

**ESTIMACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO DE FUENTES FIJAS
INDUSTRIALES DE LA CIUDAD DE BARRANQUILLA**

MELANY VELASQUEZ LOZANO

UNIVERSIDAD DEL NORTE
PROGRAMA DE MAESTRÍA DE INGENIERÍA AMBIENTAL
BARRANQUILLA - COLOMBIA

2018



**ESTIMACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO DE FUENTES FIJAS
INDUSTRIALES DE LA CIUDAD DE BARRANQUILLA**

MELANY VELASQUEZ LOZANO

Trabajo para optar al título de Magister en Ingeniería Ambiental

PhD. DAYANA AGUDELO CASTAÑEDA

(Directora)

UNIVERSIDAD DEL NORTE

PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA AMBIENTAL.

BARRANQUILLA - COLOMBIA

2018



NOTA DE ACEPTACIÓN

JURADO 1

FIRMA

JURADO 2

FIRMA

DEDICATORIA

Eres la más grande de las razones por la que he decidido seguir escalando peldaños en mi formación como profesional, tú me lo diste todo y espero algún día poder ser yo la que pueda darte todo, te dedico con todo mi amor este trabajo, porque sin tu constante apoyo el camino sería mucho más difícil, te amo y todo lo que haga tenga mérito o no, lo haré pensando en ti.

A mi Madre.

AGRADECIMIENTOS

Infinitas gracias a Dios por la oportunidad de levantarme cada día para seguir trabajando en mis proyectos, le agradezco a mi directora por toda su ayuda, motivación y por el esfuerzo de estar conmigo cuando en su vientre se formaba otro maravilloso ser humano, gracias a Barranquilla verde por abrirme sus puertas y brindarme toda la información que necesitaba para este estudio; le doy gracias a todo el personal docente por sus enseñanzas y su dedicación en transmitir de la manera más clara sus conocimientos, por último pero no menos importante gracias a mi familia (Mi mamá, mi abuela y mis tíos) ellos han sido un gran apoyo en todo sentido para la realización de mis estudios.

Mil gracias a ti por leer mi trabajo, espero de todo corazón que lo disfrutes y sea de tu agrado.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	VIII
Resumen.	XII
Introducción.	14
Planteamiento del problema.	16
Justificación.	18
Antecedentes.	20
Objetivo general:	23
Objetivos específicos:	23
Marco teórico:	24
Efecto invernadero:	24
Contaminantes criterio	26
Óxido de nitrógeno (NO_x)	26
Monóxido de carbono (CO)	27
Dióxido de carbono (CO₂)	28
Metano (CH₄)	28
Óxido Nitroso (N₂O)	29
Fuentes de emisión:	29
Inventario de emisiones:	31
Huella de carbono:	32

Metodología:	35
Distribución espacial	35
Categorización industrial	36
Informe de los estudios isocinéticos	42
Factor de emisión	42
Balance de Masa	43
Huella de Carbono	43
Metodología de cálculo de la huella de carbono	45
Limitaciones.	56
Resultados y Análisis	59
Extrapolación.	86
Huella de carbono industrial de varias ciudades:	89
Conclusiones y Recomendaciones.	90
Recomendaciones a la entidad ambiental para el calculo de la huella de carbono.	92
Bibliografía	93
Anexos	106

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Los alcances y emisiones de gases de efecto invernadero en toda la cadena de valor, modificada por el autor (Bhatia et al., 2011).....	33
Figura 2 Área de estudio. Fuente Google Maps (Maps & Velasquez, 2018)modificada por el autor.	36
Figura 3 Actividades por industria.	39
Figura 4 Diagrama de clasificación de Calderas y Hornos. Fuente: Autor.	40
Figura 5 Consumo de los equipos en las diversas industrias objeto de estudio por tipo de combustible.....	41
Figura 6 Metodología para realizar el inventario de emisiones y calcular la huella de carbono. Fuente: Autor.	44
Figura 7 Contribución de las emisiones del consumo de combustible en calderas al año. .	64
Figura 8 Contribución de las emisiones del consumo de combustible en hornos al año. ...	66
Figura 9 Contribución de las emisiones del consumo de combustible en plantas generadoras de energía al año.	69
Figura 10 Toneladas de CO ₂ por equipo.	74
Figura 11 Toneladas de CO por equipo.....	75
Figura 12 Toneladas de NO _x por equipos.....	76
Figura 13 Toneladas de SO _x por equipos.	77
Figura 14 Toneladas de SO ₂ por equipos.	78
Figura 15 Contribución de CH ₄ que emiten los equipos.	79
Figura 16 Contribución de N ₂ O que emiten los equipos.....	80
Figura 17 Contribución a las emisiones por parte de los diferentes combustibles.....	82

Figura 18 Ejemplo de dispersión de los datos calculados como emisión de NO_x para las calderas. 84

Figura 19 Emisiones de CO_{2-eq} para el año base, considerando los escenarios tendenciales y sostenibles para el desarrollo de la huella de carbono en la ciudad de Barranquilla..... 88

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Ejemplos de tipos de alcance, adaptado de (Spencer & Clarke, 2010)	34
Tabla 2 Clasificación de las industrias según CIIUR (DANE, 2009)	37
Tabla 3 Componentes de los combustibles(Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2016).	42
Tabla 4 Densidades de los combustibles (UPME, 2016)	47
Tabla 5 Poderes caloríficos de los combustibles (UPME, 2016)	47
Tabla 6 Factores de emisión para combustión de gas natural, carbón y diésel en calderas (División Salud Ambiental, 2014).	48
Tabla 7 Factores de emisión para quema de combustibles en hornos (Cifuentes Lira et al., 2016).	49
Tabla 8 Factor de emisión por tipo de combustible (UPME, 2016).	49
Tabla 9 Factor de emisión IPCC industria de agricultura (Gómez & Watterson, 2006).	50
Tabla 10 Factor de emisión IPCC industria Manufacturera(Gómez & Watterson, 2006). .	50
Tabla 11 Factor de emisión IPCC industria eléctrica (Gómez & Watterson, 2006).	50
Tabla 12 Potencial de calentamiento de algunos gases de efecto invernadero (European platform on life cycle assessment [EPLCA], 2009; IPCC, 2007)	55
Tabla 13 Cantidad promedio de combustible consumido en distintas calderas	60
Tabla 14 Cantidad de contaminantes emitidos por consumo de combustible en calderas. .	62
Tabla 15 Emisiones producidas por combustible en Calderas.	63
Tabla 16 Hornos reportados en los informes de emisión con la cantidad promedio de combustible consumido en distintas unidades.	65

Tabla 17 Cantidad de contaminantes emitidos por consumo de combustible de los hornos.	65
Tabla 18 Emisiones producidas por combustible en Hornos.	66
Tabla 19 Plantas generadoras reportados en los informes de emisión con la cantidad promedio de combustible consumido en distintas unidades.....	67
Tabla 20 Cantidad de contaminantes emitidos por consumo de combustible de las plantas generadoras.	68
Tabla 21 Emisiones producidas por combustible en Plantas generadoras.	69
Tabla 22 Calentadores y calderines reportadas en los informes de emisión con la cantidad promedio de combustible consumido en distintas unidades.....	70
Tabla 23 Cantidad de contaminantes emitidos por consumo de combustible en Calderines, calentadores de aceite y calentadores de agua.....	71
Tabla 24 Otros equipos de diferente denominación reportados en los informes de emisión con los diámetros y velocidades para el cálculo de los flujos volumétricos.	72
Tabla 25 Cantidad de contaminantes emitidos por otros equipos.	73
Tabla 26 Emisiones producidas por tipo de combustible.	81
Tabla 27 Huella de carbono.	83
Tabla 28 Desviación estándar encontrada para cada emisión según su equipo.....	85
Tabla 29 Huella de carbono industrial para diferentes ciudades en Colombia (Alcaldía de Santiago de Cali, 2016; Alcaldía Mayor de Bogotá D.C., 2014; Arroyave & Agudelo, 2017).	89

Resumen.

La ciudad de Barranquilla posee 87 empresas de carácter industrial según la Cámara de Comercio en el año 2018, con ayuda del establecimiento público ambiental llamada Barranquilla Verde, para este estudio se pudieron estimar las emisiones de contaminantes criterio y de gases de efecto invernadero de 26 industrias, con la finalidad de contribuir al conocimiento del estado actual de la ciudad en materia de calidad del aire; también se calculó con estas estimaciones la huella de carbono producida por la quema de diferentes combustibles que dio como resultado una emisión de 331967,8 t/año de CO₂-eq y se realizó una extrapolación lineal para extender el análisis al hipotético caso de que todas las 87 industrias pudiesen ser consideradas como fuentes emisora y tuviesen la misma distribución que las 26 industrias evaluadas, encontrando que, en tal caso, la huella de carbono sería de 1'110.815,5 t/año de CO₂-eq.

Los valores de contaminantes criterios encontrados confirman que se debe tener información frecuente de la calidad del aire en diferentes puntos de la ciudad de Barranquilla, debido a que se encontró que el segundo contaminante con mayor emisión por los combustibles son los óxidos de nitrógeno; al conocer la ubicación geográfica de las industrias (localizadas a lo largo del río) y según el sentido del viento pueden llegar a diferentes puntos afectando tanto la salud humana, las infraestructuras, la vegetación y la fauna.

El sector industrial en la Ciudad de Barranquilla se observa que para el uso de plantas generadoras de energía es preferente el combustible tipo diésel, pero el combustible más usado por los equipos evaluados es el gas natural; esto se considera un avance en materia de emisiones porque se reduce el consumo de combustibles sólidos que puedan tener combustiones incompletas emitiendo contaminantes peligrosos, sin embargo, a pesar que el

uso de gas natural disminuye las emisiones de contaminantes criterios como los óxidos de azufre, obliga a las ciudades a un mayor control de las emisiones por parte de los óxidos de nitrógeno que son generados por las altas temperaturas, niveles traza de nitrógeno en el combustible o por el nitrógeno proveniente del aire al momento de la combustión.

Introducción.

Barranquilla es una ciudad con una posición geográfica estratégica gracias a su cercanía a la desembocadura del río Magdalena, esta localización le ha presentado un crecimiento industrial desde 1842, permitiendo su inserción a la dinámica económica e industrial nacional (Bell Lemus, 2014); el incremento de la industria contribuyó de muchas formas positivas como la generación de empleo, mejora en la calidad de vida, procesos de internacionalización, entre otras; pero también trajo varias desventajas como son las emisiones liberadas a la atmósfera por parte de las industrias.

En el mundo se han creado estatutos que motivan dentro de sus capacidades a los países a bajar sus índices de emisión de contaminantes, uno de estos es el protocolo de Kioto, este es un acuerdo internacional sobre el cambio climático, que tiene como objetivo reducir las emisiones netas de los gases que provocan el calentamiento global a un nivel que evite la peligrosa intervención antropogénica con el sistema climático (Rowlands, 2010); a raíz de la preocupación por los cambios provocados en la atmósfera, Colombia se incluye como un país ambientalmente consciente firmando el tratado de París, comprometiéndose a reducir su emisión de gases de efecto invernadero en un 20% para el año 2030 (Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, 2016) y también el país ha formulado leyes, decreto y resoluciones que lo ayudan a controlar las emisiones contaminantes de diferentes tipo, tanto por fuentes fijas como por fuentes móviles.

El cálculo de la huella de carbono ayuda al país a ver su evolución en materia de emisiones o su contribución al calentamiento global, pero para esto se necesita el registro de un inventario de emisiones anuales, lo que hace que para Colombia se convierta en una necesidad el tener documentación de la cantidad en masa por año de los contaminantes gaseosos emitidos a la atmósfera, debido a la meta acordada para el 2030 en el acuerdo de

París; los informes que se presentan con respecto a las emisiones en Colombia desarrollados por Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales son ideales para trabajar en la búsqueda de estrategias y acciones adecuadas que permitan alcanzar los nuevos desafíos globales que se plantean en los objetivos de desarrollo sostenible (Pulido et al., 2016).

Desarrollar cualquier actividad en especial aquella de origen antropogénico donde se liberan sustancias volátiles puede provocar el aumento de la huella de carbono y no tomar conciencia del cambio que podríamos hacer al controlar y monitorear nuestras emisiones traería catástrofes, como el aumento dramático de sequía o inundaciones, agotamiento de recursos naturales, colapsos económicos, conflictos armados, crisis de refugiados, etc. (Verchick, 2018).

Barranquilla es una ciudad con diversas industrias, que abarcan desde industrias de curtiembres, de alimentos, hasta industrias de producción de químicos y plásticos (Bonilla Mejía, 2010). En el caso de Barranquilla, la entidad ambiental a nivel municipal es el Establecimiento Público Ambiental Barranquilla Verde, la cual lleva los registros únicos ambientales y/o los estudios isocinéticos y calidad del aire solicitados por la normatividad vigente aplicable y que deben ser proporcionados por las industrias localizadas en la jurisdicción de la autoridad ambiental.

En el presente estudio se utilizaron estos registros para calcular la huella de carbono de la ciudad con una base de 26 empresas que generaron sus reportes entre el 2012-2016, con el fin de saber cómo la ciudad de Barranquilla está contribuyendo al calentamiento global y cuál es la magnitud de contaminante criterio que está emitiendo, fijando como año base el 2016.

Planteamiento del problema.

Las contribuciones de gases arrojados a la atmósfera, relativos al cambio climático han sufrido incrementos durante la última década, especialmente debido a la rápida industrialización de las economías (den Elzen, Olivier, Höhne, & Janssens-Maenhout, 2013), esto se presenta debido a que fuentes fijas como las industrias arrojan a la atmósfera cantidades grandes de gases, para el 2012 la industria manufacturera emitió aproximadamente 28,13Mt de CO₂-eq en toda Colombia (Pulido et al., 2016); los gases de efecto invernadero que alteran la composición normal de la atmósfera y producen efectos negativos sobre la salud humana, la fauna, la flora e infraestructura, transformándose en precursores del cambio climático. Estos gases deben ser controlados y monitoreados para que no excedan el límite permisible de la norma nacional colombiana.

El cambio climático es en sí un problema ambiental, pero también por sus actividades de origen, sus trascendencias y consecuencias se considera un problema de desarrollo trayendo consigo impactos económicos, sociales, cultural y ecosistémicos (Gunster, 2017). Entre los impactos ambientales se encuentra el reconocido calentamiento del ártico, que causa la disminución en la extensión del hielo marino que está relacionado con la reducción en la abundancia de especies como el oso polar (Douglas & Atwood, 2017), también puede afectar los ecosistemas marinos por la acidificación del océano con las emisiones de CO₂, afectando muchos procesos como la respiración y el rendimiento metabólico con implicaciones fisiológicas para el rendimiento de sistema nervioso (O'Donnell, 2018). Entre los impactos económicos está el principio de “quien contamina paga”, este se ha transformado en la justificación de los agentes causantes del daño al ambiente como una regla económica, asignándole un costo o valor que aparentemente compensa el daño (Morin & Orsini, 2014);

También se presentan relaciones entre los impactos, como es la afectación del ambiente fértil para diferentes cultivos específicos, estos necesitan ciertas temperaturas para su proliferación y al verse modificado su entorno puede dañarse la producción, causando que la comunidad se vea obligada a importar la mercancía, afectando la economía local y aumentando los gastos para la población, estos cambio en las temperaturas pueden llegar a afectar el entorno social de tal forma que se presenta migración o desplazamiento de asentamientos humanos (United Nations, 2014).

Cada una de las industrias en la ciudad es responsable de implementar las normatividades ambientales en relación a sus emisiones atmosféricas, vigiladas por las autoridades ambientales que hacen parte del Sistema Nacional Ambiental, esta autoridad es responsables por velar el cumplimiento de la normatividad ambiental y aplicar sanciones a las empresas que no cumplen con las emisiones permisibles como dicta la Ley 99 de 1993.

Por lo tanto, con el fin de conocer la contribución de las emisiones de gases de efecto invernadero originados por las fuentes fijas industriales de combustión en la ciudad de Barranquilla se ha planteado la siguiente pregunta de investigación:

¿Cuál es la huella de carbono producida por la emisión de gases de efecto invernadero de las industrias localizadas en Barranquilla?

Justificación.

Se ha vuelto una necesidad imperativa de la sociedad acelerar su crecimiento sin prestar atención a las consecuencias que trae el desarrollo; en un país como Colombia donde la meta es transformarse en un país de primer mundo la contaminación es observada como una necesidad para avanzar, este pensamiento se ha visto truncado por cambios en la normatividad mundial para proteger el medio ambiente, lo que hace que además de convertirnos en una sociedad con un pensamiento ambientalmente sostenible, nos abrimos paso lento al desarrollo (Rodríguez et al., 2001).

Barranquilla no es ajena a esta realidad, actualmente es uno de los principales puertos de Colombia. Esto conlleva a que embarcaciones de todo el mundo de transporte de mercancía lleguen a la ciudad, así como insumos para producciones industriales; lo que ha propiciado el aumento de las industrias en la ciudad y posiblemente la emisión de gases de efecto invernadero causante del calentamiento global.

Hecho que debe ser identificado y conocido de tal forma que la medida de crecimiento industrial que lleva la ciudad de Barranquilla sea registrada para luego ser usado en la medición del impacto ya sea positivo o negativo.

conocer la huella de carbono se justifica, entre otras, por las siguientes razones:

1. Valorar los riesgos relacionados con el calentamiento global y efecto invernadero, para identificar la capacidad de ahorro y oportunidades de acceso a nuevos mercados.
2. Conocer cuáles procesos producen mayor emisión y consumo de energía, así minimizar los costos energéticos.
3. Preocuparse por la sostenibilidad y el impacto que puede generar la creación de los productos; con esto muestran ser empresas que no tienen nada que esconder ante el público.

4. Dar respuestas a las exigencias de clientes que han comenzado a dar importancia a la huella de carbono y se sienten mejor cuando identifican que las empresas que generan los productos adquiridos no producen una alta huella de carbono; causando así una diferenciación frente a la competencia.
5. Crear estrategias para contrarrestar las emisiones y los impactos negativos que generan.
6. Cumplir con políticas internacionales que cada vez se vuelven más exigentes, lo que ayuda al país a adelantarse en material normativo donde la huella de carbono se convierte en un indicador aceptado por la población.

Antecedentes.

El calentamiento global es una anomalía climática provocada por forzamiento internos ocasionados por inestabilidad atmosférica y/o del océano, y por el forzamiento externo ocasionado por la intensidad en la radiación solar o cambios en el planeta (concentración de gases de efecto invernadero, cambio en el uso del suelo, uso de aerosoles, etc.); todos estos cambios causaron reuniones de un grupo de científicos en 1988 con la finalidad de proporcionar evaluaciones integrales del estado de los conocimientos científicos, técnicos y socioeconómicos sobre el cambio climático llamado panel intergubernamental sobre el cambio climático, IPCC (Badii, Guillen, Lugo, & Sanchez, 2015).

En Colombia especialmente en las zonas costeras e insulares se presenta una alta vulnerabilidad provocada por el cambio climático, el mar podría presentar aumentos entre 2 a 5mm por año, según el IDEAM se han registrado temperaturas de 40°C en algunas ciudades como Valledupar y Cartagena, pero hay ciudades del país que no están preparadas en su entorno social, ni en su infraestructura para superar cambios extremos (Magoni & Munoz, 2018). Para impedir que la temperatura del planeta siga aumentando de manera desmesurada, limitándolo su aumento en 1,5°C, Colombia al igual que varios países latinoamericanos y la mayoría de la comunidad internacional, firmaron el Acuerdo de París sobre el cambio climático el 12 de diciembre del 2015 (Hulme, 2016).

Entre los incidentes más reconocidos que dieron pie para monitorear la contaminación del aire fue en octubre 1948 en Donora- Estados Unidos de América, y los 5 días de smog que envolvieron a Londres- Inglaterra y murieron cerca de 12000 personas durante 3 meses en 1952, hubo dos desastres ambientales más Nueva York- Estados Unidos de América en 1953 y Osaka- Japón 1952, que como se mencionó antes dio como resultado que el Congreso de

los Estados Unidos aprobara las enmiendas a la Ley de Aire Limpio en 1970, lo que condujo al establecimiento de estándares de calidad del aire (Redai & Haczku, 2015).

Colombia empezó las mediciones de las emisiones arrojadas al ambiente gracias a la red panamericana de muestreo normalizado de la contaminación del aire, REDPANADAIRE, estableciendo un sistema de vigilancia de la calidad del aire, SVCA, que constaba de 25 estaciones en 1973 ubicadas en 6 ciudades, que hacían parte de una red de 88 estaciones en 14 países para el mismo año, todas establecidas por REDPANADAIRE; este contexto abrió camino para la formación de políticas y estrategias orientadas a la prevención y el control de la contaminación proveniente de fuentes móviles y fijas. Para el 2010 en Colombia para el SVCA se habían establecido 170 estaciones de monitoreo, en el 2016 el contaminante más monitoreado por los SVCA fue el PM_{10} que se monitoreó con el 88% de las estaciones, seguido del SO_2 y NO_2 con el 27%, el O_3 con el 19%, PST con el 18%, CO con el 10% y finalmente $PM_{2.5}$ con el 21% de estas estaciones (Hernández Hernández, Bohórquez Lozano, Pinzón Rincón, Guzman Ramos, & Moreno Saboya, 2012; IDEAM, 2016).

En Colombia la primera ley expedida fue la ley 23 de 1973 donde se dictan facultades al presidente de la república para expedir un código de recursos naturales y protección del medio ambiente, considerando como bienes contaminables el aire, el agua y el suelo (Congreso Nacional, 1973) que es reglamentado por el Decreto 2811 de 1974. Así con el tiempo se fueron creando diferentes normas que protegían el ambiente, además se estableció el subsistema de información sobre la calidad del aire, SISAIRE, que se volvió la principal fuente de información para diseñar, evaluar y ajustar las políticas y estrategias a nivel nacional y regional para la prevención y control de la calidad del aire, pues el interés

relacionado con la degradación ambiental va en crecimiento (Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales, 2016).

En el 2013 para Barranquilla se realizó un inventario de emisiones con base en información recolectada en el año base 2010 donde se arrojó como resultado que la ciudad libera a la atmósfera un total de 3'023.552 t/año de dióxido de carbono equivalente ($\text{CO}_2\text{-eq}$), aquí también se incluyen fuentes móviles y el consumo de combustibles en las viviendas, con el fin de conocer el estado que guarda la ciudad en materia de contribución al calentamiento global, pero se tiene registro en este inventario que con un modelo de proyección la cantidad de $\text{CO}_2\text{-eq}$ emitido por procesos industriales y generación de energía tendría un total para el 2020 de 1'754.001t/año de $\text{CO}_2\text{-eq}$ (CINPRO, 2013).

Objetivo general:

Estimar la huella de carbono de las emisiones de gases producidas por el consumo de combustible en fuentes fijas industriales en la ciudad de Barranquilla que contribuyen al cambio climático.

Objetivos específicos:

- Generar una línea base de industrias que permita el establecimiento de una muestra representativa para el cálculo.
- Seleccionar los factores de emisión para las actividades de las fuentes fijas industriales que usan combustibles fósiles de la ciudad de Barranquilla.
- Calcular las emisiones totales derivadas de estas fuentes fijas industriales que usan combustibles fósiles de la ciudad de Barranquilla.
- Calcular la huella de carbono de las fuentes fijas industriales que usan combustibles fósiles de la ciudad de Barranquilla.

Marco teórico:

Efecto invernadero:

La tierra necesita el efecto invernadero natural, que es el proceso por donde la emisión de radiación infrarroja pasa a través de la atmósfera y calienta la superficie del planeta; la atmósfera funciona de forma natural como una manta aislante, con la capacidad de atrapar suficiente energía solar para mantener la temperatura promedio global en un rango apropiado en el que preservar la vida. esta manta es en realidad una serie gases atmosféricos, algunos de ellos en cantidades tan pequeñas que se los denomina gases traza; gracias a esta serie de gases atmosféricos la atmósfera de la Tierra no se quema durante el día y tampoco se congela durante la noche (Williamson et al., 2014). Sin el efecto invernadero natural, la vida no sería posible en la tierra, por el hecho de que el efecto invernadero ayuda a regular la temperatura atmosférica, el calor del sol escaparía y la temperatura promedio bajaría de 14°C a -18°C; una temperatura demasiado fría como para mantener la diversidad de vida que existe hoy en el planeta. (Casper, 2010)

La biosfera terrestre puede liberar o absorber los gases de efecto invernadero, entre estos gases está el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O), entre otros, por lo tanto, tiene un papel importante en la regulación de la composición atmosférica y el clima. La concentración de CO₂ atmosférico ha aumentado en casi un 40% desde el comienzo de la era industrial, mientras que las concentraciones de CH₄ y N₂O han aumentado en un 150% y un 20%, respectivamente. Aunque las fuentes termogénicas (como son la combustión y uso de combustibles fósiles, producción de cemento, procesos geológicos e industriales) representan la mayor perturbación del clima global, las fuentes biogénicas y los sumideros también representan una parte importante del intercambio tierra-atmósfera de estos gases (Iodice et al., 2016).

Los gases de efecto invernadero están catalogados como componentes atmosféricos, que pueden ser tanto naturales como antropogénicos, tienen la capacidad de absorber y emitir radiación a longitudes de onda específicas dentro del espectro de radiación infrarroja emitida por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes (Chassoul a, Marín L, Morales C, & Fallas M, 2017).

Las principales fuentes antropogénicas y naturales de contaminación del aire son la industria, centrales térmicas, automóviles, combustiones domésticas, humo del fuego, quema de minas de carbón, vegetación en descomposición, erupción volcánica, alcantarillado, fundición, entre otras. Estas fuentes pueden emitir gases de efecto invernadero: vapor de agua (H₂O), dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), Ozono (O₃) y Metano (CH₄). Como se explicó anteriormente la biosfera tiene un papel fundamental en la regulación del equilibrio de estos gases en la atmósfera. Sin embargo, hay muchos otros gases de efecto invernadero producidos por los seres humanos entre estos están los halocarbonos y otras sustancias que contienen cloro y bromo, como también existen los gases de hexafluoruro de azufre, hidrofluorocarbonos y perfluorocarbonos (Intergovernmental Panel on Climate[IPCC], 2014,p.1455).

Ahora se detallaran los contaminantes de forma particular, aquí se encuentran los gases directos o en otras palabras que son emitidos directamente a la atmósfera que tienen mayor relevancia cuando respecta al cálculo de la huella de carbono por poseer potencial de calentamiento (PCA), que son el CO₂, N₂O y CH₄, mientras que los gases indirectos o precursores de ozono troposférico y acidificación directa más estudiados son NO_x, SO_x (SO₂+SO₃) y CO, pero estos contaminantes no poseen un PCA y son declarados siempre que el país en cuestión haya preparado el inventario de estos gases (Yamamoto et al., 2017).

Contaminantes criterio

Son aquellos contaminantes que afectan la salud inmediatamente ante su inhalación, en carácter mundial se identifican 5 contaminantes criterios que son: monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO₂), dióxido de nitrógeno (NO₂), ozono troposférico (O₃) y material particulado con diámetro aerodinámico menor a 10 µm (PM₁₀). Además de éstos, en varias ocasiones se incluye al dióxido de carbono (CO₂) por su aporte al efecto invernadero. Su comportamiento depende mucho de la meteorología, condiciones físicas y químicas, por esta razón las entidades regulatorias ambientales establecen unos niveles máximos permisibles de concentración para cada uno en la Resolución número 2254 del 2017. (Ministerio de Salud y Protección Social, 2015)

La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, EPA por sus siglas en inglés, ha establecido los índices de calidad del aire (ICA), que de forma cualitativa clasifican la condición en la que se encuentra el aire en la zona afectada y que el público pueda entender de mejor manera el estado de contaminación; el ICA establece seis divisiones de preocupación de salud: Bueno “0-50”, Moderado “51-100”, Desfavorable para Grupos Sensibles “101-150”, Desfavorable “151-200”, Muy Desfavorable “201-300”, Peligroso “301-500” (EPA, 2014).

Óxido de nitrógeno (NO_x)

Son una gran cantidad de gases que se alojan en la troposfera de la Tierra, se originan en procesos antropogénicos como motores de automóviles y centrales de energía, como de procesos naturales como la quema de biomasa, relámpagos y actividades microbianas del suelo (M.M. et al., 2018). Los compuestos más importantes son: NO (óxido nítrico), NO₂ (dióxido de nitrógeno), HNO₃(ácido nítrico), el PAN (Peroxi-Acetil-Nitrato) y aerosoles

nitrosos; el NO y el NO₂ son los compuestos inicialmente emitidos y reportados como NO_x, los otros son productos secundarios resultantes de conversiones atmosféricas (Ozaki, 2017).

La combustión de combustibles es la fuente antropogénica de NO_x más significativa, es formado a partir de la conversión del nitrógeno ligado químicamente en el combustible (80-90% de contribución al NO_x total emitido) y a partir del nitrógeno atmosférico en los procesos de combustión (20% de contribución al NO_x total emitido) (Li, Chyang, & Ni, 2018).

Los NO_x producen daños en la salud humana, esto incluye deterioro del tejido pulmonar y la disfunción del sistema respiratorio (el enfisema y la bronquitis), también provoca daños al ecosistema debido a que la deposición seca y la lluvia ácida aumentan la nitrogenación del suelo y los cuerpos de agua, esto contribuye a la acidez del suelo y el agua, causa eutrofización y disminución del oxígeno acuático (Weng, Mudd, Martin, & Boyle, 2012).

Monóxido de carbono (CO)

Es el principal sumidero de los radicales hidróxilo (OH[•]), el CO provoca impactos en la oxidación del SO₂, por esta característica adquiere su importancia climatológica debido a que su cantidad en la atmósfera afecta indirectamente la formación de otros gases de efecto invernadero como aumentar la vida útil del metano, influye en el ozono troposférico cuando hay suficiente NO_x y el CO posteriormente es oxidado a CO₂ en procesos naturales (Strode et al., 2015). El mecanismo de formación de CO es por combustión incompleta y estas emisiones como el CO₂ son directamente afectadas por estándares de uso, tipo, tamaño del equipo, mantenimiento y tecnología de la operación (Balcombe, Brandon, & Hawkes, 2018).

