaciones de monitoreo que conforman este SMCA y que pertenecen a los municipios de El Salto, Tlajomulco de Zúñiga y Tlaquepaque, en tanto que el cumplimiento de la NOM de $PM_{2.5}$ sólo fue posible evaluarlo en una estación debido a la invalidación de datos para el resto de las estaciones por fallas en su operación. El límite normado de una hora de O_3 se rebasó en siete estaciones de monitoreo pertenecientes a los municipios de Zapopan, El Salto y Guadalajara, en tanto que el de ocho horas se rebasó en El Salto.
- En la estación PIN, ubicada en el municipio de El Salto, se rebasaron los límites de 24 horas y anual de PM_{10}, así como los de una y ocho horas de O_3, siendo además la estación en la que con mayor frecuencia se presentan días con mala calidad del aire por estos dos contaminantes.

VI.1.3 ZMM

- En el año 2014 el sistema de monitoreo de la calidad del aire de Nuevo León, a cargo de la Secretaría de Desarrollo Sustentable del Estado, estuvo conformado por la Red de Monitoreo del Área Metropolitana de Monterrey (AMM), la cual está constituida por 10 estaciones de monitoreo automático. Dos estaciones se localizan en el municipio de Monterrey y una más en cada uno de los siguientes municipios: Apodaca, General Escobedo, García, Juárez, Guadalupe, San Nicolás de los Garza, San Pedro Garza García y Santa Catarina.
- Los datos generados en el año 2014 por el SMCA del AMM revelan un problema importante de contaminación tanto por PM_{10} como por O_3, pues no hubo una estación de monitoreo donde se cumplieran los dos límites establecidos en dichas normas. En todas las estaciones se rebasaron tanto el límite anual de PM_{10} como el límite de una hora de ozono.

VI.1.4 Corredor Coatzacoalcos-Minatitlán

- En el año 2014 sistema de monitoreo de la calidad del aire de Veracruz, a cargo de la Secretaría de Medio Ambiente del gobierno del estado, estuvo integrado por dos estaciones

de monitoreo automático, una localizada en el municipio de Minatitlán y otra en el municipio de Xalapa.

- La información disponible para el año 2014 en esta entidad permitió identificar problemas de calidad del aire por $PM_{2.5}$ en Xalapa y por ozono en Minatitlán. En el primer caso se rebasó el límite normado como promedio anual y en el segundo se rebasó el límite promedio de una hora.
- En general, es necesario mejorar el desempeño de ambas estaciones de monitoreo a fin de incrementar la cantidad de información útil generada. En el año 2014 la información producida en la estación de Minatitlán fue insuficiente para evaluar el cumplimiento de los límites normados de PM_{10}, $PM_{2.5}$, O_3 (8- horas) y NO_2.

VI.1.5 Corredor Irapuato-Celaya-Salamanca

- El sistema de monitoreo de la calidad del aire de Guanajuato, a cargo del Instituto de Ecología del Estado, estuvo integrado en el año 2014 por las redes de monitoreo de Celaya, Irapuato, León, Salamanca y San Miguel de Allende, así como por la estación de monitoreo automático de Silao y las estaciones de monitoreo manual de Abasolo, Villagrán, Cortázar, Juventino Rosas, Acámbaro, Moroleón y San Francisco del Rincón.
- En la entidad se presentan problemas de incumplimiento de las normas de calidad del aire para PM_{10}, $PM_{2.5}$ y Ozono. Celaya muestra los problemas más importantes en cuanto a PM_{10}, Salamanca los de $PM_{2.5}$ e Irapuato los de O_3.
- Los problemas de incumplimiento de la Norma Oficial Mexicana de PM_{10} que se presentan en León sugieren la necesidad de implementar el monitoreo de $PM_{2.5}$ en dicha red.

VI.1.6 Corredor Tula-Vito-Apasco

- En el año 2014 el sistema de monitoreo de la calidad del aire (SMCA) de Hidalgo, localmente conocido como Sistema de Monitoreo Atmosférico del Estado de Hidalgo (SIMAEH), a cargo de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales del Estado, estuvo integrado por las redes de monitoreo de Pachuca, Tula de Allende y Xochicoatlán, así como por las estaciones de monitoreo instaladas en los municipios de Aja Cuba, Atitalaquia, Atotonilco, Tepetitlán, Tepeji del Río, Tlaxcoapan, Tizayuca, Lolotla, Tepeapulco y Huichapan.
- A pesar de que el SMCA de Hidalgo es uno de los que cuenta con más estaciones de monitoreo en el país, con un total de 19 en el año 2014 (siete estaciones automáticas, nueve estaciones manuales y tres estaciones con ambos tipos de medición), sólo en cinco de ellas fue posible contar con información suficiente para poder hacer la evaluación de cumplimiento de norma para alguno de los contaminantes que miden. Es importante destacar, sin embargo, que de estas 19 estaciones una (HRE) estuvo fuera de operación y otras dos (Tepeapulco y Huichapan) iniciaron su funcionamiento después del mes de junio del año 2014.
- La información disponible permitió identificar, a través del análisis de los diferentes indicadores desarrollados, la existencia de problemas de calidad del aire por partículas, específicamente por PM_{10} en Pachuca, Ajacuba y Tlaxcoapan y por $PM_{2.5}$ en Atitalaquia, Tepeji del Río y Tepetitlán. El sitio con las peores condiciones de calidad del aire fue Atitalaquia, tanto por los niveles de concentración de $PM_{2.5}$ alcanzados, como por el porcentaje de muestreos con concentraciones superiores a la NOM. Asimismo, fue el único sitio donde se registró incumplimiento de la norma de calidad del aire para SO_2.

VI.1.7 Corredor Tampico-Madero-Altamira

- En el año 2014 el sistema de monitoreo de la calidad del aire (SMCA) de Tamaulipas, a cargo de la Secretaría de Desarrollo Urbano y Medio Ambiente del gobierno del estado, estuvo integrado por las redes de monitoreo de Nuevo Laredo, Reynosa, Matamoros, Victoria y Mante, así como por la estación de monitoreo ubicada en Tampico (para PM_{10}).
- Las concentraciones asociadas al percentil 98 de los promedios de 24 horas de PM_{10} se mantuvieron por debajo del límite normado en las tres estaciones de monitoreo que reportaron datos para el año 2014. Aun, cuando la concentración registrada en la estación ubicada en Tampico es idéntica al valor límite. A lo largo del año en la estación de Tampico dominaron los muestreos con calidad del aire buena, sin embargo, dado que sólo se monitorean partículas PM_{10} es imposible contar con un diagnóstico robusto de la calidad del aire en esta región.

VI.1.8 Ciudad Juárez

- En el año 2014 el sistema de monitoreo de la calidad del aire (SMCA) de Ciudad Juárez, a cargo de la Dirección de Ecología del Municipio, estuvo integrado por 11 estaciones de monitoreo. En todas ellas se realiza monitoreo manual de PM_{10} y en tres se lleva a cabo también el monitoreo automático de ozono y monóxido de carbono. En ninguna estación de monitoreo se realiza medición de partículas $PM_{2.5}$, dióxido de azufre o dióxido de nitrógeno.
- Los datos generados en 2014 por el SMCA del aire de Cd. Juárez revelan un problema importante de contaminación por partículas, pues los límites de 24 horas y anual de PM_{10} se rebasaron en casi el 50% de las estaciones que midieron este contaminante. Adicionalmente, en tres de estas estaciones se registraron concentraciones superiores a los límites antes referidos en más del 35% de los muestreos realizados a lo largo del año.

VI.1.9 Tijuana-Rosarito

- El sistema de monitoreo de la calidad del aire (SMCA) de Baja California, a cargo de la Secretaría de Protección al Ambiente del gobierno del estado, estuvo integrado en 2014 por las redes de monitoreo de Mexicali y Tijuana, así como por las estaciones de monitoreo de Ensenada, Playas de Rosarito y Tecate.
- Durante este año, en las estaciones de Tijuana y Rosarito no se cumplió con el criterio de suficiencia para evaluar el cumplimiento de ninguna NOM. Sin embargo, el indicador de número de días con calidad del aire buena, regular y mala hace evidente la existencia de problemas de calidad del aire tanto por PM_{10} como $PM_{2.5}$.

A continuación, se describe la situación de la calidad del aire en otras regiones del país para las que se tenía información disponible en el año 2014.

VI.1.10 Resto del País

Chihuahua

En general, los resultados indican buenas condiciones de calidad del aire por PM_{10}, O_3, SO_2, NO_2 y CO dado que hay cumplimiento de los valores normados; sin embargo, hay una ventana de oportunidad importante para mejorar el desempeño de las estaciones de monitoreo en cuanto a la suficiencia de datos que generan para los diferentes contaminantes.

Coahuila

De las tres estaciones de monitoreo con que contó este SMCA en el año 2014, y que se localizan en Torreón, sólo en dos de ellas fue posible evaluar el cumplimiento de los límites normados de PM10 y los resultados indican que ambos límites fueron rebasados en una estación, en tanto en la otra las concentraciones obtenidas fueron inferiores a dichos límites. El estado de la calidad del aire con respecto a $PM_{2.5}$, O_3, SO_2, NO_2 y CO, parece ser buena de acuerdo con el análisis que se pudo realizar con la información disponible; sin embargo, esto no puede establecerse con certeza debido a que no se generó información suficiente para hacer la evaluación de cumplimiento de las normas respectivas.

Colima

La información disponible indica que en la entidad se gozó de una buena calidad del aire en cuanto a O_3, SO_2, NO2 y CO, pues los niveles de concentración de estos contaminantes registrados en la única estación de monitoreo que operó en el año 2014 fueron inferiores a los establecidos en las normas oficiales mexicanas correspondientes. La situación con respecto al PM_{10} y $PM_{2.5}$, no pudo ser evaluada debido a que los equipos de medición de estos contaminantes se mantuvieron fuera de funcionamiento la mayor parte del año.

Durango

De las diez estaciones de monitoreo que integran este SMCA, dos estuvieron fuera de operación en el año 2014. De las ocho estaciones que, si generaron información, sólo en una fue posible hacer la evaluación de cumplimiento de norma con respecto a PM_{10}, O_3, NO_2 y CO, encontrándose en todos los casos el cumplimiento de los límites normados respectivos. El indicador de días con calidad del aire buena, regular y mala, sin embargo, permitió identificar la presencia, en otras estaciones de monitoreo, de días con concentraciones de PM_{10} superiores al límite normado de 24 horas tanto en Durango como en Gómez Palacio y Lerdo.

Estado de México

En la entidad son patentes los problemas de calidad del aire tanto por partículas (PM_{10} y $PM_{2.5}$), como por ozono. De las siete estaciones de monitoreo que operan en la Zona Metropolitana del Valle de Toluca (ZMVT), en dos se rebasó el límite de 24 horas de PM_{10} y en seis el límite anual. Por otra parte, en todas las estaciones se rebasó el límite anual de $PM_{2.5}$. Los límites de una y ocho horas de ozono se rebasaron en tres de estas siete estaciones. La estación San Cristóbal (SC), ubicada en el municipio de Toluca, es el caso más crítico de incumplimiento de norma. En ella se rebasan todos

los valores normados de PM_{10}, $PM_{2.5}$ y Ozono, y ello ocurre con las concentraciones más altas registradas en la entidad.

Morelos

La suficiencia de información generada por las estaciones de monitoreo que conforman este SMCA fue baja y ello impidió la evaluación del cumplimiento de la normatividad en la materia. Este tema es particularmente relevante en los casos de partículas PM_{10} y ozono. En ambos casos, la poca información disponible advierte la posibilidad de que se estén presentando problemas de calidad del aire por PM_{10} en Zacatepec y por ozono en Cuernavaca.

Oaxaca

De acuerdo con la información generada por la única estación de monitoreo que opera en la entidad, Oaxaca tuvo buena calidad del aire por PM_{10}, ozono, dióxido de azufre y monóxido de carbono en el año 2014, pues no se rebasó ninguno de los límites normados para estos contaminantes. Por otra parte, es importante destacar que no fue posible evaluar el cumplimiento de las normas de calidad del aire para $PM_{2.5}$ y dióxido de nitrógeno por insuficiencia de datos y aunque estos contaminantes no parecen representar un problema en la entidad, es necesario mejorar la medición de los mismos.

Puebla

Este SMCA está integrado por cinco estaciones de monitoreo y sólo en una fue posible realizar la evaluación de cumplimiento de los límites normados para todos los contaminantes (PM_{10}, $PM_{2.5}$, O_3, SO_2, NO_2 y CO). En los cuatro restantes hubo insuficiencia de información para al menos uno de los contaminantes. En general, la información disponible revela la presencia de problemas de calidad del aire en la zona Noroeste de Puebla, donde se registró el incumplimiento de al menos uno de los límites normados para cada uno de los siguientes contaminantes: PM_{10}, $PM_{2.5}$ y ozono.

Querétaro

Sólo en dos de las cinco estaciones de monitoreo con que cuenta este SMCA fue posible hacer la evaluación de cumplimiento de las NOM en la materia y los resultados revelaron que, en una de ellas, ubicada en el municipio de El Marqués, se registró el incumplimiento del límite normado para dióxido de nitrógeno con una concentración 10% superior a dicho límite. Esta situación ubica a la entidad, como la única en el país en la que en al menos una estación de monitoreo se rebasó dicho límite. Los límites normados para el resto de los contaminantes para los que sí fue posible hacer la evaluación de cumplimiento de las NOM de calidad del aire se cumplieron en ambas estaciones.

Yucatán

La información generada por la única estación de monitoreo que integra este SMCA y que se ubica en la ciudad de Mérida, revela buena calidad del aire por $PM_{2.5}$, O_3 y CO, pues se cumple con los límites normados para estos contaminantes. El SO_2 y el NO_2, tampoco parecen representar un problema de calidad del aire en la ciudad; sin embargo, esto no puede establecerse con certeza debido a que no se generó información suficiente que permitiera evaluar de manera robusta la situación de dichos contaminantes.

VII Efectividad de la norma

La efectividad de la NOM corresponde al grado en el cual el instrumento logra modificar el comportamiento (conducto, actitud o desempeño) de los sujetos regulados, e incluso de las autoridades encargadas de hacerlo cumplir. La pregunta clave para este punto es: ¿qué porcentaje de los sujetos obligados cumplen cabalmente con las obligaciones especificadas en la NOM?

En este sentido, la norma es efectiva para un segmento importante de equipos, principalmente aquéllos de capacidades que van de los 15 a los 600 CC y que representan aproximadamente un 85% del universo de calderas. En estos casos los equipos normalmente cumplen con los NMP de los cuatro contaminantes regulados por la NOM, PM, SO_2, NOx y CO. Una buena parte de ese universo usa gas LP, gas natural y diésel como combustibles. Asimismo, los usuarios de estos equipos, dependiendo del combustible empleado realizan las mediciones de los parámetros que les aplican comúnmente en tiempo y forma.

En el caso de las calderas mayores a 750 CC empieza a haber excedencias de NOx en particular en los equipos ubicados en la ZVM y ZC mientras que en los equipos mayores a 1200 CC en ZVM y ZC generalmente no se cumplen los NMP de 110 ppm de NOx. Para el caso del resto del país las excedencias al NMP de 350 ppm de NOx ocurren en equipos con capacidades mayores a 1500 GJ/h.

En los casos de las calderas que han empleado combustóleo en las ZC los NMP de 1,100 ppm de SO_2 no se cumplen, en el caso del resto del país y tomando en cuenta el contenido actual de azufre en el combustóleo (4.2%) el NMP de 2200 ppm también está siendo excedido.

En el caso de partículas (PM) se cumple en la mayoría de los casos con excepción de algunos equipos mayores operados con combustóleo y carbón. Ciertas excedencias de equipos de capacidades entre 150 y 3,000 CC han sido registradas en equipos mal operados o muy antiguos.

En lo referente al monóxido de carbono (CO) prácticamente la totalidad de los equipos pueden cumplir con los NMP establecidos para los diferentes combustibles y capacidades.

Asimismo, la NOM-085 ha servido a distintas industrias a cumplir con fines de reporte, en particular con el requisito de reporte de la Cédula de Operación Anual. Es un instrumento normativo que ha logrado que tanto industria de jurisdicción federal como estatal reporten de manera anual sus emisiones.

VIII Eficacia de la norma

La eficacia es definida como el grado de la aplicabilidad del instrumento normativo (calidad del mismo). Se refiere a cuestiones tanto técnicas, jurídicas y administrativas, como económicas que permiten (o impiden) su aplicación.

La eficacia se refiere a la calidad de la NOM en términos de aplicabilidad, tanto por parte de los sujetos obligados como de la autoridad encargada de vigilar y promover su cumplimiento o sancionar su incumplimiento.

Técnicamente, se considera que la norma no es eficaz dado que hay varias combinaciones de parámetros, capacidades de equipos y NMP inconsistentes tales como:

- Los NMP de partículas en ZC y resto del país son muy laxos cuando se confrontan contra los valores permitidos en países desarrollados;
- Los valores permisibles de bióxido de azufre para equipos mayores a 106 GJ/h que usan combustóleo tanto en ZC como en el resto del país son laxos por lo que históricamente no fueron instalados equipos de control para dicho contaminante. Comparados con los valores permisibles en Europa, los NMP de la NOM son hasta 15 veces mayores.
- En el caso de los NMP de 110 ppm (207 mg/m^3) de NOx los valores establecidos para ZVM y ZC se consideran muy estrictos para equipos mayores a 42.4 GJ/h, situación que requeriría la instalación de sistemas de control de NOx lo cual no ha ocurrido. Por otra parte, el valor de 375 ppm (706 mg/m^3) para el resto del país puede considerarse laxo para equipos mayores de 106 GJ/h y que utilizan combustibles líquidos y gaseosos.
- Respecto a los NMP de monóxido de carbono (CO) cuyo rango oscila entre las 500 y 400 ppm para todas las capacidades de equipos en las tres zonas, es importante señalar que dicho parámetro no es regulado en otros países pero que se considera importante para fines de buenas prácticas de combustión, principalmente en equipos de capacidades bajas (menores a 106 GJ/h o 1200 CC).

En el caso del consumo de combustóleo cuyo contenido de azufre se ha incrementado de 3.6 a 4.2% durante los últimos diez años, tanto la norma vigente como sus versiones anteriores no han contenido NMP que propiciaran el uso de tecnologías de control para el abatimiento de las emisiones de SO_2; circunstancialmente el consumo de este combustible durante el mismo período ha decaído drásticamente, pero debido a otros dos factores:

- El incremento de costos del combustible y variaciones de mercado
- La rápida conversión tecnológica de la producción de energía eléctrica, las termoeléctricas con bajas eficiencias en cuanto a producción de electricidad han sido sustituidas por ciclos combinados que operan con gas natural.