Óxidos de azufre (SO_x)

No son gases de efecto invernadero, pero su presencia en la atmósfera puede influenciar el clima. La concentración de estas partículas está incrementando en la atmósfera por la quema de combustibles que contienen azufre (tioles, sulfuros, disulfuros y tiofenos) (Tahir, 2017), estos compuestos son aerosoles que se remueven rápidamente de la atmósfera por la precipitación, tiene tiempo de vida atmosférica corta y sus concentraciones varía regional, espacial y temporalmente, sus contribuciones radiactivas son difíciles de cuantificar (H. Seinfeld & N. Pandis, 2016). El SO₂ es el componente de mayor preocupación, puede afectar el sistema respiratorio, especialmente para personas con asma (M.M. et al., 2018).

Dióxido de carbono (CO₂)

Es el principal causante del incremento en la temperatura atmosférica y probablemente en el cambio del clima global (Liu, Wu, Jackstell, & Beller, 2015); este gas tiene fuentes antropogénicas y naturales, juega un papel importante en procesos biogeoquímicos que representan un complejo sistema que conecta procesos vitales, entre estos la respiración de todos los seres vivos (Antonio & Rodr, 2018), mientras que su correspondencia con las actividades humanas va más relacionada a la quema de leña o combustibles fósiles (Carbón, Petróleo y sus derivados y gas natural) para generar energía y por algunos procesos industriales como la fermentación de azúcar (Liu et al., 2015).

Metano (CH₄)

Se ha mostrado que liberaciones adicionales de CO₂ y CH₄ conducen a la refrigeración (no al calentamiento como la teoría convencional del estado de calentamiento global) de la atmósfera de la Tierra, las emisiones adicionales de metano poseen un doble efecto de refrigeración: primero, aumentan la convección en las capas inferiores de la troposfera; en

segundo lugar, el metano junto con el vapor de agua asociado obstruye parte de la irradiación solar infrarroja que llega a la Tierra (Balcombe et al., 2018).

La fuente más importante de metano es la descomposición de materia orgánica biológica, también está la producción y distribución de gas natural, petróleo y la explotación de carbón mineral; La contribución que hace la combustión de combustibles a las emisiones globales de metano es mínima y su vida es mucho más corta que la del CO₂, pero su capacidad de atrapar la radiación es 25 veces mayor que la de este último ([EPA], 2017). se genera por combustión incompleta de hidrocarburos en el combustible.

Óxido Nitroso (N₂O)

El calentamiento global produce un aumento de las emisiones de N₂O en la mayoría de los ecosistemas debido a la estimulación de actividades de los nitrificadores, los nitrómeros y el suministro de nitrógeno a través de la mineralización mínima; sin embargo, el calentamiento global también puede reducir las emisiones de N₂O a través del secado del suelo y la estimulación del crecimiento de la planta y la absorción de nitrógeno (Kanter, Zhang, Mauzerall, Malyshev, & Shevliakova, 2016; Tian et al., 2015). Entre sus fuentes se incluyen los océanos, las quemas de combustible fósil y biomasa, así como la agricultura que es la fuente de generación más importante; es un gas inerte en la troposfera, pero reacciona fotoquímicamente en la estratosfera afectando el ozono estratosférico (Ravishankara, Daniel, & Portmann, 2009).

Fuentes de emisión:

Los contaminantes pueden ser gaseosos, material particulado o aerosoles, estos contaminantes esconden un origen natural, pero también incluyen emisiones resultado de actividades antropogénicas.(Cárdenas González, Revah Moiseev, Hernández Jiménez,

Sánchez, Martínez, & Gutiérrez Avedoy, 2003) En general se habla de dos tipos de fuentes contaminantes atmosféricas según su localización, estas son: puntuales y zonales. Pero de igual forma se pueden distinguir dos grandes tipos que son: fuentes fijas y móviles (Carballera Ocaña, Retuerto Franco, Fernandez escribano, & Aboal Viñas, 2003)

Las fuentes fijas consideran todas aquellas emisiones generadas por la quema de combustibles proveniente de actividades industriales y residenciales, ya sea para la generación de energía, calor o vapor y otros procesos industriales. También incluyen las emisiones generadas por la quema de otros combustibles como la biomasa, asociada a la calefacción de viviendas. Las fuentes móviles corresponden a las emisiones provenientes de los gases de escape, desgaste de frenos y neumáticos, de distintos tipos de transporte: automóviles, camiones, buses y motocicletas (Miniambiente, 2016).

Una metodología muy utilizada para estimar el impacto de estas fuentes es el inventario de emisiones, que es método cognitivo primario tanto para examinar el origen de la contaminación atmosférica como para evaluar el estado de la calidad del aire en áreas sujetas a actividades antropogénicas. (Iodice et al., 2016)

Este fue establecido por la Agencia de Protección Ambiental, EPA, en 1971, estableciendo una base de datos sobre las fuentes de emisiones en Estados Unidos; Dicho inventario de emisiones fue desarrollado pensando en que contuviera una lista con información que caracterizará el potencial de contaminación de una región geográfica o una actividad antropogénica específica o natural y contribuyen a detectar las diferentes fuentes de contaminación atmosférica con desagregación espacial (regional, provincial y urbana) y evaluar cualitativa y cuantitativamente contaminantes del aire emitidos por diferentes fuentes, como industrias, transporte y vivienda, así en la información derivada del inventario se encuentren los contaminantes pertinentes de la evaluación, las fuentes de emisión que

mejor representan el estudio, el nivel de actividad de las fuentes, los factores de emisión para cada sector productivo, el rango de incertidumbre asociado a cada fuente y finalmente, las estimaciones de las emisiones de los contaminantes dentro de sus respectivas categorías. (De Souza & Pagliuso, 2017; Iodice et al., 2016)

Los inventarios de emisiones se les da gran importancia dado que son la base de muchas decisiones con respecto a la calidad del aire, el buen desarrollo del inventario es fundamental para definir regulaciones adecuadas y estrategias de logro. Las deficiencias e inconsistencias en los procesos de compilación existentes acentúan la necesidad de desarrollar e implementar enfoques más uniformes y sistemáticos, para recopilar y reportar datos. Uno de los principales objetivos del Inventario de emisiones es mejorar la calidad de los datos para que sea una fuente confiable de información para la toma de decisiones (Mangino, 1997).

Inventario de emisiones:

Los inventarios de emisión contienen estimaciones para un año base seleccionado durante el cual se producen las emisiones a la atmósfera (o las absorciones de ésta, cuando faltan los datos apropiados para desarrollar un inventario apropiado, es posible estimar las emisiones y las absorciones utilizando los datos de años anteriores y aplicando métodos tales como promedio, interpolación y extrapolación.; la metodología más simple y común consiste en combinar la información sobre el alcance que tiene una actividad humana con los coeficientes que cuantifican las emisiones o absorciones por actividad mejor llamados factores de emisión (Rypdal & Paciornik, 2006).

La selección de los factores de emisión es un paso muy importante para la creación de un inventario de emisión, estos factores de emisión pueden variar a través del tiempo, también cabe resaltar que tener el factor de emisión específico del país es más aplicable a la situación del mismo, en el caso aislado de los combustibles sólidos, debe tenerse en cuenta el contenido

de carbono de los combustibles utilizados, los factores de oxidación del carbono, la calidad del combustible (en especial para los gases diferentes al CO₂), el estado del progreso tecnológico y la cantidad de carbono que se conserva en la ceniza, que también puede variar con el transcurso del tiempo; sin embargo, existe la posibilidad que el factor de emisión del país sea igual o muy parecido al factor de emisión por defecto que establece el IPCC, pero siempre se espera que la incertidumbre aportada por estos factores de emisión de los países sea mucho menor que la del factor de emisión por defecto (Gómez & Watterson, 2006).

Huella de carbono:

La huella de carbono es una medida utilizada para evaluar la cantidad de emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero expresadas en toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂-eq) que es causada por una actividad o se acumula durante la etapa de la vida de un producto. esto incluye actividades de individuos, poblaciones, gobiernos, empresas, organizaciones, procesos, sectores industriales, etc. Los productos incluyen bienes y servicios. En el caso de querer calcular la huella de carbono teniendo en cuenta toda la cadena de valor en una industria, se deben tener en cuenta todas las emisiones directas e indirectas establecidas en la **Figura 1** (Mancini et al., 2016; Wiedmann & Minx, 2007).

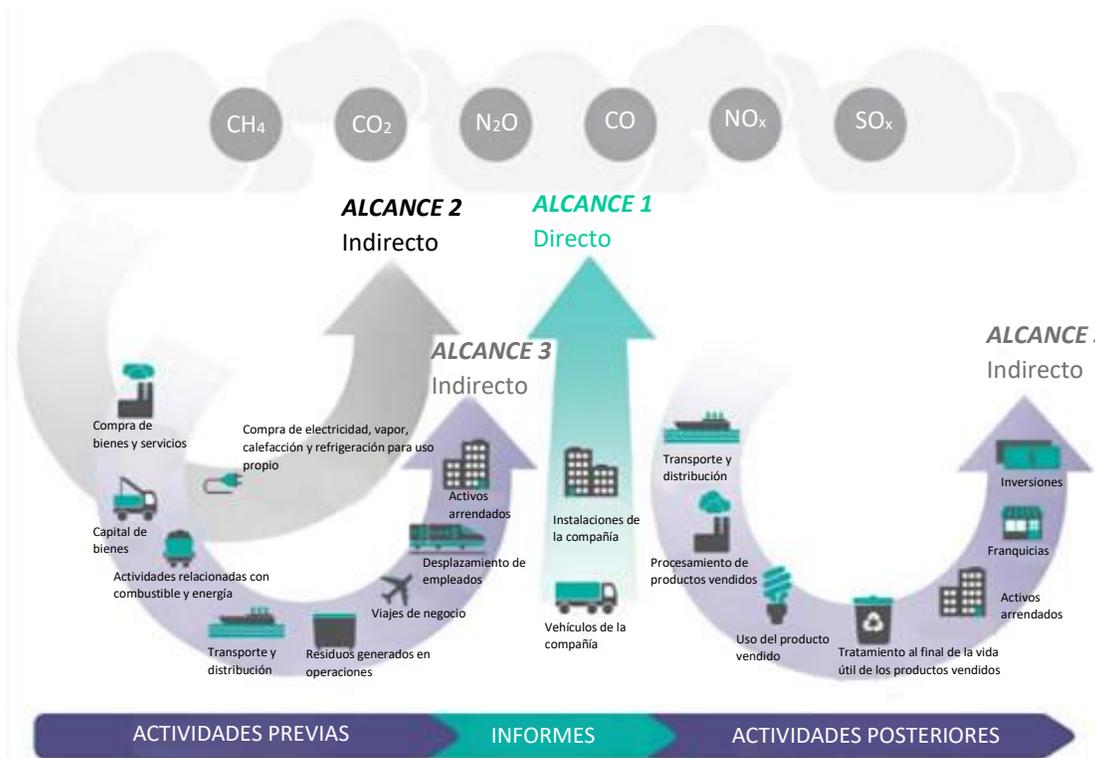


Figura 1 Los alcances y emisiones de gases de efecto invernadero en toda la cadena de valor, modificada por el autor (Bhatia et al., 2011).

Para hacer referencia a la huella de carbono debemos definir los alcances de las fuentes de emisión; Alcance 1 o emisiones directas de gases de efecto invernadero: Son las emisiones que se producen a partir de fuentes que son propiedad o están bajo el control de la organización, Alcance 2 o emisiones eléctricas indirectas de gases de efecto invernadero: Son las emisiones procedentes de la electricidad consumida por la organización y Alcance 3 u otras emisiones indirectas de gases de efecto invernadero: Son las emisiones que son consecuencia de las actividades de la organización, pero que provienen de fuentes de las cuales no son propietarios o no están bajo su control (Universidad Sergio Arboleda, 2015).

La **Tabla 1** muestra algunos ejemplos de estos alcances:

Tabla 1

Ejemplos de tipos de alcance, adaptado de (Spencer & Clarke, 2010)

Alcance 1	Alcance 2	Alcance 3
Combustión de gasolina	Compra de electricidad, calor y vapor	Transporte-autobús
Vehículos de la empresa.		Depósito de basura.
Emisiones de proceso.		Transporte-Producto.
Emisiones fugitivas.		Transporte-trasbordo.
		Arrendamiento de activos, franquicias, subcontratación.
		Producción de materiales comprados.
		Uso de productos.

El dióxido de carbono equivalente de ($\text{CO}_2\text{-eq}$) es la unidad de medida que compara los diferentes gases de efecto invernadero en una base similar en relación con una unidad de CO_2 . Las emisiones de $\text{CO}_2\text{-eq}$ se pueden calcular multiplicando las emisiones de cada uno de los gases directos de efecto invernadero por su PCA identificados por el IPCC, un PCA compara el forzamiento radiativo de una tonelada de un gas de efecto invernadero en un período de tiempo dado de por ejemplo 100 años con una tonelada de CO_2 (Rypdal & Paciorek, 2006; Spencer & Clarke, 2010).

Metodología:

La metodología para calcular la huella de carbono que producen las fuentes fijas en Barranquilla Colombia, inicia con la recopilación de la información suministrada por Barranquilla Verde en el Distrito de Barranquilla y otras fuentes; se utilizó la información de 26 empresas de un total de 87 según la cámara de comercio que están ubicadas en el sector industrial y posteriormente se procedió a calcular la huella de carbono de las diversas industrias

Distribución espacial

Entre la información recopilada de las industrias se encuentra su ubicación espacial, es importante conocer el área de estudio o la distribución que tienen las industrias a lo largo de Barranquilla, el mapa base se soporta la página de la alcaldía de Barranquilla en la sección de mapa interactivo (Alcaldía de Barranquilla, 2015); cómo podemos ver en *Figura 2*. unas marcas azules que representan a las fuentes fijas de emisión, la mayoría se encuentran ubicadas entre la Vía 40 y la zona franca cercana a la Calle 30.

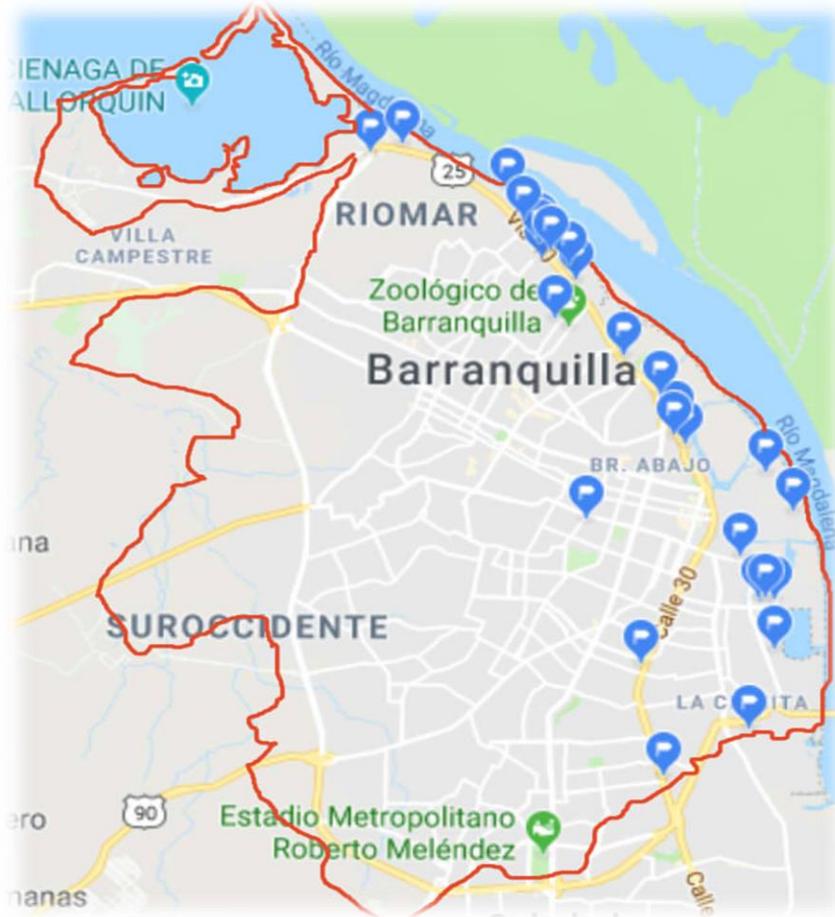


Figura 2 Área de estudio. Fuente Google Maps (Maps & Velasquez, 2018) modificada por el autor.

Categorización industrial.

Las fuentes fijas recolectadas debieron ser caracterizadas en dos formas, por tipos de industria de acuerdo a la clasificación industrial internacional uniforme de todas las actividades económicas adaptada para Colombia, donde las industrias se clasifican en secciones de la letra A hasta la Q con un muy amplio rango de divisiones y clases (DANE, 2009), hay industrias que entran en dos clasificaciones como muestra la **Tabla 2** pero se eligió su actividad predominante para construir el **Figura 3** y apreciar de mejor forma esta clasificación.

Tabla 2*Clasificación de las industrias según CIIUR (DANE, 2009)*

Secciones	Divisiones	Clases	Numero de industrias acorde a las especificaciones
A-Agricultura, Ganadería, Caza y silvicultura.	01 Agricultura, ganadería, caza y actividades de servicios conexas.	118 Producción especializada de otros cultivos ncp	3
C-Explotación de minas y canteras.	13 Extracción de minerales metalíferos	133 Extracción de minerales metalíferos no ferrosos, excepto los minerales de uranio y torio y metales preciosos	1
D-Industria manufacturera.	15 Elaboración de productos alimenticios y bebidas.	1522 Elaboración de aceites y grasas de origen vegetal y animal.	1
		1530 Elaboración de productos lácteos.	1
		1543 Elaboración de alimentos preparados para animales.	1
		1583 elaboración de macarrones, fideos, alcuizuz y productos farináceos similares.	1
		1592 Producción de malta, elaboración de cerveza y otras bebidas malteadas.	1
		1594 Elaboración de bebidas no alcohólicas; producción de agua mineral.	1
		17 Fabricación de productos textiles.	1720 Tejedura de productos textiles.
18 Confección de prendas de vestir; adobo y teñido de pieles	1810 confección de prendas de vestir, excepto prendas de piel.	1	

	19 Curtido y adobo de cueros; fabricación de calzado; fabricación de artículos de viaje, maletas, bolsos de mano y similares; artículos de talabartería y guarnicionería	1931 Fabricación de artículos de viaje, bolsos de mano, artículos similares elaborados en cuero y fabricación de artículos de talabartería y guarnicionería.	1
	20 Transformación de la madera y fabricación de productos de madera y de corcho, excepto muebles; fabricación de artículos de cestería y espartería.	2030 Fabricación de partes y piezas de carpintería para edificios y construcciones.	1
		2102 Fabricación de papel y cartón ondulado, fabricación de envases, empaques y de embalajes de papel y cartón.	2
	24 Fabricación de sustancias y productos químicos.	2411 Fabricación de sustancias químicas básicas, excepto abonos y compuestos inorgánicos nitrogenados.	1
		2412 Fabricación de abonos y compuestos inorgánicos nitrogenados.	1
		2423 Fabricación de productos farmacéuticos, sustancias químicas medicinales y productos botánicos.	1
		2429 Fabricación de otros productos químicos ncp.	2
	25 Fabricación de productos de caucho y de plástico.	2519 Fabricación de otros productos de caucho.	1
		2529 Fabricación de artículos de plástico.	1
	26 Fabricación de otros productos minerales no metálicos.	2610 Fabricación de vidrio y productos de vidrio.	1
	36 Fabricación de muebles; industrias manufactureras ncp.	3699 Otras industrias manufactureras.	1
K-Actividades inmobiliarias, de alquiler y empresariales	74 Otras actividades empresariales.	7493 Actividades de limpieza de edificios y de limpieza industrial	1

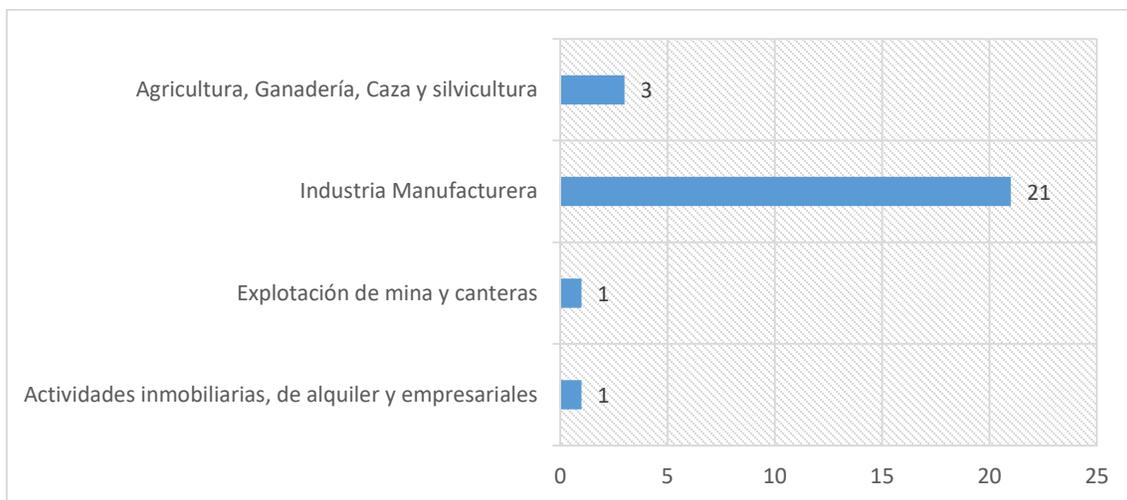


Figura 3 Actividades por industria.

Con la **Figura 3** podemos ver con mayor facilidad que la mayoría de las industrias localizadas para la realización del inventario son de carácter manufacturero, además de la clasificación dependiendo al sector productivo al que pertenecen de acuerdo al DANE, también se categorizó por el tipo de fuente de combustión pues la gran mayoría de los puntos de recopilación de información fueron calderas y hornos (Behrentz Valencia, Sánchez Morcote, Magdalena, & Rodríguez Vargas, 2009); por lo que se ubicaron en las categorías mostradas en la **Figura 4**; las dos calderas que carecían de información completa (capacidad y año de fabricación) basándonos en la altura de la chimenea se introdujeron en el escenario de que son calderas con capacidad mayor a 100BHP y construidas en años superiores a 1997 para que entraran en la clasificación; esto se asumió con base a las emisiones medidas en el estudio isocinético presentado a Barranquilla verde, pues se tienen los m^3 /año de gas que sale por la chimenea y tomando como base la ley de conservación de masa que establece con un balance lo que entra al proceso debe ser igual a lo que sale, los m^3 /año de combustible deben corresponder a los gases de combustión, una caldera de 100BHP en nuestra base tiene un consumo de $1\ 038.112,56 m^3$ /año y el consumo de estas dos calderas supera ese valor.

Tipo de fuente	Característica de la fuente	Combustible	# de equipos
----------------	-----------------------------	-------------	--------------

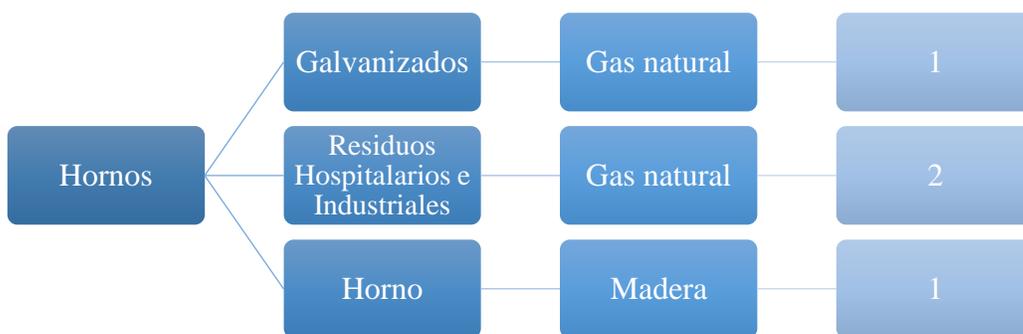
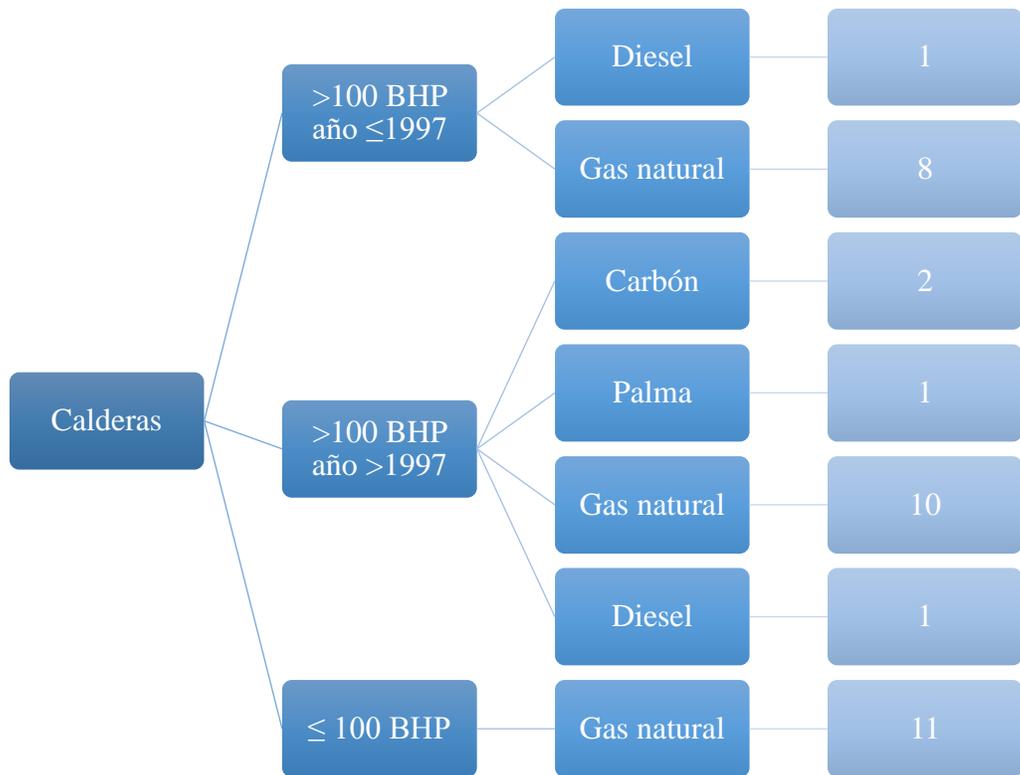


Figura 4 Diagrama de clasificación de Calderas y Hornos.

Se identificó que la mayoría de los equipos reportados incluyendo (calderas, hornos, plantas generadoras, calderines, calentadores de aceite y otros equipos industriales) como muestra la **Figura 5**, es decir el 76% de ellos usan gas natural como combustible, seguidos por diésel 10% y carbón con un 7% cada uno y por último la madera y residuos de palma con un 4% y 3 % respectivamente.

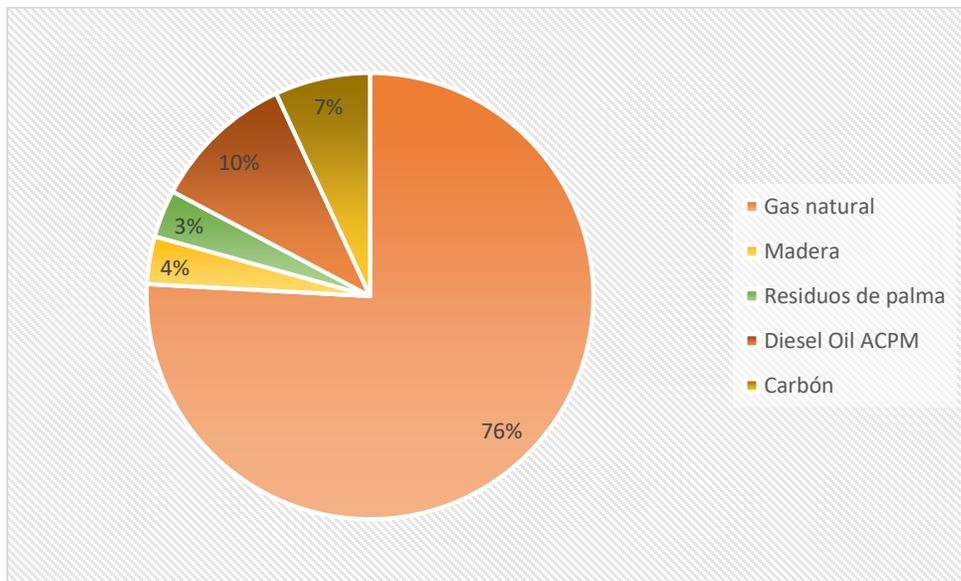


Figura 5 Consumo de combustible de los equipos en las diversas industrias objeto de estudio.

Hay presencia de combustibles líquidos, gaseosos y sólidos, cada uno de estos combustibles tienen componentes muy diferentes como muestra la **Tabla 3**, estos valores brindan una idea de cuales son los contaminantes que podrían aportar a las emisiones en mayor medida cada combustible y también ayudan a calcular la formula molecular adecuada de cada uno de estos combustibles en caso de que sea necesario.

Tabla 3

Componentes de los combustibles(Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2016).

<i>Componentes</i>	<i>Diesel</i>	<i>Madera</i>	<i>Carbón</i>	<i>Residuos de palma</i>	<i>Componentes</i>	<i>Gas Natural</i>
C	85,89%	53,45%	69,18%	53,65%	CH₄	91,40%
H	13,09%	6,884%	4,948%	6,050%	C₂H₆	4,334%
N	0,370%	0,464%	1,035%	0,400%	C₃H₈	1,516%
S	0,006%	0,016%	4,465%	0,030%	C₄H_{10n}	0,277%
O	0,640%	38,82%	10,44%	32,67%	C₄H_{10i}	0,190%
Cenizas	0%	0,403%	10,72%	7,200%	C₅H_{12n}	0,068%
H₂O	0%	8,280%	7,61%	19,48%	C₅H_{12i}	0,067%
					C₆H₁₄	0,015%
					C₇H₁₆	0,015%
					CO₂	0,902%
					N₂	1,148%

La metodología utilizada de forma resumida puede ser observada en **Figura 6**.