En general puede establecerse que la contribución de las emisiones de contaminantes del aire generadas por los equipos de combustión externa que operan en el país aproximadamente el 15-20% son generadas por un gran número de equipos de baja capacidad mientras que el 80% de las emisiones son generadas por un grupo limitado de equipos de gran capacidad y que son los que normalmente presentan excedencias de la NOM-085 y los que históricamente tendrían que haber controlado sus emisiones sin embargo el instrumento normativo no ha logrado dicha condición ni ha habido una vigilancia que haya inducido a sanciones por incumplimiento.

Lo anterior puede corroborarse con la ausencia de equipos de control de partículas (PM), SO_2 y NOx instalados en el país y el orden de magnitud de las emisiones asociadas a los equipos mayores de combustión externa, como se aprecia en los siguientes datos:

Tabla 42. Emisiones típicas de PM, NOx y SO_2 de algunas calderas a combustóleo (t/año)

Ejemplo	PM	NOx	SO_2
Caldera 1	938.9	787.9	14,686.2
Caldera 2	1,114.6	935.3	17,433.7
Caldera 3	1,514.1	1,865.7	23,683.0

Fuente: Estimación propia, 2016.

IX Eficiencia de la norma

La eficiencia mide el costo para los sujetos obligados por cumplir con la NOM y lo comparan con los costos por no hacerlo, como sanciones o multas, por un lado. Por el otro, mide los costos para las autoridades de hacerla cumplir y los costos de reparar el daño o asumir los costos ambientales por parte de la sociedad, si no se cumple.

Para el análisis de la eficiencia de la norma pueden considerarse tres segmentos:

- El de los equipos con capacidades de 15 a 1,200 CC, que representan aproximadamente el 97% del total de calderas, para los cuales podría decirse que la norma es eficiente toda vez que los costos implícitos para cumplir y verificar su cumplimiento son relativamente bajos. Asimismo, la contribución de este segmento al deterioro de la calidad del aire puede considerarse de bajo impacto si se considera la magnitud de sus emisiones totales y su dispersión espacial en las diferentes zonas del país.
- El segundo segmento estaría integrado por un reducido número de equipos que han requerido instalar equipos de control para cumplir con alguno de los parámetros regulados, esto incluye las calderas de las plantas carboeléctricas que utilizan precipitadores electrostáticos para el control de las partículas así como otro caso especial de las calderas de la central termoeléctrica de Punta Prieta operadas con combustóleo donde también se instalaron precipitadores electrostáticos y se inyecta un reactivo químico para eliminar la opacidad de la pluma (nieblas de ácido sulfúrico, H_2SO_4). Asimismo, se estima que del orden de 50 a 100 equipos mayores de 1,200 CC en el país realizaron inversiones en quemadores de bajos NOx para cumplir con los NMP principalmente en las zonas críticas. En estos casos, la norma es eficiente pues ha inducido inversiones para el cumplimiento de los NMP con el subsecuente abatimiento de las emisiones de partículas y NOX respectivamente.
- El tercer segmento, representado por un número limitado de equipos, pero de gran capacidad operados principalmente con carbón y combustóleo cuyas emisiones de partículas, SO_2 y NOx son de gran magnitud y han inducido externalidades ambientales severas, como las que fueron estimadas para un grupo de 9 centrales de generación de energía eléctrica de la CFE para el año 2010 y que son presentadas a continuación:

Tabla 43. Costos externos totales y unitarios por central (Salud humana).

Central Termoeléctrica	Contaminante	Costo total (USD/año)	Costo unitario (USD/MWh)	Generación eléctrica 2010 (MWh)
C.T. BENITO JUÁREZ (SAMALAYUCA, CHIH.)	PM_{10}	962,900.00	1.49	646,744
	Nitratos	156,200.00	0.24	
	Sulfatos	9,619,000.00	14.87	
	TOTAL	10,738,100.00	**16.6**	
C.T. JOSÉ ACEVES POZOS (MAZATLÁN, SIN.)	PM_{10}	7,624,000.00	3.2	2,385,799
	Nitratos	1,775,000.00	0.74	
	Sulfatos	115,200,000.00	48.29	
	TOTAL	124,599,000.00	**52.23**	
C.T. PUERTO LIBERTAD (PITIQUITO, SON.)	PM_{10}	2,400,000.00	0.98	2,446,634
	Nitratos	544,700.00	0.22	
	Sulfatos	33,580,000.00	13.72	
	TOTAL	36,524,700.00	**14.93**	
C.T. CARBÓN II (NAVA, COAH.)	PM_{10}	8,815,000.00	1.08	8,125,939
	Nitratos	3,403,000.00	0.42	
	Sulfatos	91,910,000.00	11.31	
	TOTAL	104,128,000.00	**12.81**	
C.T. JOSÉ LÓPEZ PORTILLO (NAVA, COAH.)	PM_{10}	10,940,000.00	1.31	8,359,137
	Nitratos	2,853,000.00	0.34	
	Sulfatos	98,550,000.00	11.79	
	TOTAL	112,343,000.00	**13.44**	
C.D. PLUTARCO ELÍAS CALLES (PETACALCO, GRO.)	PM_{10}	20,540,000.00	0.62	33,157,895
	Nitratos	15,120,000.00	0.46	
	Sulfatos	278,600,000.00	8.4	
	TOTAL	314,260,000.00	**9.48**	
C.T. PDTE. JUÁREZ (ROSARITO, B.C.)	PM_{10}	486,800.00	0.1	4,873,362
	Nitratos	1,242,000.00	0.25	
	Sulfatos	43,410.00	0.01	
	TOTAL	1,772,210.00	**0.36**	
C.T. SALAMANCA (SALAMANCA, GTO.)	PM_{10}	1,090,000.00	1.87	582,225
	Nitratos	663,600.00	1.14	
	Sulfatos	12,610,000.00	21.66	
	TOTAL	14,363,600.00	**24.67**	
C.T. ADOLFO LÓPEZ MATEOS (TUXPAN, VER.)	PM_{10}	46,410,000.00	1.84	25,217,462
	Nitratos	12,080,000.00	0.48	
	Sulfatos	620,200,000.00	24.59	
	TOTAL	678,690,000.00	**26.91**	
TOTAL ESTIMADO		1,397,418,610.00		

Fuente: (CINAM-SEMARNAT, 2012).

Como se observa, los costos de externalidades asociadas a dichas instalaciones ascienden a casi 1,400 millones de dólares anuales, de los cuales el 90% corresponde a los sulfatos secundarios originados por las emisiones de dióxido de azufre de dichas instalaciones, esta condición refleja claramente que la norma en comento no ha sido eficiente porque sus NMP de SO_2 están basados en permitir la emisión total del azufre contenido en los combustibles.

También es importante destacar que aun cuando ciertas instalaciones cumplieran con los parámetros de partículas y NOx como en el caso de las carboeléctricas representan también costos de externalidades relevantes.

X Lecciones aprendidas para enriquecer éste y otros instrumentos similares

Las lecciones obtenidas de la presente evaluación deben ser consideradas en el proceso de toma de decisiones por parte de la autoridad ambiental:

- Varios de los actores entrevistados opinaron que algunas de las definiciones podrían eliminarse, otras corregirse y algunas añadirse.
- Asimismo, se recomienda ampliamente reconsiderar la definición de las zonas críticas, especialmente en lo relativo a los corredores industriales e incluir varias otras zonas metropolitanas que, por su número de habitantes, registros históricos de calidad del aire. y/o por la magnitud de las emisiones de contaminantes criterio se justifica plenamente su inclusión como zonas críticas.
- Por otra parte, son evidentes las inconsistencias o carencia de los métodos de prueba (NMX) actualizados en el país, lo cual complica la verificación e interpretación de la NOM-085-SEMARNAT-2011.
- La evaluación practicada indica que los usuarios no hacen uso de la ponderación prevista en el numeral 6.10 de la norma, siendo ésta además confusa por lo que se recomienda evaluar su eliminación.
- De la revisión documental y entrevistas efectuadas a lo largo del presente estudio de evaluación se identifica que en equipos iguales o mayores a 3000 CC pueden excederse los límites permisibles de partículas, NOx y SO_2 en varios de ellos que utilizan combustóleo como combustible. Asimismo, eventualmente las emisiones de partículas de las centrales termoeléctricas operadas con carbón pueden presentar excedencias de emisión eventuales.
- Debido a la política climática donde se pretende promover el uso de biomasa como combustible para el abatimiento de emisiones de CO_2 de sistemas de combustión que emplean combustibles de alta intensidad de carbono, se recomienda incluir a la biomasa con excepción del bagazo como combustible sólido, lo cual permitiría regular a equipos que ya operan con biomasa en el país.

XI Recomendaciones

Las siguientes recomendaciones se derivan del proceso de evaluación de la NOM-085-SEMARNAT-2011:

- El grupo de trabajo que participe en la revisión deberá ser más representativo y heterogéneo, no se recomienda la participación de varias personas de una misma institución.
- El objetivo debe especificar claramente los contaminantes a los que se fijan límite proponiéndose que el denominado "Humo" se maneje como un indicador cualitativo de partículas para calderas menores a 150 CC.
- Así mismo se recomienda ampliamente reconsiderar el término de "calentamiento indirecto" ya que es un término que no se usa internacionalmente.
- En el campo de aplicación debe mejorarse la descripción del tipo de equipos de combustión externa a los que sí es aplicable la norma, proponiéndose:

1. Calderas para generación de vapor o calentamiento de agua
2. Calderas para calentamiento de aire
3. Calentadores de aceite térmico
4. Hornos y calentadores de fluidos en la industria petrolera
5. Pailas de galvanizado
6. Hornos de convección de panificación, industria automotriz, etc.

- Se plantea ampliar el alcance de la norma para calderas operadas con biomasa sólida con excepción del bagazo de caña, para el que se está desarrollando una norma específica.
- También se recomienda regular a través de esta norma el uso de combustibles no convencionales en equipos sujetos a la norma, que pueden incluir:

    1. Aceites lubricantes que se quemen en calderas
    2. Gases de refinería con contenidos de azufre diferentes al gas seco
    3. Gas coque y gas de alto horno

Es indispensable la actualización y creación de métodos de prueba nacionales (NMX), específicamente no existen métodos de prueba nacionales para la determinación de las concentraciones de Óxidos de Nitrógeno (NOx) y Monóxido de Carbono en chimeneas (CO).

Mientras que las normas de Numero de Mancha, velocidad y flujo de gases, determinación de $\%CO_2$, $\%O_2$; contenido de humedad ($\%H_2O$), Partículas y Bióxido de azufre % deben de actualizarse e incluir métodos manuales e instrumentales.

- Debe reducirse el número de definiciones y las que se incluyan deben ser técnicamente impecables, partiendo que los usuarios de la norma están familiarizados con las prácticas de combustión y temas afines.

- Se plantea reducir las zonas en: críticas y resto del país y enunciar en un artículo específico o transitorio que en la zona metropolitana del valle de México ZMVM se prohíbe el uso de combustibles con un contenido de azufre mayor al 0.5%.
- Se propone un nuevo listado (ANEXO 1) de Zonas Críticas que incluyen zonas metropolitanas clasificadas por las CONAPO y otras ciudades cuyo sustento de inclusión se basa en los siguientes 3 indicadores:
    1. Por población
    2. Por emisiones contaminantes
    3. Porque existen evidencias de excedencias a las normas de calidad del aire

- Es necesario generar un (ANEXO 2) donde se incluyan todas las ecuaciones y secuencias de cálculo para la adecuada interpretación y aplicación de la norma.
- Las revisiones de resultados de laboratorio indican que tanto los valores de partículas como los de monóxido de carbono pueden ser más estrictos para los equipos que operan en las Zonas Metropolitanas y Zonas Críticas.
- Debe evaluarse la conveniencia de requerir sistemas de monitoreo continuo de emisiones en equipos de combustión que por su capacidad y ubicación requieran de un seguimiento continuo por parte de la autoridad.
- Debe efectuarse una evaluación realista del empleo de combustóleo durante los próximos 10 años, toda vez que su contenido de azufre actual mayor al 4% induce la excedencia de la norma en todos los equipos que lo utilicen.
- Deben evaluarse los NMP de NOx debido al incumplimiento que se tiene en los valores máximos permisibles de este contaminante.
- Se recomienda la evaluación y establecimiento de un NMP de SO_2 para combustibles gaseosos con finalidad de controlar el uso de gases de refinería y centros procesadores de gas. (Previa Evaluación)

En la siguiente tabla se efectúan las observaciones y comentarios de los diferentes numerales de la norma.

XII Oportunidades para mejorar el diseño o aplicación del instrumento normativo

A continuación, se presenta el cuadro de evaluación de la NOM-085-2011 en la que se identifican las observaciones y oportunidades de mejora. Posteriormente se plantea el documento base de evaluación quinquenal para la estructura de la nueva norma que se plantee.

Tabla 44. Propuestas de modificación a la NOM-085-2011.

Punto	Propuesta
– Asociación Nacional de la Industria Química, A.C. – Cámara Minera de México – Cámara Nacional del Cemento – Cámara Nacional de la Industria de Aceites, Grasas, Jabones y Detergentes – Cámara Nacional de las Industrias de la Celulosa y del Papel – Cámara Nacional de la Industria de la Cerveza y la Malta – Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero – Cámara Nacional de la Industria de la Transformación – Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas – CEMEX México – Comisión Federal de Electricidad -Subdirección de Desarrollo de Proyectos -Subdirección de Generación -Subdirección de Proyectos y Construcción -Gerencia de Protección Ambiental – Confederación Patronal de la República Mexicana – Consejo Mundial de Energía, Capítulo México, A.C. – Gobierno del Distrito Federal - Dirección General de Gestión de la Calidad del Aire, SMA – Iniciativa GEMI A.C. – Petróleos Mexicanos, Dirección Corporativa de Operaciones. – PEMEX–Gas y Petroquímica Básica – PEMEX–Refinación – Instituto Mexicano del Petróleo – Secretaría de Energía	Invitar a Colegios de profesionistas p. ej. CINAM y CIME Invitar a representantes de Marcas de calderas p. ej. Cleaver Brooks y Clayton. Reducir el número de participantes de PEMEX y CFE

Punto	Propuesta
- Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico – Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales – Instituto Nacional de Ecología – Procuraduría Federal de Protección al Ambiente – Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental – Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental	
1 Objetivo Establecer los niveles máximos permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO2) y óxidos de nitrógeno (NOx) de los equipos de combustión de calentamiento indirecto que utilizan combustibles convencionales o sus mezclas, con el fin de proteger la calidad del aire. .	**1 Objetivo** Establecer los niveles máximos permisibles de emisión de partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOx) de los equipos de combustión externa para generación de vapor o calentamiento de otros fluidos en forma indirecta que utilizan combustibles convencionales o sus mezclas.
2 Campo de aplicación Es de observancia obligatoria para las personas físicas o morales responsables de las fuentes fijas de jurisdicción federal y local que utilizan equipos de combustión de calentamiento indirecto con combustibles convencionales o sus mezclas en la industria, comercios y servicios. No aplica en los siguientes casos: Equipos con capacidad térmica nominal menor a 530 MJ/h (15 CC), equipos domésticos de calefacción y calentamiento de agua, turbinas de gas, equipos auxiliares y equipos de relevo. Tampoco aplica para el caso en que se utilicen bioenergéticos.	**2 Campo de aplicación** Es de observancia obligatoria para las personas físicas o morales responsables de las fuentes fijas de jurisdicción federal y local que utilizan equipos de combustión externa que usan con combustibles convencionales o sus mezclas en la industria, comercios y servicios. No aplica en los siguientes casos: Equipos con capacidad térmica nominal menor a 530 MJ/h (15 CC), equipos domésticos de calefacción y calentamiento de agua, turbinas de gas y equipos de relevo cuya operación no exceda los 40 días calendario.
3 Referencias	**3 Referencias**
NOM-001-SECRE-2003 Calidad del gas natural	
NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005 Especificaciones de los combustibles fósiles para la protección ambiental	Esta no está vigente, la sustituye o sustituirá la NOM-016-CRE-2016.