Existen tres formas para calcular las emisiones:

Informe de los estudios isocinéticos: Corresponde a la información obtenida de cada estudio isocinético presentados por cada industria, en el cual se corrobora el cumplimiento con la normatividad ambientales en materia de emisiones. Estos informes, dependiendo de su permiso de emisiones, son entregados en diferentes periodos de tiempo (anualmente, bianualmente o trianualmente). Con la información obtenida a partir de estos estudios, se obtuvieron las concentraciones de los contaminantes criterio emitidos a la atmósfera por parte de las fuentes fijas en el área de jurisdicción de Barranquilla, es decir a partir de mediciones directas en las chimeneas del flujo volumétrico. Entre los contaminantes atmosféricos medidos más comunes están NO_x, SO₂, y SO₃.

Factor de emisión con la información obtenida de la cantidad de combustible consumido promedio que utilizan los equipos para su funcionamiento, el poder calorífico y el modelo

del equipo, se procedió a escoger los factores de emisiones de combustibles *Colombianos* (Gasolina, Diésel y Carbón) de la Unidad de planeación Minero-Energética (UPME, 2016), que son los más usados por la industria en Barranquilla y generación de energía. Además, se investigaron las fichas técnicas o catálogos de venta de los equipos para obtener el consumo promedio de combustible. Esto último es necesario para algunas empresas que no entregan la información suficiente en los informes para establecer o calcular la cantidad de combustible que consumen por equipos que pueden ser: calderas, hornos, calderines, calentadores o plantas generadoras. Esta metodología está basada en el Método Nivel 3 establecido en el IPCC (Gómez & Watterson, 2006) donde se utilizan los factores de emisión correspondientes a cada tecnología.

Balance de Masa: la información de una categoría llamada “otros equipos”, se determinó el conjunto de los contaminantes de efecto invernadero gracias al uso de la estequiometría de una ecuación general para el combustible gas natural y la cantidad de NO_x emitido.

Huella de Carbono: finalmente, para la huella de carbono se buscaron los factores de emisión de dióxido de carbono equivalente y se identificaron para este cálculo la actividad que define el grado de las emisiones de Gases de efecto invernadero que es el consumo de combustible de los equipos utilizados en las industrias.

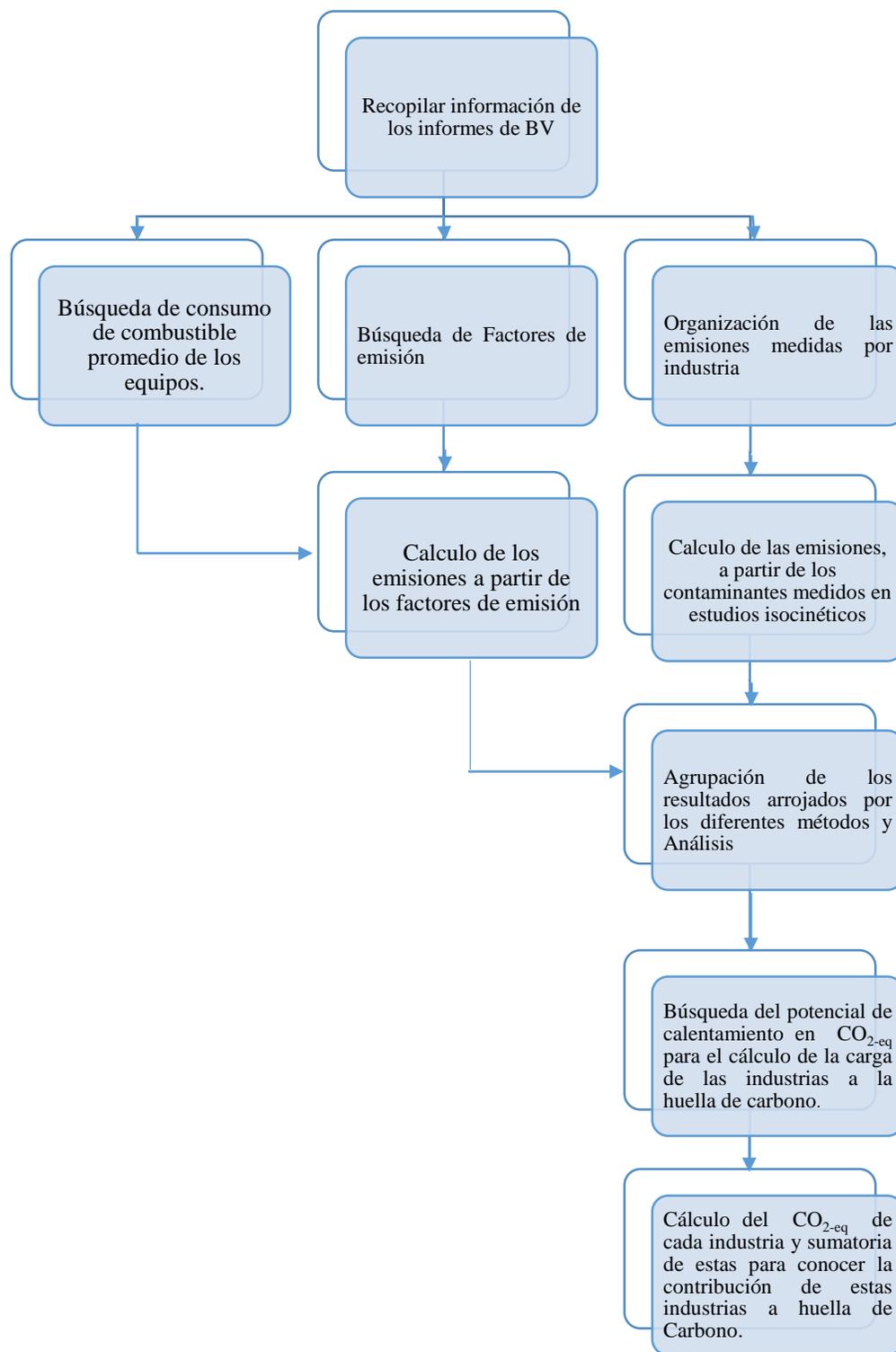


Figura 6 Metodología para realizar el inventario de emisiones y calcular la huella de carbono.

Metodología de cálculo de la huella de carbono

El cálculo de la huella de carbono se realizó partiendo de la concentración de los contaminantes atmosféricos responsables del efecto invernadero, considerados contaminantes directos: CH₄, N₂O y CO₂. Para esta primera fase se revisaron los informes proporcionados por Barranquilla Verde. La información obtenida a partir de esta fuente fue la siguiente: consumo de combustible de cada equipo; aunque la falencia de esta metodología es que la mayoría de las empresas no registraron este valor. Por lo tanto, se plantearon dos posibilidades de calcular este consumo de combustible, la primera fue obtener de los catálogos referentes a los diversos equipos usados en las industrias para cada marca y modelo y la segunda fue utilizar la ecuación estequiométrica a partir de un formula molecular empírica, esta reacción con ayuda de la cantidad de un contaminante criterio previamente dado por los informes de emisión, arrojará la cantidad de combustible consumido por dicho equipo. Del universo total de industrias, algunas no contaban con toda la información de marca y modelo, o en su defecto no son de acceso público. Para esta situación fue fundamental encontrar el consumo de energía con base en la capacidad del equipo en kW o BHP “boiler horsepower” que es la potencia generada por la caldera, tiene una equivalencia de 33475,36 BTU/h o aproximadamente 0,293 071 Watts o 34,5 Lb/h en el sistema internacional “SI” (Heselton, 2005). Recapitulando, la metodología de cálculo de la huella de carbono para las fuentes fijas industriales a partir de su consumo de combustibles fósiles fue la siguiente:

Se investigaron los consumos de combustible promedio (normalmente vienen en unidades de volumen, excepto la de residuo de palma que viene en unidades de masa). Luego se convirtió

el consumo de combustible líquido y gaseoso promedio a m³/año, con el fin de unificar las unidades.

Guía 1: una Caldera de 200BHP Powermaster que usa diésel como combustible (este fue el cálculo realizado para la primera caldera reportada), tiene un consumo de catálogo de 199,3L/h.

$$199,3 \text{ L/h} * \frac{1\text{m}^3}{1000\text{L}} * \frac{8760\text{h}}{1 \text{ año}} = 1745,87 \text{ m}^3/\text{año} \quad \text{Ecuación 1}$$

Utilizando las densidades de los combustibles establecidos por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, (**Tabla 3**) se convirtió el consumo de combustible sólido a ton/año.

Para la caldera que usa residuo de palma se usó la **Ecaución 2** (W.Ortiz, 2016) que, con base a su capacidad, eficiencia de aproximadamente 70% y poder calorífico, da como resultado el consumo de combustible que puede tener:

$$\text{Consumo} = \frac{XBHP * \frac{(35,32 \text{ MJ/h})}{1\text{BHP}}}{\text{eficiencia} * \text{poder calorífico}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Para las calderas de carbón se usó como referencia un documento del Valle de Aburra que contiene el consumo de combustible para calderas de esas capacidades (Universidad de Antioquia [UdeA], 2006) y para los hornos se estableció que su capacidad era igual a la cantidad de combustible que consumían debido a que no se tuvo acceso a catálogos para estos equipos que establecieran un consumo de combustible promedio y para los dos con capacidad de 200BHP se tenía mediante los informe de emisión que consumen 0,26t/año. Utilizando las densidades de los combustibles establecidos por la Unidad de Planeación Minero

Energética, UPME, (*Error! La autoreferencia al marcador no es válida. Tabla 4*) se convirtió el consumo de combustible a t/año, esta conversión solo se implementó para combustibles sólidos que en el estudio son: Carbón, residuos de palma y madera, se asumió que las calderas trabajan 24 horas en el año para calcular las emisiones en un escenario crítico.

Tabla 4

Densidades de los combustibles (UPME, 2016)

Combustibles	Densidad	Unidades
Gas natural	0,737	kg/m ³
Madera	0,650	kg/m ³
Diésel Oil ACPM	856,0	kg/m ³
Carbón	1250,0	kg/m ³

Usando estos datos, se transformaron los consumos de combustibles a Terajulios por año (TJ/año) con la ayuda de los poderes caloríficos en la **Tabla 5**.

Tabla 5

Poderes caloríficos de los combustibles (UPME, 2016)

Combustibles	Poder Calorífico	Unidad
Gas natural	48,375	Mj/kg
Madera	16,979	Mj/kg
Residuo de Palma	18,297	Mj/kg
Diésel Oil ACPM	42,275	Mj/kg
Carbón	28,760	Mj/kg

Luego, se calcularon los TJ con el factor de conversión expresado en la **Ecuación 3**, este paso se realiza porque es importante para el uso de los factores de emisión:

$$M_j = 0,000001 T_j$$

Ecuación 3

Teniendo los consumos de combustibles promedio en cada equipo e identificando los contaminantes directos e indirectos que se desean consignar en el presente documento, se escogieron los factores de emisión de acuerdo a los equipos, al tipo de actividad industrial o al tipo de combustible.

Para las calderas y los hornos se optó por un documento donde se recopila información de emisiones a la atmósfera de equipos por parte del departamento ambiental de Chile (División Salud Ambiental, 2014), donde se seleccionaron los factores de emisión para los contaminantes indirectos que se pueden observar en la **Tabla 6**. En esta tabla es muy importante recordar que las unidades de BHP equivalen a 33475,36 BTU/h o aproximadamente 0,293 071 Watts.

Tabla 6

Factores de emisión para combustión de gas natural, carbón y diésel en calderas (División Salud Ambiental, 2014).

Calderas	Capacidad	kg CO/10 ⁶ m ³	kg NO _x /10 ⁶ m ³	kg SO ₂ /10 ⁶ m ³
Gas natural	>100 ⁶ BTU/h	640,0	8800	9,600
	10 ⁶ a 100 ⁶ BTU/h	560,0	2240	9,600
	0.3 ⁶ a 10 ⁶ BTU/h	336,0	1600	9,600
	<0.3 ⁶ BTU/h	640,0	1504	9,600
Carbón		kg CO/t	kg NO _x /t	kg SO ₂ /t
		0,250	15,55	19,00
Diésel		kg CO/m ³	kg NO _x /m ³	kg SO ₂ /m ³
		0,600	2,400	17,04

Como se había mencionado anteriormente los factores de emisión para los hornos fueron seleccionados para gases de contaminación indirectas de un documento más reciente

realizado en Chile (Cifuentes Lira, Cabrera, & Bush, 2016), solicitado por la subsecretaría de medio ambiente, pero en este caso solo fueron necesarios los hornos de madera y los de gas natural, *Tabla 7*.

Tabla 7

Factores de emisión para quema de combustibles en hornos (Cifuentes Lira et al., 2016).

Hornos	kg CO/t	kg NO_x/t	kg SO_x/t
Madera	126,30	1,3000	0,2000
Gas natural	1,4900	3,8100	0,0345

Para todos los equipos se utilizaron los factores de emisión por tipo de combustible de la UPME y los establecidos en el IPCC por tipo de industria (industria de agricultura, manufacturera y para la industria energética) (Gómez & Watterson, 2006; UPME, 2016), estos últimos son necesarios principalmente para encontrar los contaminantes directos y con ella se puede hacer la sumatoria para calcular la huella de carbono, todos los factores de emisión utilizados se pueden observar en las *Tabla 8* a la *Tabla 11*.

Tabla 8

Factor de emisión por tipo de combustible (UPME, 2016).

Combustible	kgCO₂/TJ	kgSO₂/TJ	kgCO₂/t	kgCO₂/Gal	kgCO₂/m³ st
Gas natural	55539,0870	-	-	-	1,9801
Residuos de palma	112371,945	32,7620	1869,837	-	-
Madera	115342,945	19,18200	1958,419	-	-
Carbón	88136,0630	3101,754	2534,814	-	-
Diésel	74193,4830	2,968000	-	10,149	-

Tabla 9*Factor de emisión IPCC industria de agricultura (Gómez & Watterson, 2006).*

Combustible	kgCH₄/TJ			kgN₂O/TJ		
	Recomendado	Inferior	Superior	Recomendado	Inferior	Superior
Gas natural	5,0	1,5	15	0,1	0,03	0,3

Tabla 10*Factor de emisión IPCC industria Manufacturera(Gómez & Watterson, 2006).*

Combustible	kgCH₄/TJ			kgN₂O/TJ		
	Recomendado	Inferior	Superior	Recomendado	Inferior	Superior
Gas natural	1,00	0,30	3,00	0,10	0,03	0,3
Otras biomasas sólidas primarias	30,0	10,0	100	4,00	1,50	15,0
Carbón	10,0	3,00	30,0	1,50	0,50	5,00
Diésel	3,00	1,00	10,0	0,60	0,20	2,00
Madera	30,0	10,0	100	4,00	1,50	15,0

Tabla 11*Factor de emisión IPCC industria eléctrica (Gómez & Watterson, 2006).*

Combustible	kgCH₄/TJ			kgN₂O/TJ		
	Recomendado	Inferior	Superior	Recomendado	Inferior	Superior
Gas natural	1,00	0,30	3,00	0,10	0,03	0,30
Diésel	3,00	1,00	10,0	0,60	0,20	2,00

Con todos estos factores de emisión, se calculan los contaminantes con el consumo de combustible promedio por cada factor de emisión. Cabe resaltar que no se calcularon las emisiones de NO_x, SO_x, y SO₂ que se reportaron en los informes de emisión para los equipos, estos valores previamente medidos con estudios isocinéticos (en este estudio los contaminantes son reportados en mg/m³) pueden verse reflejados como un inventario de emisiones, solo se desarrolló el cálculo de estos contaminantes con factores de emisión para aquellos equipos que carecían de información previa para su estimación en unidades requeridas para el reporte “kg/año”.

Guía 2: continuando con la guía 1, esta caldera reporta un flujo volumétrico de gas de 98 m³/min y una medición de 0,0001 mg/m³ de NO_x

$$0,0001 \frac{mg}{m^3} * \frac{98m^3}{min} * \frac{525300min}{1 \text{ año}} * \frac{1kg}{1000000mg} = 0,00515 \frac{kg}{año} \text{ de } NO_x \quad \text{Ecuación 4}$$

Para los equipos que no presentan flujo volumétrico se utiliza la ecuación de continuidad representada en la **Ecuación 5** si se conoce el diámetro y la velocidad, si se carece totalmente de estos datos se calcula con los factores de emisión.

Los contaminantes fueron calculados usando la **Ecuación 6** *Contaminante emitido = Factor de emisión × Combustible consumido* **Ecuación 6**, esta metodología de cálculo fue aplicada para los hornos, calderas y plantas generadoras de energía, calderines y calentadores.

$$\text{Contaminante emitido} = \text{Factor de emisión} \times \text{Combustible consumido} \quad \text{Ecuación 6}$$

En los otros casos, es decir las fuentes fijas que no cuentan con tipo de combustible consumido y resumidas en la categoría llamada otros equipos, se aplicó otra metodología de cálculo debido a esta ausencia de información. Para este grupo fue determinada la emisión

por medio de los resultados de sus respectivos estudios isocinéticos, a partir la ecuación de continuidad o **Ecuación 7**:

$$A = \pi r^2 = \pi \left(\frac{d}{2}\right)^2 ; Q = A \times v \quad \text{Ecuación 7}$$

En el caso de la categoría “otros equipos” de las industrias que carecen del flujo volumétrico, se calculó esta información usando el diámetro del ducto y la velocidad del gas de chimenea registrados en los informes. Teniendo los flujos volumétricos, los valores fueron multiplicados por los contaminantes medidos en los informes, que se encuentran en unidades de masa por volumen. Luego, al multiplicarlos por el valor de flujo volumétrico fueron obtenidas las cantidades de contaminantes en unidad de masa por año (que es la base de cálculo que se ha establecido).

Guía 3: Para la planta de sulfato de aluminio tipo A, categoría “otros equipos” como no se tiene una cantidad de combustible promedio por ser un equipo que no reporta uso combustible, se calcula el flujo de gas para determinar los kg/año de sus contaminantes criterio de interés que fueron reportados. Con un diámetro de 0,4 m, una velocidad de 10,1 m/s y 0,05593 mg/m³ de SO₂:

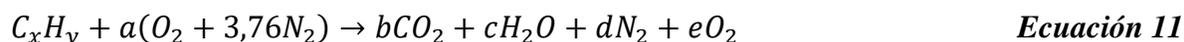
$$\pi \left(\frac{0,4m}{2}\right)^2 * \frac{10,1m}{s} * \frac{31450000s}{1año} = 39916447,94 \text{ m}^3 / \text{año de gas de chimenea} \quad \text{Ecuación 8}$$

$$39916447,94 \text{ m}^3 / \text{año} * 0,05593 \text{ mg} / \text{m}^3 * \frac{1kg}{1000000mg} = 2,23253 \text{ kg} / \text{año de SO}_2 \quad \text{Ecuación 9}$$

El estudio incluye solamente la concentración de algunos contaminantes criterio que cada empresa debe informar para cumplimiento de Resolución 2254 de 2017. Para estos contaminantes la emisión se calcula con la **Ecuación 10**:

$$\text{Emisión del contaminante} = Q \times \text{Contaminante en estudio isocinético.} \quad \text{Ecuación 10}$$

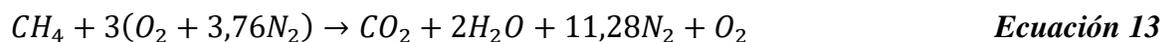
Por otra parte, para esta categoría de “otros equipos” se calcularon los contaminantes directos solamente de los equipos que establecieron su consumo de gas natural utilizando los factores de emisión contemplados en la **Tabla 9**. Se tiene conocimiento que para usar los factores de emisión es necesario conocer la cantidad de combustible que usa el equipo, en esta categoría tenemos una planta de detergente registrada con consumo de gas natural, pero se desconoce la cantidad de combustible que consume y también se desconoce exactamente qué tipo de equipo es el empleado para buscarlo en un catálogo, por esta razón se usa la reacción química establecida en la **Ecuación 11**.



Para determinar la fórmula molecular adecuada para el gas natural, se utiliza una fórmula molecular empírica que en este caso es CH₄ debido a que en su composición es 91,4% metano (UPME, 2016) y hacer la relación entre los pesos moleculares como indica la **Ecuación 12**; se encontró que el peso molecular del metano es 16 g/mol y el del gas natural es 18,2 g/mol (Grupo gas natural FENOSA, 2018).

$$n = \frac{18,2^{g/mol}}{16^{g/mol}} = 1,13 \cong 1 \quad \text{Ecuación 12}$$

Como la relación entre los pesos moleculares es **n** este valor debe ser multiplicado por la fórmula empírica para obtener como resultado la fórmula molecular, en este caso como **n** es 1, la fórmula molecular es igual a la fórmula empírica, lo que quiere decir que la fórmula molecular del gas natural es CH₄, reemplaza a C_xH_y de la **Ecuación 11** y realizamos el balance estequiométrico en la **Ecuación 13**.



El contaminante seleccionado para basar los cálculos por balance de masa es el NO_x, por ser el contaminante criterio reportado en los informes para esta planta de detergentes. Se ha

mencionado que los contaminantes más notorios de los óxidos de nitrógeno son el NO y el NO₂, se asumió que el 90% del valor reportado de NO_x proviene de NO₂ y el 10% de NO, debido a que el NO en la atmósfera se oxida transformándose en NO₂ y se determinó dejar un porcentaje que no reacciona (Oluwoye, Dlugogorski, Gore, Oskierski, & Altarawneh, 2017; Ozaki, 2017). Las **Ecuación 14** y **Ecuación 15** muestran las reacciones químicas por las que pasa el N₂ de la **Ecuación 13** para transformarse en NO_x.



Con base a todas las reacciones químicas se identifica el combustible utilizado por la planta de detergentes para generar la cantidad de NO_x reportado.

Guía 4: Para la planta de detergentes en la categoría “otros equipos” se tiene una emisión de 96,36 kg/año de NO_x y se tiene que el peso molecular de NO₂ es 46,1g/mol y el de NO es 30g/mol.

$$(96,36 * 0,9) \text{ kg/año de NO}_2 * \frac{1 \text{ mol}}{46,1 \text{ g}} \text{ de NO}_2 * \frac{1000 \text{ g}}{1 \text{ kg}} = 1881,214 \text{ mol/año de NO}_2$$

Ecuación 16

$$(96,36 * 0,1) \text{ kg/año de NO} * \frac{1 \text{ mol}}{30 \text{ g}} \text{ de NO} * \frac{1000 \text{ g}}{1 \text{ kg}} = 321,2 \text{ mol/año de NO} \quad \text{Ecuación 17}$$

Se determina por estequiometría cuanto NO se necesita para producir 1881.214mol/año de NO₂.

$$1881,214 \text{ mol/año de NO}_2 * \frac{2 \text{ mol de NO}_2}{2 \text{ mol de NO}} = 1881,214 \text{ mol/año de NO} \quad \text{Ecuación 18}$$

En total lo que se transforma en NO son:

$$1881,214 \text{ mol/año de NO} + 321,2 \text{ mol/año de NO} = 2202,414 \text{ mol/año de NO} \quad \text{Ecuación 19}$$

El N₂ requerido para generar esta cantidad de NO es:

$$2202,414 \text{ mol/año de NO} * \frac{1 \text{ mol de NO}}{1 \text{ mol de N}_2} = 2202,414 \text{ mol/año de N}_2 \quad \text{Ecuación 20}$$

Por último, se determina la cantidad de gas natural que se necesita para generar la cantidad de N₂ y con el peso molecular del gas natural (18,2g/mol) se pasa a unidades de masa y con la densidad 0.737kg/m³, se establece en volumen.

$$2202,414 \text{ mol/año de N}_2 * \frac{1 \text{ mol de CH}_4}{11,28 \text{ mol de N}_2} * 18,2 \text{ g/mol de CH}_4 * \frac{1 \text{ kg}}{1000 \text{ g}} * \frac{1 \text{ m}^3}{0,737 \text{ kg}} = 4,821 \text{ m}^3/\text{año}$$

Ecuación 21

Con todos los cálculos de los contaminantes directos e indirectos (contaminantes criterio) en toneladas por año con base a la metodología anteriormente mencionada, se procede a calcular la huella de carbono en CO₂ equivalente usando el potencial de calentamiento de los contaminantes que son considerados de efecto invernadero, este potencial de calentamiento se ve reflejado en la **Tabla 12** y se utiliza como lo indica la **Ecuación 22**.

Tabla 12

Potencial de calentamiento de algunos gases de efecto invernadero (European platform on life cycle assessment [EPLCA], 2009; IPCC, 2007)

Gas de efecto invernadero	Equivalencia a CO ₂
CO ₂	1,00
CH ₄	25,0
N ₂ O	298

$$CO_{2-eq} = \text{cantidad del contaminante directo} \times \text{equivalencia} \quad \text{Ecuación 22}$$

Al finalizar todos los cálculos se debe estimar la desviación estándar de cada uno los gases emitidos a la atmósfera por equipos, para esto primero se calcula el promedio \bar{X} , segundo la diferencia entre cada uno de los puntos X_i menos el valor promedio \bar{X} , tercero se encuentra la raíz cuadrada de la suma del cuadrado de las anteriores diferencias y se divide sobre el número de la muestra con la corrección de Bessel (Navidi, 2006), como muestra la **Ecuación 23**.

$$s = \sqrt{\frac{\sum_i^n (X_i - \bar{X})^2}{(n-1)}} \quad \text{Ecuación 23}$$

Si se quiere obtener un estimado para el total de las industrias con respecto a la muestra establecida de 26 industrias se plantea una extrapolación lineal, esto con el fin de observar un comportamiento que podría tener la huella de carbono si la población tiene un comportamiento lineal y se comporta igual que la muestra. En la **Ecuación 24** (Arranz Merino, 2006) se tiene que $X_0 < X_1 < X_k$.

$$Y_k = \frac{Y_1 - Y_0}{X_1 - X_0} (X_k - X_0) + Y_0 \quad \text{Ecuación 24}$$

Limitaciones.

Se identifican los diferentes factores que impidieron el progreso adecuado que se esperaba desarrollar con el estudio para el cálculo de la huella de carbono.

- Cada industria tiene una frecuencia diferente para la presentación de sus informes de emisión a Barranquilla Verde, esto limitó primero que se pudiera calcular la huella de carbono para el año base 2017 y segundo las industrias pueden presentar sus informes cada 1, 2 o 3 años, lo que hace muy difícil tener un registro adecuado de todas.

- Se obtuvo en el tiempo establecido para la realización del trabajo acceso a 26 informes de emisión; Barranquilla Verde a pesar de estar dispuesta a colaborar con los informes, era muy complicada su revisión, pues implicaba el traslado de estos a un lugar pertinente para su observación, por lo que se presentaban días en los que se tenía acceso limitado o ningún acceso a los informes.
- Se conoce por la cámara de comercio que Barranquilla tiene 87 empresas registradas como industrias grandes, pero no se tiene acceso libre a la identificación de cuantas de estas industrias son puntos de emisión de contaminantes como los registrados en este estudio, impidiendo conocer si las 26 industrias o lo que podríamos llamar muestra, realmente es representativa de la población.
- Las industrias tienen acceso restringido a este tipo de información para personas naturales, limitando al autor a recolectar datos a partir de informes, indicando que el proceso no fue experimental, sino que fueron medidos por terceros y recompilados en una hoja de cálculo.
- Al asumir el consumo promedio de combustible provenientes de los catálogos para equipos con poca información en los informes, se encontró que no hay disponibilidad de equipos antiguos o años inferiores al 2000, limitando estos valores a catálogos de equipos modernos con correcciones (ajustes tecnológicos para disminuir el consumo de combustible).
- No se tuvo respuesta por parte de la unidad de planeación minero energética, UPME, para ampliar el rango de los datos con el consumo de combustible que tiene todas las industrias de la ciudad de Barranquilla, restringiendo el desarrollo del estudio a la información netamente obtenida de los informes de emisión.

- Colombia no ha desarrollado factores de emisión por equipos o tecnología, solo la UPME ha establecido factores de emisión por tipo de combustible, esto limita al estudio de usar factores de emisión desarrollados por otros países para los equipos.
- Los inventarios de emisiones anteriores para la ciudad de Barranquilla no presentan tablas con el total de las diferentes emisiones por equipo, impidiendo calcular el error del método aplicado en este estudio.
- Al finalizar este trabajo se calcula una extrapolación que supone que todas las industrias de barranquilla tiene una proporción similar al uso de combustible (*Figura 5*) y actividades por industria (*Figura 3*); esta suposición puede caer en el error por no ser datos directamente recolectados en campo, pero da una idea estimada de la huella de carbono que estaría aportando la ciudad de Barranquilla.

Resultados y Análisis

Luego de realizado el banco de datos con la información de los consumos de combustibles y los factores de emisión que les fueran correspondientes (si era necesario utilizar el factor recomendado o una variación entre su valor superior e inferior); para cada tipo de equipo, se dividieron los resultados en los siguientes grupos: calderas, hornos, plantas generadoras de energía, equipos de otro tipo de proceso industrial (otros equipos) y otros tipos de calentadores (calderines, calentadores de aceite y calentadores de agua).

Las calderas fueron los equipos más reportados por las empresas en los informes, para un total de 49,3%, de las cuales la mayor cantidad utilizan gas natural como lo indica la **Figura 4**, por lo que en un simple conteo de las calderas se esperaría que la mayoría de las emisiones se produjeran por este combustible. La **Tabla 13** muestra la cantidad promedio de combustible consumido en distintas calderas según la información recopilada en los catálogos. Para todos los grupos de equipos o categorías de equipos, se estableció el consumo en unidades de TJ/año, m³/año y t/año para la implementación de los factores de emisión, que dependiendo al contaminante o al tipo de combustible se fijaron en distintas unidades.

Las calderas que usan combustible tipo diésel tienen una capacidad baja de 200 BHP y comparten lugar entre las calderas con un consumo anual bajo, junto a una de gas natural de 150 BHP comparadas con las demás. El reporte de solo dos calderas con consumo de combustible tipo diésel favorece a las bajas emisiones por parte de este combustible, en especial emisiones de SO₂ pues el diésel contiene una cantidad considerable de azufre; en Colombia tiene un promedio de 21ppm (ECOPETROL, 2014), un aumento en el consumo de diésel provocaría un gran cambio en las emisiones por ser el combustible con mayor poder calorífico y con los factores de emisión más alto que el gas natural.

Tabla 13*Cantidad promedio de combustible consumido en distintas calderas*

Equipo Caldera	Capacidad	Unidad	Combustible	Cantidad de Combustible Promedio (m ³ /año)	Cantidad de Combustible Promedio (ton/año)	Cantidad de Combustible Promedio (TJ/año)
1	200,0	BHP	Diésel Oil ACPM	1,7,E+03		6,3,E+01
2	200,0	BHP	Diésel Oil ACPM	2,0,E+03		7,2,E+01
3	300,0	BHP	Gas Natural	3,0,E+06		1,1,E+02
4	600,0	BHP	Carbón		2,8,E+03	8,1,E+01
5	250,0	BHP	Gas Natural	2,5,E+06		8,8,E+01
6	200,0	BHP	Gas Natural	2,1,E+06		7,4,E+01
7	400,0	BHP	Gas Natural	4,0,E+06		1,4,E+02
8	600,0	BHP	Gas Natural	5,9,E+06		2,1,E+02
9	4700	BHP	Gas Natural	6,8,E+06		2,4,E+02
10	50000	Lb/h	Gas Natural	2,1,E+06		7,5,E+01
11	250,0	BHP	Gas Natural	2,6,E+06		9,3,E+01
12	150,0	BHP	Gas Natural	1,5,E+06		5,2,E+01
13	1000	BHP	Gas Natural	9,8,E+06		3,5,E+02
14	1000	BHP	Carbón		4,7,E+03	1,3,E+02
15	100,0	BHP	Gas Natural	1,0,E+06		3,7,E+01
16	150,0	BHP	Gas Natural	1,3,E+03		4,7,E-02
17	200,0	BHP	Gas Natural	2,1,E+06		7,4,E+01
18	100,0	BHP	Gas Natural	1,0,E+06		3,7,E+01
19	70,00	BHP	Gas Natural	5,4,E+05		1,9,E+01
20	50,00	BHP	Gas Natural	2,1,E+06		7,4,E+01
21	-	-	Gas Natural	2,6,E+06		9,3,E+01
22			Gas Natural	9,1,E+06		3,3,E+02
23	15,00	BHP	Gas Natural	1,6,E+05		5,5,E+00
24	15,00	BHP	Gas Natural	1,6,E+05		5,5,E+00
25	15,00	BHP	Gas Natural	1,6,E+05		5,5,E+00
26	15,00	BHP	Gas Natural	1,6,E+05		5,5,E+00
27	70,00	BHP	Gas Natural	5,4,E+05		1,9,E+01
28	300,0	BHP	Gas Natural	3,0,E+06		1,1,E+02
29	250,0	BHP	Gas Natural	2,5,E+06		8,9,E+01
30	400,0	BHP	Gas Natural	4,1,E+06		1,4,E+02
31	600,0	BHP	Residuos de palma		1,4,E+04	2,7,E+02
32	75,00	BHP	Gas Natural	8,3,E+05		3,0,E+01
33	20,00	BHP	Gas Natural	1,8,E+05		6,2,E+00
34	200,0	BHP	Gas Natural	2,0,E+06		7,1,E+01

Como se mencionó anteriormente, se calcularon los consumos de combustible en distintas unidades para que correspondan con las unidades de los factores de emisión que están establecidos en la **Tabla 6** y en las que van de la **Tabla 8** a la **Tabla 11**, por esta razón solo fue necesario pasar a t/año los combustibles en estado sólido (Carbón y Residuos de palma). El consumo total de combustible para el gas natural fue de 2585,393TJ/año, el residuo de palma de 265,203TJ/año, carbón 214,651TJ/año y diésel 135,220TJ/año; se observa que el número de caldera que usas gas natural son 29 según la **Figura 4** y son las que representan el mayor consumo de combustible, por otra parte el residuo de palma es el segundo combustible con mayor consumo y solo una caldera lo utiliza, esto da a entender que usar residuo de palma como combustible generaría emisiones elevadas y de riesgo para la atmósfera.

Las emisiones producidas de contaminantes directos para efecto invernadero como CO₂, CH₄ y N₂O se calcularon usando los factores de emisión del capítulo de combustión estacionaria del IPCC (Gómez & Watterson, 2006), para los contaminantes indirectos se presentaron casos en lo que los informes establecen la cantidad de NO_x y SO₂, en estos casos se usaron los valores arrojados por las mediciones en los informes, pero en los casos en que estas emisiones fueran desconocidas se implementó la misma forma que para los contaminantes directos, en otras palabras fueron calculados a partir de factores de emisión; los valores de las emisiones se pueden ver en la **Tabla 14**, donde se establecieron en unidades de kg/año.

La caldera número 13, presenta el consumo de combustible (gas natural) más elevado en la **Tabla 13**, lo que se ve reflejado como una alta fuente de emisión de CO, la emisión más notoria de NO_x la tiene la caldera de 4700 BHP de capacidad, estos dos valores fueron estimados por la metodología de cálculo.

Tabla 14*Cantidad de contaminantes emitidos por consumo de combustible en calderas.*

Calderas	CO ₂ (kg/año)	CO (kg/año)	NO _x (kg/año)	SO ₂ (kg/año)	CH ₄ (kg/año)	N ₂ O (kg/año)
1	4,7,E+06	1,0,E+03	5,2,E-03	7,0,E-02	1,9,E+02	3,8,E+01
2	5,3,E+06	1,2,E+03	5,2,E-03	7,0,E-02	2,2,E+02	4,3,E+01
3	6,0,E+06	1,7,E+03	5,7,E-01	2,9,E+01	1,1,E+02	1,1,E+01
4	7,1,E+06	7,0,E+02	6,7,E+00	1,1,E+01	8,1,E+02	4,8,E+01
5	4,9,E+06	1,4,E+03	5,5,E+03	2,4,E+01	8,8,E+01	8,8,E+00
6	4,1,E+06	1,2,E+03	4,7,E+03	2,0,E+01	7,4,E+01	7,4,E+00
7	7,9,E+06	2,2,E+03	2,0,E+00	3,8,E+01	1,4,E+02	1,4,E+01
8	1,2,E+07	3,3,E+03	1,9,E+01	5,7,E+01	2,1,E+02	2,1,E+01
9	1,3,E+07	3,8,E+03	6,0,E+04	6,5,E+01	2,4,E+02	2,4,E+01
10	4,1,E+06	1,2,E+03	4,7,E+03	2,0,E+01	7,5,E+01	7,5,E+00
11	5,1,E+06	1,5,E+03	1,4,E+01	2,5,E+01	9,3,E+01	9,3,E+00
12	2,9,E+06	8,2,E+02	1,8,E-03	1,4,E+01	5,2,E+01	5,2,E+00
13	1,9,E+07	5,5,E+03	4,1,E+01	9,4,E+01	3,5,E+02	3,5,E+01
14	1,2,E+07	1,2,E+03	3,2,E+01	5,2,E+01	1,3,E+03	8,0,E+01
15	2,1,E+06	5,8,E+02	2,3,E+03	1,0,E+01	3,7,E+01	3,7,E+00
16	2,6,E+03	7,4,E-01	1,8,E+00	1,3,E-02	4,7,E-02	4,7,E-03
17	4,1,E+06	1,2,E+03	2,4,E+00	2,0,E+01	7,4,E+01	7,4,E+00
18	2,1,E+06	5,8,E+02	1,3,E+00	1,0,E+01	3,7,E+01	3,7,E+00
19	1,1,E+06	3,1,E+02	1,2,E+00	5,2,E+00	1,9,E+01	1,9,E+00
20	4,1,E+06	1,2,E+03	1,3,E+00	2,0,E+01	7,4,E+01	7,4,E+00
21	5,2,E+06	1,5,E+03	1,1,E-01	2,5,E+01	9,3,E+01	9,3,E+00
22	1,8,E+07	5,1,E+03	3,1,E-01	7,0,E-03	1,6,E+03	3,3,E+01
23	3,1,E+05	5,2,E+01	3,4,E-01	1,5,E+00	5,5,E+00	5,5,E-01
24	3,1,E+05	5,2,E+01	1,4,E-01	1,5,E+00	5,5,E+00	5,5,E-01
25	3,1,E+05	5,2,E+01	2,3,E+00	1,5,E+00	5,5,E+00	5,5,E-01
26	3,1,E+05	5,2,E+01	3,1,E+00	1,5,E+00	5,5,E+00	5,5,E-01
27	1,1,E+06	3,1,E+02	1,8,E+00	5,2,E+00	9,7,E+01	1,9,E+00
28	5,9,E+06	1,7,E+03	8,2,E-01	2,9,E+01	1,1,E+02	1,1,E+01
29	5,0,E+06	1,4,E+03	1,2,E+00	2,4,E+01	8,9,E+01	8,9,E+00
30	8,0,E+06	2,3,E+03	5,0,E-01	3,9,E+01	1,4,E+02	1,4,E+01
31	3,0,E+07	-	3,2,E+00	9,0,E+03	8,0,E+03	1,1,E+03
32	1,6,E+06	4,7,E+02	2,6,E-02	8,0,E+00	3,0,E+01	3,0,E+00
33	3,5,E+05	5,9,E+01	7,7,E+00	1,7,E+00	6,2,E+00	6,2,E-01
34	4,0,E+06	1,1,E+03	7,7,E+00	1,9,E+01	7,1,E+01	7,1,E+00
Total(t/año)	2,0,E+05	4,5,E+01	7,7,E+01	8,0,E+01	1,4,E+01	1,5,E+00

La cantidad de contaminante que produce cada combustible en t/año se ve en la **Tabla 15**. Se puede observar de una manera más representativa en la **Figura 7**. Lo más notable es que el

gas natural por ser el combustible con más alto índice de consumo por parte de las calderas, emite a la atmósfera un número alto de toneladas en el año de NO_x, pero hace una contribución baja en lo que respecta a gases de efecto invernadero como son el N₂O y el CH₄.

Tabla 15

Emisiones producidas por combustible en Calderas.

Combustible	CO ₂ (t/año)	CO(t/año)	NO _x (t/año)	SO ₂ (t/año)	CH ₄ (t/año)	N ₂ O(t/año)
Gas natural	143590,38	40,43	77,16	0,608	3,967	0,259
Residuos de palma	29801,348	-	0,003	8,688	7,956	1,061
Carbón	18918,635	1,866	0,04	0,06	2,147	0,129
Diésel	10032,465	2,242	1,E-05	1,E-04	0,4057	0,081

La **Figura 7** corrobora la diferencia en las cantidades emitidas de los contaminantes por las calderas según su combustible; se observa que el diésel en este caso aporta muy bajas cantidades de todos los contaminante, es perceptible en mayor medida su contribución al CO, CO₂ y N₂O, el residuo de palma es el mayor aportante a las emisiones de SO₂ y N₂O pero esto se presenta debido a que el dato de SO₂ para el residuo de palma es un dato calculado por los factores de emisión, mientras que los datos de SO₂ del carbón son reportados (Si los datos de SO₂ para el carbón son calculados con factores de emisión o se hubiesen reportado estos mismos datos de los residuos de palma de acuerdo con la composición en la **Tabla 3** se esperaría que la proporción más elevada de este contaminante sea realizada por el uso de carbón como combustible); también es notorio en la **Tabla 15** la alta contribución de CO₂, CO y NO_x por parte del gas natural, pero el combustible que tiene presencia en todas las emisiones aunque sean pequeñas cantidades es el carbón, hace una contribución total del 9,32% de todos estos gases, especialmente cuando se trata de emisiones de contaminantes criterio.

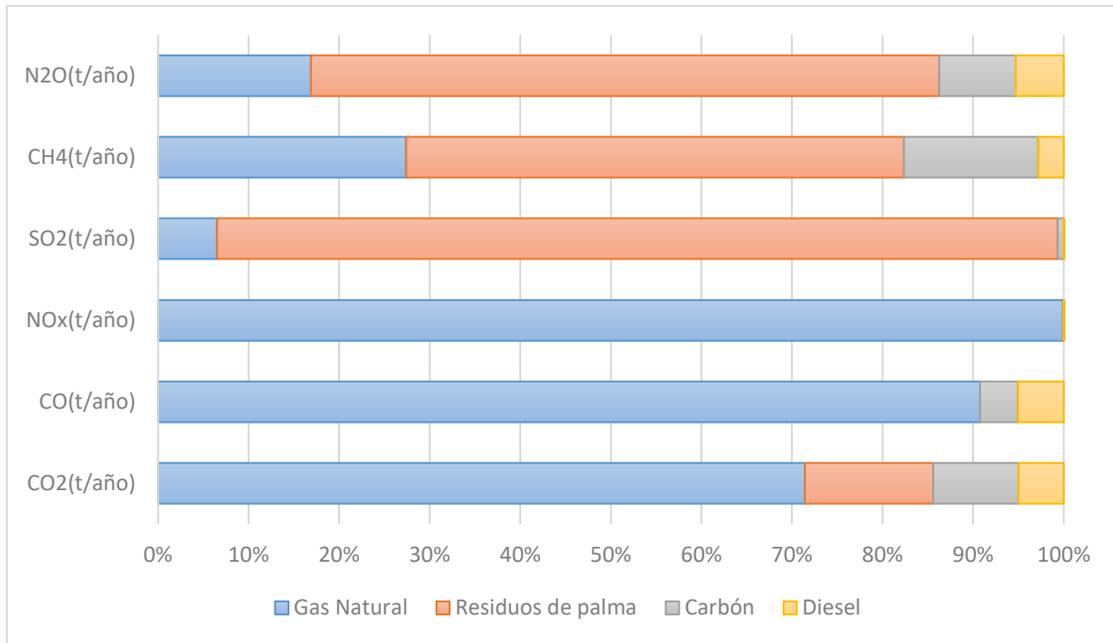


Figura 7 Contribución de las emisiones por tipo de combustible consumido anualmente en calderas.

Los hornos reportados en los informes de emisión son cuatro, de los cuales uno solo utiliza como combustible madera, todos los demás usan gas natural, esto podemos corroborarlo en la **Figura 4**. La cantidad de combustible consumido se halló en t/año para los combustibles sólidos **Tabla 16** que para el caso de los hornos es la madera, se espera que la madera sea el combustible con mayor emisión de CO por su relación con la combustión incompleta; de los valores de cantidad de combustible promedio el horno que más consume es el número 3 y al estar asociado con combustible de gas natural su emisión de NO_x y de CO₂ será la más notoria.

Tabla 16

Hornos reportados en los informes de emisión con la cantidad promedio de combustible consumido en distintas unidades.

Equipo	Capacidad	Unidad	Tipo de combustible	Cantidad de Combustible Promedio (m ³ /año)	Cantidad de Combustible Promedio (t/año)	Cantidad de Combustible Promedio(TJ)
1	200,0	BHP	Gas Natural	3090758,33	2277,889	110,19
2	200,0	BHP	Gas Natural	3090758,33	2277,889	110,19
3	2000	Kg/h	Gas natural	23707223,4	17472,224	845,21
4	130,0	Kg/h	Madera	-	1138,800	12,534

Identificados los contaminantes directos e indirectos que libera la quema de estos combustibles en hornos con la **Tabla 7** y de la **Tabla 8** a la **Tabla 11**, se construyó la **Tabla 17** donde se expresan el total de las emisiones. Se puede comprobar la afirmación anterior de que el horno número 3 tiene una mayor emisión de CO₂, pero a esta se suma la emisión de NO_x y SO_x que comparado con los otros hornos tienen una diferencia lo suficientemente amplia.

Tabla 17

Cantidad de contaminantes emitidos por consumo de combustible de los hornos.

Equipo	CO ₂ (kg/año)	CO (kg/año)	NO _x (kg/año)	SO _x (kg/año)	CH ₄ (kg/año)	N ₂ O (kg/año)
1	6119981,62	3394,054	0,4010	7,86,E+01	550,962	33,058
2	6119981,62	3394,054	0,3099	7,86,E+01	550,962	33,058
3	46942450,9	26033,61	1,1800	6,03,E+02	845,215	84,521
4	1445698,96	143830,4	0,0251	2,28,E+02	376,018	50,136
Total(t/año)	60628,11	176,6521	0,0019	9,88,E-01	2,32316	0,2008

El CO significativamente emitido fue por la madera con una contribución de 81,42%. Para el gas natural se identificaron cantidades significativas de todos los otros contaminantes

calculados como muestra la **Tabla 18** y que puede ser observado con mayor claridad en la **Figura 8**.

Tabla 18

Emisiones producidas por combustible en Hornos.

Combustible	CO ₂ (t/año)	CO(t/año)	NO _x (t/año)	SO _x (t/año)	CH ₄ (t/año)	N ₂ O(t/año)
Gas natural	982,63	0,74	2,E-03	0,017	0,044	0,003
Madera	37,77	2,44	3,E-05	0,004	0,01	0,001

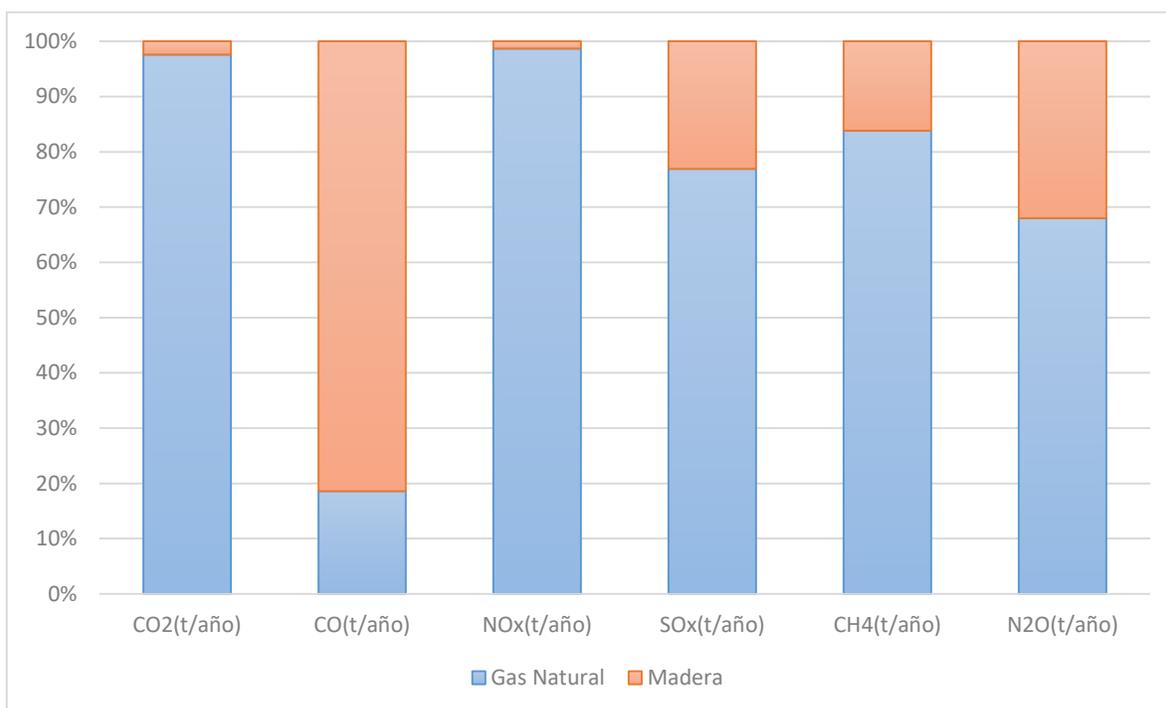


Figura 8 Contribución de las emisiones del consumo de combustible en hornos al año.

En el caso de las plantas generadoras de energía sólo fueron reportados ocho equipos como muestra la **Tabla 19**, cinco de las plantas generadoras funcionan a partir del consumo de gas natural y las restantes con consumo de diésel como combustible, estas plantas que usan diésel como combustible son de menor capacidad que las de gas natural, pero por esta razón no

quiere decir que no representan un mayor foco de emisión de ciertos contaminantes que las plantas generadoras que utilizan gas natural; para el consumo de energía en unidades de TJ/año se observa que en general los consumos realizados por las plantas generadoras de energía que consumen gas natural son mayores que los establecidos por las que utilizan diésel.

Tabla 19

Plantas generadoras reportados en los informes de emisión con la cantidad promedio de combustible consumido en distintas unidades.

Plantas generadoras	Capacidad	Unidad	Combustible	Cantidad de Combustible Promedio (m ³ /año)	Cantidad de Combustible Promedio(TJ)
1	4000	kW	Gas natural	8667861,4	309,03
2	1000	kW	Gas natural	2444040,0	87,135
3	5600	kW	Gas natural	2233800,0	79,640
4	7900	kW	Gas natural	4573683,6	163,06
5	1750	kW	Gas natural	3565,3200	0,1271
6	536,0	HP	Diésel Oil ACPM	979,36800	35,441
7	201,0	HP	Diésel Oil ACPM	374,92800	13,568
8	119,0	HP	Diésel Oil ACPM	233,01600	8,4322
9	1200	kW	Diésel Oil ACPM	3219,3000	116,50
10	1500	kW	Diésel Oil ACPM	3216,6720	116,40
11	1500	kW	Diésel Oil ACPM	3216,6720	116,40

Las emisiones producidas se hallaron con los factores establecidos en la **Tabla 8** y **Tabla 11**; a partir de esto se construyó la **Tabla 20** que corrobora una cantidad del contaminante indirecto SO₂ correspondientes a un valor de 1.206 t/año, aunque no tiene comparación con la emisión de CO₂ producida por estos equipos con un valor de 65666,878 t/año; las

emisiones de NO_x y SO_x fueron tomadas de las mediciones establecidas por las empresas en los estudios isocinéticos, dejando como resultado que el NO_x sea el tercer contaminante con mayor emisión después del CO₂ y el CH₄, también se muestra al SO_x como el contaminante con menor emisión por parte de estos equipos.

Tabla 20

Cantidad de contaminantes emitidos por consumo de combustible de las plantas generadoras.

Equipo	Combustible	CO ₂ (kg/año)	SO ₂ (kg/año)	CH ₄ (kg/año)	N ₂ O (kg/año)	NO _x (kg/año)	SO _x (kg/año)
1	Gas natural	17163151,3	-	309,03	30,90	108,88	-
2	Gas natural	4839420,7	-	87,135	8,714	1.013,3	-
3	Gas natural	4423126,5	-	79,640	7,964	104,59	-
4	Gas natural	9056308,1	-	163,06	16,31	41,593	-
5	Gas natural	7059,6567	-	0,1271	0,013	0,0018	-
6	Diésel Oil ACPM	2629475,0	105,17	106,32	21,26	0,2059	0,011
7	Diésel Oil ACPM	1006632,7	40,263	40,703	8,141	0,0582	0,0031
8	Diésel Oil ACPM	625617,49	24,459	24,726	4,945	0,3182	0,017
9	Diésel Oil ACPM	8643399,6	345,72	349,49	69,90	-	-
10	Diésel Oil ACPM	8636343,7	345,44	349,21	69,84	-	-
11	Diésel Oil ACPM	8636343,7	345,44	349,21	69,84	-	-
Total(ton/año)		65666,878	1,2065	1,8587	0,308	1,2690	3,E-05

Agrupando la cantidad de emisiones que produce cada combustible en la generación de energía de estas plantas, podemos observar en la **Tabla 21** que el contaminante de efecto invernadero más apreciable es el CO₂ proporcionado por el gas natural y seguido por el diésel, los otros contaminantes directos CH₄ y N₂O que son liberados a la atmósfera por parte de las plantas generadoras de energía son mucho menores comparados con las calderas, sin embargo hay que recordar que la cantidad de calderas es mucho mayor a la cantidad reportada de cualquier otro equipo. Las emisiones generadas por las calderas de los contaminantes directos CO₂, CH₄, N₂O no son superadas por ningún otro equipo evaluado.

Tabla 21

Emisiones producidas por combustible en Plantas generadoras.

Combustible	CO2(t/año)	SO2(t/año)	CH4(t/año)	N2O(t/año)	NOx(t/año)	SOx(t/año)
Gas natural	35489,07	-	0,639	0,064	1,268	-
Diésel	30177,81	1,206	1,220	0,244	0,001	3,E-05

La **Figura 9** muestra las contribuciones en las emisiones que hacen los combustibles evaluados para las plantas generadoras de energía, se puede ver el contraste de aportes que hace el diésel en los aportes de las emisiones de dos contaminantes criterio (NO_x y SO_x), esto se debe a su contenido de azufre; por otro lado se observa la contribución de CO₂ que hacen los dos tipos de combustible, son cercanas permaneciendo en la cantidad de 300000 t/año, lo que hace entender que a mayor uso de combustible diésel para la puesta en marcha de plantas generadoras de energía generaría mayor emisión de contaminantes criterio (exceptuando NO_x, que es generado en mayor cantidad por el gas natural) y de efecto invernadero que si se utiliza gas natural.

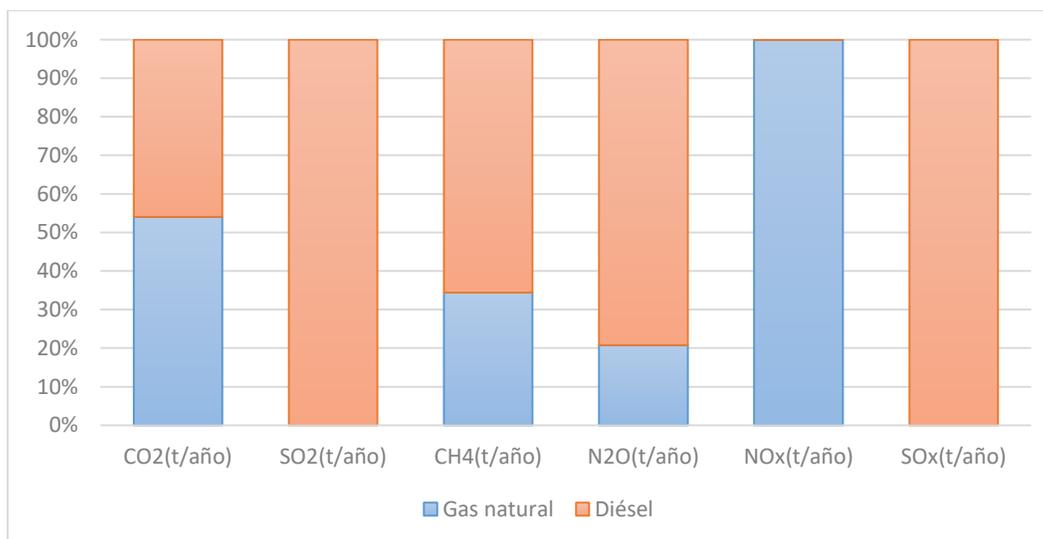


Figura 9 Contribución de las emisiones del consumo de combustible en plantas generadoras de energía al año.

La otra categoría de equipos corresponde a los calderines y los calentadores, de estos equipos reportados solo se cuentan con seis y todos utilizan como combustible gas natural como muestra la **Tabla 22**. Para esta categoría se usaron los consumos de combustible promedio de los catálogos y se asumió que los calentadores de aceite son marca Fulton y marca COINTRA, por ser marcas conocidas y con acceso libre a la información del consumo de sus calentadores.

Tabla 22

Calentadores y calderines reportadas en los informes de emisión con la cantidad promedio de combustible consumido en distintas unidades.

Equipo	Flujo Volumetrico(m3/min)	Combustible	Cantidad de Combustible Promedio (m3/año)	Cantidad de Combustible Promedio(TJ)
Calentador de aceite 1	30,42	Gas Natural	725170,3	25,85
Calentador de aceite 2	31,34	Gas Natural	739637,5	26,37
Calderín (hp)	31,75	Gas Natural	100740,0	3,592
Calderín (hp)	31,75	Gas Natural	193596,0	6,902
Calentador 1	14,083	Gas Natural	24966,00	0,890
Calentador 2	23,817	Gas Natural	24966,00	0,890

Se identificaron los consumos de combustible con el flujo volumétrico del vapor de salida de los calentadores entregados al establecimiento ambiental en los informes de emisión, esta asunción trae como consecuencia que la cantidad de combustible promedio de gas natural consumido por los calentadores de aceite sea más elevado que el resto de equipos presentes en la **Tabla 22**.

Por ser gas natural el combustible usado por todos estos equipos, el gas de efecto invernadero más notorio en la **Tabla 23** es el CO₂ con una emisión de 3582,1340 t/año, esto siempre será

más notable en el gas natural por el número elevado que representa el factor de emisión del CO₂ en comparación con los factores de emisión de los otros contaminantes emitidos por este combustible; la columna de los contaminante NO_x y SO_x fueron establecidas con los valores medidos en los estudios isocinéticos, esto muestra que solo los calentadores de aceite generan SO_x como contaminante, siendo esta la emisión de contaminante más baja.

Tabla 23

Cantidad de contaminantes emitidos por consumo de combustible en Calderines, calentadores de aceite y calentadores de agua.

Equipo	CO₂ (kg/año)	CH₄ (kg/año)	N₂O (kg/año)	NO_x (kg/año)	SO_x (kg/año)
Calentador de aceite	1435903,0	129,27	2,585	1,090	0,027
Calentador de aceite	1464549,2	131,85	2,637	1,412	0,036
Calderín	199474,33	17,96	0,359	1,840	-
Calderín	383337,63	34,511	0,690	1,840	-
Calentador	49434,943	0,8901	0,267	0,066	-
Calentador	49434,943	0,8901	0,267	0,642	-
Total(t/año)	3582,1340	0,3154	0,007	0,007	6,E-05

Los equipos relacionados con otros tipos de procesos industriales como secadores, reactores, extractores, torres y plantas de producción de algún producto químico diferentes a los contemplados en la IPCC están integrados en la **Tabla 24**. Fueron evaluados por los flujos calculados con las dimensiones establecidas en los informes de emisión del ducto de salida del gas correspondientes al diámetro y la velocidad de salida o según su flujo de vapor, conforme fue explicado en la metodología (**Ecuación 6**). Solo uno de estos equipos que correspondió a una planta de detergente, fue reportado con consumo de gas natural, se calcularon todas las emisiones de gases correspondientes al combustible con ayuda del

procedimiento establecido en la **Guía 4** que identificó la cantidad de gas natural que se utilizó para generar la cantidad de NO_x establecido por los informes de emisión.