Punto	Propuesta
NOM-098-SEMARNAT-2002 Protección ambiental Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes, Anexo 1. Especificaciones y procedimientos de prueba para sistemas de monitoreo continuo de emisiones (SMCE) de monóxido de carbono (CO) y Anexo 2 Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno en fuentes fijas (procedimiento de análisis instrumental).	¿A qué equipos se le requiere monitoreo continuo de CO? Porque el procedimiento instrumental de NOx NO SE PUBLICA como NMX
NMX-AA-009-1993-SCFI Contaminación atmosférica Fuentes fijas Determinación de flujo de gases en un conducto por medio del Tubo de Pitot	Debe actualizarse y corregirse.
NMX-AA-010-SCFI-2001 Contaminación atmosférica Fuentes fijas Determinación de la emisión de partículas contenidas en los gases que fluyen por un conducto Método isocinético"	Debe actualizarse y corregirse.
NMX-AA-035-1976 Determinación de bióxido de carbono, monóxido de carbono y oxígeno en los gases de combustión	Es un método prácticamente en desuso. A partir de este método no se puede medir concentraciones de CO a nivel de ppm
NMX-AA-054-1978 Contaminación atmosférica Determinación del contenido de humedad en los gases que fluyen por un conducto método gravimétrico.	Debe actualizarse e incluir otros métodos de determinación del contenido de humedad.
NMX-AA-055-1979 Contaminación atmosférica Fuentes fijas Determinación de bióxido de azufre en gases que fluyen por un conducto.	Se usa muy poco
NMX-AA-056-1980 Contaminación atmosférica- fuentes Fijas- Determinación de bióxido de azufre, trióxido de azufre y neblinas de ácido sulfúrico en los gases que fluyen por un conducto.	Este método es con imponer enanos hay que ver cuántos laboratorios lo usan
NMX-AA-114-1991 Contaminación atmosférica fuentes fijas Determinación de la densidad del humo en los gases de combustión que fluyen por un conducto o chimenea Método del número de mancha.	Debe actualizarse e incluir otros métodos de determinación del contenido de humedad.
4 Definiciones	**4 Definiciones**
4.1 Bioenergéticos	No se requiere

Punto	Propuesta
Combustible obtenido de la biomasa proveniente de materia orgánica de las actividades, agrícola, pecuaria, silvícola, acuacultura, algacultura, residuos de pesca, doméstica, comerciales, industriales, de microorganismos y enzimas, así como sus derivados, producidos por sus procesos tecnológicos sustentables.	
4.2 Capacidad térmica nominal de un equipo de combustión de calentamiento indirecto La generación de calor aprovechable especificada por el fabricante en los registros o por los manuales de operación y mantenimiento o en una placa adherida al mismo.	4.2 Capacidad térmica nominal de un equipo de combustión externa La especificada por el fabricante en los registros o por los manuales de operación y mantenimiento o en una placa adherida al mismo.
4.3 Combustibles convencionales Aquellos que están disponibles comercialmente en el país: gas natural y gas LP, diésel industrial y gasóleo, combustóleo, coque de petróleo y carbón mineral en todas sus variedades.	4.3 Combustibles convencionales Aquellos que están disponibles comercialmente en el país: gas natural y gas LP, diésel industrial, combustóleo, coque de petróleo y carbón mineral en todas sus variedades.
4.4 Datos validados Aquellos que se han sometido a un análisis estadístico para comprobar su veracidad e integridad.	No se requiere
4.5 Emisión ponderada El valor que resulta de promediar las emisiones contaminantes de los equipos de combustión de calentamiento indirecto de una fuente fija en función de su capacidad térmica.	Debe corregirse
4.6 Emisión Potencial Máxima de SO_2 Emisión estequiometria de SO_2 que tendría un equipo de combustión de calentamiento indirecto operando con un combustible determinado durante todo un año, sin control de emisiones. Se calcula para el combustible utilizado que tenga el mayor contenido de azufre.	4.6 Emisión Potencial Máxima de SO_2 Emisión de SO_2 obtenida por balance estequiométrico a partir del contenido de azufre en el combustible.
4.7 Equipo auxiliar Equipo empleado para la preparación de combustible a alimentar durante el arranque de equipos y que opera en forma esporádica en una cantidad de horas equivalentes de hasta 36 días naturales en un año calendario.	Esto no es claro
4.8 Equipos de combustión de calentamiento indirecto Aquellos en que el calor generado se transfiere a través de los gases de combustión, los cuales no entran en contacto directo con los materiales del proceso, como son: las calderas, generadores de vapor, calentadores de	4.8 Equipos de combustión externa

Punto	Propuesta
aceite térmico u otro tipo de fluidos y los hornos y secadores a base de sistemas de calentamiento indirecto.	Incluye: calderas para generación de vapor o calentamiento de agua o aire; calentadores de aceite térmico u otro tipo de fluidos; hornos y secadores a base de sistemas de calentamiento indirecto.
4.9 Equipo de combustión existente El instalado o el que cuente con un contrato de compra firmado antes de la entrada en vigor de la presente norma.	No se requiere y la forma de comprobación no es contundente
4.10 Equipo de combustión nuevo El instalado por primera vez en una fuente fija, en fecha posterior a la entrada en vigor de la presente norma.	4.10 Equipo de combustión nuevo Aquellos de fabricación reciente, e instalados por primera vez en una fuente fija, en fecha posterior a la entrada en vigor de la presente norma.
4.11 Equipo de relevo Equipo de combustión que se usa para sustituir a otro, principalmente en casos de mantenimiento o servicio y que opera en forma esporádica en una cantidad de horas equivalentes de hasta 36 días naturales en un año calendario.	Se recomienda considerarlo exento de efectuar mediciones durante el año calendario de reporte.
4.12 Fuente Fija Es toda instalación establecida en un solo lugar, que tenga como finalidad desarrollar operaciones o procesos industriales, comerciales, de servicios o actividades que generen o puedan generar emisiones contaminantes a la atmósfera.	No se requiere
4.13 Fuente Mayor Equipo de combustión de calentamiento indirecto con una capacidad mayor a 530 GJ/h.	4.13 Fuente Mayor Equipo de combustión externa para generación de vapor con una capacidad mayor a 530 GJ/h
4.14 Humo Mezcla visible en el aire de pequeñas partículas y gases, generados por la combustión.	NO SE REQUIERE
4.15 Número de mancha Número en una escala patrón cuya tonalidad es equivalente a la que se obtiene al hacer pasar por un papel filtro el humo producido en un equipo de combustión.	INCORRECTO Indicador cualitativo de la concentración de hollín aceptable en función del tipo de combustible.
4.16 Opacidad Interferencia al paso de la luz por la presencia de material particulado (sólidos y líquidos) presentes en los gases de combustión.	Indicador de partículas para equipos mayores
4.17 Operación de arranque del equipo de combustión	No se requiere

Punto	Propuesta
Periodo de encendido de los quemadores hasta la estabilización de la temperatura en la cámara de combustión.	
4.18 Operación de soplado La limpieza programada o periódica de los tubos de un equipo de combustión de calentamiento indirecto, con el fin de eliminar el hollín depositado en ellos.	No se requiere
4.19 Pluma: Forma visible que adquiere la emisión de una chimenea debido a partículas, vapores, gases o humo. 4.20 PROFEPA: Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. 4.21 Secretaría: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.	No se requiere
4.22 Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones o SMCE: Equipo para determinar la concentración de uno o varios contaminantes en una matriz de manera continua, así como otros parámetros. Comprende la toma, acondicionamiento y análisis de la muestra y el registro permanente de los resultados.	4.22 Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (SMCE), es un conjunto de dispositivos que incluye, una sonda, un sistema de tratamiento y analizador(es) que permite medir, registrar y transmitir la concentración de uno o más contaminantes en una chimenea en tiempo real.
4.23 Resto del País (RP): Para efectos de esta norma oficial mexicana, es toda la extensión territorial nacional excluyendo las Zonas Críticas.	Redefinir
4.24 Zonas Críticas (ZC): Aquellas en las que por sus condiciones topográficas y meteorológicas se dificulte la dispersión o se registren altas concentraciones de contaminantes a la atmósfera; se consideran zonas críticas las zonas metropolitanas indicadas en los incisos 4.24.1 a 4.24.3 y, además, aquellas regiones y centros de población listados en los numerales 4.24.4 a 4.24.9.	4.24 Zonas Críticas (ZC): Aquellas ciudades o zonas metropolitanas con más de 1000,000 de habitantes más las que se indican en el ANEXO 1 de la propuesta de norma.
4.24.1 Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG): El área integrada por los siguientes municipios del Estado de Jalisco: Guadalajara, El Salto, Tlajomulco de Zúñiga, Tlaquepaque, Tonalá y Zapopan.	Incluida en ANEXO-1 de la propuesta de norma
4.24.2 Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM): El área integrada por los siguientes municipios del Estado de Nuevo León: Apodaca, Escobedo, Guadalupe, Juárez, Monterrey, San Nicolás de los Garza, San Pedro Garza García y Santa Catarina.	Incluida en ANEXO-1 de la propuesta de norma
4.24.3 Zona del Valle de México (ZVM): Para efectos de esta norma es el área integrada por las 16 Delegaciones Políticas del Distrito Federal y los siguientes 18 municipios del Estado de México: Atizapán de Zaragoza, Coacalco, Cuautitlán de Romero Rubio, Cuautitlán Izcalli, Chalco, Chalco	Incluida en ANEXO-1 de la propuesta de norma

Punto	Propuesta
Solidaridad, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, La Paz, Naucalpan de Juárez, Nezahualcóyotl, San Vicente Chicoloapan, Nicolás Romero, Tecámac, Tlalnepantla y Tultitlán.	
4.24.4 Corredor industrial Coatzacoalcos-Minatitlán: Municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán del Sureste, Cosoleacaque y Nanchital, en el Estado de Veracruz.	Incluida en ANEXO-1 de la propuesta de norma
4.24.5 Corredor Irapuato-Celaya-Salamanca: Municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán, en el Estado de Guanajuato.	Incluida en ANEXO-1 de la propuesta de norma
4.24.6 Corredor industrial Tula-Vito-Apasco: Municipios de Tula de Allende, Tepeji de Ocampo, Tlahuelilpan, Atitalaquia, Atotonilco de Tula, Tlaxcoapan y Aparco, en los estados de Hidalgo y de México.	Incluida en ANEXO-1 de la propuesta de norma
4.24.7 Corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira: Municipios de Tampico, Altamira y Cd. Madero, en el Estado de Tamaulipas.	Incluida en ANEXO-1 de la propuesta de norma
4.24.8 El Municipio de Ciudad Juárez en el Estado de Chihuahua 4.24.9 El área integrada por los municipios de Tijuana y Rosarito en el Estado de Baja California.	Incluida en ANEXO-1 de la propuesta de norma
5 Especificaciones 5.1 Los niveles máximos permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOX) de los equipos de combustión de calentamiento indirecto se establecen en función de la capacidad térmica nominal del equipo, del tipo de combustible, de la ubicación de la fuente fija y de las condiciones de referencia, en la Tabla 1 para equipos existentes y en la Tabla 2 para equipos nuevos.	**5 Especificaciones** 5.1 Los Niveles Máximos Permisibles (NMP) de emisión de partículas, bióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOx) y monóxido de carbono (CO) de los equipos de combustión externa existentes se indican en la tabla 1, mientras que los correspondientes a equipos nuevos se indican en la tabla 2. Dichos NMP se establecen en función de la capacidad térmica nominal del equipo, del tipo de combustible, de la ubicación de la fuente fija. Los NMP están referidos a las siguientes condiciones de referencia: Temperatura = 25°C (298K) Presión barométrica= 760 mmHg (1.0 atm) Base seca y 5.0% de O_2 Para equipos de capacidad nominal menor 0.53 GJ/h (15 CC) que usen combustibles sólidos o líquidos la evaluación de partículas se efectúa a partir del número de mancha (densidad de humo) como indicador.

Punto	Propuesta
5.2 Los responsables de las fuentes fijas referidas en esta Norma Oficial Mexicana deben llevar la bitácora de operación y mantenimiento de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y de control de emisiones, ya sea en formato impreso o electrónico. La bitácora debe estar disponible para su revisión por la autoridad ambiental en el ámbito de su competencia y debe tener como mínimo la siguiente información: Nombre, marca y capacidad térmica nominal de los equipos de combustión, y en caso de contar con equipos de control de emisiones y de medición de contaminantes, su nombre y marca. En los registros diarios se anotará: fecha, turno, consumo y tipo de combustible, porcentaje de la capacidad de diseño a que operó el equipo, temperatura promedio de los gases de chimenea y cualquier otro dato que el operador considere necesario en un apartado de observaciones.	5.2 Los responsables del funcionamiento de los equipos sujetos a esta norma Oficial Mexicana deben llevar la bitácora de operación y mantenimiento de los equipos de combustión y en su caso de los de control de emisiones, ya sea en formato impreso o electrónico. Las bitácoras deben estar disponible para su revisión por la autoridad ambiental en el ámbito de su competencia y deberán contener la información mínima indispensable de identificación tal como: Nombre, marca y capacidad térmica nominal del equipo de combustión y registros diarios tales como: fecha, turno, consumo y tipo de combustible, producción de vapor, carga, porcentaje purgas, presiones, temperatura promedio de los gases, registros de gases de combustión etc.
5.3 Las fuentes fijas en las que se instalen por primera vez equipos de combustión mayores de 1 000 GJ/h que utilicen combustibles con un contenido de azufre mayor de 1% deben contar con Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones para medir SO_2, la opacidad de la pluma y O_2.	5.3 Las fuentes fijas en las que se instalen por primera vez equipos de combustión mayores de 500 GJ/h que utilicen combustibles con un contenido de azufre mayor de 2% deben contar con Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones para medir, Partículas, SO_2, NO_x y O_2.
5.4 En caso de utilizar equipos o sistemas de control de emisiones para cumplir los niveles de emisión de las Tablas 1 y 2, dichos sistemas deben operar al menos el 90% del tiempo total de operación en un año calendario de los equipos de combustión.	5.4 Los equipos de control usados para cumplir los niveles de emisión de las tablas 1 y 2, deben operar al menos el 90% del tiempo total de operación al año calendario de los equipos de combustión.
5.5 Las empresas que suministren los combustibles regulados en esta Norma Oficial Mexicana, deben cumplir con las especificaciones de calidad establecidas por la normatividad vigente.	5 Las empresas que suministren los combustibles convencionales referidos en esta Norma Oficial Mexicana, deben cumplir con las especificaciones de calidad establecidas por la normatividad vigente.
6 Métodos de prueba	**6 Métodos de prueba**
6.1 La medición de las emisiones del humo como número de mancha, monóxido de carbono, partículas, óxidos de nitrógeno y bióxido de azufre deben realizarse con la frecuencia y bajo las condiciones que se indican en la Tabla 3 y con los métodos a que se refiere la Tabla 4 de esta Norma Oficial Mexicana o un método alternativo previa autorización de la Secretaría mediante Trámite inscrito en el Registro Federal de Trámites y Servicios como SEMARNAT 05-005-A Uso de Equipos, Procesos, Métodos	6.1 La medición de las emisiones de partículas o número de mancha, bióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono, deben realizarse con la frecuencia y bajo las condiciones que se indican en la tabla 3 y con los métodos a que se refiere la tabla 4 de esta Norma Oficial Mexicana. El Tramite 05 005 No Aplica

Punto	Propuesta
de Prueba, Mecanismos, Procedimientos o Tecnologías Alternativas a las establecidas en las Normas Oficiales Mexicanas en Materia Ambiental, modalidad A o SEMARNAT 05-005-B Métodos de prueba alternos que cuenten con autorización anterior publicada en el Diario Oficial de la Federación.	
6.2 Las mediciones de número de mancha, CO, partículas, NOx, y SO_2 para comprobar el cumplimiento de la norma, deben ser realizadas por laboratorios acreditados y aprobados en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Los resultados y/o informes de los análisis deben estar disponibles para su revisión por parte de la autoridad ambiental.	6.2 Las mediciones de los parámetros regulados para demostrar el cumplimiento de la norma, deben ser realizadas por laboratorios acreditados y aprobados en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Los resultados y/o informes de los análisis deben estar disponibles para su revisión por parte de la autoridad ambiental.
6.3 Los métodos analíticos indicados para los contaminantes gaseosos miden directamente su concentración en los gases de combustión; el método isocinético para partículas mide su concentración en mg/m3. En forma simultánea se debe medir o calcular el flujo de gases en la chimenea, (), así como la concentración de O_2 para corregir los resultados a las condiciones de referencia de 25°C, 1 Atm y 5% de O_2, base seca.	6.3 Las ecuaciones, conversiones y cálculos requeridos para la apropiada aplicación e interpretación de la norma se indican en el ANEXO 2.
6.4 Para determinar la emisión de un contaminante en 1 hora (kg/h), a partir de su concentración y el flujo de gases en chimenea medidos o calculados se utiliza la ecuación 1: Ec (1): Ei (kg/h) = Ci (kg/m^3) (m^3/h), Ec: Ecuación. Ei es la emisión del contaminante i-ésimo, en kg/h. Ci es la concentración de dicho contaminante en condiciones de referencia y base seca, expresada en kg/m3. Es el flujo de gases de combustión en la chimenea, medido o calculado en condiciones de referencia y base seca, expresada en m^3/h. Para calcular la emisión del contaminante en kg/GJ a partir de la concentración medida, se utiliza la ecuación 2: Ec (2): Ei (kg/GJ) = Cd (kg/ m^3) Fd (m^3/GJ)	Incluida en ANEXO-2 de la propuesta de norma

Punto	Propuesta
Ei es la emisión en kg/GJ del contaminante i. Cd es la concentración medida del contaminante en condiciones de referencia y base seca, en kg/m3. Fd es el volumen de productos de la combustión por unidad de energía en el combustible, m3/GJ en condiciones de referencia y base seca (Tabla 5). Si se conoce el consumo de combustible en kg/h, es posible calcular el flujo de gases de chimenea utilizando la ecuación 3: Ec (3): (m3/h) = q H Fd Donde es el flujo de gases de combustión en m3/h, en condiciones de referencia. q es el consumo de combustible (kg/h). H es el poder calorífico del combustible (GJ/kg) y Fd se obtiene de la Tabla 5.	
6.5 En el caso de análisis instrumentales 6c, 7e y 10 de la USEPA, en que una muestra se extrae de la chimenea y se pasa por un analizador, se deberá muestrear y tomar lecturas durante al menos una hora con el fin de obtener valores promedio representativos, con el equipo de combustión en condiciones normales de operación. Para obtener los promedios se deben tomar lecturas a intervalos iguales durante el tiempo que dure la corrida, con un mínimo de 60 lecturas.	Incluida en ANEXO-2 de la propuesta de norma
6.6 En equipos menores a 1 000 GJ/h las emisiones de SO_2 se pueden determinar mediante análisis en chimenea o a través de factores de emisión o balance de masas. Para estimar la emisión total de SO_2, considerando que son directamente proporcionales a la cantidad de combustible que se consume y al contenido de azufre en él, de acuerdo con la ecuación 4: Ec (4): C[SO2]=2 (%S/100) 3.823108/H/Fd C[SO_2] es la concentración de SO_2 en unidades por partes de millón en volumen 3.823108 es el factor de conversión a ppmv de SO_2	Incluida en ANEXO-1 de la propuesta de norma

<table>
<tr><th>Punto</th><th>Propuesta</th></tr>
<tr><td>%S es el porcentaje de azufre en peso en el combustible
H es el poder calorífico del combustible y
Fd es el volumen de gases de combustión por unidad de energía y se obtiene directamente de la Tabla 5</td><td></td></tr>
<tr><td>6.7 Los SMCE para determinación de SO_2 y de opacidad en equipos nuevos mayores de 1000 GJ/h deben poder realizar mediciones, calcular y almacenar promedios de lecturas en tiempos preestablecidos, por ejemplo, cada hora. Durante el tiempo de operación del equipo de combustión, se debe contar con al menos un 75% de datos validados. La operación de los SMCE debe apegarse a las prácticas de calidad previstas en su manual de operación y calibración.</td><td>6.7 Los SMCE que se instalen en los equipos de combustión nuevos que se refieren en el numeral 5.3 deberán cumplir con las especificaciones de desempeño establecidos en la NOM XX-SEMARNAT -2018 (en elaboración).</td></tr>
<tr><td>6.8 Los valores máximos establecidos en las Tablas 1 y 2 de la presente Norma Oficial Mexicana podrán ser rebasados en eventos como los que se mencionan a continuación:
Operaciones de arranque de los equipos de combustión.
Operaciones de soplado que requieren ciertos equipos, de acuerdo con especificaciones del fabricante.
Desajuste o malfuncionamiento de los quemadores.
Paro, malfuncionamiento o mantenimiento de equipo de control de emisiones, en su caso.
Dichos eventos deben ser registrados en la bitácora, así como su duración; la duración total no podrá ser mayor a la cantidad de horas equivalentes a 36 días naturales de operación de los equipos, en un año calendario.</td><td>6.8 Las evaluaciones que se efectúen para verificar el cumplimiento de los NMP establecidos deberán efectuarse en condiciones de carga de al menos 80% y bajo condiciones estables de operación de los sistemas, siendo recomendable evitar durante las mediciones los siguientes eventos:

Arranque de los equipos de combustión.
Operaciones de deshollinado.</td></tr>
<tr><td>6.9 Cuando un equipo de combustión utilice simultáneamente varios combustibles, su emisión debe compararse con la del combustible que tenga el valor más elevado de nivel máximo permisible de emisión de entre los diversos tipos de combustibles utilizados, como se indica en la Tabla 7:

Tabla 7
<table><tr><th>Combustibles utilizados</th><th>NMPE*correspondiente</th></tr><tr><td>Gas/líquido
Gas/sólido
Líquido/sólido
Gas/líquido/sólido</td><td>Líquido
Sólido
Líquido
Líquido</td></tr></table></td><td>6.9 Cuando un equipo de combustión utilice simultáneamente dos combustibles, su emisión debe compararse con la del combustible que tenga el valor más elevado de nivel máximo permisible de emisión de entre los diversos tipos de combustibles utilizados, como se indica en la Tabla 7:

Tabla 7
<table><tr><th>Combustibles utilizados</th><th>NMPE*correspondiente</th></tr><tr><td>Sólido/ Gas
Sólido/ líquido
Líquido/Gas/</td><td>Sólido
Sólido
Líquido</td></tr></table></td></tr>
</table>

Punto	Propuesta
* Nivel Máximo Permisible de Emisión	* Nivel Máximo Permisible de Emisión
6.10 Cuando en una fuente fija se tengan dos o más equipos de combustión se podrán sujetar a los niveles máximos permisibles de las Tablas 1 ó 2, según aplique, o ponderar la emisión de los contaminantes con base en la medición de su concentración en los gases de combustión y el flujo de éstos en cada uno de los equipos. Para ello se aplica la ecuación (5) para cada contaminante (partículas, SO_2, NOX y CO): Ec. (5): $\mathbf{Cp} = \frac{C_1 \phi_1 + C_2 \phi_2 + \cdots + C_n \phi_n}{\phi_1 + \phi_2 + \cdots + \phi_n}$ Cp es la Concentración ponderada expresada en unidades de concentración, por ejemplo ppmv o mg/m^3 Ci es la Concentración medida en cada equipo de combustión, expresada en las mismas unidades. ϕ_i es el Flujo de gases medido o calculado en chimenea, en condiciones de referencia (1 Atm 25 °C, base seca y 5% de O_2) en m^3/min i es un número consecutivo (1,2,…,n) que se asigna a los equipos de combustión hasta n, número total de equipos. El resultado de la concentración ponderada de las emisiones de la fuente fija se compara con el nivel máximo permisible de emisión ponderado, que se obtiene como se indica en el numeral 6.11 y cuando sea menor o igual, se comprueba que la fuente fija cumple con lo establecido en esta NOM. Cuando en una fuente fija se tengan dos o más equipos de combustión independientes que descargan sobre un mismo conducto, se deberán realizar mediciones individuales de ser factible, o en su defecto realizar un muestreo común y adicionar las capacidades térmicas comparándolos con los límites resultantes de la suma de capacidades; si los equipos utilizan	Se recomienda eliminar la posibilidad de ponderación, la experiencia muestra que este recurso no ha sido empleado por las fuentes fijas afectadas. Se incluye la metodología de cálculo en el anexo 2 Corregir un flujo a oxígenos de referencia no es del todo correcto Adicionalmente a partir de mediciones puntuales se podrían manipular los resultados

Punto	Propuesta
varios combustibles de manera simultánea se estará a lo dispuesto por el numeral 6.9 de la NOM. En caso de ampliaciones a plantas existentes, todos los equipos nuevos tendrán que cumplir los niveles máximos permisibles de emisión correspondientes a equipos nuevos (Tabla 2), antes de ponderar las emisiones.	
6.11 El nivel máximo de emisión ponderado se obtiene aplicando la ecuación (6), que considera los niveles máximos permisibles de emisión correspondientes a los equipos y al combustible utilizado en unidades de concentración: Ec. (6): $\mathbf{NMPEp} = \frac{Q_1\,NMPE_1 + Q_2\,NMPE_2 + \cdots + Q_n\,NMPE_n}{Q_1 + Q_2 + \cdots + Q_n}$ NMPEP es el Nivel máximo permisible de emisión ponderado por fuente fija, expresado en unidades de concentración ppmV o mg/m^3. NMPEi es el nivel máximo permisible de emisión del equipo i-ésimo, que se obtiene de las Tablas 1 o 2, en función de la capacidad y tipo de combustible, expresado en unidades de concentración ppmV o mg/m^3. Qi es la capacidad térmica del equipo de combustión i-ésimo, expresada en MJ/h. Se obtiene de multiplicar el consumo de combustible por su poder calorífico i es un número consecutivo (1,2,3...,n) que se asigna a los equipos de combustión hasta n, que es el número total de equipos.	SE RECOMIENDA ELIMINAR LA POSIBILIDAD DE PONDERACIÓN, LA EXPERIENCIA MUESTRA QUE ESTE RECURSO NO HA SIDO EMPLEADO POR LAS FUENTES FIJAS AFECTADAS. SE INCLUYE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO EN EL ANEXO 2. Corregir un flujo a oxígenos de referencia no es del todo correcto Adicionalmente a partir de mediciones puntuales se podrían manipular los resultados
7 Procedimiento de evaluación de la conformidad	**7 Procedimiento de evaluación de la conformidad**
7.1 Definiciones Para los efectos de este procedimiento, se aplicarán las siguientes definiciones	Pasar esta sección a la parte de Definiciones
7.1.1 Autoridad ambiental competente: La PROFEPA, los gobiernos de los estados, de los municipios y del Distrito Federal, de conformidad con sus respectivas atribuciones y competencias.	
7.1.2 Dictamen: Es el documento mediante el cual la PROFEPA o una Unidad de Verificación, hace constar el grado de cumplimiento de una o varias NOM's.	

Punto	Propuesta
7.1.3 Evaluación de la conformidad: La determinación del grado de cumplimiento con las normas oficiales mexicanas o la conformidad con las normas mexicanas, las normas internacionales u otras especificaciones, prescripciones o características. Comprende, entre otros, los procedimientos de muestreo, prueba, calibración, certificación y verificación.	Ya existe en La Ley Federal De Metrología y Normalización (LFMN)
7.1.4 Unidad de Verificación (U.V.): Las personas acreditadas y aprobadas en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización para realizar actos de verificación.	Ya existe en LFMN
7.1.5 Verificación: La constatación ocular o comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio o examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad en un momento determinado.	Ya existe en LFMN
7.2 Procedimiento	**7 Procedimiento de evaluación de la conformidad**
7.2.1 Este procedimiento es aplicable a la evaluación de la conformidad con esta Norma Oficial Mexicana, mediante la revisión de la bitácora, que incluya la medición y los análisis de las emisiones a la atmósfera (partículas, bióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono).	Para efectos del Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad con la presente Norma y a fin de determinar el cumplimiento con la misma, se deberán de considerar las definiciones establecidas en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento, así como las incluidas en la presente Norma.
7.2.2 Los responsables de las fuentes fijas podrán solicitar la evaluación de la conformidad con esta Norma Oficial Mexicana a la PROFEPA o a las Unidades de Verificación debidamente acreditadas y aprobadas en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y demás disposiciones aplicables.	La Evaluación de la Conformidad será realizada por la PROFEPA, o por Unidades de Verificación, con fundamento en lo dispuesto en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento. Para lo anterior, se verificará lo siguiente:
7.3 Aspectos técnicos a verificar La evaluación que lleve a cabo la PROFEPA o la U.V. comprenderá lo siguiente: a) La evaluación documental de la bitácora a que se refiere el punto 5.2 de la presente Norma Oficial Mexicana. b) La revisión de los resultados y/o informes de los análisis de partículas, bióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NOX), monóxido de carbono (CO) y número de mancha, para verificar que se utilizaron los métodos de prueba y de muestreo establecidos en la NOM o equivalentes y se llevaron a cabo por laboratorios acreditados y aprobados en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Revisión de la memoria de	a) La evaluación documental de la bitácora a que se refiere el punto 5.2 de la presente Norma Oficial Mexicana. b) La revisión de los resultados y/o informes de los análisis de partículas, bióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO) y número de mancha, para verificar que se utilizaron los métodos de prueba y de muestreo establecidos en la NOM o equivalentes y se llevaron a cabo por laboratorios acreditados y aprobados en términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Revisión de la memoria de cálculo para constatar que se cumplen los niveles máximos permisibles de emisión que correspondan de las Tablas 1 y 2, o con el nivel máximo permisible de emisión ponderado de la fuente fija.

Punto	Propuesta
cálculo para constatar que se cumplen los niveles máximos permisibles de emisión que correspondan de las Tablas 1 y 2, o con el nivel máximo permisible de emisión ponderado de la fuente fija. c) En el caso de equipos nuevos mayores de 1 000 GJ/h, verificar que se cuenta con el sistema de monitoreo continuo de emisiones (SMCE) en operación, el cual tenga un programa de validación de las mediciones y que éstas cumplen los niveles máximos permisibles de emisión de la Tabla 2. Verificar que en la bitácora estén registradas las calibraciones, reparaciones y salidas de operación del equipo de medición. d) En caso de utilizar equipo de control de emisiones, se debe revisar la bitácora correspondiente para constatar que el equipo de control ha operado con la eficiencia de diseño, al menos el 90% del tiempo total de operación del equipo de combustión en un año calendario. e) Una vez realizada la verificación procederá a levantar el acta con letra legible, sin tachaduras y asentando con toda claridad los hechos encontrados.	c) En el caso de equipos nuevos mayores de 1 000 GJ/h, verificar que se cuenta con el sistema de monitoreo continuo de emisiones (SMCE) en operación, el cual tenga un programa de validación de las mediciones y que éstas cumplen los niveles máximos permisibles de emisión de la Tabla 2. Verificar que en la bitácora estén registradas las calibraciones, reparaciones y salidas de operación del equipo de medición. d) En caso de utilizar equipo de control de emisiones, se debe revisar la bitácora correspondiente para constatar que el equipo de control ha operado con la eficiencia de diseño, al menos el 90% del tiempo total de operación del equipo de combustión en un año calendario. e) Una vez realizada la verificación procederá a levantar el acta con letra legible, sin tachaduras y asentando con toda claridad los hechos encontrados.
7.4 La PROFEPA o la U.V., elaborarán un dictamen en el que se hace constar el grado de cumplimiento con la presente norma oficial mexicana. Se entregará el original y una copia a quien haya solicitado los servicios.	7.4 La PROFEPA o la U.V., elaborarán un dictamen en el que se hace constar el grado de cumplimiento con la presente norma oficial mexicana. Se entregará el original y una copia a quien haya solicitado los servicios.
7.5 La PROFEPA o la Autoridad ambiental competente podrá realizar visitas de verificación con el objeto de vigilar el cumplimiento de esta norma, independientemente de los procedimientos para la evaluación de la conformidad que hubiere establecido	7.5 La PROFEPA o la Autoridad ambiental competente podrá realizar visitas de verificación con el objeto de vigilar el cumplimiento de esta norma, independientemente de los procedimientos para la evaluación de la conformidad que hubiere establecido
8 Observancia de esta norma	
8.1 La SECRETARIA por conducto de la PROFEPA, así como los Gobiernos del Distrito Federal, de las Entidades Federativas y, en su caso, de los municipios, en el ámbito de sus respectivas competencias, son las autoridades encargadas de vigilar el cumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana.	

Punto	Propuesta
8.2 El incumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana, será sancionado conforme a lo dispuesto por la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera y los demás ordenamientos jurídicos que conforme a derecho procedan.	
9 Grado de concordancia con normas y Lineamientos internacionales	
Esta Norma Oficial Mexicana no concuerda con ninguna norma o lineamiento internacional.	
10 Bibliografía NOM-008-SCFI-2002, "Sistema General de Unidades de Medida", Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de noviembre de 2002. NMX-Z-013/1-1977, "Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 1977. USEPA method 7e - Determination of nitrogen oxides emissions from stationary sources (instrumental analyzer procedure) (Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno de fuentes fijas. Método instrumental http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/method7Er06.pdf). USEPA CEMS Performance Specification 1 For Opacity (Especificaciones de funcionamiento de SMCE para opacidad): http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec1.html. USEPA Method 6c SO2 - Instrumental (Determinación instrumental de SO2): http://www.epa.gov/ttn/emc/methods/method6c.html). USEPA CEMS Performance Specifications for SO2 and NOx (Especificaciones de funcionamiento de SMCE para SO2 y NOX): http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec2.html.	

Punto	Propuesta
USEPA Method 8.- Determination of sulfuric acid and sulfur dioxide emissions from stationary sources (Determinación de emisiones de ácido sulfúrico y dióxido de azufre de Fuentes fijas): http://epa.gov/ttn/emc/promgate/m-08.pdf. USEPA Method 10 - Determination of carbon monoxide emissions from Stationary sources (NDIR instrumental analyzer procedure) (Determinación de emisiones de CO de fuentes fijas.- Método instrumental):http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/method10r06.pdf. USEPA Method 5 - Determination of particulate matter emissions from stationary sources (Determinación de la emisión de partículas provenientes de fuentes fijas): http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/m-05.pdf. USEPA Method 030 Determination of Nitrogen Oxides, Carbon Monoxide, and Oxygen Emissions from Natural Gas-Fired Engines, Boilers and Processs Heaters Using Portable Analyzer (Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono y oxígeno, de motores de gas y calentadores de proceso que utilizan analizador portable) http://www.epa.gov./ttn/emc/ctm/ctm-030.pdf. USEPA Method 034 Test Method - Determination of Oxygen, Carbon Monoxide and Oxides of Nitrogen from Stationary Sources for periodic monitoring portable electrochemical analyzer procedure- (Determinación de oxígeno, monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno para fuentes fijas para monitoreo periódico- procedimiento de analizador electroquímico portable): http://www.epa.gov./ttn/emc/ctm/ctm-034 pdf.	
TRANSITORIOS **PRIMERO.-** La presente Norma Oficial Mexicana entrará en vigor 60 días después de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.	
SEGUNDO.- La SEMARNAT conjuntamente con la Entidad de Acreditación, dentro de los 30 días	

Punto	Propuesta
naturales siguientes a la entrada en vigor del presente instrumento publicará en el Diario Oficial de la Federación una Convocatoria Nacional para la acreditación y aprobación de Unidades de Verificación y Laboratorios de Pruebas.	
TERCERO.- Hasta en tanto se emita la Norma Oficial Mexicana que regule los niveles máximos permisibles de emisión para equipos nuevos dedicados a la generación de energía eléctrica mediante turbinas de gas, que operen con gas natural en ciclo abierto o ciclo combinado, deberán cumplir con un límite máximo permisible de emisión para NOx de 70 ppmV referidas al 5% de O2, 25 C y 1 atm en base seca, aplicable en cualquier región del país, para equipos con una capacidad mayor a 106 GJ/h.	
CUARTO.- La PROFEPA o Unidad de Verificación debidamente acreditada y aprobada en términos de la LFMN podrán solicitar al responsable de la fuente fija o equipo de combustión, el contrato de compra firmado para determinar si se trata de un equipo de combustión existente o nuevo.	
QUINTO.- Los responsables de equipos de combustión existentes de calentamiento indirecto con capacidad térmica nominal mayor de 530 GJ/h ubicados en zonas críticas deberán cumplir con el Nivel Máximo Permisible de Emisión de 600 ppmV de SO2 a más tardar el 1 de enero de 2017, para tal efecto el responsable deberá optar por el primer o segundo calendario de cumplimiento gradual establecido en la nota (3) de la Tabla 1 de la Norma Oficial Mexicana, y dar aviso a la Secretaría de la opción elegida dentro de los 60 días posteriores a la publicación de la presente Norma Oficial Mexicana en el Diario Oficial de la Federación. El aviso debe incluir un listado pormenorizado de las fuentes fijas con sus equipos y las fechas en las que en forma gradual y anual irán cumpliendo con el Nivel Máximo Permisible de Emisión hasta el cumplimiento de la totalidad de los equipos o de las fuentes fijas a más tardar el 1 de enero de 2017.	

XIII Propuesta de documento base para el grupo de trabajo durante la revisión quinquenal

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-085-SEMARNAT-20XX, CONTAMINACION ATMOSFERICA-NIVELES MAXIMOS PERMISIBLES DE EMISION DE LOS EQUIPOS DE COMBUSTION EXTERNA POR CALENTAMIENTO INDIRECTO

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

XXX, Subsecretario de Fomento y Normatividad Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y Presidenta del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con fundamento en los artículos 32 Bis fracción IV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 5 fracciones V, XII y XIII, 36, 37,37 Bis, 111 fracción III, 113 y 171 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 38 fracción II, 40 fracción X, 43, 44, 47 y 51 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 8 del Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y

CONSIDERANDO

Que con fecha 2 de febrero de 2012 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición. A su vez, la citada norma fue modificada mediante acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 15 de diciembre de 2014.

Que la contribución de las emisiones provenientes de fuentes fijas a la contaminación atmosférica es de gran relevancia y tiene efectos a nivel local y regional.

Que la citada norma fue inscrita en el Programa Nacional de Normalización 20xx con objeto de actualizar los niveles máximos permisibles de emisión de contaminantes a la atmósfera de los equipos de combustión externa de calentamiento indirecto, establecer precisiones técnicas referentes a los métodos analíticos y frecuencia de medición, e incluir el Procedimiento de Evaluación de la Conformidad.