Tabla 24

Otros equipos de diferente denominación reportados en los informes de emisión con los diámetros y velocidades para el cálculo de los flujos volumétricos.

	Equipo	Combustible	Diámetro del ducto(m)	Velocidad (m/s)	Flujo Volumétrico (m³/año)
1	Torre Reactor de Sulfato de Manganeso	-	0,6	4,35	19841400,00
2	Secador Dióxido de Manganeso	-	0,4	14,56	51955560,00
3	Quemador del calcinador de Monóxido de Manganeso	-	0,3	22,02	15673392,00
4	Reactores de Lixiviación y Neutralización de Sulfato de Manganeso	-	0,3	16,92	29980224,00
5	Ácido sulfúrico	-	0,36	7,3	23368906,60
6	Sulfato de aluminio tipo A	-	0,4	10,1	39916447,94
7	sulfato de aluminio tipo B Sólido	-	0,36	7,1	22728662,58
8	Sulfato de aluminio tipo B Líquido	-	0,36	21,3	68185987,75
9	Bisulfito de sodio	-	0,38	10,2	36381273,42
10	sulfato ferroso	-	0,36	8,1	25929882,67
11	detergentes	Gas Natural	0,85	15,8	281971665,4
12	Planta D3	-	0,279	13,832	23724007,20
13	Planta E3	-	0,269	10,89	18291405,60
14	Planta Q3	-	0,86	14,19	152392464,0
15	Extractor de gases	-	0,55	25,88	165185568,0

Las emisiones de los equipos que están reflejados en la **Tabla 24** no reportan consumo de combustible, por lo tanto su generación de CO₂ no se puede calcular, pero como se mencionó con anterioridad hay un equipo llamado “Detergentes” (planta de detergente) que tiene en los reportes el consumo de gas natural, esto permitió calcular contaminantes directos (CO₂, N₂O y CH₄), su emisión de CO₂ y CH₄ son bajas con respecto a las emisiones de estos

contaminantes en cualquiera de los otros equipos reportados. En la **Tabla 25** se observa el cálculo de las emisiones desarrollado con el fin de incluir en el estudio la mayoría de las fuentes de emisión que fueron entregadas por al establecimiento ambiental.

Tabla 25

Cantidad de contaminantes emitidos por otros equipos.

Equipo	SO ₂ (kg/año)	NO _x (kg/año)	CO (kg/año)	SO ₃ (kg/año)	CO ₂ (kg/año)	SO _x (kg/año)	CH ₄ (kg/año)	N ₂ O (kg/año)
1	4,258	-	-	-	-	-	-	-
2	-	3,784	-	-	-	-	-	-
3	0,037	0,516	-	-	-	-	-	-
4	0,050	-	-	-	-	-	-	-
5	2,042	-	-	1,229	-	3,271	-	-
6	2,233	-	-	0,640	-	2,873	-	-
7	-	-	-	0,032	-	-	-	-
8	-	-	-	0,205	-	-	-	-
9	1,704	-	-	0,246	-	1,950	-	-
10	-	-	-	0,090	-	-	-	-
11	-	96,36	1,E-08	-	9,548	-	9,E-04	2,E-05
12	0,007	0,301	0,021	0,066	-	0,074	-	-
13	0,002	0,185	0,011	0,056	-	0,058	-	-
14	-	6,940	-	-	-	-	-	-
15	-	1,228	-	-	-	-	-	-
Total(t/año)	0,010	0,109	3,E-05	0,003	0,010	0,013	9,E-07	2,E-08

La contribución que realizan estos equipos a las emisiones de NO_x es notoria por ser el contaminante con mayor emisión para esta categoría; sin embargo, los contaminantes más reportados entre estos equipos fueron el SO₃ y el SO₂ debido a que de las quince plantas y equipos reportados en esta categoría, la cantidad que generan ácido sulfúrico o algún sulfato son ocho, es decir el 53,33% del total de esta categoría.

Comparando todos los equipos individualmente con cada contaminante se puede ver la diferencia en las contribuciones de las emisiones. Para las emisiones de CO₂ como muestra la **Figura 10** se puede corroborar que de los 69 equipos reportados, los equipos

que más emiten CO₂ son las calderas, esto era de esperarse debido a que superan en número a todos los demás equipos, además la gran mayoría utiliza gas natural como combustible.

La contribución total que hacen los equipos a la atmósfera es de 332215,3 t/año de CO₂, de esta contribución el 60,91% es proporcionada por las calderas, el 19,76% por las plantas generadoras de energía, el 18,25% por los hornos y el 1,08% restante es emitido por parte de la categoría nombrada otros equipos junto a los calderines y calentadores. Esta contribución total de CO₂ es la segunda emisión más alta reportada, lo que tiene incidencia directa con el cálculo de la huella de carbono que estará cercano a este valor.

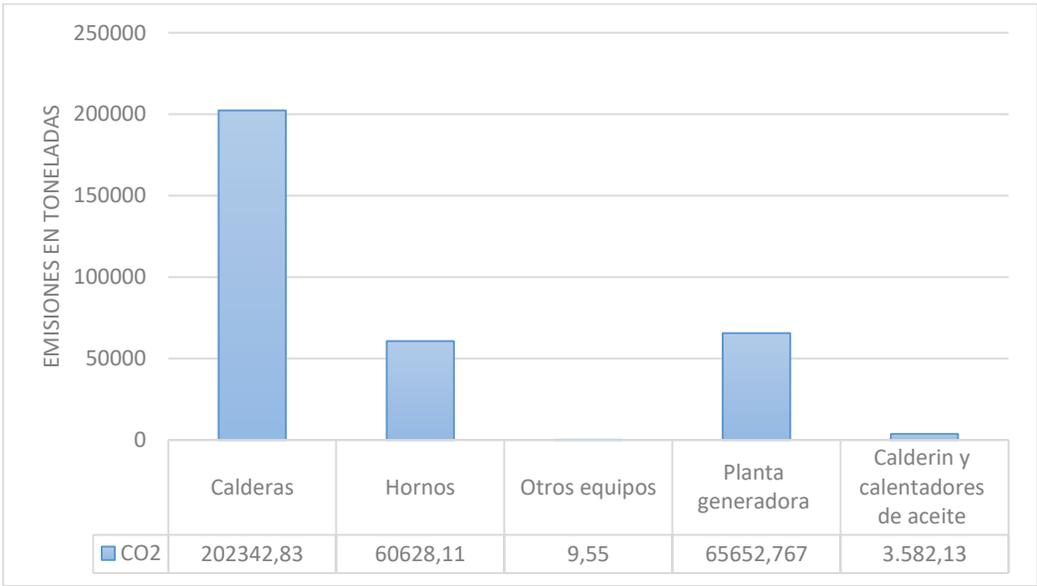


Figura 10 Toneladas de CO₂ por equipo.

Los equipos que más emiten CO son los hornos como muestra la **Figura 11** con un aporte a la emisión total de un 77,80% y es liberado en su mayoría por el consumo de madera como combustible, es importante recordar que solo un horno de los cuatro reportados usa este tipo de combustible, es muy común que la combustión de la madera tenga una combustión incompleta y genere como emisión este gas; las calderas aportan en las emisiones totales de

CO con un 20,13% que se atribuye al uso de gas natural como combustible; en la categoría de otros equipos es levemente perceptible su contribución a la suma de las emisiones totales producidas de CO, en la **Tabla 25** se observa que solo tres equipos de esta categoría fueron reportados por las industrias como foco de emisión de este contaminante y sus contribuciones son equivalentes a 0,032t/año.

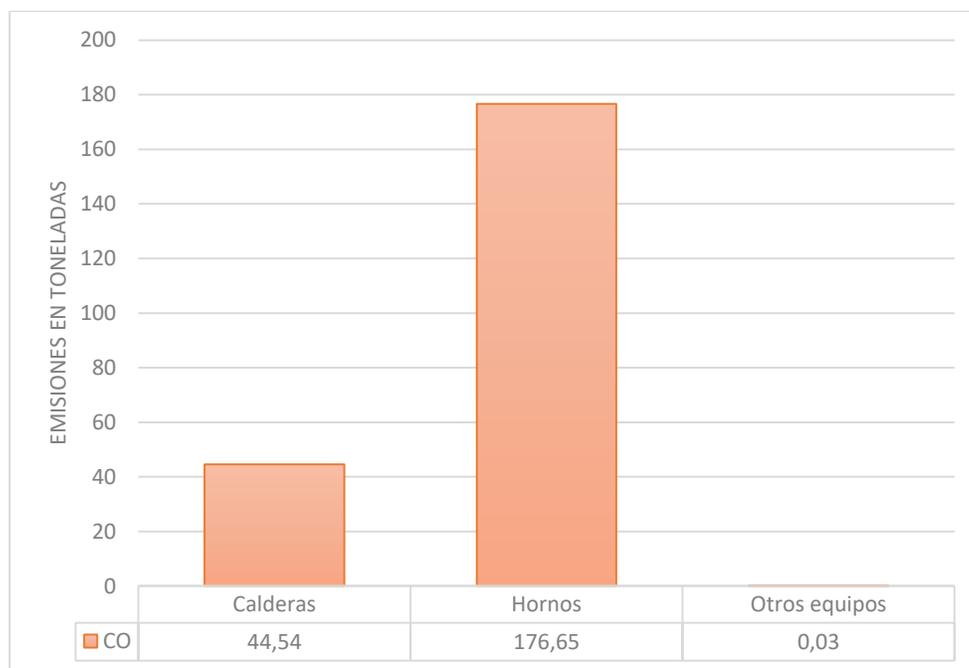


Figura 11 Toneladas de CO por equipo.

La emisión de NO_x no son muy elevadas entre los equipos, excepto en la categoría de otros equipos donde es el contaminante más emitido a la atmosfera. La **Figura 12** muestra cómo se distribuyen las emisiones de NO_x de acuerdo a los equipos; las calderas son los equipos que más emiten NO_x de acuerdo a los equipos; las calderas son los equipos que más emiten NO_x con una contribución al total de 98,23%, cabe resaltar que solo cuatro de los 69 equipos reportados presentan cálculo con factores de emisión por parte del NO_x, los 65 equipos restantes tienen los valores establecidos en los informes de emisión para este contaminante, esta contribución de las calderas reportadas se da por el uso de combustibles

como el gas natural y el carbón en mayor medida es importante considerar las emisión de NO_x porque aunque no es considerado para el cálculo de $\text{CO}_2\text{-eq}$ como el CH_4 y el N_2O , tiene consecuencias graves especialmente para la salud humana a exposición de corta duración y en la acidificación del suelo y el agua, entre otras (Oluwoye et al., 2017). Las plantas generadoras emiten un 1,61% de las emisiones de NO_x , estas son generadas por el uso de gas natural como combustible en las plantas generadoras; la categoría de otros equipos aporta un 0,13%, así como los hornos junto a los calderines y calentadores aportan un 0,01% al total de estas emisiones de NO_x , estas bajas contribuciones por parte de estos últimos tres equipos pueden ser causadas por ser las categorías con un menor número de equipos reportados.

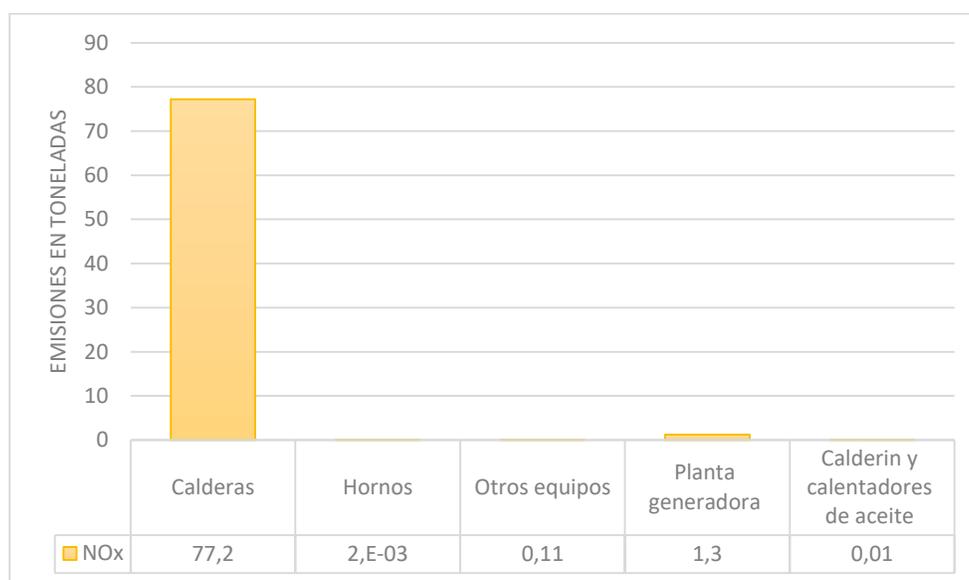


Figura 12 Toneladas de NO_x por equipos.

Las emisiones de SO_x y SO_2 se muestran en dos figuras distintas que son la **Figura 13** y **Figura 14** respectivamente, no se tuvieron en cuenta las emisiones de SO_3 para analizarlas individualmente debido a que no se había la posibilidad de calcularlas para todos los equipos; el SO_x se encontró de acuerdo a los equipos que estuviera incluido en los factores de emisión

o que existiera la posibilidad de calcular la cantidad tanto de SO₂ como de SO₃ (Yamamoto et al., 2017).

Las emisiones de SO_x es mucho más elevado en los hornos que se reportaron, con un aporte 98,70% de SO_x, seguida de la categoría de otros equipos que presentan un aporte a la emisión total de 1,28%, a pesar de que la categoría de otros equipos presentan varios reportes de SO_x no superan el total de emisión de este contaminante por parte del horno que usa madera como combustible y el resto de los equipos que reportan emisiones de SO_x son lo suficientemente bajas para ser poco perceptibles en la **Figura 13**.

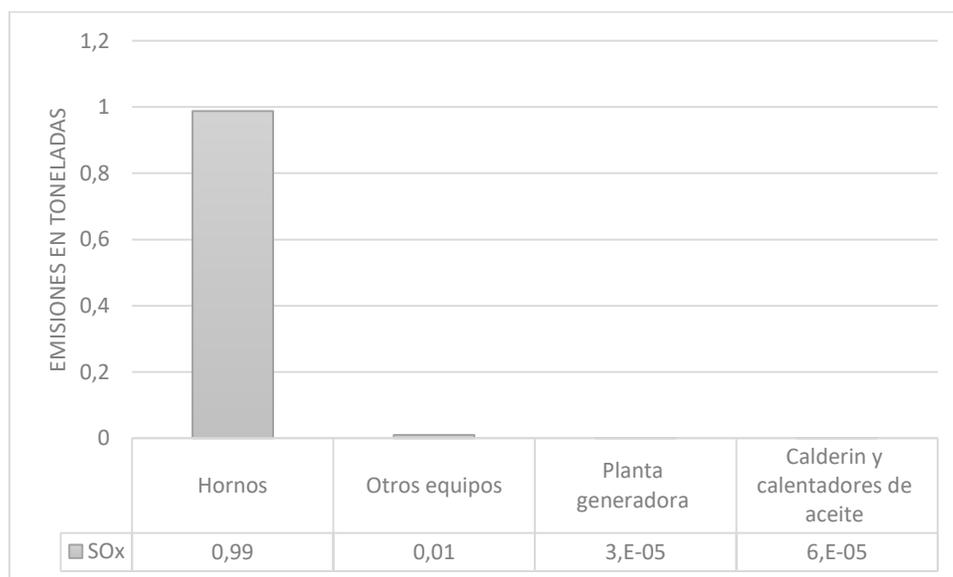


Figura 13 Toneladas de SO_x por equipos.

El SO₂ es emitido en mayor proporción por las calderas en una contribución del 88,50% y es emitido por las calderas en mayor proporción debido a la quema de residuos de palma como combustible, siendo así el segundo contaminante indirecto más elevado que producen estos equipos, a diferencia de la categoría de otros equipos que la emisión de este contaminante es la tercera emisión por contaminantes indirectos más elevadas y contribuye a la emisión total

de SO₂ en un 0,095%; las plantas generadoras tienen presencia de SO₂ en sus emisiones porque seis equipos de los que fueron reportadas funcionan con consumo de diésel; en la **Figura 14** es notoria la baja contribución de las plantas generadoras, que generan un aporte de 11,40% al total emitido de SO₂ y sus contribuciones individuales no superan la tonelada y media por año.

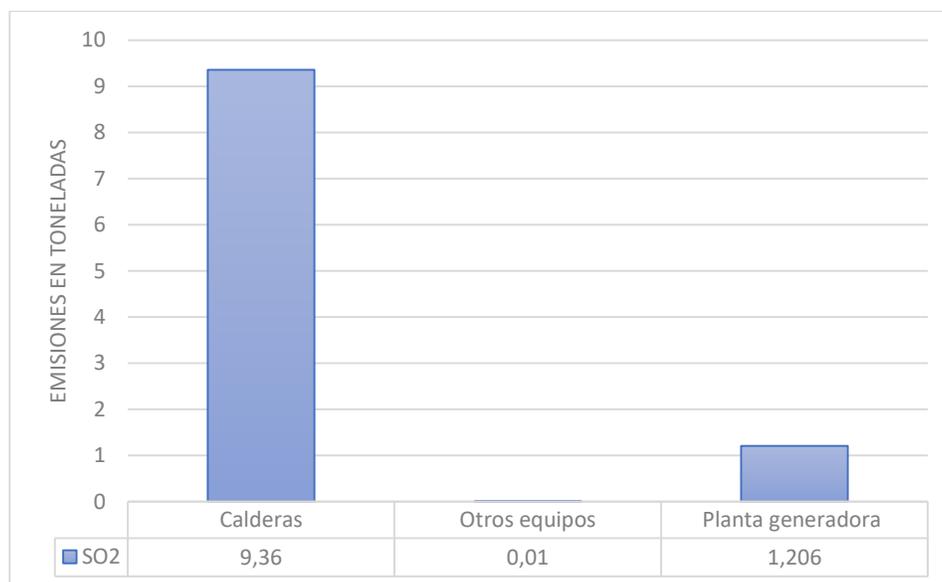


Figura 14 Toneladas de SO₂ por equipos.

Los otros dos contaminantes directos son el CH₄ y el N₂O, la proporción en que son emitidos a la atmósfera por los equipos reportados aparecen en la **Figura 15** y **Figura 16** respectivamente; en los equipos se presenta el caso de que es más alta la emisión de CH₄ que de N₂O. las calderas aportan el 76,29% a las emisiones totales de CH₄ por el uso de combustibles como el residuos de palma y el gas natural, en los hornos se emite este contaminante por uso de gas natural en mayor medida, con un aporte del 12,24%, por otro lado las plantas generadoras de energía se presenta el 9,80% del total de emisiones de CH₄, siendo emitido en mayoría por el consumo de diésel en estos equipos y el resto de los equipos

proporcionan el 1,67% , cabe resaltar que para todos los equipos se presentó el patrón sin excepción de emitir más cantidades de CH₄ que N₂O.

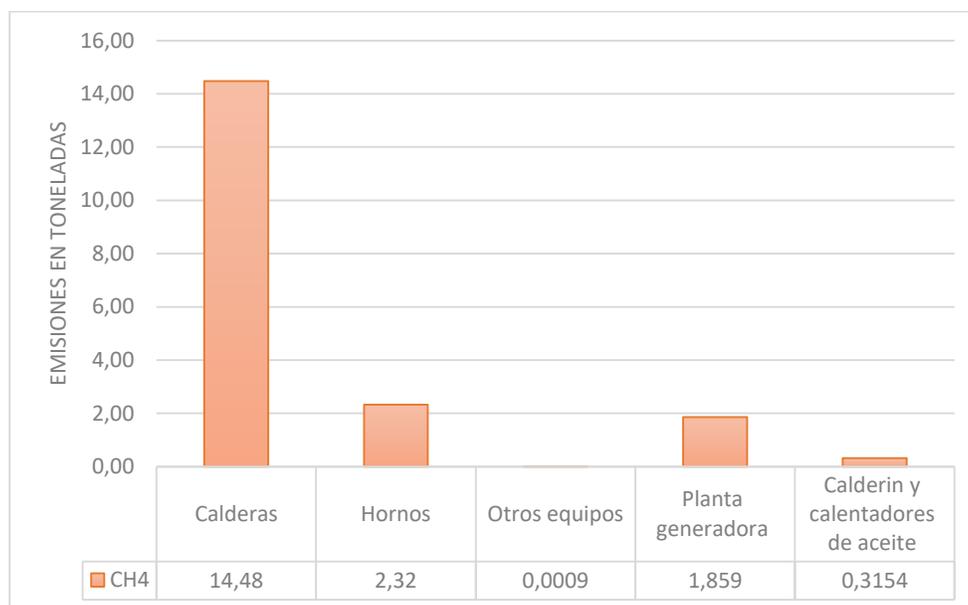


Figura 15 Contribución de CH₄ que emiten los equipos.

El aporte más bajo de N₂O entre todos los equipos es entregada por parte de la categoría de otros equipos con un 0,001% de la emisión total de este contaminante directo, junto con la baja emisión por parte de los calderines y calentadores con un 0,32%, esto contrasta con las cantidades producida por las calderas de 76,45% que es producido en mayor proporción por el consumo de residuo de palma, las plantas generadoras de energía emiten el 15,39%, igual que para el CH₄ en las plantas generadoras de energía el mayor contribuyente para la emisión de N₂O es el uso de diésel como combustible y para los hornos la contribución de este contaminante es del 7,83%.

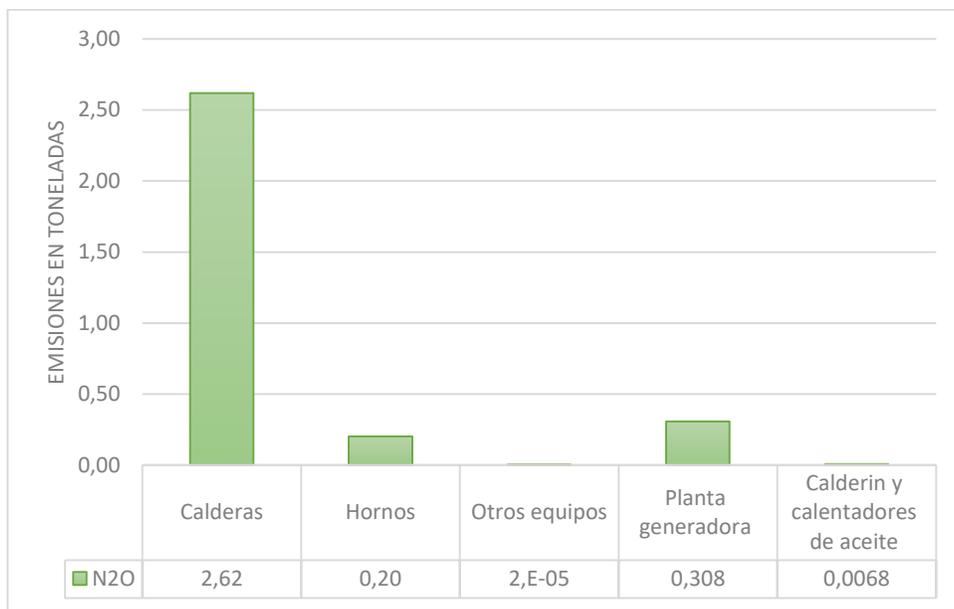


Figura 16 Contribución de N₂O que emiten los equipos.

Se han visto todas las contribuciones en carácter de emisión que hacen cada uno de los equipos identificados en el estudio, ahora se puede ver en la **Tabla 26** la contribución que se hace por consumo de combustible, esta tabla afirma que el mayor aporte de CO₂ lo hace el gas natural seguido del uso de Residuo de palma como combustible; de los contaminantes criterio el que es emitido a la atmósfera en menor cantidad es el SO_x y el que es liberado en mayor cantidad es el SO₂ con un mayor aportante por parte del Residuo de palma con un 99,79% y el NO_x es proporcionado en mayor medida por el gas natural con un 99,94%; a pesar de que el NO_x no es generado en grandes toneladas como el CO₂ genera preocupación, debido a que es la opción de combustible más usada por las empresas según se ve reflejado en los informes de emisión, así que se puede atribuir la emisión de este contaminante a tres opciones: la primera sería por problemas de combustión en el equipo causada por la presencia de compuestos nitrogenados en el aire, la segunda sería el bajo control de la temperatura

cuando se utilizan los equipos como los hornos o las calderas y tercero que el combustible traiga trazas de nitrógeno en su composición (Shameer & Ramesh, 2016).

También se observa la cantidad de CH₄ y N₂O emitidos, son emisiones bajas para estos gases de efecto invernadero comparadas con el CO₂, lo que permite intuir que no tendrán un aporte significativo a la huella de carbono; estos valores también nos corroboran que la proporción de la presencia de estos dos contaminantes siempre es una emisión superior de CH₄; todas estas emisiones por tipo de combustible se ven reflejadas para su mejor observación en la

Figura 17.

Tabla 26

Emisiones producidas por tipo de combustible.

	Consumo total de combustible(TJ/año)	CO₂ (t/año)	CH₄ (t/año)	N₂O (t/año)	NO_x (t/año)	SO₂ (t/año)	CO (t/año)	SO_x (t/año)
Gas natural	4982,1	241844,0	6,869	0,435	77,275	0,619	73,25	0,773
Residuos de palma	265,20	28492,94	7,956	1,061	0,0032	8,688	-	-
Carbón	214,65	18918,63	2,147	0,129	0,0389	0,063	1,866	-
Diésel	541,77	40196,17	1,625	0,325	0,0006	0,346	2,242	3,E-05
Madera	12,534	1445,699	0,376	0,050	3,E-05	-	143,8	0,228
Total (t/año)	6016,3	330897,4	18,97	2,000	77,318	9,716	221,2	1,001

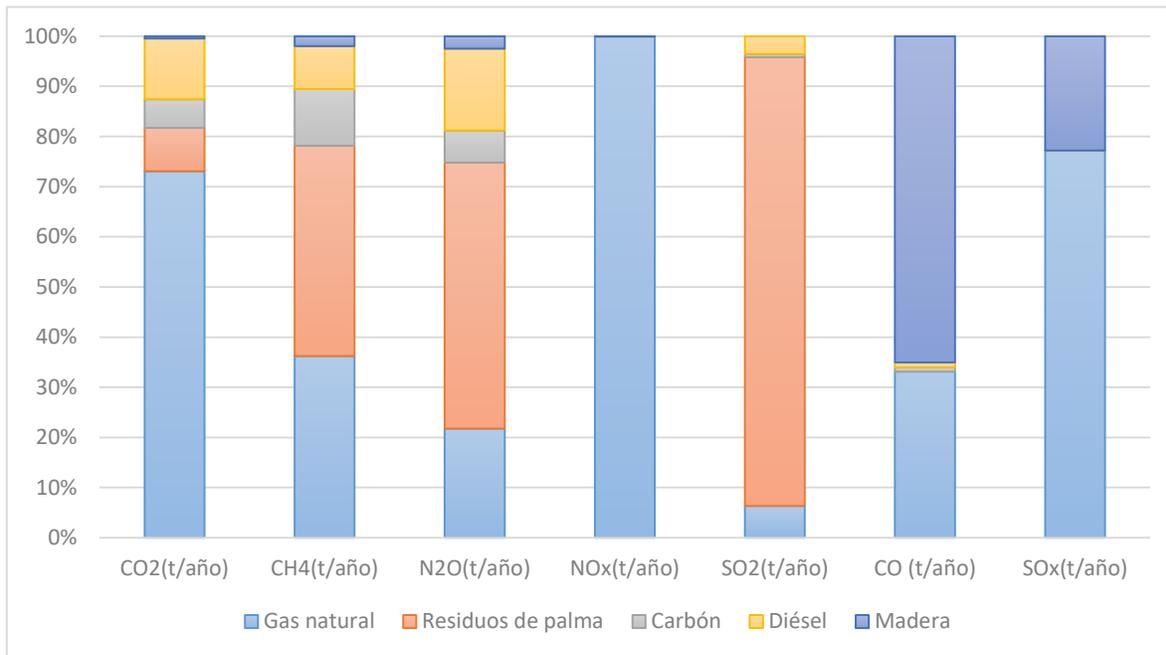


Figura 17 Contribución a las emisiones por parte de los diferentes combustibles.

La huella de carbono generada por estas fuentes contaminantes se encuentra representada en la **Tabla 27**, transformando las emisiones de CH₄ y N₂O de todos los equipos reportados en los informes de emisión a CO_{2-eq} con ayuda de los valores de potencial de calentamiento establecidos en la **Tabla 12**, la suma total de todos los valores de CO_{2-eq} más los valores de CO₂ calculados para cada fuente contaminante según su combustible, nos arroja un valor de huella de carbono de 331967,8 t/año, es un valor elevado teniendo en cuenta la cantidad de fuentes fijas que se evaluaron y se puede notar que la mayor contribución a la huella de carbono es realizada por parte de las emisiones de CO₂ arrojados a la atmósfera por parte de todos los equipos, especialmente de la categoría de otros equipos como es llamada en la **Tabla 27** y el menor aporte es proporcional por el CO_{2-eq} calculado a partir de las emisiones

de N₂O, ya se había mencionado con anterioridad la baja tasa de emisión que tienen los equipos reportados con respecto a este contaminante.

Tabla 27

Huella de carbono.