Que la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, a través de sus unidades administrativas encargadas de llevar el seguimiento y la vigilancia del cumplimiento de la norma oficial mexicana en cuestión han encontrado y también han recibido de los destinatarios de las mismas algunas deficiencias en su aplicación, por lo que para darle mayor operatividad a la norma en comento, el Grupo de Trabajo llegó a lo siguiente: **a)** Especificar claramente los contaminantes a los que se fijan límite proponiéndose que el denominado “Humo” se maneje como un indicador cualitativo de partículas para calderas menores a 150 CC; **b)** Reconsiderar el uso del término de “calentamiento indirecto” ya que es un término que no se usa internacionalmente; **c)** Eliminar el término emisión ponderada prevista en el numeral 6.10 de la norma ya que los usuarios no hacen uso de éste; **d)** Mejorar la descripción del tipo de equipos de combustión externa a los que sí es aplicable la norma; **e)** Ampliar el alcance de la norma para calderas operadas con biomasa sólida con excepción del bagazo de caña; **f)** Regular a través de esta norma el uso de combustibles no convencionales en equipos sujetos a la norma como pueden ser aceites lubricantes, gases de refinería, gas de coque y gas de alto horno; **g)** Actualizar y crear métodos de prueba nacionales (NMX) para la determinación de las concentraciones de Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Monóxido de Carbono en chimeneas (CO); **h)** Actualizar e incluir métodos manuales e instrumentales de Numero de Mancha, velocidad y flujo de gases, determinación de $\%CO_2$, $\%O_2$; contenido de humedad ($\%H_2O$), Partículas y Bióxido de azufre (%) **i)** Reducir las zonas en: críticas y resto del país, incluyendo como anexo el nuevo listado de Zonas Críticas y enunciando un artículo transitorio que en la zona metropolitana del valle de México ZMVM se prohíbe el usos de combustibles con un contenido de azufre mayor al 0.5%; **j)** Evaluar los LMP de NO_x debido al incumplimiento que se tiene en los valores máximos permisibles de este contaminante; **k)** se recomienda la evaluación y establecimiento de un LMP de SO_2 para combustibles gaseosos con finalidad de controlar el uso de gases de refinería y centros procesadores de gas y **l)** Simplificar la redacción de la norma vigente generando un anexo donde se incluyan todas las ecuaciones y secuencias de cálculo para la adecuada interpretación y aplicación de la norma.

Que con base en lo anterior, y de conformidad con lo establecido en el artículo 28 fracción I del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y de acuerdo al contenido de la Norma Mexicana NMX-Z-13, Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas oficiales mexicanas, se simplifica el nombre de esta Norma para quedar como: Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-20xx, Contaminación Atmosférica-Niveles Máximos Permisibles de Emisión de los Equipos de Combustión Externa por Calentamiento Indirecto.

Que el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales en sesión de fecha 13 de noviembre de 2008 aprobó el Proyecto de Modificación de la Norma Oficial Mexicana

NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición, por lo que en cumplimiento a lo establecido en el artículo 47 fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización se publicó el xx de xxxxx del 20xx en el Diario Oficial de la Federación el citado Proyecto, para que dentro del plazo de 60 días naturales contados a partir de la fecha de su publicación, los interesados envíen sus comentarios al domicilio del citado Comité, ubicado en Av. Ejército Nacional 223, Col. Anáhuac, Ciudad de México. C.P. 11320 o al correo electrónico galo.galeana@semarnat.gob.mx para que en los términos de la citada Ley sean considerados.

Que durante el plazo mencionado la Manifestación de Impacto Regulatorio a que se refiere el artículo 45 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, estuvo a disposición del público para su consulta en el domicilio del Comité antes señalado.

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 fracciones II y III de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, los interesados presentaron sus comentarios al Proyecto de Norma en cuestión, los cuales fueron analizados por el citado Comité realizándose las modificaciones procedentes al Proyecto.

Que cumplido el procedimiento establecido en la Ley federal sobre Metrología y Normalización para la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales en sesión de fecha_____ aprobó la Respuesta a comentarios recibidos en la Consulta Pública y la publicación definitiva de la presente Norma Oficial Mexicana y que las respuestas a comentarios recibidos durante la consulta pública fueron publicados el _____.

En virtud de lo antes expuesto y fundado, tenemos a bien expedir la siguiente Norma Oficial Mexicana, que tiene por objeto modificar la NOM-085-SEMARNAT-2011:

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-085-SEMARNAT-20xx, CONTAMINACION ATMOSFERICA-NIVELES MAXIMOS PERMISIBLES DE EMISION DE LOS EQUIPOS DE COMBUSTION EXTERNA POR CALENTAMIENTO INDIRECTO

PREFACIO

En la elaboración del Proyecto de Modificación de la Norma participaron especialistas de las siguientes instituciones:

– Asociación Nacional de la Industria Química, A.C.

– Cámara Nacional de las Industrias de la Celulosa y del Papel

– Cámara Nacional de la Industria de Aceites, Grasas, Jabones y Detergentes

– Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero

– Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas

– Cámara Nacional del Cemento

– Cámara Minera de México

– Cámara Nacional de la Industria de la Cerveza y la Malta

– Cámara Nacional de la Industria de la Transformación

– CEMEX México

– Comisión Federal de Electricidad

- Subdirección de Generación

- Subdirección de Proyectos y Construcción
- Gerencia de Protección Ambiental

– Confederación Patronal de la República Mexicana
– Gobierno de la Ciudad de México
- Dirección General de Gestión de la Calidad del Aire, SEDEMA
– Iniciativa GEMI A.C.
– Petróleos Mexicanos
– Instituto Mexicano del Petróleo
– Secretaría de Energía
- Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico
– Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
– Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
– Procuraduría Federal de Protección al Ambiente
– Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental
– Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental
– Colegio de Ingenieros Ambientales de México, A.C.
– Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas, A.C.
– Proveedor de calderas

Contenido

1. Objetivo
2. Campo de Aplicación
3. Referencias
4. Definiciones
5. Especificaciones
6. Métodos de prueba
7. Procedimiento de evaluación de la conformidad
8. Observancia de esta norma
9. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales
10. Bibliografía
Transitórios

1. Objetivo

Establecer los niveles máximos permisibles de emisión de partículas, óxidos de nitrógeno (NOx), bióxido de azufre (SO_2) y monóxido de carbono (CO) de los equipos de combustión externa para generación de vapor o calentamiento de otros fluidos en forma indirecta que utilizan combustibles convencionales, biomasa en forma individual o combinada.

2. Campo de Aplicación

Es de observancia obligatoria para las personas físicas o morales responsables de las fuentes fijas de jurisdicción federal y local que operan equipos de combustión externa que usan combustibles convencionales y/o biomasa en forma individual o combinada en la industria, comercios y servicios.

No aplica en los siguientes casos:

Equipos con capacidad térmica nominal menor a 0.53 GJ/h (15 CC), equipos domésticos de calefacción y calentamiento de agua, turbinas de gas y equipos de relevo cuya operación no exceda los 40 días calendario.

3. Referencias

NMX-AA-009/1993-SCFI, "Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de flujo de gases en un conducto por medio del Tubo de Pitot", publicada en el Diario Oficial de la Federación del 27 de diciembre de 1993.

NMX-AA-010-SCFI-2001, "Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de la emisión de partículas contenidas en los gases que fluyen por un conducto-Método isocinético", publicada en el Diario Oficial de la Federación del 18 de abril de 2001.

NMX-AA-035-1976, "Determinación de bióxido de carbono, monóxido de carbono y oxígeno en los gases de combustión", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 10 de junio de 1976.

Norma Mexicana NMX-AA-054-1978, "Contaminación atmosférica-Determinación del contenido de humedad en los gases que fluyen por un conducto-método gravimétrico", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 2 de agosto de 1978.

NMX-AA-055-1979, "Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de bióxido de azufre en gases que fluyen por un conducto", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de septiembre de 1979.

NMX-AA-056-1980 "Contaminación atmosférica- fuentes fijas-Determinación de bióxido de azufre y neblinas de ácido sulfúrico en los gases que fluyen por un conducto" publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de junio de 1980.

NMX-AA-114-1991 "Contaminación atmosférica-fuentes fijas-Determinación de la densidad del humo en los gases de combustión que fluyen por un conducto o chimenea-Método del número de mancha" publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de noviembre de 1991.

Anexos 2 de la NOM-098-SEMARNAT-2002, Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes, publicada en el DOF del 1 de octubre de 2004 Anexo 2 Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno en fuentes fijas (procedimiento de análisis instrumental).

4. Definiciones

Para efectos de la presente norma se aplicarán las definiciones de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, las del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera, la de Promoción y Desarrollo de los Bioenérgeticos y las siguientes:

4.1 Biomasa sólida: Cualquier material de origen vegetal susceptible de aprovecharse energéticamente.

4.2 Capacidad térmica nominal: La especificada por el fabricante del equipo de combustión (en la placa o los manuales de operación y mantenimiento).

4.3 Combustibles convencionales: Aquellos que están disponibles comercialmente en el país: gas natural y gas L.P., diésel industrial, combustóleo, coque de petróleo y carbón mineral en todas sus variedades.

4.4 Dictamen: Es el documento mediante el cual la PROFEPA o una Unidad de Verificación, hace constar el grado de cumplimiento de una o varias NOM.

4.5 Equipo auxiliar o de relevo: Equipo de combustión que se usa para sustituir a otro, principalmente en casos de mantenimiento o servicio y que opera en forma esporádica hasta

40 días naturales en un año calendario y que podrá estar exento de mediciones conforme a lo establecido en los artículos 6.1 y 6.2.

4.6 Equipos de combustión externa: Incluye calderas para generación de vapor o calentamiento de agua o aire, calentadores de aceite térmico u otro tipo de fluidos, hornos y secadores a base de sistemas de calentamiento indirecto.

4.7 Equipo de combustión nuevo: Aquel cuyo inicio de operación sea en fecha posterior a la entrada en vigor de la presente norma y demuestre que su año de fabricación no excede de 2 años.

4.8 Fuente Mayor: Equipo de combustión externa para generación de vapor con una capacidad mayor a 530 GJ/h.

4.9 Número de mancha o Índice de hollín: Indicador cualitativo de la concentración de partículas (hollín) aceptable en función del tipo de combustible empleado.

4.10 Opacidad: Indicador de partículas para equipos mayores

4.11 Resto del país (RP): Para efectos de esta norma oficial mexicana, es toda la extensión territorial nacional excluyendo las Zonas Críticas.

4.12 Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (SMCE): Conjunto de dispositivos que incluye, una sonda, un sistema de tratamiento y analizador(es) que permite medir, registrar y transmitir la concentración de uno o más contaminantes en una chimenea en tiempo real.

4.13 Zonas Críticas (ZC): Aquellas ciudades o zonas metropolitanas que se indican en el **ANEXO 1**.

5. Especificaciones

5.1 En función de la capacidad térmica nominal de los equipos, el tipo de combustible y ubicación de las fuentes fijas, en las **tablas 1 y 2** se indican los Niveles Máximos Permisibles (NMP) de emisión de partículas, bióxido de azufre (SO_2) y óxidos de nitrógeno (NOx) y monóxido de carbono (CO) de los equipos de combustión externa existentes y nuevos respectivamente.

Tabla 1.- Niveles Máximos permisibles de emisión de los equipos existentes a la entrada en vigor de la NOM

Capacidad térmica nominal del equipo GJ/h	Tipo de combustible	Humo # de mancha	Partículas, mg/m³		Bióxido de azufre ppm_v (mg/m³)		Óxidos de nitrógeno, ppm_v (mg/m³)		Monóxido de carbono, ppm_v (mg/m³) (2)	
			ZC	RP	ZC	RP	ZC	RP	ZC	RP
Mayor de 0.53 a 5.3 (Mayor de 15 a 150 CC) (1)	Liquido	3	NA	NA	1 100 (2 879)	2 200 (5 759)	NA	NA	350 (401)	400 (458)
	Gaseoso	1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	350 (401)	400 (458)
Mayor de 5.3 a 42.4 (Mayor de 150 a 1200 CC)	Sólido	NA	100	125	550 (1 440)	600 (1 571)	120 (226)	150 (282)	400 (458)	500 (573)
	Liquido	NA	350	450	1 100 (2 879)	2 200 (5 759)	110 (207)	140 (263)	350 (401)	400 (458)
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	100 (188)	130 (245)	350 (401)	400 (458)
Mayor de 42.4 a 106 (Mayor de 1 200 a 3 000 CC)	Sólido	NA	80	120	525 (1 374)	575 (1 505)	130 (245)	160 (301)	400 (458)	500 (573)
	Liquido	NA	300	400	1 100 (2 879)	2 200 (5 759)	120 (226)	150 (282)	300 (344)	350 (401)
	Gaseoso	NA	NA	NA	550 (1 440)	1100 (2 879)	110 (207)	140 (263)	300 (344)	350 (401)
Mayor de 106 a 265 (Mayor de 3 000 a 7 500 CC)	Sólido	NA	60	90	500 (1 309)	550 (1 440)	140 (263)	190 (357)	400 (458)	500 (573)
	Liquido	NA	225	250	1 100 (2 879)	2 200 (5 759)	130 (245)	160 (301)	250 (286)	300 (344)
	Gaseoso	NA	NA	NA	550 (1 440)	1100 (2 879)	120 (226)	150 (282)	250 (286)	300 (344)
	Sólido	NA	50	75	450 (1 178)	720 (1 885)	150 (282)	250 (470)	400 (458)	500 (573)

Mayor de 265 (Mayor de 7 500	Liquido	NA	200	250	600 (1 571)	2200 (5 759)	140 (263)	240 (452)	200 (229)	250 (286)
	Gaseoso	NA	NA	NA	600 (1 571)	1100 (2 879)	130 (245)	230 (433)	200 (229)	250 (286)

Nota: Los valores están referidos a las siguientes condiciones de referencia: Temperatura = 25°C (298 K), Presión barométrica= 760 mmHg (1.0 atm) y base seca y 5.0% de O_2.

(1)Para equipos de capacidad nominal menor 0.53 GJ/h (15 CC) que usen combustibles sólidos o líquidos la evaluación de partículas se efectúa a partir del número de mancha o índice de hollín como indicador.
(2)En el caso de los equipos que operen con biomasa sólida, el NMP de CO de la tabla será multiplicado por dos.

Tabla 2. Niveles Máximos Permisibles de emisión de equipos nuevos

Capacidad térmica nominal del equipo GJ/h	**Tipo de combustible**	**Humo # de mancha**	**Partículas, mg/m³**		**Bióxido de azufre ppmv**		**Óxidos de nitrógeno, ppmv**		**Monóxido de carbono, ppmv**	
			ZC	**RP**	**ZC**	**RP**	**ZC**	**RP**	**ZC**	**RP**
Mayor de 0.53 a 5.3 (Mayor de 15 a 150 CC) (1)	Liquido	2	NA	NA	1 000 (2 618)	2 000 (5 235)	NA	NA	320 (366)	350 (401)
	Gaseoso	1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	320 (366)	350 (401)
Mayor de 5.3 a 42.4 (Mayor de 150 a 1200 CC)	Sólido	NA	90	110	500 (1 309)	540 (1 413)	110 (207)	135 (254)	350 (401)	450 (515)
	Liquido	NA	300	400	1 000 (2 618)	2 000 (5 235)	100 (188)	125 (235)	320 (366)	350 (401)
	Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	90 (169)	115 (216)	320 (366)	350 (401)
Mayor de 42.4 a 106 (Mayor de 1 200 a 3 000 CC)	Sólido	NA	70	100	475 (1 243)	425 (1 112)	115 (216)	150 (282)	350 (401)	450 (515)
	Liquido	NA	275	350	1 000 (2 618)	2 000 (5 235)	110 (207	135 (254)	275 (315)	320 (366)
	Gaseoso	NA	NA	NA	500 (1 309)	1000 (2 618)	100 (188)	125 (235)	275 (315)	320 (366)
Mayor de 106 a 265 (Mayor de 3 000 a 7 500 CC)	Sólido	NA	50	80	450 (1 178)	500 (1 309)	125 (235)	170 (320)	350 (401)	450 (515)
	Liquido	NA	200	225	1 000 (2 618)	2 000 (5 235)	115 (216)	145 (273)	225 (258)	275 (315)
	Gaseoso	NA	NA	NA	500 (1 309)	1 000 (2 618)	110 (207)	135 (254)	225 (258)	275 (315)
Mayor de 265 a 530 (Mayor de 7 500 a 15 000 CC)	Sólido	NA	45	70	400 (1 047)	650 (1 701)	125 (235)	225 (423)	350 (401)	450 (515)
	Liquido	NA	180	225	540 (1 413)	2 000 (5 235)	125 (235)	215 (404)	180 (206)	225 (258)
	Gaseoso	NA	NA	NA	540 (1 413)	1000 (2 618)	115 (216)	210 (395)	180 (206)	225 (258)

Nota: Los valores están referidos a las siguientes condiciones de referencia: Temperatura = 25°C (298 K), Presión barométrica= 760 mmHg (1.0 atm) y base seca y 5.0% de O_2

(1) Para equipos de capacidad nominal menor 0.53 GJ/h (15 CC) que usen combustibles sólidos o líquidos la evaluación de partículas se efectúa a partir del número de mancha o índice de hollín como indicador.
(2) En el caso de los equipos que operen con biomasa sólida, el NMP de CO de la tabla será multiplicado por dos.

5.2 Los responsables del funcionamiento de los equipos sujetos a esta Norma Oficial Mexicana deben llevar la bitácora de operación y mantenimiento de los equipos de combustión y en su caso de los de control de emisiones, ya sea en formato impreso o electrónico.

Las bitácoras deben estar disponible para su revisión por la autoridad ambiental en el ámbito de su competencia y deberán contener la información mínima indispensable de identificación tal como: Nombre, marca y capacidad térmica nominal del equipo de combustión y registros diarios tales como: fecha, turno, consumo y tipo de combustible, producción de vapor, carga, porcentaje purgas, presiones, temperatura promedio de los gases, registros de gases de combustión etc.

5.3 Las fuentes fijas con equipos de combustión mayores de 530 GJ/h que utilicen combustibles con un contenido de azufre mayor de 2% deben contar con Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (SMCE) para medir, Partículas, SO_2, NO_x, CO y O_2.

5.4 Los equipos de control usados para cumplir los niveles de emisión de las **tablas 1 y 2**, deben operar al menos el 90% del tiempo total de operación al año calendario de los equipos de combustión.

5.5 Las empresas que suministren los combustibles convencionales referidos en esta Norma Oficial Mexicana deben cumplir con las especificaciones de calidad establecidas por la normatividad vigente.

6. Métodos de prueba

6.1 La medición de las emisiones de partículas, número de mancha, SO_2, NO_x y CO, deben realizarse con la frecuencia y métodos que se indican en la **tabla 3 y 4 del ANEXO 2** de esta norma.

6.2 Para demostrar el cumplimiento de la norma, las mediciones de los parámetros regulados deben ser realizadas por laboratorios acreditados y aprobados en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Los resultados y/o informes de los análisis deben estar disponibles para su revisión por parte de la autoridad ambiental.

6.3 Las ecuaciones, conversiones y cálculos requeridos para la apropiada aplicación e interpretación de la norma se indican en la **tabla 5 y 6 del ANEXO 3.**

6.4 Los SMCE que se instalen en los equipos de combustión mayores a 530 GJ/h que se refieren en el numeral 5.3 deberán cumplir con las especificaciones de desempeño establecidos en la NOM XX-SEMARNAT -2018.

6.5 Las evaluaciones que se efectúen para verificar el cumplimiento de los NMP establecidos deberán efectuarse en condiciones de carga de al menos 80% y bajo condiciones estables de operación de los sistemas, siendo recomendable evitar durante las mediciones los siguientes eventos:

Arranque de los equipos de combustión.
Operaciones de deshollinado.

6.6 Cuando un equipo de combustión utilice simultáneamente dos combustibles, su emisión debe compararse con la del combustible que tenga el valor más elevado de nivel máximo permisible de emisión de entre los diversos tipos de combustibles utilizados, como se indica en la Tabla 7:

Tabla 7

Combustibles utilizados	NMPE*correspondiente
Sólido/ Gas	Sólido
Sólido/ líquido	Sólido
Líquido/Gas/	Líquido

* Nivel Máximo Permisible de Emisión

7. Procedimiento de evaluación de la conformidad

7.1 Para efectos del Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad con la presente norma y a fin de determinar el cumplimiento con la misma, se deberán de considerar las definiciones establecidas en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN) y su Reglamento, así como las incluidas en la presente Norma.

7.2 La Evaluación de la Conformidad será realizada por la PROFEPA, o por Unidades de Verificación (U.V.), con fundamento en lo dispuesto en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento. Para lo anterior, se verificará lo siguiente:

a) La evaluación documental de la bitácora a que se refiere el punto 5.2 de la presente norma.
b) La revisión de los resultados y/o informes de los análisis de, partículas, bióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), y número de mancha, para verificar que se utilizaron los métodos de prueba y de muestreo establecidos
c) en la norma o equivalentes y se llevaron a cabo por laboratorios acreditados y aprobados en términos de la LFMN.
d) Revisión de la memoria de cálculo para constatar que se cumplen los niveles máximos permisibles de emisión que correspondan de las tablas 1 y 2, o con el nivel máximo permisible de emisión ponderado de la fuente fija.
e) En el caso de equipos nuevos mayores de 1 000 GJ/h, verificar que se cuenta con el SMCE en operación, el cual tenga un programa de validación de las mediciones y que éstas cumplen los NMP de emisión de la tabla 2. Verificar que en la bitácora estén registradas las calibraciones, reparaciones y salidas de operación del equipo de medición.
f) En caso de utilizar equipo de control de emisiones, se debe revisar la bitácora correspondiente para constatar que el equipo de control ha operado con la eficiencia de diseño, al menos el 90% del tiempo total de operación del equipo de combustión en un año calendario.
g) Una vez realizada la verificación procederá a levantar el acta con letra legible, sin tachaduras y asentando con toda claridad los hechos encontrados.

7.3 La PROFEPA o la U.V., elaborarán un dictamen en el que se hace constar el grado de cumplimiento con la presente norma. Se entregará el original y una copia a quien haya solicitado los servicios.

7.4 La PROFEPA o la Autoridad ambiental competente podrá realizar visitas de verificación con el objeto de vigilar el cumplimiento de esta norma, independientemente de los procedimientos para la evaluación de la conformidad que hubiere establecido.

8. Observancia de esta norma

8.1 La SECRETARIA por conducto de la PROFEPA, así como los Gobiernos del Distrito Federal, de las Entidades Federativas y, en su caso, de los municipios, en el ámbito de sus respectivas competencias, son las autoridades encargadas de vigilar el cumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana.

8.2. El incumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana será sancionado conforme a lo dispuesto por la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera y los demás ordenamientos jurídicos que conforme a derecho procedan.

9. Grado de concordancia con normas y lineamientos internacionales

Esta Norma Oficial Mexicana no concuerda con ninguna norma o lineamiento internacional

10. Bibliografía

USEPA Method 7 - Determination of nitrogen oxides emissions from stationary sources (Determinación de emisiones NO_X de Fuentes fijas). http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/m-07.pdf

USEPA method 7e - Determination of nitrogen oxides emissions from stationary sources (instrumental analyzer procedure) (Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno de fuentes fijas. Método instrumental http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/method7Er06.pdf)

USEPA CEMS Performance Specification 1 For Opacity (Especificaciones de funcionamiento de SMCE para opacidad) http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec1.html

USEPA Method 6C - SO_2 - Instrumental (Determinación instrumental de SO2): http://www.epa.gov/ttn/emc/methods/method6c.html).

USEPA CEMS Performance Specifications for SO_2 and NO_X (Especificaciones de funcionamiento de SMCE para SO_2 y NO_X http://www.epa.gov/ttn/emc/specs/prompspec2.html**).**

USEPA Method 10 - Determination of carbon monoxide emissions from Stationary sources (NDIR instrumental analyzer procedure) (Determinación de emisiones de CO de fuentes fijas.- Método instrumental) http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/method10r06.pdf

USEPA Method 5- Determination of particulate matter emissions from stationary sources (Determinación de la emisión de partículas provenientes de fuentes fijas) http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/m-05.pdf

TRANSITORIOS

PRIMERO.- La presente Norma Oficial Mexicana entrará en vigor 60 días después de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO.- La SEMARNAT conjuntamente con la Entidad Mexicana de Acreditación, dentro de los 30 días naturales siguientes a la entrada en vigor del presente instrumento publicará en el Diario Oficial de la Federación una Convocatoria nacional para la acreditación y aprobación de Unidades de Verificación y Laboratorios de Pruebas.

TERCERO.- Hasta en tanto se emita la Norma Oficial Mexicana que regule los niveles máximos permisibles de emisión para equipos nuevos dedicados a la generación de energía eléctrica mediante turbinas de gas, que operen con gas natural en ciclo abierto o ciclo combinado, deberán cumplir con un límite máximo permisible de emisión para NOx de 70 ppmv referidas al 5% de O_2, 25 C y 1 atm en base seca, aplicable en cualquier región del país, para equipos con una capacidad mayor a 106 GJ/h.

CUARTO.- Los responsables de equipos de combustión existentes de calentamiento indirecto con capacidad térmica nominal mayor de 530 GJ/h ubicados en zonas críticas que utilizan combustibles sólidos y líquidos, que por razón justificada se encuentren imposibilitados para cumplir con el nivel máximo permisible de emisión de 600 ppmv de SO_2 deberán presentar un programa de cumplimiento a la Secretaría, dentro de los 60 días posteriores a la publicación de la presente Norma Oficial Mexicana en el Diario Oficial de la Federación.

El programa debe incluir un listado pormenorizado de los equipos o fuentes fijas y las fechas en las que en forma gradual irán cumpliendo con este NMPE hasta el cumplimiento de la totalidad de los equipos o de las fuentes fijas a más tardar el 1 de enero de 2017.

La Secretaría se pronunciará en relación al programa de cumplimiento, y en caso de ser validado la PROFEPA podrá verificar el cumplimiento del mismo.

SEXTO.- En la zona metropolitana del valle de México ZMVM se prohíbe el uso de combustibles con un contenido de azufre mayor al 0.5%.

QUINTO.- Provéase la publicación de esta Norma Oficial Mexicana en el Diario Oficial de la Federación.

México, Ciudad de México, a los xx días del mes de xxxx de dos mil xxx.- La Subsecretaria de Fomento y Normatividad Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y

Presidenta del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Medio Ambiente y Recursos Naturales, xxxxx.- Rúbrica.

ANEXO 1

Listado de Zonas Críticas (ZC), conformado por Zonas Metropolitanas (ZM) y Ciudades

Zonas Críticas
ZM del Valle de México
ZM de Guadalajara
ZM de Monterrey
ZM de Puebla-Tlaxcala
ZM de Toluca
ZM de Tijuana
ZM de León
ZM de Juárez
ZM de La Laguna
ZM de Querétaro
ZM de San Luis Potosí-Soledad de Graciano Sánchez
ZM de Mérida *
ZM de Aguascalientes
ZM de Mexicali
ZM de Cuernavaca
ZM de Saltillo
ZM de Acapulco
ZM de Chihuahua
ZM de Tampico
ZM de Morelia
ZM de Veracruz
ZM de Villahermosa
ZM de Reynosa-Río Bravo
ZM de Cancún*
ZM de Tuxtla Gutiérrez
ZM de Celaya
ZM de Xalapa
Irapuato
ZM de Orizaba
ZM de Minatitlán
ZM de Coatzacoalcos
ZM de Córdoba
Salamanca
ZM de Tula

*A evaluar

ANEXO 2

Tabla 3. Parámetros y frecuencia de medición para la verificación del cumplimiento

Capacidad térmica nominal del equipo GJ/h (CC)	Tipo de combustible	No. de mancha	Partículas (PM)	Bióxido de Azufre (SO_2)	Óxidos De Nitrógeno (NO_x)	Monóxido de Carbono (CO)
		Frecuencia en meses				
Mayor de 0.53 a 5.3	Líquidos	6	NA	NA	NA	6
	Gaseoso	6		NA	NA	6
5.3-42.4 (150 - 1200)	Sólido	NA	12	12	12	6
	Líquidos		12	12	12	6
	Gaseoso		NA	NA*	12	6
42.4-106 (1200-3000)	Sólido		12	¨12	12	6
	Líquidos		12	12	12	6
	gaseoso		NA	NA*	12	6
106-265	Sólido		12	12	6	6
	Líquidos		12	12	6	6
	gaseoso		NA	NA*	12	6
> 265	Sólido		6	6	6	6
	Líquidos		6	6	6	6
	gaseoso		NA	NA*	6	6

Tabla 4.- Métodos de medición

Parámetro	Norma o método de referencia	Métodos Internacionales Permitidos
Velocidad y Flujo de gases en chimenea	NMX-AA-009/1993-SCFI, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de flujo de gases en un conducto por medio del Tubo de Pitot, DOF de 27 de diciembre de 1993.	USEPA Method 2- Determination of gas velocity from stationary source

Parámetro	Norma o método de referencia	Métodos Internacionales Permitidos
Determinación de Dióxido de Carbono (CO_2) y Oxígeno (O_2)	NMX-AA-035-1976, Determinación de CO2, CO y O2 en los gases de combustión,	Method 3—Gas Analysis for the Determination of Molecular Weight. Method 3A—Determination of Oxygen and Carbon dioxide in concentrations in emissions from stationary sources (INSTRUMENTAL ANALYZER PROCEDURE)
Humedad de gases (%H_2O)	NMX-AA-054-1978, Contaminación atmosférica-Determinación del contenido de humedad en los gases que fluyen por un conducto-Método gravimétrico, DOF de 2 de agosto de 1978.	Method 4—Determination of Moisture Content in Stack Gases
Número de mancha	NMX-AA-114-1991 “Contaminación atmosférica - fuentes fijas - Determinación de la densidad del humo en los gases de combustión que fluyen por un conducto o chimenea - Método del número de mancha” publicada en el DOF el 8 de noviembre de 1991 (Indicador de partículas en equipo chico)	ASTM D2156-08 Standard Test Method for Smoke Density in Flue Gases from Burning Distillate Fuels.
Partículas (PM)	NMX-AA-10-SCFI-2001, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de la emisión de partículas contenidas en los gases que fluyen por un conducto-Método isocinético, publicada en el DOF del 18 de abril de 2001.	USEPA Method 5- Determination of particulate matter emissions from stationary sources (Determinación de la emisión de partículas provenientes de fuentes fijas) http://www.epa.gov/ttn/emc/promgate/m-05.pdf
Dióxido de Azufre (SO_2)	NMX-AA-055-1979, Contaminación atmosférica-Fuentes fijas-Determinación de bióxido de azufre en gases que fluyen por un conducto, DOF de 6 de septiembre de 1979. NMX-AA-056-1980 “Contaminación atmosférica- fuentes fijas-Determinación de bióxido de Azufre y neblinas de ácido sulfúrico en los gases que fluyen por un conducto” publicada en el Diario Oficial de la Federación el 17 de junio de 1980.	Method 6—Determination of Sulfur Dioxide Emissions from Stationary Sources Method 8—Determination of Sulfuric Acid and Sulfur Dioxide Emissions from Stationary Sources Method 6c—Determination of Sulfur Dioxide Emissions from Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure)
óxidos de Nitrógeno (NOx)	NOM-098-SEMARNAT-2002 Protección ambiental-Incineración de residuos, especificaciones de operación y límites de emisión de contaminantes, Anexo 2 Determinación de emisiones de óxidos de nitrógeno en fuentes fijas (procedimiento de análisis instrumental) publicada en el DOF del 1 de octubre de 2004.	Method 7e—Determination of Nitrogen Oxides Emissions from Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure)

Parámetro	Norma o método de referencia	Métodos Internacionales Permitidos
Monóxido de Carbono (CO)	Conditional Test Method 34 - Determination of Oxygen, Carbon Monoxide and Oxides of Nitrogen from Stationary Sources For Periodic Monitoring (Portable Electrochemical Analyzer Procedure)	Method 10—Determination of Carbon Monoxide Emissions from Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure) Conditional Test Method 30 Determination of Nitrogen Oxides, Carbon Monoxide, and Oxygen Emissions from Natural Gas-Fired Engines, Boilers and Process Heaters Using Portable Analyzers
Oxígeno (O_2)	En equipos mayores de 1 000 GJ/h, la medición con propósitos de control de la operación debe realizarse de manera continua, con registro gráfico o electrónico como mínimo.	· Método magnetodinámico o celda paramagnética o de Zr
Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones	Anteproyecto de NMX de SMCE	Code of Federal Regulation Part 60 appendix B

ANEXO 3

Cálculos y ecuaciones

Condiciones de Referencia

Los Niveles Máximos Permisibles (NMP) están referidos a condiciones normales de:

Temperatura = 25°C (298K)

Presión barométrica= 760 mmHg (1.0 atm)

Base seca (%H_2O= 0)

Por lo anterior a los volúmenes se les antepondrá la letra “N” de normal, p. ej. Nm^3

Conversión de Concentraciones

Partículas

Las concentraciones de partículas deben referirse únicamente en unidades de masa por volumen, para fines de homologación las unidades recomendadas son: miligramos (mg) por metro cúbico normal (Nm^3)

Ec (1) $$C_{SP} = \frac{mg}{Nm^3}$$

Donde:

C_{SP}= Concentración de partículas en la chimenea

mg= masa total de partículas

Nm^3= metro cúbico de gas en la chimenea corregido a condiciones de referencia

Gases

Las concentraciones de contaminantes gaseosos pueden expresarse tanto en unidades de masa por volumen (mg/Nm^3), como en unidades de volumen por volumen; partes por millón (ppm*). Cuando en los resultados de un muestreo la concentración promedio de un contaminante gaseoso esté reportada en mg/Nm^3 la conversión a ppm deberá efectuarse a partir de la ecuación 2.

Ec (2) $$C_s\ (ppm) = \frac{24.45 \text{ x } C_s\left(\frac{mg}{Nm^3}\right)}{PM\ (g)}$$

Cuando en los resultados de un muestreo la concentración promedio de un contaminante gaseoso esté reportada en ppm la conversión a mg/Nm^3 deberá efectuarse a partir de la ecuación 3.

Ec (3) $$C_s\left(\frac{mg}{Nm^3}\right) = \frac{PM(g) \text{ x } C_s(ppm)}{24.45}$$

Donde:

C_s = Concentración del gas a condiciones de referencia

PM= Peso Molecular del gas

24.45= Volumen molar (l/mol)

*ppm= partes por millón en volumen (µmol/mol)

$\frac{mg}{Nm^3}$ = miligramos por metro cúbico normal

PM de SO_2= 64 g/g-mol

PM de CO= 28 g/g-mol

PM de NO_x= 46 g/g-mol (como NO_2)

Cálculo de la emisión

Para determinar la emisión de un contaminante en 1 hora (kg/h), a partir de su concentración y el flujo de gases en chimenea medidos se utiliza la ecuación 4:

Ec (4) $$E\left(\frac{kg}{h}\right) = \frac{Cs\left(\frac{mg}{Nm^3}\right) Qs\left(\frac{Nm^3}{h}\right)}{10^6}$$

Donde:

E = la emisión del contaminante en kg/h.

C_s = la concentración de dicho contaminante en condiciones de referencia y base seca, expresada en kg/Nm^3, sin corregir al 5% de O_2

Q_s = el flujo de gases de combustión en la chimenea, medido en condiciones de referencia y base seca, expresada en Nm^3/h.

Corrección por Dilución al 5% de Oxígeno para comparación contra normas

Para comparar contra la norma, las concentraciones medidas a condiciones normales al porcentaje de oxígeno promedio en la chimenea deberán corregirse por dilución usando el valor de referencia del 5% de O_2, mediante la siguiente ecuación:

Ec (5) $$C_{S\,5\%O_2} = \frac{20.9 - O_R}{20.9 - O_M} \cdot C_S$$

Ec (5.1) $$C_{S\,5\%O_2} = \frac{15.9}{20.9 - O_M} \cdot C_S$$

Donde:

$C_{S\,5\%O_2}$ = Concentración corregida al 5% de O_2 calculada al valor de referencia del O_2 en mg/Nm^3 o ppm

C_s = Concentración medida en la chimenea a condiciones normales (Partículas, CO, NO_x o SO_2)

*O_M = Valor promedio de O_2 medido en la chimenea (%)

O_R = O_2 de referencia al 5%

*La ecuación es únicamente válida para valores medidos de O_2 menores a 20

Cálculo de la Emisión en Unidades de Energía

Ec (6) $$E = C_{S'} F_d \left(\frac{20.9}{20.9 - \%O_2}\right)$$

Ec (7) $$C_{S'} \left(\frac{g}{Nm^3}\right) = \left(\frac{C_S}{1000}\right)\left(\frac{mg}{Nm^3}\right)$$

Donde:

E= Emision en gramos de contaminante por GigaJoule (g/GJ)

C_S= Concentración del contaminante en mg/Nm^3

$C_{S'}$= Concentración del contaminante en g/Nm^3

F_d= Factor “d” en Nm^3/GJ ver Tabla 5.