	CO ₂ equivalente	Calderas	Hornos	Plantas Generadoras	Otros equipos	Calderines y calentadores	Total de equivalente para cada especie (t/año)
CO ₂	(t/años)	201034,4	60628,1	65652,8	1,E-02	3582,1	330897,4
CH ₄	(t/años)	361,8921	58,07889	46,5	2,E-05	7,8842	474,32
N ₂ O	(t/años)	455,7233	46,69529	91,7	5,E-06	1,9220	596,07
						Total de CO₂ equivalente (t/año)	331967,8
						Total de CO₂ equivalente (Gg/año)	331,9678

La desviación estándar solo muestra cuán dispersos están los datos con referente a la media, Por lo tanto, es de esperarse que en la mayoría de las categorías por equipos sea mayor a la media, representando un sesgo positivo; la dispersión de los datos podemos verla en la **Figura 18** con un ejemplo del contaminante CO₂ en las calderas, esto se debe principalmente porque hay industrias que tienen equipos con un aporte mucho mayor a la emisión total de contaminantes específicos que otras, lo que hace que la distancia de estos puntos a la media sea considerado desigual, amplio y presente valores atípicos. En la **Tabla 28** encontramos consignada la desviación estándar de todas las emisiones calculadas por equipo, donde se observa que la gran mayoría de las desviaciones son mayores a la media, mostrando una vez más la gran variabilidad que tienen los datos (Navidi, 2006).

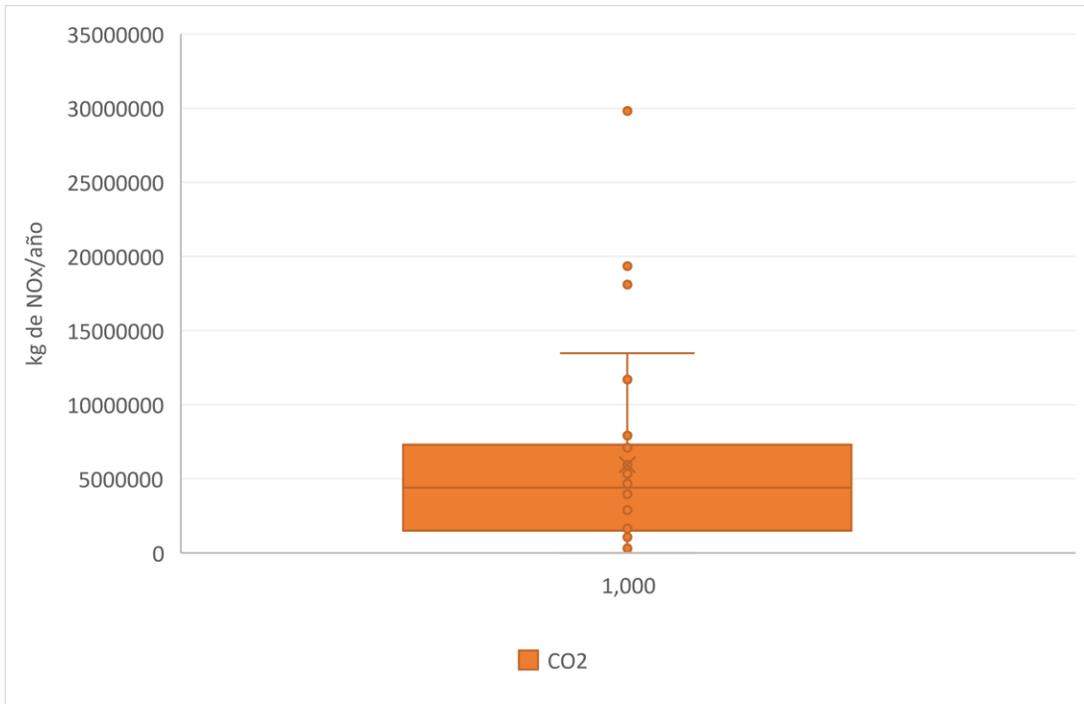


Figura 18 Ejemplo de dispersión de los datos calculados como emisión de CO₂ para las calderas.

Tabla 28

Desviación estándar encontrada para cada emisión según su equipo.

Equipos	CO₂ (kg/año)	CO (kg/año)	NO_x (kg/año)	SO_x (kg/año)	SO₂ (kg/año)	SO₃ (kg/año)	N₂O (kg/año)	CH₄ (kg/año)
Calderas	5,9,E+06 ±	1,3,E+03 ±	2,3,E+04 ±	-	1,5,E+03 ±	-	4,5,E+01 ±	4,3,E+02 ±
	6,3,E+06	1,4,E+03	1,0,E+04	-	2,8,E+02	-	1,8,E+02	1,4,E+03
Hornos	1,5,E+07 ±	4,4,E+04 ±	4,8,E-01 ±	2,5,E+02 ±	-	-	3,9,E+01 ±	5,8,E+02 ±
	2,1,E+07	6,7,E+04	4,9,E-01	2,5,E+02	-	-	3,5,E+01	1,9,E+02
Plantas generadoras	6,0,E+06 ±	-	1,6,E+02 ±	1,0,E-02 ±	2,0,E+02 ±	-	2,8,E+01 ±	1,7,E+02 ±
	5,1,E+06	-	3,5,E+02	7,0,E-03	1,6,E+02	-	2,8,E+01	1,4,E+02
Calentadores y Calderines	6,0,E+05 ±	-	1,1,E+00 ±	3,2,E-02 ±	-	-	1,1,E+00 ±	5,3,E+01 ±
	6,7,E+05	-	7,0,E-01	6,4,E-03	-	-	1,2,E+00	6,2,E+01
Otros equipos	7,3,E+02 0 ±	2,1,E+00 ±	7,3,E+00 ±	5,9,E+02 ±	7,3,E+02 ±	1,7,E-01 ±	1,1,E-03 ±	5,7,E-02 ±
	2,6,E+03	5,9,E+00	2,5,E+01	1,2,E+03	1,3,E+03	3,4,E-01	4,4,E-03	2,2,E-01

Después de encontrar todas las emisiones y calcular la huella de carbono a partir de estas, sería adecuado calcular un error de la metodología desarrollada para el cálculo de las emisiones producidas por cada equipo, pues las metodologías no están libres de limitaciones que generan errores; lo que genera errores de cálculo es: 1) la asunción por el consumo promedio en los catálogos o el cálculo del consumo a partir de las emisiones de los informes cuando se establecen mediciones de más de un contaminante, 2) La calidad de la información establecida por las industrias en sus informes es incompleta, 3) Las medidas de los estudios isocinéticos tienen su propio margen de error establecido por el propio método de medición o por la calibración en el instrumento de medición, 4) Los factores de emisión propuestos por el IPCC tienen su propio margen de desviación lo que hace que el rango de selección del factor sea muy amplio generando un error y 5) los factores propuestos por el programa de salud ambiental de Chile tendrán su propia error debido a que la forma de cada país de controlar las emisiones por parte de la quema de combustible en los distintos equipos industriales es diferente. Pero ser este estudio el primero que se ha generado para calcular la huella de carbono producida por quema de combustible en fuentes fijas, por tanto, no hay datos que se consideren adecuados para ser llamado reales para poder generar la comparación de los valores calculados para cada una de las emisiones.

Extrapolación.

Con el fin de realizar una comparación con datos calculados anteriormente, se decidió identificar cuanto sería la huella de carbón estimada de toda la ciudad de Barranquilla, partiendo de asumir que las 87 empresas clasificadas como industrias por la cámara de comercio son foco de emisión de contaminantes y tiene la misma distribución que la establecida en la *Figura 3*, cabe resaltar que de ninguna forma este valor es la huella de

carbono para el 2016 como se ha expresado anteriormente en las **Limitaciones**. Es un valor establecido en suposiciones y no en datos medidos en campo.

Siguiendo el estudio para el Banco Interamericano de Desarrollo (CINPRO, 2013) donde el total proyectado de emisiones producidas por procesos industriales y generación de energía para el año 2010 equivale a 1'527.371 t/año y para el año 2020 equivale a 1'754.001 de t/año de CO_{2-eq}, siguen una tendencia lineal lo que da pie a realizar una interpolación lineal entre estos valores para encontrar el valor correspondiente al 2016 que es nuestro año base, obteniendo un valor de emisiones equivalente a 1'583.429 t/año.

Si para 26 industrias la huella de carbono es 331967,8 t/año de CO_{2-eq}, para 25 industrias con la misma distribución sería el 96,15% del valor de la huella de carbono reflejado por las 26 industrias, en otras palabras, la huella de carbono para 25 industrias es de 319199,8 t/año de CO_{2-eq}. Con esta información y con la **Ecuación 24** se encontró que la huella de carbono para las 87 industrias sería de 1'110.815,5 t/año de CO_{2-eq} presentado en la **Ecuación 25**.

$$\text{Huella de carbono}_{87} = \frac{87-25}{26-25} (331967,8 - 319199,8) + 319133,8 = 1110815,$$

Ecuación 25

Siguiendo los escenarios de proyección establecidas por el estudio del CINPRO para el Banco Interamericano de Desarrollo según la tasa de crecimiento anual del PIB que es 2% para Colombia, establecen una disminución del 23% en las emisiones procedentes de la generación de energía lo que da como resultado una huella de carbono en una extrapolación “sostenible” de 1'060.181,7 t/año de CO_{2-eq}, disminuyendo las emisiones de CO_{2-eq} con una diferencia de 50633,7 t/año de CO_{2-eq}, esta disminución es notoria en la **Figura 19**.

Tomando en cuenta el valor que se interpoló para el 2016 en el estudio realizado por el CINPRO, se observa que la huella de carbono tendencial es inferior con una diferencia de 472613,5 t/año, lo que indica que el porcentaje de incremento en las emisiones no ha superado al realizado en las proyecciones realizada en el año 2013, esto puede estar relacionado con un bajo crecimiento del sector industrial y cambios en el parámetro de generación de energía mucho más bajos que los esperados en el estudio previo.

Los dos datos de huella de carbono (el extrapolado y el interpolado para el 2016) no son aptos para calcular errores de metodología, debido a que son valores estimados por parte de los dos estudios.

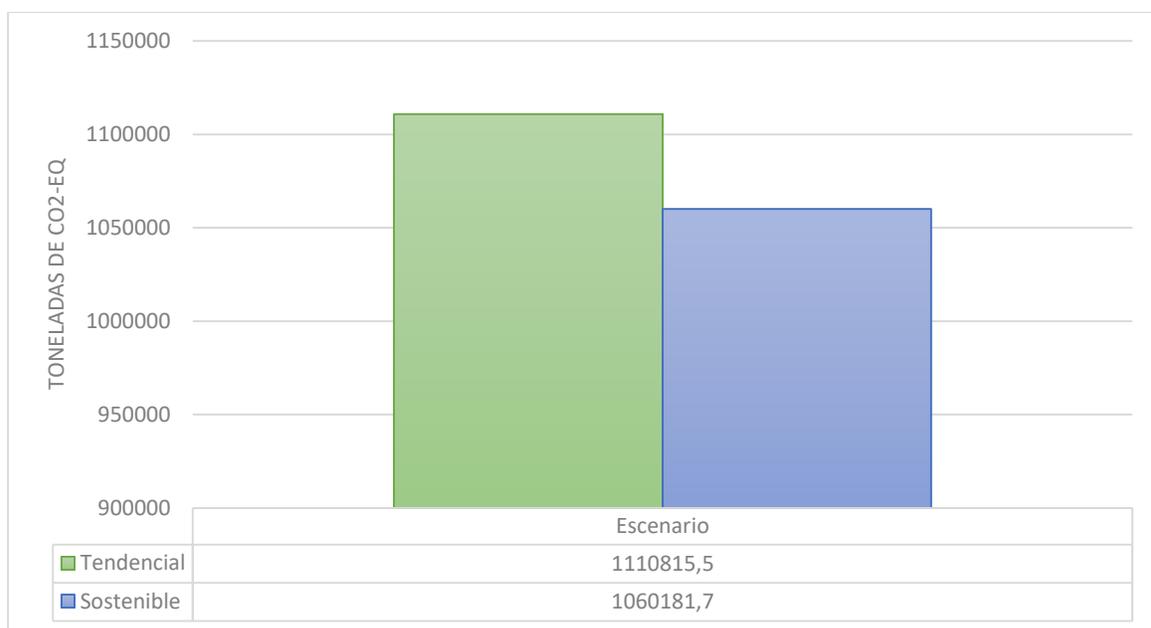


Figura 19 Emisiones de CO₂-eq para el año base, considerando los escenarios tendenciales y sostenibles para el desarrollo de la huella de carbono en la ciudad de Barranquilla.

Huella de carbono industrial de varias ciudades:

No se encuentran registros del mismo año para algunas de las ciudades más reconocidas de Colombia; todas las mediciones fueron realizadas en contextos diferentes como por ejemplo: en la ciudad de Cali se esperaría que la huella de carbono industrial presentara un valor más alto, pero la huella de carbón medida solo incluye el consumo de Gas natural, ACPM y Gas licuado del petróleo (**GLP**), para la ciudad de Barranquilla es el valor extrapolado a las 87 industrias y en el Valle de Aburrá la huella de carbono incluye el consumo de combustible para generación de energía, estos valores se observan en la **Tabla 29**.

Tabla 29

Huella de carbono industrial para diferentes ciudades en Colombia (Alcaldía de Santiago de Cali, 2016; Alcaldía Mayor de Bogotá D.C., 2014; Arroyave & Agudelo, 2017).

Barranquilla (2016)	Bogotá (2008)	Valle de aburrá, Medellín (2011)	Santiago de Cali (2010)
1'110.215,50tCO ₂ -eq	1'142.970,16tCO ₂ -eq	6'479.395,08 tCO ₂ -eq	238518tCO ₂ -eq

Los datos específicos del mismo año no se encontraron, esto hace que la comparación no se pueda desarrollar adecuadamente; se puede señalar que a las ciudades en Colombia necesitan un estudio periódico de la huella de carbono o gases de efecto invernadero y las ciudades necesitan entender la importancia de esta medición que sirve como un indicador para medir la reducción de las emisiones o aportes de estas ciudades al calentamiento global ,así como también funciona para evaluar la eficiencia de las medidas de reducción y control de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Conclusiones y Recomendaciones.

- Las fuentes Industriales reportadas en Barranquilla emiten 331967,8 t/año de CO₂-eq, teniendo en cuenta que son las emisiones totales de gases de efecto invernadero de 26 industrias consideradas la muestra observada, se recomienda la búsqueda exhaustiva de la información para identificar si la muestra es totalmente representativa o agregar nuevas fuentes de posible emisión al estudio que no pudieron ser estimadas por falta de información.
- El combustible más implementado por los equipos es el gas natural, con un consumo de 4982,1 Tj/año y los equipos que consumen gas natural presenta las mayores emisiones de CO₂ con un valor de 241844 t/año, se recomienda el control de este contaminante por las afectaciones biológicas que puede producir, especialmente porque Barranquilla tiene una ubicación geográfica cerca al mar y el río, lo que conlleva a que estas emisiones puedan ser depositadas en los cuerpos de agua produciendo su acidificación.
- Los contaminantes criterio son emitidos a la atmósfera por parte de los combustibles en cantidades que ponen a la ciudad sobre aviso: NO_x con un total de 78,58 t/año, SO₂ con un total de 64,72 t/año y el CO 221,19 t/año; se recomiendan medidas de control de emisión como son filtros en las chimeneas o la verificación periódica del estado de los equipos (mantenimiento), estas medidas deben ser tomadas para prevenir cualquier daño en especial a la salud humana.
- Las emisiones de los contaminantes criterio son mayores que las emisiones de N₂O, pero no del CH₄, por lo tanto, se sugiere tener monitoreo constante o periódico de la calidad del aire, pues la salud humana se pone en riesgo con el aumento y permanencia de los contaminantes criterio en la atmósfera.

- Según la distribución de los puntos de emisión evaluados se puede entrever que las emisiones se dispersan por la ciudad, esto se corrobora con el informe anual del Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales en el 2015, aquí se establece que el viento va de Noreste a Suroccidente de Barranquilla, y el río está ubicado en la parte Este de la ciudad, lo que soporta la hipótesis que las emisiones son dispersadas por Barranquilla.
- De acuerdo a la extrapolación para las 87 industrias, el valor no supera la cantidad de CO₂-_{eq} esperado por Barranquilla en las proyecciones realizadas en el 2013, sin embargo se recomienda el implemento de sistemas de control en las chimeneas, el mantenimiento periódico sin falta de los equipos o el cambio a tecnología nueva que consuma menos combustible, que tenga más sistemas de control automatizado como son las alertas por temperatura y que se realice el debido control operacional cuando se trata de producción empresarial para evitar el uso excesivo de los equipos, reduciendo así el consumo de combustible.
- Debe volverse una prioridad controlar y evaluar los puntos de emisión generado por el uso de combustibles como la madera y los residuos de palma, pues generan una cantidad alta de contaminantes criterios después del gas natural; se debe recordar que son menores los equipos estudiados que consumen combustibles sólidos y aun así mostraron emisiones de contaminante elevados en comparación con el uso de gas natural.
- Empezar a preocuparse como distrito especial, industrial y portuario por las emisiones de gases de efecto invernadero; el cambio producido por estos gases nos afectaría de manera específica por ser una ciudad a nivel del mar con variaciones de la temperatura y eroción costera.

Recomendaciones a Barranquilla Verde para el cálculo de la huella de carbono.

- Se recomienda hacer un formato de informe donde las empresas digiten con sus datos reales: cantidad de consumo de combustible real, tipo de combustible, si posee o no un sistema de control, el tipo de equipo, modelo y fecha de fabricación del equipo, si alguno emite contaminantes de gases de efecto invernadero diferentes a los tres observados en este estudio, cantidad de horas de trabajo del equipo si se ha tomado una medida de reducción en el consumo de energía y ¿cuál ha sido esta medida?
- Se recomienda realizar periódicamente (de preferencia de forma anual) la recolección de estos datos, con el fin de volver este un indicador que se use con frecuencia en esta ciudad, midiendo con este la reducción de las emisiones de gases y la eficiencia que tienen las medidas tomadas para estas reducciones.
- Se recomienda realizar la recolección de los datos de las 87 empresas registradas en la cámara de comercio si siguen instauradas para el próximo año de medición, con el fin de evitar suposiciones y tener valores medidos en campo para todas las empresas, a demás de resaltar que los focos de emisión no son un numero tan elevado que convierta en una necesidad la toma de una muestra que represente la población.
- Se recomienda calcular los factores de emisión del país o de la ciudad de Barranquilla para hacer el estudio localizado, reduciendo errores de metodología asociados a la incertidumbre establecida por los factores de emisión por defecto.

Bibliografía.

- [EPA], U. S. E. P. A. (2017). Greenhouse Gas Emissions. Recuperado a partir de <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases#methane>
- [IDEAM], Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales. (2015). *Dirección de procedencia del viento*. Recuperado a partir de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>
- [UdeA], U. de A. (2006). Informe Final Convenio 161 Amva-Udea. Recuperado a partir de http://www.metropol.gov.co/CalidadAire/lsdocFuentesFijas/factores_de_emision_161.pdf.pdf
- Alcaldía de Barranquilla. (2015). Mapas. Recuperado a partir de http://www.barranquilla.gov.co/index.php?option=com_content&view=article&id=33&Itemid=124
- Alcaldía de Santiago de Cali. (2016). *EVALUACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO Y HUELLA HÍDRICA*. Santiago de Cali.
- Alcaldía Mayor de Bogotá D.C. (2014). *Inventario de Emisiones de Gases del Efecto de Bogotá D.C.-Línea Base*. Bogotá D.C.
- Antonio, E., & Rodr, D. (2018). *Estrategia de enseñanza heurística en resolución de problemas, para el estudio de los ciclos biogeoquímicos del carbono y el nitrógeno*. Universidad Nacional de Colombia.
- Arboleda, U. S. (2015). *Inventario De Emisiones De Gases Efecto Co2Cero* ®. Recuperado a partir de http://www.usergioarboleda.edu.co/wp-content/uploads/2015/05/reporte_emisiones_2014.pdf?6b8ded

- Arranz Merino, F. (2006). *Manual de termodinámica* (Vision Net). Madrid, España: Grupo corporativo visionnet. Recuperado a partir de https://books.google.com.co/books?id=dvFihZpqPbgC&pg=PA37&dq=extrapolación+lineal&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwiXpM_8oufaAhUS2FMKHVOEAhYQ6AEIUjAH#v=onepage&q=extrapolación&f=false
- Arroyave, L. J., & Agudelo, L. C. (2017). *Huella de carbono en el Valle de Aburrá*. Universidad Nacional de Colombia. Recuperado a partir de http://www.bdigital.unal.edu.co/61218/1/Trabajo_Grado_091217.pdf
- Badii, M. H., Guillen, A., Lugo, O., & Sanchez, H. J. (2015). Aspectos del Calentamiento Global. *Revista Daena (International Journal of Good Conscience)*, 10(2), 175-196.
- Balcombe, P., Brandon, N. P., & Hawkes, A. D. (2018). Characterising the distribution of methane and carbon dioxide emissions from the natural gas supply chain. *Journal of Cleaner Production*, 172, 1-25. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.11.223>
- Behrentz Valencia, E., Sánchez Morcote, N., Magdalena, F. del R., & Rodríguez Vargas, P. (2009). *Elementos técnicos del plan decenal de descontaminación de Bogotá*. Bogotá D.C: Alcaldía mayor de Bogotá. Recuperado a partir de <https://uniandes.edu.co/sites/default/files/asset/document/parte-2-inventario.pdf>
- Bell Lemus, C. (2014). Barranquilla y la modernización del delta del Río Magdalena (1842-1935). *Revista M*, 11(1), 54.
- Bhatia, P., Cummis, C., Brown, A., Rich, D., Draucker, L., & Lahd, H. (2011). *Greenhouse Gas Protocol Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard*.

World Resources Institute and World Business Council Recuperado a partir de http://www.ghgprotocol.org/files/ghgp/public/Corporate-Value-Chain-Accounting-Reporting-Standard_041613.pdf

Bonilla Mejía, L. (2010). *El sector industrial de Barranquilla en el siglo XXI: ¿Cambian finalmente las tendencias?* Cartagena de Indias. Recuperado a partir de http://www.banrep.gov.co/docum/Lectura_finanzas/pdf/DTSER-136.pdf

Carballera Ocaña, A., Retuerto Franco, R., Fernandez escribano, J. Á., & Aboal Viñas, J. (2003). Biomonitorización de la calidad del aire. En *Clima y calidad ambiental* (Martí Ezpe, p. 19). Recuperado a partir de <https://books.google.com.co/books?id=hE5jqEbsoVwC&pg=PA19&dq=fuentes+fijas+de+emision+de+contaminantes+atmosfericos&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwj33uT-zNrXAhXlhOAKHQcRAIUQ6AEIKzAB#v=onepage&q=fuentes+fijas+de+emision+de+contaminantes+atmosfericos&f=false>

Cárdenas González, B., Revah Moiseev, S., Hernández Jiménez, S., Sánchez, Martínez, A., & Gutiérrez Avedoy, V. (2003). *Tratamiento biológico de compuestos orgánicos volátiles de fuentes fijas*. Instituto Nacional de Ecología. Recuperado a partir de https://books.google.com.co/books?id=_JsLmhtNWJ0C&pg=PA27&dq=fuentes+fijas+y+moviles+de+contaminantes+atmosfericos&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwi0r7yL0NrXAhUkc98KHR2ACW8Q6AEIKzAB#v=onepage&q=fuentes+fijas+y+moviles+de+contaminantes+atmosfericos&f=false

Casper, J. K. (2010). *Greenhouse Gases: Worldwile impacts*. New York, NY, United States:

Facts on fire, Inc. Recuperado a partir de https://books.google.com.co/books?id=A_48H1rBVJ4C&printsec=frontcover&dq=greenhouse+gases&hl=es-419&sa=X&ved=0ahUKEwix7L3J89rXAhWCkeAKHXAlCDwQ6AEILDAB#v=onepage&q=greenhouse gases&f=false

Chassoul a, M. J., Marín L, R., Morales C, M. A., & Fallas M, M. F. (2017). Cuantificación de gases de efecto invernadero en la Sede de Occidente de la Universidad de Costa Rica. *Posgrado y sociedad*, 15(1), 70-71. Recuperado a partir de <http://201.196.149.98/revistas/index.php/posgrado/article/viewFile/1827/2033>

Cifuentes Lira, L. A., Cabrera, C., & Bush, P. (2016). *Manual para Desarrollo de Inventarios*. Santiago de Chile, Chile.

CINPRO. (2013). *Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para la Plataforma de Ciudades Emergentes y Sostenibles*. Barranquilla, Colombia. Barranquilla.

Congreso de la República de Colombia. Ley 99 De 1993, Diario Oficial 41146 § (1993). Bogotá, D.C. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Congreso Nacional. Ley 23 de 1973, 1973 § (1973).

DANE. Clasificación Industrial Internacional Uniforme De Todas Las Actividades Económicas, 3 Adaptada para Colombia § (2009). <https://doi.org/10.1038/nature06186>

De Souza, E., & Pagliuso, J. D. (2017). Air Quality in Urban Areas in Brazilian Midwest. En *Air Quality - New Perspective* (pp. 148-149). Brazilian: INTECH. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.68547>

den Elzen, M. G. J., Olivier, J. G. J., Höhne, N., & Janssens-Maenhout, G. (2013). Countries' contributions to climate change: Effect of accounting for all greenhouse gases, recent trends, basic needs and technological progress. *Climatic Change*, *121*(2), 398-399. <https://doi.org/10.1007/s10584-013-0865-6>

División Salud Ambiental. (2014). *Manual de consultas de factores de emisión*. Santiago de Chile, Chile.

Douglas, D. C., & Atwood, T. C. (2017). Marine Mammal Welfare. En *Human Induced Change in the Marine Environment and its Impacts on Marine Mammal Welfare* (Vol. 17, pp. 463-473). <https://doi.org/10.1007/978-3-319-46994-2>

ECOPETROL. (2014). Diésel en Colombia, cada vez más limpio. Recuperado a partir de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/Diesel-en-Colombia,-cada-vez-mas-limpio>

EPA. (2014). *Air Quality Index (AQI). A Guide to Air Quality and Your Health*. Recuperado a partir de https://www3.epa.gov/airnow/aqi_brochure_02_14.pdf

European platform on life cycle assessment [EPLCA]. (2009). CARBON FOOTPRINT - what it is and how to measure it. *Environmental Management*, *3*(February), 1-2. <https://doi.org/10.1111/j.1530-9290.2008.00005.x>

Gómez, D., & Watterson, J. (2006). CAPÍTULO 2. Combustión estacionaria. En *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero* (Vol. 2, pp. 1-47). <https://doi.org/10.1157/13083441>

Grupo gas natural FENOSA. (2018). Características del Gas Natural. Recuperado a partir de

<https://www.nedgia.es/es/conocenos/quienes+somos/historia+del+gas/1297104955871/caracteristicas+del+gas+natural.html>

Gunster, S. (2017). This changes everything: capitalism vs the climate. *Environmental Communication*, 11(1), 136-138. <https://doi.org/10.1080/17524032.2016.1196534>

H. Seinfeld, J., & N. Pandis, S. (2016). *Atmospheric Chemistry and Physics: From Air Pollution to Climate Change*. (Wiley, Ed.) (Tercera ed). Hoboken, New Jersey: John Wiley and Sons Inc. Recuperado a partir de https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=n_RmCgAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR5&dq=SO2+are+aerosols+that+are+rapidly+removed+from+the+atmosphere+by+precipitation&ots=gRH9FLpfhM&sig=uGd9jpbWChqBXpEZgMKmpUb8-UE#v=snippet&q=SO2+are+aerosols+&f=false

Hernández Hernández, A. M., Bohórquez Lozano, Á. V., Pinzón Rincón, F. M., Guzman Ramos, L. E., & Moreno Saboya, Y. A. (2012). Estado de la Calidad del Aire en Colombia 2007-2010. *Ideam*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Hernández, S. (2017). Resolución número 2254 (1 de noviembre de 2017). *Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible*, 1-11.

Heselton, K. E. (2005). *Boiler Operator's Handbook. Construction*. Recuperado a partir de <https://books.google.com.co/books?id=8y0qRQI7XDEC&pg=PA16&dq=que+es+boiler+horsepower&hl=es-419&sa=X&ved>

Hulme, M. (2016). 1.5 °C and climate research after the Paris Agreement. *Nature Climate Change*, 6(3), 222-224. <https://doi.org/10.1038/nclimate2939>

IDEAM. (2016). *Informe del Estado de la Calidad del Aire en Colombia 2011 – 2015*.

Bogotá, D.C. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales. (2016). SISAIRE. Recuperado a partir de <http://www.sisaire.gov.co:8080/faces/quienesSomos/quienesSomos.jsp>

Intergovernmental Panel on Climate, C. (2014). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. (Intergovernmental Panel on Climate Change & T. Stocker, Eds.) (Cambridge). New York, NY, United States. Recuperado a partir de https://books.google.es/books?id=o4gaBQAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false

Iodice, P., Adamo, P., Capozzi, F., Di Palma, A., Senatorea, A., Spagnuolo, V., & Giordano, S. (2016). Air pollution monitoring using emission inventories combined with the moss bag approach. *Science of the Total Environment*, *541*, 1411. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2015.10.034>

IPCC. (2007). Direct Global Warming Potentials. Recuperado a partir de https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html

Kanter, D. R., Zhang, X., Mauzerall, D. L., Malyshev, S., & Shevliakova, E. (2016). The importance of climate change and nitrogen use efficiency for future nitrous oxide emissions from agriculture. *Environmental Research Letters*, *11*(9). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/9/094003>

Li, P., Chyang, C., & Ni, H. (2018). An experimental study of the effect of nitrogen origin on the formation and reduction of NO_x in fluidized-bed combustion. *Energy*, *154*, 319-327. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.141>

Liu, Q., Wu, L., Jackstell, R., & Beller, M. (2015). Using carbon dioxide as a building block

in organic synthesis. *Nature Communications*, 6, 1-15.

<https://doi.org/10.1038/ncomms6933>

M.M., H., M.A., R., B., M., O., F., M., S., & P.K., R. (2018). Assessment of Nitrogen Oxides and Sulphur Dioxide Content in the Ambient Air near the Garments Industries of Bangladesh. *Environmental and social sciences*, 5(1), 3-6.

Magoni, M., & Munoz, C. M. (2018). Climate Change and Heat Waves in Colombia . Possible Effects and Adaptation Strategies. En *Sustainable Urban Development and Globalization* (pp. 351-361). Springer, Cham.
https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-3-319-61988-0_27

Mancini, M. S., Galli, A., Niccolucci, V., Lin, D., Bastianoni, S., Wackernagel, M., & Marchettini, N. (2016). Ecological Footprint: Refining the carbon Footprint calculation. *Ecological Indicators*, 61, 1-2. <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2015.09.040>

Mangino, J. (1997). Introduction To the Emission Inventory Improvement Program. En *Emission Inventory Improvement Program* (Vol. I, pp. 12-14). North Carolina. Recuperado a partir de <https://www.epa.gov/air-emissions-inventories/volume-1-introduction>

Maps, G., & Velasquez, M. (2018). Mapa de Barranquilla. Recuperado a partir de <https://www.google.com.co/maps/place/Barranquilla,+Atlántico/@10.9838099,-74.8530371,13z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x8ef42d44d12ae605:0x2633844581b917b2!8m2!3d11.0041072!4d-74.8069813?hl=es-419>

Miniambiente. (2016). *Contaminación del Aire*. Chile. Recuperado a partir de http://www.mma.gob.cl/1304/articles-52016_Capitulo_1.pdf

Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible. (2016). Colombia hace parte de los países que se comprometen a frenar el cambio climático. Recuperado a partir de <http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/2275-colombia-hace-parte-de-los-paises-que-se-comprometen-a-frenar-el-cambio-climatico>

Ministerio de Salud y Protección Social. (2015). *Abecé de aire y salud*. Bogotá D.C. Recuperado a partir de <https://www.minsalud.gov.co/sites/rid/Lists/BibliotecaDigital/RIDE/VS/PP/SA/abc-aire.pdf>

Morin, J. F., & Orsini, A. (2014). *Essential concepts of global environmental governance*. *Essential Concepts of Global Environmental Governance*. <https://doi.org/10.4324/9780203553565>

Navidi, W. (2006). *Estadística para ingenieros y científicos*. México. McGrawHill. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

O'Donnell, S. (2018). The neurobiology of climate change. *Science of Nature*, 105(11), 1-7. <https://doi.org/10.1007/s00114-017-1538-5>

Oluwoye, I., Dlugogorski, B. Z., Gore, J., Oskierski, H. C., & Altarawneh, M. (2017). Atmospheric emission of NO_x from mining explosives: A critical review. *Atmospheric Environment*, 167, 81-96. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2017.08.006>

Ozaki, S. (2017). iMedPub Journals NO_x is Best Compound to Reduce CO₂ Thunder Produce NO_x, Yellowtail, Crab. *European Journal of Experimental Biology*, 7(2:12), 1-5. <https://doi.org/10.21767/2248-9215.100012>

Presidente de la Republica. Decreto 2811 de 1974, 1974 § (1974).

- Pulido, A. D., Turriago, J. D., Jiménez, R., Torres, C. F., Rojas, A., Chaparro, N., ... López, J. Á. (2016). *Inventario nacional y departamental de Gases Efecto Invernadero – Colombia. Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático*. Bogotá D.C. Recuperado a partir de <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023634/INGEI.pdf>
- Ravishankara, A. R., Daniel, J. S., & Portmann, R. W. (2009). Nitrous oxide (N₂O): The dominant ozone-depleting substance emitted in the 21st century. *Science*, 326, 123-125. <https://doi.org/10.1126/science.1176985>
- Redai, I., & Haczku, A. (2015). Air Pollution and Chronic Obstructives Airway Disease. En S. S. Nadadur & J. W. Hollingsworth (Eds.), *Air Pollution and Health Effects* (p. 439). Springer-Verlag London Ltd. Recuperado a partir de https://books.google.com.co/books?id=yKolCQAAQBAJ&dq=In+October+1948,+Donora,+Pa.,+was+enveloped+in+a+lethal+haze.&source=gbs_navlinks_s
- Rodríguez, M., Gamba, N. L., Lozano, Ó. Y., Estévez, A., Castillo, E., Pedraza, E., ... Herrera, I. (2001). Desempeño ambiental de la tecnología en la industria colombiana. En *El medio ambiente en Colombia. Instituto de hidrología meteorología y estudios ambientales (IDEAM)* (p. 499). Recuperado a partir de <https://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/Bvirtual/000001/cap12.pdf>
- Rowlands, I. H. (2010). Kyoto Protocol's «Clean Development Mechanism» a sustainability assessment. *United Nations Framework Convention on Climate Change*, 22(1), 795. <https://doi.org/10.1080/01436590120084601>
- Rypdal, K., & Paciornik, N. (2006). CAPÍTULO 1. Introducción a las directrices de 2006.

En *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero* (pp. 1-13). Recuperado a partir de https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/1_Volume1/V1_1_Ch1_Introduction.pdf

Shameer, P. M., & Ramesh, K. (2016). Experimental evaluation on performance, combustion behavior and influence of in-cylinder temperature on NO_x emission in a D.I diesel engine using thermal imager for various alternate fuel blends. *Energy*, *118*, 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.017>

Spencer, A., & Clarke, A. (2010). *Carbon footprinting. Concrete (London)* (Vol. 44). <https://doi.org/10.1007/s11367-009-0064-x>

Strode, S. A., Duncan, B. N., Yegorova, E. A., Kouatchou, J., Ziemke, J. R., & Douglass, A. R. (2015). Implications of carbon monoxide bias for methane lifetime and atmospheric composition in chemistry climate models. *Atmospheric Chemistry and Physics*, *15*(20), 11789-11805. <https://doi.org/10.5194/acp-15-11789-2015>

Tahir, T. A. (2017). Reducing of SO_x Emissions Participates in Decreasing Environmental Pollution. *Journal of Kufa for chemical science*, *2*(3), 26-42.

Tian, H., Chen, G., Lu, C., Xu, X., Ren, W., Zhang, B., ... Wofsy, S. (2015). Global methane and nitrous oxide emissions from terrestrial ecosystems due to multiple environmental changes. *Ecosystem Health and Sustainability*, *1*(1), art4. <https://doi.org/10.1890/EHS14-0015.1>

Unidad de Planeación Minero Energética [UPME]. (2016). FECOC 2016. Recuperado a partir de http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html

United Nations. (2014). *Report of the Executive Committee of the Warsaw International*

Mechanism for Loss and Damage associated with Climate Change Impacts (Vol. Forty-firs). Recuperado a partir de <https://unfccc.int/resource/docs/2014/sb/eng/04.pdf>

Verchick, R. R. M. (2018). Can 'loss and damage' carry the load? *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 376(2119), 2-16. <https://doi.org/10.1098/rsta.2017.0070>

W.Ortiz, C. (2016). Control de dosificación y consumo de biomasa para una generación eficiente de vapor. En *XIII Reunión técnica nacional de palama de aceite* (p. 29). Recuperado a partir de <http://propalma.webcindario.com/dosificacionbiomasa.pdf>

Weng, Z., Mudd, G. M., Martin, T., & Boyle, C. A. (2012). Pollutant loads from coal mining in Australia: Discerning trends from the National Pollutant Inventory (NPI). *Environmental Science and Policy*, 19-20, 78-89. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2012.03.003>

Wiedmann, T., & Minx, J. (2007). A definition of «Carbon footprint». En C. C. Pertsova (Ed.), *Ecological Economics Research Trends* (Nova Publi, pp. 4-6). Heslington, York. Recuperado a partir de [https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=GCKU1p_6HNwC&oi=fnd&pg=PA1&dq=carbon+footprint+&ots=D0zWLM4oMn&sig=xyNvKfTBUnqgTHfIYIZJ4Z_FUII#v=onepage&q=carbon footprint&f=false](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=GCKU1p_6HNwC&oi=fnd&pg=PA1&dq=carbon+footprint+&ots=D0zWLM4oMn&sig=xyNvKfTBUnqgTHfIYIZJ4Z_FUII#v=onepage&q=carbon+footprint&f=false)

Williamson, C. E., Zepp, R. G., Lucas, R. M., Madronich, S., Austin, A. T., Ballaré, C. L., ... Bornman, J. F. (2014). Solar ultraviolet radiation in a changing climate. *Nature Climate Change*, 4(6), 435. <https://doi.org/10.1038/nclimate2225>

Yamamoto, H., Kuroki, T., Fujishima, H., Yamamoto, Y., Yoshida, K., & Okubo, M. (2017).

Pilot-Scale Exhaust Gas Treatment for a Glass Manufacturing System Using a Plasma Combined Semi-dry Chemical Process. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 53(2), 1416-1423. <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2616393>

Anexos

De acuerdo con su solicitud, a continuación, detallamos el resultado de la consulta.

OFERTA

Descripción Estudio

Se consulta en la base de datos de inscritos y renovados en Cámara de Comercio de Barranquilla, las empresas que según sus características sean:

- Industria grande – Sociedades y Personas Naturales - Atlántico



ENTREGABLES:

Base de datos en formato Excel con la información característica del registro mercantil: Matrícula, nombre, categoría, dirección, teléfono, ciudad, e-mail, NIT, representante legal, cargo, revisor fiscal, empleados, tamaño, total activos, total pasivo, total patrimonio, ventas netas, utilidad, capital suscrito, código CIIU, sector económico, descripción CIIU, fecha matrícula, fecha constitución, fecha renovación, estado.

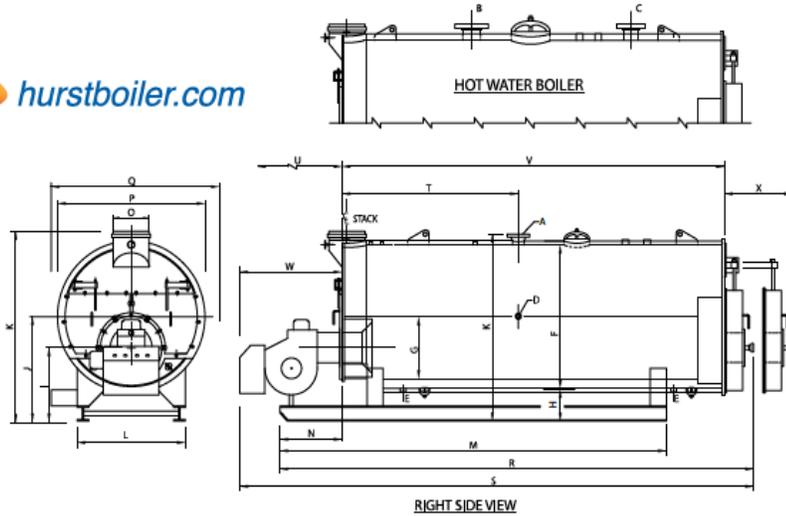
Cantidad de empresas

CAMARA DE COMERCIO DE BARRANQUILLA			
MATRICULADOS RENOVADOS 2017 - 2018			
CATEGORÍA:	DESCRIPCIÓN: ATLANTICO	TAMAÑO DE ACTIVO	
		GRANDE	CANTIDAD
SOCIEDADES	INDUSTRIA	87	87
Total general		87	87

Catálogo de calderas:

SERIES 250

 hurstboiler.com



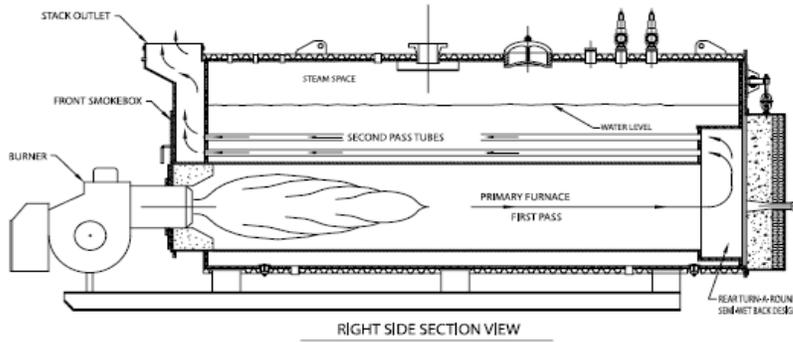
Inspected and registered with the National Board of Boiler & Pressure Vessel Inspectors.



Designed, constructed and stamped in accordance with the requirements of the ASME Boiler Codes.

BOILER SPECIFICATIONS

BOILER HORSEPOWER			20	25	30	40	50	60	70	80	100	125	150
STEAM OUTPUT	FROM & @ 212"	LBS/HR	690	862	1035	1360	1725	2070	2415	2760	3450	4312	5175
GROSS OUTPUT		MBH	670	837	1004	1339	1675	2008	2343	2678	3348	4184	5021
FIRING RATE GAS	1,000 BTU/CF	CFH	840	1050	1260	1660	2100	2520	2940	3360	4200	5250	6300
FIRING RATE LP GAS	91,500 BTU	GPH	9.2	11.5	13.8	18.4	23	27.5	32.1	36.7	45.9	57.3	68.8
FIRING RATE OIL #2	140,000 BTU	GPH	6	7.5	9	12	15	18	20.7	24	30	37.5	45
FIRING RATE HEAVY OIL	150,000 BTU	GPH	5.6	7	8.4	11.2	14	16.8	19.3	22.4	28	35	42



BOILER DESIGN: Two-Pass "Scotch Marine" Firetube design with "Semi-Wetback" construction.

Pressure designs for steam are:
 20-150 HP. > 450 PSI max.
 200-350 HP. > 400 PSI max.
 400-1000 HP. > 350 PSI max.

Hot Water pressure models available from 30-160 psi at 250° F MAX. High pressure, high temperature Section I hot water boilers available also. Factory assembled and tested to ASME code, UL, and CSD-1 standards.

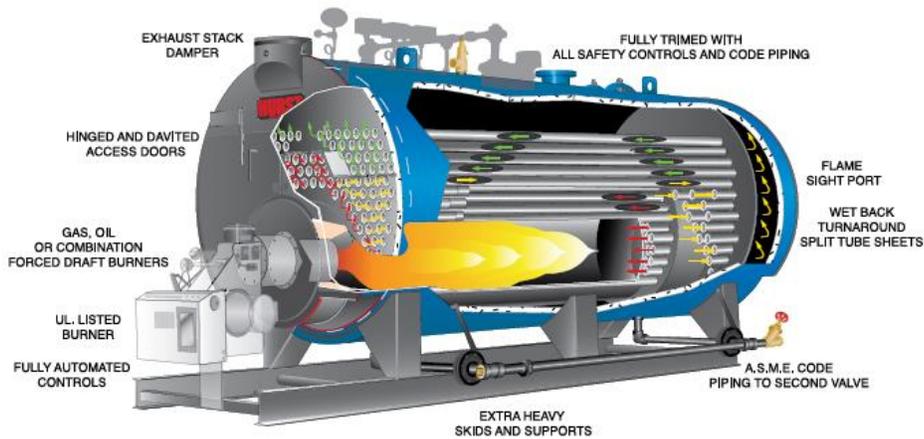
STEAM MODEL TRIM: Safety relief valve, operating pressure control, high limit pressure control with manual reset, steam pressure gauge with syphon, combination pump control and low water cut-off with gauge glass assembly and drain valve, auxiliary low water cut-off with manual reset.

HOT WATER MODEL TRIM: Safety relief valve, operating temperature control, high limit temperature control with manual reset, combination pressure & temperature gauge, low water cut-off control with manual reset.

BURNER: Matched UL listed

	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000
6900	8625	10350	12075	13800	17250	20700	24150	27600	31050	34500	
6695	8369	10042	11716	13390	16738	20085	23432	26780	30128	33475	
8400	10500	12600	14700	16800	21000	25200	29400	33600	37800	42000	
91.8	114.7	137.7	160.6	183.6	229.5	275.4	321	367	413	460	
60	75	90	105	120	150	180	210	240	270	300	
56	70	84	98	112	140	168	196	224	252	280	

SERIES 500



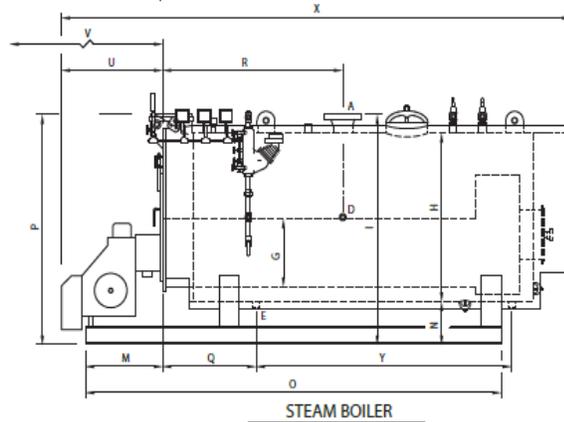
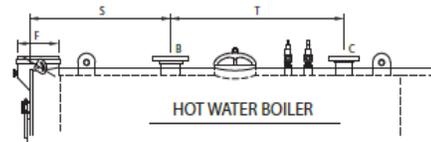
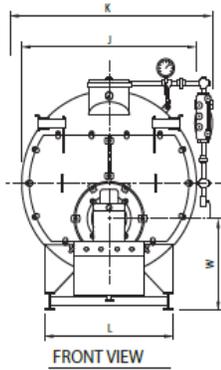
		SEMI WET BACK											
BOILER SPECIFICATIONS													
BOILER HORSEPOWER													
HEATING SURFACE	FIRESIDE	SQ. FT.	30	40	50	60	70	80	100	125	150	200	250
STEAM OUTPUT	FROM & @ 212°	LBSHR	1035	1380	1725	2070	2415	2760	3450	4313	5175	6900	8625
GROSS OUTPUT		MBH	1004	1339	1674	2009	2343	2678	3348	4184	5021	6695	8369
FIRING RATE GAS	1,000 BTU/CF	CFH	1280	1680	2100	2520	2940	3360	4200	5250	6300	8400	10500
FIRING RATE LP GAS	91,500 BTU	GPH	13.8	18.4	23	27.5	32	36.7	46	57	69	92	115
FIRING RATE OIL #2	140,000 BTU	GPH	9	12	15	18	21	24	29.9	37.4	45	60	75
FIRING RATE OIL #5 & #6	150,000 BTU	GPH	8.4	11.2	14	16.8	19.6	22.4	28	35	42	56	70



Inspected and registered with the National Board of Boiler & Pressure Vessel Inspectors.



Designed, constructed and stamped in accordance with the requirements of the ASME Boiler Codes.



300	350	400	500	600	700	750	800	900	1000	1200	1500
1500	1750	2000	2500	3000	3500	3750	4000	4500	5000	6000	7500
10350	12075	13900	17250	20700	24150	25975	27900	31050	34500	41400	51750
10043	11716	13390	16738	20085	23432	25106	26780	30128	33475	40170	50213
12800	14700	16800	21000	25200	29400	31500	33600	37800	42000	50400	63000
138	160	184	230	275	320	344	368	413	460	550	688
90	105	120	150	180	210	225	240	270	300	360	450
84	98	112	140	168	196	210	224	252	280	336	420

BOILER DESIGN:
 Four-Pass "Scotch Marine"
 Firetube design with stress relieving
 "Wetback" construction. Pressure
 designs for steam are:
 30-150 HP. > 450 PSI max.
 200-400 HP. > 400 PSI max.
 500-600 HP. > 325 PSI max.
 700-1000 HP. > 280 PSI max.

CBLE

125-800 HP

Boiler Book
 05/2017



Table A6-2. Model CB Hot Water Boiler Ratings (15 - 100 hp)

BOILER HP	15 ^c	20 ^c	30 ^c	40 ^c	50	60	70	80	100
RATINGS - SEA LEVEL TO 3000 FT									
Rated Cap Btu Output (1000 Btu/hr)	502	670	1004	1339	1674	2009	2343	2678	3348
APPROXIMATE FUEL CONSUMPTION AT RATED CAPACITY									
Light Oil (gph) ^A	4.5	6.0	9.0	12.0	14.9	17.9	20.9	23.9	29.9
Heavy Oil (gph) ^B	-	-	-	-	13.9	16.7	19.5	22.3	27.9
Gas (cfh) MBtu- nat Gas (Therm/hr)	628 6.3	837 8.4	1255 12.6	1674 16.7	2092 20.9	2511 25.1	2929 29.3	3348 33.5	4184 41.8
POWER REQUIREMENTS - SEA LEVEL TO 3000 FT, 60 HZ									
Blower Motor hp (except gas)	1	1	1-1/2	2	2	2	2	2 ^D	3
Gas Models (only)	1	1	1-1/2	2	2	2	2	2 ^D	3
Oil Pump Motor, hp No. 2 Oil	Belt-Driven From Blower				1/3	1/3	1/3	1/3	1/3
Oil Pump Motor, hp No. 6 Oil	-	-	-	-	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3
Oil Heater kW No. 6 Oil	-	-	-	-	5	5	5	5	5
Air Compressor Motor hp (Oil firing Only)	Air Compressor Belt-Driven from Blower Motor				2	2	2	2	2

NOTES:

1. For altitudes above 3000 ft, contact your local Cleaver-Brooks authorized representative for verification of blower motor hp.
- A. Based on 140,000 Btu/gal.
- B. Based on 150,000 Btu/gal.
- C. No. 6 Oil not available in 15-40 hp range.
- D. 3 hp above 2000 ft.

Table 2. Model CBLE Hot Water Boiler Ratings

BOILER HP	125	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800
POWER REQUIREMENTS - SEA LEVEL TO 700 FT, 60 HZ											
Rated Cap. Btu Output (1000 Btu/hr)	4184	5021	6695	8369	10043	11716	13390	16738	20085	23433	26780
APPROXIMATE FUEL CONSUMPTION AT RATED CAPACITY											
Light Oil (gph) ^A	36.4	43.7	58.3	72.9	87.5	102.1	116.6	145.8	175.0	204.1	233.3
Natural Gas (cfh) MBtu	5103	6123	8165	10206	12247	14288	16329	20412	24494	28576	32659
Gas (Therm/hr)	51.0	61.2	81.6	102.1	122.5	142.9	163.3	204.1	244.9	285.8	326.6
POWER REQUIREMENTS - SEA LEVEL TO 700 FT, 60 HZ											
Blower Motor hp	Refer to Tables 3 and 4										
Oil Pump Motor, hp No. 2 Oil	1/2	1/2	1/2	1/2	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	1	1
Air Compressor Motor hp (Oil firing Only)	3	3	3	5	5	5	7-1/2	7-1/2	7-1/2	7-1/2	7-1/2

NOTES:

- A. Based on 140,000 Btu/gal

FICHA TÉCNICA 10 a 185 BHP

MODELO GENERADOR		UNID.	E-10	E-15	E-20	E-26	E-40	SE-40	E-50	SE-50	E-60	SE-60	E-80	SE-80	E-100	SE-100	E-125	SE-125	E-185	SE-185			
POTENCIA NETA	CARGA MÁXIMA	kW	98	147	196	255	392	392	490	490	589	589	785	785	981	981	1226	1226	1815	1815			
	REGULACIÓN	%	Quemador ON/OFF				50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100	50 / 100		
ENTREGA MÁXIMA EQUIVALENTE VAPOR SATURADO (*)		kg/h	157	235	313	407	626	626	783	783	939	939	1253	1253	1566	1566	1957	1957	2897	2897			
PRESIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN DISPONIBLE HASTA (**)		bar	13	13	13	13	17	17	17	17	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58			
POTENCIA ELÉCTRICA DEL MOTOR (230/400/415/440 VAC - 50/60 Hz)	BOMBA DE AGUA	kW	0,37	0,37	0,55	0,55	2,4	2,4	2,4	2,4	4	4	2,4	2,4	2,4	2,4	4,2	4,2	5,5	5,5			
	VENTILADOR	kW	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5			5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	11	11		
RENDIMIENTO DE COMBUSTIÓN (***)	TIPO COMBUSTIBLE: G(Gas) / O(Gasoil)		G	O	G	O	G	O	G	O	G	O	G	O	G	O	G	O	G	O	G	O	
	POSICIÓN 100%	%	94	93	91	92	92	92	90	91	92	94	95	88	93	91	91	94	94	92	93	95	96
	POSICIÓN 50%	%	Quemador ON/OFF				94	95	96	96	93	95	94	93	95	95	95	95	97	97	95	95	97
CONSUMO A CARGA MÁXIMA	GAS - PCI = 37000 kJ/Nm ³	Nm ³ /h	10,2	15,7	20,7	27,6	42,0	40,6	54,2	51,3	62,9	60,9	83,0	80,4	103,7	100,5	131,1	126,9	196,2	187,8			
	GASOIL - PCI = 42700 kJ/kg	kg/h	8,9	13,5	18,0		36,0	34,8		54,5	52,8	71,1	68,9	88,9	86,1	112,4	108,8	168,1	162,8				
CONTENIDO EN AGUA (sistema agua/vapor generador)	LLENO	L	24	24	50	50	65	76,5	65	76,5	104	130	192	235	192	235	192	235	296	367			
	EN FUNCIONAMIENTO	L	9,1	9,1	14	13	20	30,4	20	30,4	25	33	47	61	47	61	47	61	84	108			
SUPERFICIE DE CALENTAMIENTO		m ²	4,5	4,5	5,1	5,1	7,8	11	7,8	11	10,7	15,8	19,1	27,5	19,1	27,5	19,1	27,5	25,1	37,1			
PRESIÓN DE GAS REQUERIDA EN ENTRADA (****)		mbar	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25			
DIMENSIONES GENERALES DEL GENERADOR (aprox.)	LARGO	gas natural	mm	1325	1325	1325	1325	1520	1520	1520	1520	2030	2030	2030	2030	2030	2030	2030	2030	2185	2185		
		gasoil	mm					1325	1325				1710	1710	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1885	1885	
	ANCHO	gas natural	mm	960	960	1045	1045	945	945	945	945	1290	1290	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1415	1415		
		gasoil	mm	835	835	925																	
	ALTO	gas - gasoil	mm	1470	1470	1890	1890	2150	2465	2150	2450	2320	2320	2405	2700	2405	2700	2405	2700	2515	2935		
	PESO (vacío)	gas natural	kg	390	390	450	450	660	790	660	790	1250	1320	1725	1980	1725	1980	1725	1980	2000	2315		
gasoil		kg									1215	1285	1725	1980	1725	1980	1725	1980	1910	2225			
DIMENSIONES GENERALES DE LA BOMBA (aprox.)	LARGO	mm	500	500	515	515	930	930	930	930	1345	1345	1345	1345	1345	1345	1345	1345	1350	1350			
	ANCHO	mm	375	375	465	465	630	630	630	630	677	677	677	677	677	677	677	677	677	820	820		
	ALTO	mm	650	650	650	650	1065	1065	1065	1065	1025	1025	1025	1025	1025	1025	1025	1025	1155	1155			
	PESO	kg	40	40	40	40	180	180	180	180	325	325	325	325	325	325	325	325	325	400	400		
CONEXIÓN CHIMENEA (diámetro externo)		mm	202	202	202	202	305	305	305	305	381	381	457	457	457	457	457	457	559	559			

MODELO GENERADOR		UNID.	E- 154	SE- 154	E- 204	SE- 204	E- 254	SE- 254	E- 304	SE- 304	E- 354	SE- 354	E- 404	SE- 404	E- 504	SE- 504	
POTENCIA NETA	CARGA MÁXIMA	kW	1471	1471	1962	1962	2452	2452	2943	2943	3433	3433	3924	3924	4905	4905	
	RANGO DE MODULACIÓN	%	33 / 100	33 / 100	25 / 100	25 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	
ENTREGA MÁXIMA EQUIVALENTE VAPOR SATURADO (*)		kg/h	2349	2349	3131	3131	3914	3914	4697	4697	5480	5480	6263	6263	7829	7829	
PRESIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN DISPONIBLE HASTA (**)		bar	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	
POTENCIA ELÉCTRICA DEL MOTOR (230/400/415/440 VAC - 50/60 Hz)	BOMBA DE AGUA (****)	kW	4	4	5,5	5,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	11,0	5,5 + 5,5	5,5 + 5,5	7,5 + 7,5	7,5 + 7,5	
	VENTILADOR	kW	5,5	5,5	7,5	7,5	11	11	11	11	15	15	22	22	30	30	
RENDIMIENTO DE COMBUSTIÓN (****)	TIPO COMBUSTIBLE $Q_{(gasol)} / Q_{(gasoil)}$	G O G O G O G O G O G O G L G L G L G O G O G O G O G O G O	93 93 95 95 92 93 94 95 92 93 94 95 92 93 94 95 91 92 93 94 91 92 95 95 90 91 94 95														
	CARGA MÁXIMA	%	96 97 96 97 95 95 96 97 95 95 96 97 95 95 96 97 94 95 96 97 96 97 97 97 96 97 97 97														
	CARGA MÍNIMA	%	96 97 96 97 95 95 96 97 95 95 96 97 95 95 96 97 94 95 96 97 96 97 97 97 96 97 97 97														
CONSUMO A CARGA MÁXIMA	GAS - PCI = 37000 kJ/Nm³	Nm³/h	154	151	207	203	259	254	311	305	367	359	420	402	530	508	
	GASOIL - PCI = 42700 kJ/kg	kg/h	133	131	178	174	222	218	267	261	315	308	360	238	454	435	
CONTENIDO EN AGUA (sistema agua/vapor generador)	LLENO	L	556	695	556	695	556	695	777	916	777	916	1495	1721	1495	1761	
	EN FUNCIONAMIENTO	L	315	460	300	450	288	431	400	530	380	520	665	930	650	920	
SUPERFICIE DE CALENTAMIENTO		m²	41,7	59,9	41,7	59,9	41,7	59,9	55,2	73,4	55,2	73,4	83,9	111	83,9	111	
PRESIÓN MÍNIMA DE GAS REQUERIDA EN ENTRADA (****)		mbar	160-240	160-240	210-360	210-360	190-280	190-280	230-365	230-365	280-450	280-450	190-250	190-250	250-340	250-340	
AIRE DE A TOMIZACION (solo para combustible)	CAUDAL REQUERIDO	Nm³/h	36	36	27	27	27	27	32	32	32	32	40	40	40	40	
	PRESIÓN REQUERIDA	bar	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	
DIMENSIONES GENERALES DEL GENERADOR (aprox.)	LARGO	gas	mm	2755	2755	2755	2755	2745	2745	2745	2745	2745	3060	3060	3060	3060	
		gasoil	mm	2550	2550	2550	2550	2550	2550	2550	2550	2550	2550	2840	2840	2840	2840
	ANCHO	gas/gasoil	mm	2882	2882	2882	2882	2872	2872	2872	2872	2872	3190	3190	3190	3190	
		todos	mm	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1950	2130	2130	2130	2130
	ALTO	todos	mm	2785	3165	2785	3165	2785	3165	2915	3490	2915	3490	3410	3975	3410	3975
		PESO (vacio)	kg	2950	3450	3050	3550	3150	3650	3600	4100	3700	4200	5800	6600	5800	6600
DIMENSIONES GENERALES DE LA BOMBA (aprox.)	LARGO	mm	1345	1345	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	
	ANCHO	mm	680	680	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	820	
	ALTO	mm	1025	1025	1155	1155	1155	1155	1155	1155	1155	1155	1155	1155	1155	1155	
	PESO	kg	325	325	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	
CONEXIÓN CHIMENEA GENERADOR (diámetro externo)		mm	559	559	559	559	713	713	713	713	713	713	806	806	806	806	