$\%O_2$= Concentración promedio de oxígeno medido

Calculo del Flujo a partir del consumo de Energía

Si se conoce el consumo de combustible en kg/h, es posible determinar el flujo de gases de chimenea utilizando la ecuación 3:

Ec (7) $$Q_s \left(\frac{Nm^3}{h}\right) = \mathrm{q} \cdot \mathrm{H} \cdot F_d \cdot \left(\frac{20.9}{20.9 - \%O_2}\right)$$

Donde:

Q_s = es el flujo de gases de combustión en Nm^3/h, en condiciones normales

q= es el consumo de combustible (kg/h)

H= es el poder calorífico del combustible (GJ/kg)

F_d= Factor “d” en Nm^3/GJ ver Tabla 5.

$\%O_2$= Concentración promedio de oxígeno medido

Cálculos de eficiencia de combustión y exceso de aire

Método alterno para cálculo de la eficiencia de combustión

Los responsables de la operación de los equipos de combustión que cuenten con analizadores de gases instrumentales podrán reportar los valores de eficiencia de combustión y pérdidas en chimenea generados por los mismos.

De igual manera, podrá hacerse uso de los métodos de cálculo o nomogramas contenidos en los manuales de analizadores de gases húmedos para el reporte de dichas variables. Alternativamente los responsables de la operación de los equipos de combustión podrán calcular la eficiencia de combustión de la siguiente manera:

Ec (8) $\eta(\%) = 100 - \%\ P_S$

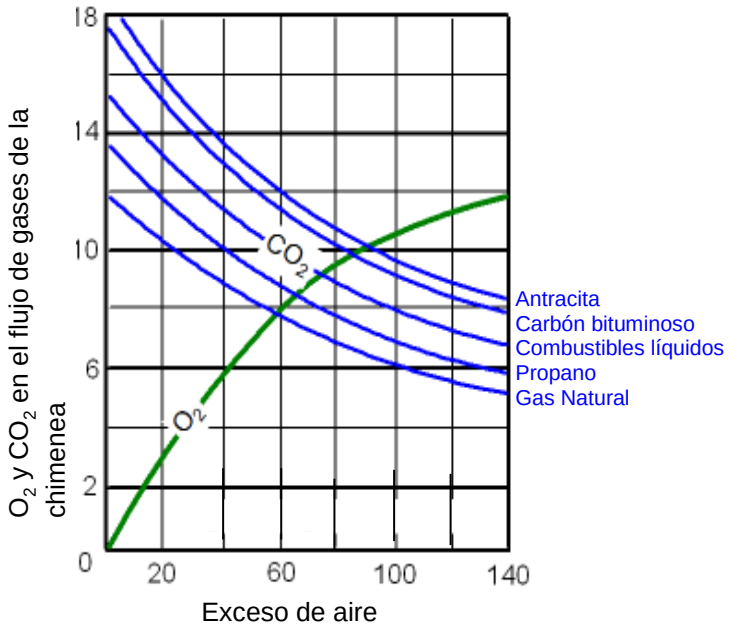
Donde

$\eta(\%)$= eficiencia de combustión en porcentaje

$\%\ P_S$= Pérdida de calor en los gases de chimenea (expresada como % del poder calorífico superior del combustible)

El valor de CO_2 puede ser medido con un ANALIZADOR u obtenido de la siguiente gráfica si se midió el valor $\%\ O_2$ en los gases de chimenea

Gráfica 1 Relaciones $\%CO_2$, $\%O_2$, % Exceso de Aire (%EA) Combustibles



Uso nomogramas

En este método se emplean las gráficas 2,3 y 4 y se realizan los siguientes pasos:

1. Medición de $\%O_2$ en los gases de la chimenea
2. Calculo del exceso de aire:

Ec (9) $\%EA = \frac{\%O2med}{20.9\% - \%O2med} x\ 100$

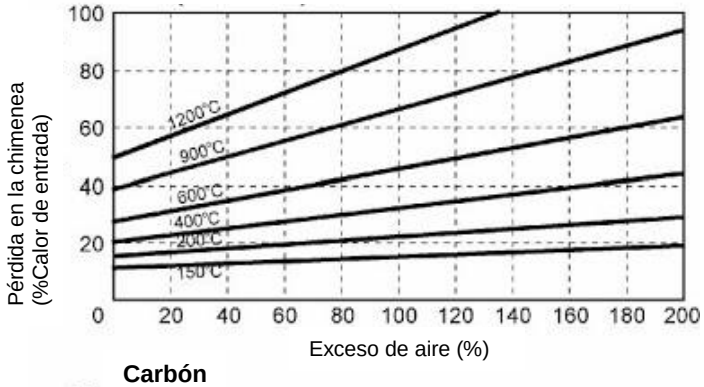
3. Determinación de la temperatura neta:

ΔT - Temperatura neta = T_S – T_a* = Diferencia entre la temperatura de los gases en la chimenea y la temperatura ambiente o de entrada al sistema de combustión (°C).

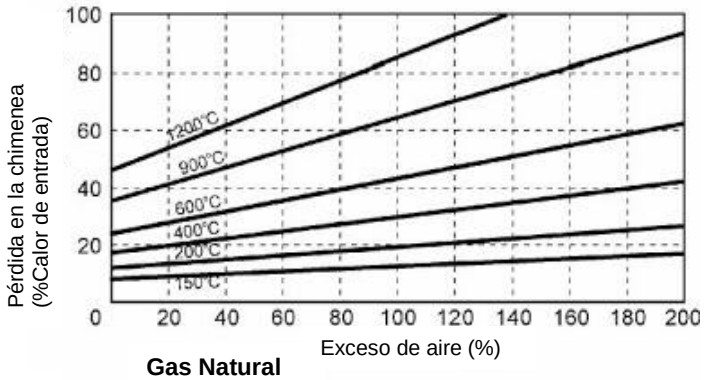
4. Entrar a grafico de combustible por valor de %EA, ascender con línea vertical e intersectar con grafica de temperatura neta (o punto interpolado) y trazar línea horizontal a eje Y, para obtener valor de P.

Gráficas 2, 3 y 4.

Combustibles líquidos (Diésel y Combustóleo)



Carbón



Gas Natural

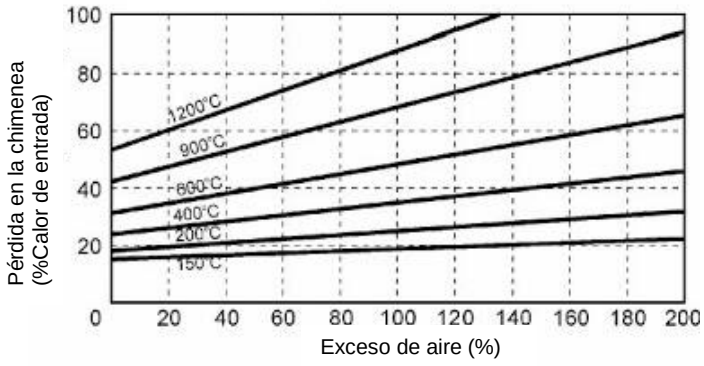


Tabla 5. Propiedades de combustibles convencionales

Combustible	Poder calorífico		Densidad		F_d [3] Nm^3/GJ
	Valor[1]	Unidades	Valor[2]	Unidades	
Gas natural	38.27	MJ/m^3	0.594	kg/l	243
Gas LP	25.94	MJ/l	0.54	kg/l	234
Diésel	39.58	MJ/l	0.85	kg/l	247
Combustóleo	41.08	MJ/l	0.99	kg/l	247
Carbón térmico Nacional	19.43	MJ/kg	0.64*	kg/l	263
Carbón térmico Importado	22.54	MJ/kg	0.85*	kg/l	263
Coque de petróleo	32.66	MJ/kg	0.85	kg/l	263

F_d: Volumen de productos de la combustión por GJ de energía en el combustible, m3/GJ, en condiciones de referencia: base seca, 25°C, 1 Atm y 5% de O_2.

[1] Balance Nacional de Energía 2015

[2] PEMEX

[3] US EPA

*Juicio Experto

Tabla 6. Conversión de Unidades

Unidad	Equivale a
1 GJ/h	28.32 CC
1 GJ	0.44 t de vapor
1 GJ	970 lb de vapor
1 MJ	239 kcal
1 MJ	0.277 kWh
1 MJ	948.4 BTU
1 kcal	3.968 BTU
1 kcal	4.187 J

Unidad	Equivale a
1 kWh	3.6 MJ
1 BTU	0.252 kcal
1 CC	35.3 MJ/h
1 CC	9.8055 kW_T
1 Atm	101 325 Pa
1 Atm	760 mmHg
1 ppm_v de SO_2 *	2.62 mg/m^3
1 ppm_v de NOx*	1.88 mg/m^3
1 ppm_v de CO*	1.14 mg/m^3

* a 25°C y 1 atm

Acrónimos

GJ/h= Gigajoule por hora
MJ= Megajoule
kcal= kilocaloría
kWh= Kilowatt hora
Atm =Atmósfera
Pa= pascal
lb/MBTU= Libra por millón de BTU
CC= Caballo Caldera
t= tonelada
BTU= Unidades térmicas británicas
kW_T= kilowatt Térmico
MJ/h= Megajoule por hora
ppmv= partes por millón en volumen
SO_2 = Bióxido de azufre
NOx= Óxidos de nitrógeno
CO= Monóxido de carbono

XIV Conclusiones y recomendaciones generales basadas en los hallazgos análisis de la información, incluyendo eficiencia, eficacia, efectividad, impacto, relevancia y sustentabilidad

En cuanto al cumplimiento de las obligaciones establecidas en la NOM en cuanto a disminuir las emisiones provenientes de los sistemas de combustión, éstas no se han alcanzado pues no se ha observado una reducción de las emisiones globales provenientes de las empresas reguladas. Los resultados indican que la aplicación de esta norma no ha inducido la instalación de equipos de control de NOx y SO_2 que se utilizan normalmente en países desarrollados.

Durante los últimos años se ha observado un decremento acelerado del uso de combustóleo, principalmente debido al incremento del precio y la rápida conversión tecnológica del sector eléctrico y no por la aplicación de la NOM-085-2011.

Los valores permisibles de emisión de SO_2 que prevalecen en la norma parecen muy laxos si se comparan contra regulaciones de otros países, sin embargo, la probabilidad de que su consumo continué abatiéndose en el corto plazo es muy alta, por lo que nos ería costo-efectivo inducir la instalación de equipos de control en sistemas cuya operación está siendo limitada sustancialmente.

En el caso de los NMP de NOx para equipos mayores a 42.4 GJ/h, los valores establecidos para ZVM y ZC se consideran muy estrictos, situación que requeriría la instalación de sistemas de control de NOx lo cual no ha ocurrido. Por otra parte, el valor de 375 ppm para el resto del país puede considerarse laxo para equipos mayores de 106 GJ/h sobre todo en el caso de los que utilizan combustibles líquidos y gaseosos.

Debe evaluarse la conveniencia de seguir utilizando las definiciones de Zonas Críticas y Resto de País, para lo cual en esta evaluación se hizo una propuesta para ampliar el número de zonas críticas y manejar a la Zona Metropolitana del Valle de México dentro de las mismas.

Igualmente resulta indispensable actualizar los métodos de prueba, definiciones innecesarias y fórmulas confusas que dificultan su interpretación.

En lo social, la imagen de muchas de las industrias sigue siendo que son las grandes contaminantes, y que las ciudades cercanas a éstas presentan actualmente mala calidad del aire. Desde luego, debe tomarse en cuenta que la calidad del aire es multifactorial y no depende exclusivamente de la aplicación de esta norma.

En lo ambiental, el cambio no es claro en los registros de los monitoreos de calidad del aire que en los últimos años siguen rebasando los criterios aplicables de calidad del aire, especialmente en cuanto a concentraciones de partículas se refiere.

Finalmente, se concluye que la aplicación de la NOM no ha sido eficiente para controlar las emisiones de los grandes equipos de combustión operados con carbón y combustóleo.

Bibliografía

Air & Waste Management Association, 2000. *Air Pollution Engineering Manual.* Segunda ed. Nueva York: Van Nostrand Reinhold.

CARB, 2005. *RULE 411, NOx from boilers, process heaters and steam generators.* [Online] Available at: https://www.arb.ca.gov/pm/pmmeasures/ceffect/rules/smaqmd_411.pdf [Accessed Mayo 2017].

CFE, 2005. *Programa Estratégico Institucional de Desarrollo Sustentable PEIDES,* s.l.: s.n.

CFE, 2014. *INFORME ANUAL 2014,* Ciudad de México: s.n.

CFE, 2015. *INFORME ANUAL 2015 ,* Ciudad de México: s.n.

CFE, 2016. *Listado de Centrales Generadoras de Electricidad,* Ciudad de México: s.n.

CINAM-SEMARNAT, 2012. *Externalidades ambienales de centrales termoeléctricas de tecnología convencional,* Ciudad de México: s.n.

Council of Industrial Boiler Owners, 1997. *Energy Efficiency Handbook,* s.l.: s.n.

IMP, 2014. *Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles,* Ciudad de México: s.n.

INECC, 2015. *Informe Nacional de Calidad del Aire 2014,* México D.F.: s.n.

Instituto de Ecología del Estado, 2013. *Programa de gestión para mejorar la calidad del aire de Salamanca, Celaya e Irapuato 2013-2022,* s.l.: s.n.

Morvay, Z. K. & Gvozdenac, D. D., 2008. *Applied Industrial energy and environmental management.* Primera ed. West Sussex: John Wiley & Sons.

PEMEX Refinación, 2008. *Hoja de Datos de Seguridad de Sustancias. HDSS: PR-405/2008 Combustóleo pesado. Subdirección de Auditoría en Seguridad y Protección Ambiental de Pemex-Refinación.,* Ciudad de México: s.n.

PEMEX, 2012. *Infraestructura de Plantas de Proceso, Sistemas de Ductos y Terminales de Almacenamiento y Reparto 2006/2012,* s.l.: s.n.

PEMEX, 2014. *Informe de Sustentabilidad 2013,* México: Petroleos Mexicanos.

PEMEX, 2015. *Informe de Sustentabilidad 2014,* México: s.n.

PEMEX, 2016. *Informe Anual 2015,* México: s.n.

PEMEX, 2016. *Informe de Sustentabilidad 2015,* Ciudad de México: s.n.

PEMEX, 2017. *Plan de Negocios 2017-2021,* s.l.: s.n.

SENER, 2015. *Prospectiva del Sector Electrico 2015-2029,* Ciudad de México: s.n.

SENER, 2016. *Balance Nacional de Energía 2015,* Ciudad de México: s.n.

SENER, 2016. *Programa del Desarrollo del Sistema Electrico Nacional 2016-2030,* Ciudad de México: s.n.

SENER, 2016. *Prospectiva de gas natural 2016-2030,* Ciudad de México: s.n.

SENER, 2016. *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2016-2030,* Ciudad de México: s.n.

SENER, 2017. *Sistema de Información Energética.* [Online]
Available at: http://sie.energia.gob.mx
[Accessed 11 Abril 2017].

UE, 2010. *Eur-Lex.* [Online]
Available at: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32010L0075
[Accessed Mayo 2017].

US EPA, 2017. *Electronic Code of Federal Regulations.* [Online]
Available at: https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=3b86edba7c3097530f869060ebe8ce50&mc=true&tpl=/ecfrbrowse/Title40/40cfr58_main_02.tpl
[Accessed Mayo 2017].

Anexo 1. Criterios para la determinación de Zonas Críticas en la NOM-085

1) Población (INEGI) y datos de emisiones del Inventario Nacional de Emisiones 2008

No	Zona metropolitana	Población 2015	Emisiones INEM 2008 (toneladas)					Suma de contaminantes	kg cont/hab	kg PM_{10}/hab	kg NOx/hab	kg COV/hab	kg SO_2/hab
			NOx	**SO_2**	**PM_{10}**	**$PM_{2.5}$**	**COV**						
1	ZM del Valle de México	21 500 724	282,998	7,241	9,806	6,878	275,099	575,144	26.75	0.46	13.16	12.79	0.34
2	ZM de Guadalajara	4 796 603	116,378	5,107	2,044	1,442	244,380	367,909	76.70	0.43	24.26	50.95	1.06
3	ZM de Monterrey	4 475 949	235,001	39,272	5,670	4,572	248,470	528,413	118.06	1.27	52.50	55.51	8.77
4	ZM de Puebla-Tlaxcala	2 941 988	87,325	1,208	1,768	1,349	44,153	134,453	45.70	0.60	29.68	15.01	0.41
5	ZM de Toluca	2 116 506	67,527	2,432	1,271	974	76,321	147,551	69.71	0.60	31.90	36.06	1.15
6	ZM de Tijuana	1 840 710	117,229	1,222	707	473	138,040	257,198	139.73	0.38	63.69	74.99	0.66
7	ZM de León	1 768 193	9,482	643	180	135	16,934	27,239	15.40	0.10	5.36	9.58	0.36
8	ZM de Juárez	1 391 180	8,139	560	600	530	6,609	15,908	11.44	0.43	5.85	4.75	0.40
9	ZM de La Laguna	1 283 835	35,646	31,826	2,821	2,444	36,686	106,979	83.33	2.20	27.77	28.57	24.79
10	ZM de Querétaro	1 255 185	8,600	1,206	639	456	8,670	19,115	15.23	0.51	6.85	6.91	0.96
11	ZM de SLP-Soledad	1 133 571	5,458	2,809	682	555	10,369	19,319	17.04	0.60	4.81	9.15	2.48
12	ZM de Mérida	1 058 764	11,730	12,653	1,353	1,132	10,196	35,933	33.94	1.28	11.08	9.63	11.95
13	ZM de Aguascalientes	1 044 049	5,659	411	694	443	6,636	13,402	12.84	0.67	5.42	6.36	0.39
14	ZM de Mexicali	988 417	84,732	1,897	1,433	1,254	97,659	185,721	187.90	1.45	85.72	98.80	1.92
15	ZM de Cuernavaca	983 365	20,193	3,186	370	296	21,152	44,901	45.66	0.38	20.53	21.51	3.24
16	ZM de Saltillo	923 636	29,166	454	861	558	47,110	77,591	84.01	0.93	31.58	51.00	0.49
17	ZM de Acapulco	919 884	21,088	503	161	114	28,803	50,555	54.96	0.18	22.92	31.31	0.55
18	ZM de Chihuahua	918 339	11,428	372	732	639	6,167	18,700	20.36	0.80	12.44	6.72	0.41
19	ZM de Tampico	916 854	31,981	17,196	7,821	7,438	12,040	69,038	75.30	8.53	34.88	13.13	18.76
20	ZM de Morelia	887 593	54,973	4,716	865	651	79,922	140,476	158.27	0.97	61.93	90.04	5.31
21	ZM de Veracruz	863 709	31,514	913	763	699	22,177	55,367	64.10	0.88	36.49	25.68	1.06
22	ZM de Villahermosa	824 599	7,721	2,975	476	402	6,800	17,972	21.80	0.58	9.36	8.25	3.61
23	ZM de Reynosa-Río Bravo	809 688	37,735	2,935	979	745	12,881	54,529	67.35	1.21	46.60	15.91	3.62
24	ZM de Cancún	782 398	2,123	122	66	43	4,270	6,580	8.41	0.08	2.71	5.46	0.16
25	ZM de Tuxtla Gutiérrez	762 738	2,565	452	89	55	4,041	7,147	9.37	0.12	3.36	5.30	0.59
26	ZM de Celaya	732 007	14,037	615	319	226	15,321	30,292	41.38	0.44	19.18	20.93	0.84
27	ZM de Xalapa	719 496	18,640	1,706	1,270	1,161	21,605	43,220	60.07	1.77	25.91	30.03	2.37
28	Irapuato	566 888	18,078	74,623	4,352	3,766	12,994	110,046	194.12	7.68	31.89	22.92	131.64
29	ZM de Orizaba	450 785	9,082	1,288	1,320	1,257	9,596	21,285	47.22	2.93	20.15	21.29	2.86

30	ZM de Minatitlán	378 003	10,655	28,293	1,972	1,818	10,970	51,890	137.27	5.22	28.19	29.02	74.85
31	ZM de Coatzacoalcos	370 556	12,316	1,705	914	590	8,985	23,920	64.55	2.47	33.24	24.25	4.60
32	ZM de Córdoba	333 734	8,406	435	1,024	968	9,836	19,701	59.03	3.07	25.19	29.47	1.30
33	Salamanca	276 198	12,705	50,028	2,860	2,547	12,756	78,349	283.67	10.35	46.00	46.18	181.13
34	ZM de Tula	220 087	25,376	191,076	14,934	13,583	6,037	237,423	1,078.77	67.86	115.30	27.43	868.18

2) Estatus de cumplimiento o incumplimiento de las NOM de calidad del aire, a nivel de red de monitoreo o municipios, en 2014

Entidad	Nombre del SMCA	Red o Municipio*	PM_{10} NOM-025-SSA1-1993			$PM_{2.5}$ NOM-025-SSA1-1993			O_3 NOM-020-SSA1-1993			SO_2 NOM-022-SSA1-2010				NO_2 NOM-023-SSA1-1993		CO NOM-021-SSA1-1993	
			Límite 24 hrs (120 µg/m³)	Límite anual (50 µg/m³)	Cumple NOM	Límite 24 hrs (65 µg/m³)	Límite anual (15 µg/m³)	Cumple NOM	Límite 1 hr (0.110 ppm)	Límite 8 hrs (0.080 ppm)	Cumple NOM	Límite 8 hrs (0.200 ppm)	Límite 24 hrs (0.110 ppm)	Límite anual (0.025 ppm)	Cumple NOM	Límite 1 hr (0.21 ppm)	Cumple NOM	Límite 8 hrs (11 ppm)	Cumple NOM
Baja California	Baja California	Ensenada	DI	DI	NO	FO	FO	NA	DI	DI	NO	NA	NA	NA	NA	FO	NA	DI	NA
		Mexicali	DI	DI	NO	61	23	NO	DI	DI	NO	FO	FO	FO	NA	DI	NA	6.26	SI
		Rosarito	DI	DI	NO	NA	NA	NA	DI	DI	NO	FO	FO	FO	NA	FO	NA	FO	NA
		Tecate	DI	DI	NO	FO	FO	NA	DI	DI	NO	NA	NA	NA	NA	DI	NA	DI	NA
		Tijuana	DI	DI	NO	FO	FO	NA	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	FO	NA	DI	NA
Chihuahua	Chihuahua Estatal	Chihuahua Estatal	DI	DI	NO	DI	DI	NO	0.072	0.058	SI	0.008	0.006	0.002	SI	DI	NA	4	SI
	Chihuahua municipal	Chihuahua municipal	97	46	SI	¤	¤	¤	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	0.078	SI	FO	NA
	Cd Juárez	**Cd Juárez**	405	131	NO	¤	¤	¤	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	4.6	SI
Ciudad de México y zona conurbada	Ciudad de México y zona conurbada	**Ciudad de México y zona conurbada**	110	56	NO	83	27	NO	0.185	0.109	NO	0.134	0.059	0.008	SI	0.13	SI	3.5	SI
Coahuila	Coahuila estatal	Torreón	127	63	NO	DI	DI	NO	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	DI	NA
	Coahuila Municipal	**Torreón**	75	42	SI	FO	FO	NA	FO	FO	NA	FO	FO	FO	NA	FO	NA	FO	NA
Colima	Colima	Colima	FO	FO	NA	FO	FO	NA	0.037	0.027	SI	0.009	0.006	0.002	SI	0.163	SI	4	SI
Durango	Durango	**Durango**	107	48	SI	DI	DI	NO	0.101	0.063	SI	DI	DI	DI	NA	0.077	SI	9.4	SI
		Gómez Palacio	DI	DI	NO	¤	¤	¤	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	DI	NA
		Lerdo	DI	DI	NO	DI	DI	NO	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	FO	NA	FO	NA
Estado de México	Estado de México	**Zona Metropolitana del Valle de Toluca**	170	82	NO	74	39	NO	0.136	0.084	NO	0.045	0.029	0.012	SI	0.120	SI	3.6	SI
Guanajuato	Guanajuato	**Celaya**	154	77	NO	39	19	NO	0.124	0.075	NO	0.023	0.018	0.008	SI	0.094	SI	4.8	SI
		Irapuato	103	47	SI	40	21	NO	0.164	0.115	NO	0.088	0.038	0.025	SI	0.087	SI	4.7	SI
		León	114	65	NO	¤	¤	¤	0.110	0.079	SI	0.026	0.018	0.005	SI	0.080	SI	2.3	SI
		Salamanca	127	63	NO	45	24	NO	0.135	0.092	NO	0.126	0.072	0.020	SI	0.066	SI	3.0	SI
		Silao	80	43	SI	DI	DI	NO	0.098	0.078	SI	DI	DI	DI	NA	0.034	SI	2.4	SI
		San Miguel de Allende	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Abasolo	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Villagrán	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Cortazar	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Juventino Rosas	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Acámbaro	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Moroleón	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		San Fco. del Rincón	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
Hidalgo	Hidalgo	Ajacuba	157	43	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Atitalaquia	INV	INV	NA	294	85	NO	0.083	0.060	SI	0.255	0.093	0.008	NO	FO	NA	INV	INV
		Atotonilco	INV	INV	NA	INV	INV	NA	0.111	DI	NO	DI	DI	DI	NA	0.077	SI	INV	INV
		Tepeapulco**	DI	DI	NO	DI	DI	NO	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	DI	NA
		Huichapan**	DI	DI	NO	DI	DI	NO	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	DI	NA
		Tepetitlán	¤	¤	¤	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Tepeji del Río	INV	INV	NA	DI	DI	NO	FO	FO	NA	FO	FO	FO	NA	FO	NA	FO	NA

Entidad	Nombre del SMCA	Red o Municipio*	PM_{10} NOM-025-SSA1-1993			$PM_{2.5}$ NOM-025-SSA1-1993			O_3 NOM-020-SSA1-1993			SO_2 NOM-022-SSA1-2010				NO_2 NOM-023-SSA1-1993		CO NOM-021-SSA1-1993	
			Límite 24 hrs (120 µg/m³)	Límite anual (50 µg/m³)	Cumple NOM	Límite 24 hrs (65 µg/m³)	Límite anual (15 µg/m³)	Cumple NOM	Límite 1 hr (0.110 ppm)	Límite 8 hrs (0.080 ppm)	Cumple NOM	Límite 8 hrs (0.200 ppm)	Límite 24 hrs (0.110 ppm)	Límite anual (0.025 ppm)	Cumple NOM	Límite 1 hr (0.21 ppm)	Cumple NOM	Límite 8 hrs (11 ppm)	Cumple NOM
		Tlaxcoapan	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Tula de Allende	DI	DI	NO	INV	INV	NA	INV	INV	NA	DI	DI	DI	NA	INV	NA	INV	NA
		Pachuca	DI	DI	NO	INV	INV	NA	0.145	DI	NO	0.019	0.008	0.003	SI	0.066	SI	INV	NA
		Tizayuca	DI	DI	NO	INV	INV	NA	0.110	DI	NO	0.079	0.031	0.004	SI	INV	NA	INV	NA
		Xochicoatlán	DI	DI	NO	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Lolotla	¤	¤	¤	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
Jalisco	**Jalisco**	**Zona Metropolitana de Guadalajara**	184	87	NO	37	20	NO	0.136	0.090	NO	0.015	0.012	0.004	SI	0.148	SI	6.7	SI
Michoacán	**Michoacán**	**Morelia**	INV	INV	NA	¤	¤	¤	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	DI	NA
Morelos	**Morelos**	Cuautla	¤	¤	¤	¤	¤	¤	FO	FO	NA	FO	FO	FO	NA	FO	NA	FO	NA
		Ocuituco	DI	DI	NO	¤	¤	¤	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	FO	NA
		Cuernavaca	FO	FO	NA	¤	¤	¤	0.13	DI	NO	DI	DI	DI	NA	0.057	SI	3.5	SI
		Zacatepec	DI	DI	NO	¤	¤	¤	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	DI	NA
Nuevo León	**Nuevo León**	**Área Metropolitana de Monterrey**	187	88	NO	DI	DI	NO	0.167	0.097	NO	0.049	0.022	0.008	SI	0.10	SI	4.9	SI
Oaxaca	**Oaxaca**	Oaxaca	64	38	SI	DI	DI	NO	0.094	0.064	SI	0.007	0.006	0.003	SI	DI	NA	1.6	SI
Puebla	**Puebla**	**Puebla**	115	61	NO	63	29	NO	0.165	0.066	NO	0.015	0.007	0.002	SI	0.080	SI	4.6	SI
Querétaro	**Querétaro**	Corregidora	DI	DI	NO	¤	¤	¤	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	DI	NA
		El Marqués	94	44	SI	¤	¤	¤	0.071	0.053	SI	DI	DI	DI	NA	0.231	NO	DI	NA
		Santiago de Querétaro	DI	DI	NO	23	12	SI	0.049	0.031	SI	DI	DI	DI	NA	0.082	SI	10	SI
Tamaulipas	**Tamaulipas**	**Nuevo Laredo**	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Reynosa	FO	FO	NA	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Matamoros	FO	FO	NA	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Victoria	100	53	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		El Mante	FO	FO	NA	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Tampico	120	25	SI	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
Veracruz	**Veracruz**	Minatitlán	DI	DI	NO	DI	DI	NO	0.122	DI	NO	0.090	0.039	0.013	SI	DI	NA	1.04	SI
		Xalapa	DI	DI	NO	37	17.5	NO	DI	DI	NO	0.025	0.012	0.004	SI	DI	NA	DI	NA
Yucatán	**Yucatán**	Mérida	¤	¤	¤	29	14	SI	0.047	0.029	SI	DI	DI	DI	NA	DI	NA	1.9	SI

***** En la columna Red o municipio, las redes se indican con letra negrilla, en tanto que en letra no negrilla se indica el nombre de aquellos municipios que sólo tienen una estación de monitoreo en su territorio.
****** Las estaciones Huichapan y Tepeapulco presentan insuficiencia de datos porque empezaron a operar en agosto y septiembre de 2014, respectivamente
FO = Fuera de operación.
DI = Datos insuficientes
INV= Datos invalidados
¤ = No se cuenta con equipo de monitoreo de este contaminante
SI=En todas las estaciones de monitoreo SI se cumple con la NOM correspondiente
NO = En al menos una estación de monitoreo NO se cumple con la NOM correspondiente (Celdas marcadas en color)
NA = No aplica

Notas:

- Los números indican la concentración más alta registrada en la Red o municipio, de acuerdo con el dato base empleado para evaluar cumplimiento de NOM (por ejemplo, percentil 98 de los promedios de 24 horas, máximo horario, segundo máximo, promedio móvil de ocho horas, promedio anual, etc.)
- En el caso de ozono, partículas (PM_{10} y $PM_{2.5}$) y SO_2 se asume que un sitio cumple con la Norma respectiva si acata todos los valores límite normados
- En el caso de ozono y partículas (PM_{10} y $PM_{2.5}$) se asume que la insuficiencia de datos lleva al incumplimiento de la Norma respectiva

Entidad	Nombre del SMCA	Red o Municipio*	PM_{10} NOM-025-SSA1-1993			$PM_{2.5}$ NOM-025-SSA1-1993			O_3 NOM-020-SSA1-1993			SO_2 NOM-022-SSA1-2010				NO_2 NOM-023-SSA1-1993		CO NOM-021-SSA1-1993	
			Límite 24 hrs (120 µg/m³)	Límite anual (50 µg/m³)	Cumple NOM	Límite 24 hrs (65 µg/m³)	Límite anual (15 µg/m³)	Cumple NOM	Límite 1 hr (0.110 ppm)	Límite 8 hrs (0.080 ppm)	Cumple NOM	Límite 8 hrs (0.200 ppm)	Límite 24 hrs (0.110 ppm)	Límite anual (0.025 ppm)	Cumple NOM	Límite 1 hr (0.21 ppm)	Cumple NOM	Límite 8 hrs (11 ppm)	Cumple NOM
		Tlaxcoapan	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Tula de Allende	DI	DI	NO	INV	INV	NA	INV	INV	NA	DI	DI	DI	NA	INV	NA	INV	NA
		Pachuca	DI	DI	NO	INV	INV	NA	0.145	DI	NO	0.019	0.008	0.003	SI	0.066	SI	INV	NA
		Tizayuca	DI	DI	NO	INV	INV	NA	0.110	DI	NO	0.079	0.031	0.004	SI	INV	NA	INV	NA
		Xochicoatlán	DI	DI	NO	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Lolotla	¤	¤	¤	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
Jalisco	**Jalisco**	**Zona Metropolitana de Guadalajara**	184	87	NO	37	20	NO	0.136	0.090	NO	0.015	0.012	0.004	SI	0.148	SI	6.7	SI
Michoacán	**Michoacán**	**Morelia**	INV	INV	NA	¤	¤	¤	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	DI	NA
Morelos	**Morelos**	Cuautla	¤	¤	¤	¤	¤	¤	FO	FO	NA	FO	FO	FO	NA	FO	NA	FO	NA
		Ocuituco	DI	DI	NO	¤	¤	¤	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	FO	NA
		Cuernavaca	FO	FO	NA	¤	¤	¤	0.13	DI	NO	DI	DI	DI	NA	0.057	SI	3.5	SI
		Zacatepec	DI	DI	NO	¤	¤	¤	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	DI	NA
Nuevo León	**Nuevo León**	**Área Metropolitana de Monterrey**	187	88	NO	DI	DI	NO	0.167	0.097	NO	0.049	0.022	0.008	SI	0.10	SI	4.9	SI
Oaxaca	**Oaxaca**	Oaxaca	64	38	SI	DI	DI	NO	0.094	0.064	SI	0.007	0.006	0.003	SI	DI	NA	1.6	SI
Puebla	**Puebla**	**Puebla**	115	61	NO	63	29	NO	0.165	0.066	NO	0.015	0.007	0.002	SI	0.080	SI	4.6	SI
Querétaro	**Querétaro**	Corregidora	DI	DI	NO	¤	¤	¤	DI	DI	NO	DI	DI	DI	NA	DI	NA	DI	NA
		El Marqués	94	44	SI	¤	¤	¤	0.071	0.053	SI	DI	DI	DI	NA	0.231	NO	DI	NA
		Santiago de Querétaro	DI	DI	NO	23	12	SI	0.049	0.031	SI	DI	DI	DI	NA	0.082	SI	10	SI
Tamaulipas	**Tamaulipas**	**Nuevo Laredo**	DI	DI	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Reynosa	FO	FO	NA	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Matamoros	FO	FO	NA	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Victoria	100	53	NO	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		El Mante	FO	FO	NA	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
		Tampico	120	25	SI	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤	¤
Veracruz	**Veracruz**	Minatitlán	DI	DI	NO	DI	DI	NO	0.122	DI	NO	0.090	0.039	0.013	SI	DI	NA	1.04	SI
		Xalapa	DI	DI	NO	37	17.5	NO	DI	DI	NO	0.025	0.012	0.004	SI	DI	NA	DI	NA
Yucatán	**Yucatán**	Mérida	¤	¤	¤	29	14	SI	0.047	0.029	SI	DI	DI	DI	NA	DI	NA	1.9	SI

***** En la columna Red o municipio, las redes se indican con letra negrilla, en tanto que en letra no negrilla se indica el nombre de aquellos municipios que sólo tienen una estación de monitoreo en su territorio.
****** Las estaciones Huichapan y Tepeapulco presentan insuficiencia de datos porque empezaron a operar en agosto y septiembre de 2014, respectivamente
FO = Fuera de operación.
DI = Datos insuficientes
INV= Datos invalidados
¤ = No se cuenta con equipo de monitoreo de este contaminante
SI=En todas las estaciones de monitoreo SI se cumple con la NOM correspondiente
NO = En al menos una estación de monitoreo NO se cumple con la NOM correspondiente (Celdas marcadas en color)
NA = No aplica

Notas:

- Los números indican la concentración más alta registrada en la Red o municipio, de acuerdo con el dato base empleado para evaluar cumplimiento de NOM (por ejemplo, percentil 98 de los promedios de 24 horas, máximo horario, segundo máximo, promedio móvil de ocho horas, promedio anual, etc.)
- En el caso de ozono, partículas (PM_{10} y $PM_{2.5}$) y SO_2 se asume que un sitio cumple con la Norma respectiva si acata todos los valores límite normados
- En el caso de ozono y partículas (PM_{10} y $PM_{2.5}$) se asume que la insuficiencia de datos lleva al incumplimiento de la Norma respectiva