MODELO GENERADOR		UNID.	E- 604	SE- 604	E- 704	SE- 704	E- 1004	SE- 1004	E- 1104	SE- 1104	E- 1204	SE- 1204	E- 1304	SE- 1304	
POTENCIA NETA	CARGA MÁXIMA	kW	5886	5886	6866	6866	9809	9809	10790	10790	11771	11771	12752	12752	
	RANGO DE MODULACIÓN	%	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	
ENTREGA MÁXIMA EQUIVALENTE VAPOR SATURADO (*)		kg/h	9394	9394	10960	10960	15657	15657	17223	17223	18788	18788	20354	20354	
PRESIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN DISPONIBLE HASTA (**)		bar	58	58	58	58	31	31	31	31	31	31	31	31	
POTENCIA ELÉCTRICA DEL MOTOR (230/400/415/440 VAC - 50/60 Hz)	BOMBA DE AGUA (***)	kW	11 + 11	11 + 11	11 + 11	11 + 11	55	55	55	55	75	75	75	75	
	VENTILADOR	kW	30	30	45	45	75	75	75	75	75	75	75	110	
RENDIMIENTO DE COMBUSTIÓN (***)	TIPO COMBUSTIBLE G(gas) / O(oil)		G O	G O	G O	G O	G O	G O	G O	G O	G O	G O	G O	G O	
	CARGA MÁXIMA	%	91 91	94 95	91 90	93 92	92 91	96 95	92 91	96 95	92 91	96 95	92 91	96 95	
	CARGA MÍNIMA	%	96 97	97 97	92 91	94 93	94 93	95 94	94 93	95 94	94 93	95 94	94 93	95 94	
CONSUMO A CARGA MÁXIMA	GAS - PCI = 37000	kJ/Nm ³	Nm ³ /h	629	609	734	718	1037	994	1141	1094	1245	1193	1349	1292
	FUELOLEO- PCI = 42700	kJ/kg	kg/h	545	522	643	629	909	871	1000	958	1091	1045	1181	1132
CONTENIDO EN AGUA (sistema agua/vapor generador)	LLENO	L	1917	2183	2109	2375	5501	6930	5501	6930	5501	6930	5501	6930	
	EN FUNCIONAMIENTO	L	1120	1386	1150	1350	2500	3750	2500	3750	2500	3750	2500	3750	
SUPERFICIE DE CALENTAMIENTO		m ²	112,4	139,4	126,9	154	257	378	257	378	257	378	257	378	
PRESIÓN MÍNIMA DE GAS REQUERIDA EN ENTRADA (***)		mbar	310-430	310-430	220-430	220-430	300	300	300	300	340	340	400	400	
AIRE DE ATOMIZACIÓN (sólo para combustible fuelóleo)	CAUDAL REQUERIDO	Nm ³ /h	40	40	40	40	50	50	50	50	60	60	70	70	
	PRESIÓN REQUERIDA	bar	5 → 7	5 → 7	5 → 7	6 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	5 → 7	
DIMENSIONES GENERALES DEL GENERADOR (aprox.)	LARGO	gas	mm	3060	3060	3320	3320	4646	4646	4646	4646	4646	4646	4646	
		gasoil	mm	2840	2840	3100	3100	4646	4646	4646	4646	4646	4646	4646	
		gas/gasoil	mm	3190	3190	3320	3320	4646	4646	4646	4646	4646	4646	4646	
	ANCHO	todos	mm	2130	2130	2115	2115	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	
		ALTO	todos	mm	4590	5235	5200	5845	5229	6153	5229	6153	5229	6153	
	PESO (vacío)	todos	kg	6900	7700	8600	9400	17800	21300	17800	21300	17800	21300	17800	
DIMENSIONES GENERALES DE LA BOMBA (aprox.)	LARGO	mm	1350	1350	1350	1350	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600		
	ANCHO	mm	820	820	820	820	770	770	770	770	770	770	770		
	ALTO	mm	1155	1155	1155	1155	877	877	877	877	877	877	877		
	PESO	kg	400	400	400	400	950	950	950	950	950	950	950		
CONEXIÓN CHIMENEA GENERADOR (diámetro externo)		mm	806	806	908	908	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	

Calderas Powermaster SWB

Semi Wet Back de Tres Pasos

Presión de diseño de 10.5 kg/cm²

Hoja de Especificaciones Técnicas

MODELO C.C.

CAPACIDADES NOMINALES		10	15	20	25	30	40	50	60
De vapor desde y a 100 °C	Kg/hr	156	235	313	391	469	626	782	939
De vapor desde y a 212 °F	Lb/Hr	345	518	690	863	1035	1380	1725	2070
Superficie de calefacción	m ²	4.65	6.97	9.29	11.61	13.94	18.58	23.23	27.87
Superficie de calefacción	pie ²	50	75	100	125	150	200	250	300
Capacidad de salida	Mcal/hr	84.4	126.5	168.7	210.9	253.1	337.4	421.8	506.2
CONSUMO DE COMBUSTIBLE*									
Aceite Diesel (9250 Kcal/lit)	Lt/hr	10.0	15.0	19.9	24.9	29.9	39.9	49.8	59.8
Gas Natural (8900 Kcal/m ³)	m ³ /hr	10.4	15.5	20.7	25.9	31.1	41.4	51.8	62.2
Gas LP (6350 Kcal/lit)	Lt/hr	14.5	21.8	29.0	36.3	43.6	58.1	72.6	87.1
PESOS APROXIMADOS									
Caldera vacía	Kg	1147	1177	1449	1504	1884	2149	2520	2768
Caldera con agua	Kg	1888	1902	2483	2514	3103	3520	4291	4694

Powermaster modelo WB-A2-4P

Wet Back A2 de cuatro pasos

Presión de diseño de 10.5 kg/cm²



Hoja de Especificaciones Técnicas

MODELO C.C.

CAPACIDADES NOMINALES		80	100	125	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000
De vapor desde y a 100 °C y 1 atm.	Kg/hr	1,252	1,565	1,956	2,347	3,130	3,912	4,695	5,477	6,260	7,825	9,389	10,954	12,519	14,084	15,649
De vapor desde y a 212 °F y 1 atm.	Lb/Hr	2,760	3,450	4,313	5,175	6,900	8,625	10,350	12,075	13,800	17,250	20,700	24,150	27,600	31,050	34,500
Superficie de calefacción	m ²	37.2	46.5	58.1	69.7	92.9	116.1	139.4	162.6	185.8	232.3	278.7	325.2	352.3	374.6	410.6
Superficie de calefacción	pie ²	400	500	625	750	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,500	3,000	3,500	3,792	4,032	4,420
Capacidad de salida	Mcal/hr	674.9	843.6	1,054.5	1,265.4	1,687.2	2,109.0	2,530.8	2,952.6	3,374.4	4,218.0	5,061.6	5,905.2	6,748.8	7,592.4	8,436.0
CONSUMO DE COMBUSTIBLE*																
Aceite Diesel (9250 Kcal/lit)	Lt/hr	79.7	99.7	124.6	149.5	199.3	249.2	299.0	348.9	398.7	498.4	598.0	697.7	797.4	897.0	996.7
Gas Natural (8200 Kcal/m ³)	m ³ /hr	89.9	112.4	140.5	168.7	224.9	281.1	337.3	393.5	449.7	562.2	674.6	787.0	899.5	1,011.9	1,124.4
Gas LP (6350 Kcal/Lt)	Lt/hr	116.2	145.2	181.5	217.8	290.4	363.0	435.6	508.2	580.8	726.0	871.2	1,016.3	1,161.5	1,306.7	1,451.9
Gas LP (11000 Kcal/Kg)	Kg/hr	67.1	83.8	104.8	125.7	167.6	209.5	251.4	293.4	335.3	419.1	502.9	586.7	670.5	754.3	838.2
Combustóleo (10100 Kcal/lit)	Lt/hr	73.0	91.3	114.1	136.9	182.6	228.2	273.9	319.5	365.1	456.4	547.7	639.0	730.3	821.6	912.8
PESOS APROXIMADOS																
Caldera vacía	Kg	5,353	6,087	7,247	7,995	10,398	12,083	13,623	15,035	17,330	20,461	23,680	27,687	29,469	30,923	33,496
Caldera con agua	Kg	8,315	9,683	11,388	12,587	16,202	19,072	21,467	24,203	27,287	33,129	37,844	44,110	46,894	49,662	53,315

Marca Cannon

COST-SAVING, PERFORMANCE AND INNOVATION

Features		RANGE																							
		600			800			1000			1200			1500			2000			2200			2500		
Thermal capacity	Kcal/h	3.600.000			4.800.000			6.000.000			7.200.000			9.000.000			12.000.000			13.000.000			15.000.000		
	MW	4,2			5,6			7,0			8,4			10,5			14,0			15,1			17,4		
Steam production	Kg/h	6.000			8.000			10.000			12.000			15.000			20.000			22.000			25.000		
Feed water temp.	C°	90 - 95			90 - 95			90 - 95			90 - 95			90 - 95			90 - 95			90 - 95			90 - 95		
Design pressure	bar	12	15	18	12	15	18	12	15	18	12	15	18	12	15	18	12	15	18	12	15	18	12	15	18
Thermal efficiency <small>with economizer</small>	%	92			92			92			92			92			92			92			92		
Consumption:																									
-heavy fuel oil	Kg/h	302,6			403,4			504,3			605,1			756,4			1008,5			-			-		
-diesel oil	L/h	287,7			383,6			479,5			575,4			719,3			959,1			-			-		
-natural gas	Nm3/h	345,3			460,4			575,4			690,5			863,2			1150,9			1246,8			1438,6		
Overall dimensions:																									
-max length L	mm	6.900			7.500			7.700			8.250			8.700			9.350			10.000			10.650		
-width A	mm	2.950			2.950			3.300			3.300			3.600			3.600			3.900			4.000		
-height H	mm	3.000			3.100			3.450			3.550			3.750			3.750			4.000			4.100		
Empty weight	t	17,0	17,8	18,7	20,0	21,0	22,2	23,0	24,3	25,7	26,0	27,6	29,2	32,0	34,2	36,1	38,0	41,4	43,0	45,5	46,2	48,0	51,2	53,2	55,5

COST-SAVING, PERFORMANCE AND INNOVATION

Features		RANGE					
		100	150	200	300	400	500
Thermal capacity	Kcal/h	600.000	900.000	1.200.000	1.800.000	2.400.000	3.000.000
	MW	0,7	1,0	1,4	2,1	2,5	3,5
Steam production	Kg/h	1.000	1.500	2.000	3.000	4.000	5.000
Feed water temp.	C°	90 - 95	90 - 95	90 - 95	90 - 95	90 - 95	90 - 95
Design pressure	bar	12 15 18	12 15 18	12 15 18	12 15 18	12 15 18	12 15 18
Thermal efficiency	%	89	89	89	92*	92*	92*
Consumption:							
-heavy fuel oil	Kg/h	52,1	78,2	104,3	151,3	201,7	252,1
-diesel oil	L/h	49,6	74,4	99,1	143,9	191,8	239,8
-natural gas	Nm3/h	59,5	89,2	119,0	172,6	230,2	287,7
Overall dimensions:							
-max length L	mm	3.600	4.200	4.200	5.200	5.900	6.400
-width A	mm	1.850	2.250	2.250	2.400	2.400	2.500
-height H	mm	1.900	2.250	2.250	2.650	2.650	2.800
Empty weight	t	3,5 3,7 4,0	6,5 6,8 7,0	7,0 7,2 7,4	10,0 10,5 10,9	11,0 11,6 12,1	13,0 13,7 14,4

COLMAQUINAS

CALDERAS PIROTUBULARES HORIZONTALES 150 P.S.I.G. PRESIÓN DE DISEÑO

DATOS TÉCNICOS

CAPACIDAD DE LA CALDERA	BHP	30	40	50	60	70	80	100	150	200	250	300
CAPACIDAD TÉRMICA DE LA CALDERA	Btu/h	1.004.250	1.339.000	1.673.750	2.008.500	2.343.250	2.678.000	3.347.500	5.021.250	6.695.000	8.368.750	10.042.500
PRODUCCIÓN DE VAPOR	lb/h	1.035	1.380	1.725	2.070	2.415	2.760	3.450	5.175	6.900	8.625	10.350
SUPERFICIE DE CALENTAMIENTO	ft²	150	200	250	300	350	400	500	750	1.000	1.250	1.500
LIBERACIÓN TÉRMICA	Btu/ft²/h	183.861	189.243	177.415	168.545	178.503	169.280	149.696	174.349	137.279	174.170	163.900
PESO NETO CALDERA	lb	5.362	6.011	7.259	7.623	9.718	10.787	13.065	13.728	17.803	24.853	25.600
CONTENIDO DE AGUA A NIVEL NORMAL	gal	275	365	456	553	581	676	838	1.030	1.609	1.673	1.900
PESO DEL AGUA A NIVEL NORMAL	lb	2.293	3.043	3.802	4.610	4.844	5.636	6.986	8.591	13.425	13.948	16.000
CONSUMO DE ACEITE No. 2 (138000 Btu/gal)	gph	8,6	11,4	14,3	17,1	20,0	22,8	28,5	42,8	57,1	71,3	85,0
CONSUMO DE ACEITE No. 6 (150000 Btu/gal)	gph	7,9	10,5	13,1	15,8	18,4	21,0	26,3	39,4	52,5	65,6	78,0
CONSUMO DE GAS NATURAL (35315 Btu/m³)	m³/h	33,5	44,6	55,8	66,9	78,1	89,2	111,5	167,3	223,0	278,8	334,0
DIMENSIONES (PULGADAS)												
DIÁMETRO INTERIOR CALDERA		42	48	48	48	54	54	60	66	72	78	
LONGITUD TOTAL DE LA CALDERA	A	128 3/4	132 1/4	151 1/4	168 3/4	165 1/4	181 1/4	188 1/2	197 3/4	234 3/4	237 1/8	269 3/4
ALTURA TOTAL DE LA CALDERA	B	68 3/4	74 3/4	74 3/4	74 3/4	82	82	91	100 1/16	105 11/16	109	112 9/16
LONGITUD TOTAL DEL CUERPO	C	103 3/4	107 1/4	126 1/4	143 3/4	132 1/4	148 1/4	153	162	199	199 5/8	225 1/2
ALTURA DE LA BASE	D	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
ANCHO DE LA BASE	E	42	48	48	48	54	54	60	66	72	78	
LONGITUD DE LA BASE	F	111	111 1/2	130 1/2	148	140	156	164	166 1/2	203 1/2	202 5/8	225 1/2
DE LA BASE INFERIOR CUERPO	G	18 1/4	18 1/4	18 1/4	18 1/4	19 1/2	19 1/2	22 1/2	22 1/2	22 1/2	22 1/2	22 5/8
DEL FRENTE CALDERA A FRENTE BASE	H	25	25	25	25	33	33	35 1/2	35 1/2	35 1/2	37 1/2	45 1/2
ESPACIO DE REMOCIÓN DE TUBOS	I	93	92 1/2	111 1/2	129	115 1/2	131 1/2	136	141	178	174 5/8	199 1/2
LOCALIZACIÓN SALIDA DE HUMO	J	4	6	6	6	7	7	7	9	9	11	
LOCALIZACIÓN SALIDA DE VAPOR	K	30 3/8	32 1/2	37	38 3/4	37 1/4	43 1/2	43 3/4	42 3/4	42 3/4	52 5/8	57 3/8
LOCALIZACIÓN ALIMENTACIÓN DE AGUA	L	51 1/4	52 3/4	62 1/4	71	64 1/4	72 1/4	74 1/2	79 1/4	93 3/4	94 5/8	96 1/2
DIÁMETRO CONEXIÓN PARA (PULGADAS)												
SALIDA DE VAPOR	1	1 1/4	1 1/4	1 1/2	1 1/2	2	3	3	3	4	4	
VÁLVULA DE SEGURIDAD	3a	1/2	3/4	1	1	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/4	1 1/2	1 1/2

	350	400	500	600	700	800	900	1000
0	11.716.250	13.390.000	16.737.500	20.085.000	23.432.500	26.780.000	30.127.500	33.475.000
0	12.075	13.800	17.250	20.700	24.150	27.600	31.050	34.500
0	1.750	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000
0	186.099	129.048	179.807	146.173	166.451	124.422	126.306	122.407
5	29.883	35.133	40.306	47.246	58.559	62.029	67.997	76.912
5	2.228	2.696	3.060	3.610	3.786	5.893	6.419	6.296
7	18.575	22.486	25.511	30.113	31.564	49.155	53.542	52.490
6	99,9	114,2	142,7	171,2	199,8	228,3	256,8	285,4
8	91,9	105,0	131,3	157,5	183,8	210,0	236,3	262,5
6	390,3	446,1	557,6	669,1	780,6	892,1	1.003,7	1.115,2
8	84	90	90	96	102	114	114	120
4	259 1/2	287 3/4	316 7/16	334 3/4	341	365 3/4	392 3/4	395 1/2
6	115 1/2	124 3/8	121	129 3/8	133 9/16	142 3/4	142 3/4	144 7/16
4	214	242	270 15/16	289	291 1/2	301 1/2	347	345
6	8	8	8	8	12	8	8	12
8	84	90	90	96	102	114	114	120
5	234	246	265 1/2	285	285	312	330	332 1/2
8	23	23	22 1/2	23	23 1/16	18	18	15 15/16
2	45 1/2	45 1/2	45 1/2	45 1/2	49 1/2	47 1/2	47 1/2	50 1/2
7	201	213	241 15/16	254	255	276	301	301 1/2
11	12	12	13	15	17	18 1/2	19 1/2	20 1/2
4	62	85 3/4	72 3/16	71 3/4	67 1/2	87 3/4	105 3/4	114 1/2
4	109 1/2	121 3/4	132 15/16	128 3/4	105	131 3/4	147 3/4	164 1/2

Caldera continental

MEDIDAS NO ESPECIFICADAS EN MM.

NUMERO DE MODELO			F10C	F15C
CABALLOS DE VAPOR			10	15
LONGITUD	TOTAL	A	1,77	2,10
	BASE A FRENTE	B	0,47	0,48
	BASE	C	1,16	1,47
ANCHO	EN CAMISA	D	0,83	0,83
	BASE	E	0,49	0,49
ALTURA	TOTAL	F	1,26	1,26
	PISO A CHIMENEA	G	1,29	1,29
	PISO A UNION SALIDA VAPOR	H	1,16	1,16
	PISO A CAMISA	I	0,32	0,32
CHIMENEA	DIAMETRO (NOMINAL)	J	0,20	0,20
	LOCALIZACION	K	0,11	0,11
SALIDA DE VAPOR	LOCALIZACION	L	0,38	0,42
	TAMAÑO 150.300#		1"	1"
LUZ	RECORRIDO PUERTA DELANTERA	M	0,92	0,92
	RECORRIDO PUERTA TRASERA	N	0,60	0,60
	CAMBIO FRONTAL DE TUBOS	O	0,92	1,07
	CAMBIO TRASERO DE TUBOS	P	0,75	1,05
LONGITUD MINIMA	DEL CUARTO DE CALDERAS PARA			
CAMBIO O LIMPIEZA	DE TUBOS			
	PARTE DELANTERA		3,28	3,77
	PARTE TRASERA		3,43	4,06
CONEXIONES	AGUA DE ALIMENTACION		3/4"	3/4"
	PURGA (100 A 200)		1"	1"
	ORIFICIOS DE INSPECCION		3	3
	ENTRADA Y SALIDA DE COMBUSTIBLE No. 2		3/8"	3/8"
	GAS (1000 BTU)		1"	1"
SUPERFICIE DE CALENTAMIENTO	FT2 (LADO DE FUEGO)		40	53
VAPOR LIBRAS / HORA	A 212 oF.		345	518
BTU SALIDA	1000 BTU / HR		335	502
CONTENIDO DE AGUA (NIVEL NORMAL)	LBS.			657
COMBUSTIBLE LIVIANO (ACPM)			3	4,5
PESO APROXIMADO DE EMBARQUE	KGS		600	800
CONSUMO GAS NATURAL	M3/HR		11,83	17,7

* CONSUMO DE COMBUSTIBLE BASADO EN UN RENDIMIENTO DEL 83% DE COMBUSTIBLE A VAPOR

* LAS MEDIDAS PODRAN SER MODIFICADAS POR EL FABRICANTE SIN PREVIO AVISO

MEDIDAS ESPECIFICADAS, EN MM

NUMERO DE MODELO		F72C60	F82A60	F82B70	F82C80	F82D100
CABALLOS DE VAPOR		60	60	70	80	100
LONGITUD	TOTAL	A 3912	3581	3962	4318	5055
	VASO DE PRESION	B 3048	2540	2896	3277	4013
	BASE A FRENTE	C 737	1041	1041	1041	1041
	BASE	D 2388	1702	2083	2438	3175
	PUERTA TRASERA	E 178	229	229	229	229
ANCHO	EN CAMISA	F 1194	1346	1346	1346	1346
	BASE	G 965	914	914	914	914
	TOTAL	H 1626	1829	1829	1829	1829
ALTURA	PISO A CHIMENEA	I 1600	1778	1778	1778	1778
	PISO A BRIDA	J 1600	1753	1753	1753	1753
	PISO A CAMISA	K 1499	1651	1651	1651	1651
CHIMENEA	DIAMETRO (NOMINAL)	L 12"	12"	12"	12"	12"
	LOCALIZACION	M 152	178	178	178	178
SALIDA DE VAPOR	LOCALIZACION	N 914	114	114	114	114
	TAMAÑO 15 PSI. FL. 150#	6" FLGD				
	TAMAÑO 150 PSI. FL. 300#	3" NPT	3" NPT	4" FLGD	4" FLGD	4" FLGD
	LOCALIZACION RETORNO	N1 1270	1067	1219	1422	1778
AGUA CALIENTE	LOCALIZACION SALIDA	N2 914	787	889	965	1168
	TAMAÑO SALIDA ENTRADA 150#	4" FLGD	4" FLGD	4" FLGD	4" FLGD	5" FLGD
	RECORRIDO PUERTA DELANTERA	O 1397	1651	1651	1651	1651
	RECORRIDO PUERTA TRASERA	P 660	711	711	711	711
	CAMBIO FRONTAL DE TUBOS	Q 2464	1981	2362	2718	3454
	CAMBIO TRASERA DE TUBOS	R 2388	1880	2261	2642	3378
	LONGITUD MINIMA DEL CUARTO DE CALDERAS Y CAMBIO DE TUBOS					
	POR DELANTE	6172	5232	5410	6706	8179
POR DETRAS	6833	6071	6807	7569	9042	
CONEXIONES	AGUA DE ALIMENTACION	1 1/4"	1 1/4"	1 1/4"	1 1/4"	1 1/4"
	PURGA (7.03-14.06 KG/CM2 (100-200 PSI.))	1 1/2"	1 1/4"	1 1/4"	1 1/4"	1 1/4"
	ORIFICIO DE INSPECCION	6	6	6	6	6
	HUECO HOMBRE (ALTA PRESION UNI.)	-	-	-	-	-
	ENTRADA Y SALIDA DE COMBUSTIBLE # 2	3/4 - 1/2	3/4 - 1/2	3/4 - 1/2	3/4 - 1/2	3/4 - 1/2
	ENTRADA Y SALIDA DE COMBUSTIBLE # 6	1 - 3/4	1 - 3/4	1 - 3/4	1 - 3/4	1 - 3/4
	GAS 1000 BTU	2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"
	SOPLADOR	2	2	3	3	5
	BOMBA COMBUSTIBLE # 2	-	-	-	-	-
	BOMBA COMBUSTIBLE # 5	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3
BOMBA COMBUSTIBLE # 6	-	-	-	-	-	
BOMBA AIRE ATOMIZACION	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	
SUPERFICIE DE CALENTAMIENTO FT2 (LADO DE FUEGO)	300	300	350	400	500	
VAPOR LIBRA/HORA A 212 F	2070	2070	2415	2760	3450	
BTU SALIDA (1000 BTU/HR)	2009	2009	2343	2678	3348	
EDR VAPOR (FT2 BRUTOS)	8371	8371	9762	11158	13950	
EDR VAPOR (FT2 NETO <u>M.C.A.</u>)	6695	6695	7811	8927	11158	
BTU SALIDA AGUA (1000 BTU/HR NETO <u>M.C.A.</u>)	1605	1747	2037	2329	2911	
CONTENIDO NORMAL DE AGUA (NIVEL NORMAL) (LBS)	2920	3210	3780	4360	5470	
COMBUSTIBLE LIVIANO (ACPM) <u>G.P.H.</u>	18	18	21	24	30	
COMBUSTIBLE PESADO (150.000 BTU/GLS.) <u>G.P.H.</u>	17	17	19	21,5	27	
GAS NATURAL CFH 1000 BTU/FT3	2511	2511	2929	3348	4185	
PESO APROX. DE EMBARQUE BAJA PRESION (KG)	2503	3020	3260	3501	3887	
ALTA PRESION (KG)	2848	3229	3501	3778	4268	

* CONSUMO DE COMBUSTIBLE BASADO EN UN RENDIMIENTO DEL 83% DE COMBUSTIBLE A VAPOR

ESTAS ESPECIFICACIONES PUEDEN SER MODIFICADAS POR EL FABRICANTE SIN PREVIO AVISO

MEDIDAS ESPECIFICADAS, EN MM

NUMERO DE MODELO		F92A100	F92B125	F92C150	F102A150	F102B175
CABALLOS DE VAPOR		100	125	150	150	175
LONGITUD	TOTAL	A 4064	4699	533	4547	5080
	VASO DE PRESION	B 2946	3581	4216	4115	4648
	BASE A FRENTE	C 1016	1016	1016	787	787
	BASE	D 2083	2718	3353	2718	3251
	PUERTA TRASERA	E 229	229	229	254	254
ANCHO	EN CAMISA	F 1499	1499	1499	1651	1651
	BASE	G 1143	1143	1143	1219	1219
ALTURA	TOTAL	H 1961	1961	1961	2388	2388
	PISO A CHIMENEA	I 1930	1930	1930	2007	2007
	PISO A BRIDA	J 1930	1930	1930	2108	2108
	PISO A CAMISA	K 1803	1803	1803	1956	1956
CHIMENEA	DIAMETRO (NOMINAL)	L 16"	16"	16"	16"	16"
	LOCALIZACION	M 254	254	-	711	711
SALIDA DE VAPOR	LOCALIZACION	N 1676	2184	2438	2286	2286
	TAMAÑO 15 PSI 150# FL.	8" FLGD	8" FLGD	8" FLGD	10"	10"
	TAMAÑO 150 PSI FL. 300#	4" FLGD	4" FLGD	4" FLGD	4"	4"
AGUA CALIENTE	LOCALIZACION RETORNO	N1 1219	1524	1829	1499	1778
	LOCALIZACION SALIDA	N2 914	1041	1219	1193	1321
	TAMAÑO SALIDA ENTRADA 150#	5" FLGD	5" FLGD	5" FLGD	5"	5"
	RECORRIDO PUERTA DELANTERA	O 1880	1880	1880	1219	1219
	RECORRIDO PUERTA TRASERA	P 813	813	813	1016	1016
	CAMBIO FRONTAL DE TUBOS	Q 2337	2972	3607	2413	2946
	CAMBIO TRASERO DE TUBOS	R 2261	2896	3531	2667	3175
LONGITUD MINIMA DEL CUARTO DE CALDERAS PARA APERTURA DE PUERTAS Y CAMBIO DE TUBERIA						
	POR DELANTE	6096	7366	8636	7544	8610
	POR DETRAS	7087	8357	9627	8001	9042
CONEXIONES	AGUA DE ALIMENTACION	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"
	PURGA (7.03-14.6 KG/CM2) (100-200 PSI)	(2) 1 1/2"	(2) 1 1/2"	(2) 1 1/2"	(2) 1 1/2"	(2) 1 1/2"
	ORIFICIO DE INSPECCION	6	6	6	7	7
	HUCO HOMBRE (ALTA PRESION UNI)	1	1	1	1	1
	ENTRADA Y SALIDA DE COMBUSTIBLE #2	3/4 - 1/2	3/4 - 1/2	3/4 - 1/2	3/4 - 1/2	3/4 - 1/2
	ENTRADA Y SALIDA DE COMBUSTIBLE #6	1 - 3/4	1 - 3/4	1 - 3/4	1 - 3/4	1 - 3/4
	GAS 1000 BTU	2 1/2"	3"	3"	3"	3"
MOTOR H.P.	SOPLADOR	5	5	7 1/2	5	7 1/2
	BOMBA DE COMBUSTIBLE #2	1/3	1/3	1/3	1/4	1/4
	BOMBA DE COMBUSTIBLE #5	1/3	1/3	1/3	1/3	1/4
	BOMBA DE COMBUSTIBLE #6	1/3	1/3	1/3	1/4	1/4
	BOMBA ARE DE ATOMIZACION	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2
SUPERFICIE DE CALENTAMIENTO FT2 (LADO DE FUEGO)		500	625	750	750	875
VAPOR LIBRA/HORA A 212 F		3450	4313	5175	5175	6038
BTU SALIDA (1000 BTU/HR)		3348	4184	5021	5021	5858
EDR VAPOR (FT2 BRUTO)		13950	17433	20920	20920	24410
EDR VAPOR (FT2 NETO <u>M.C.A.</u>)		11158	13948	16738	16738	19527
BTU SALIDA AGUA (1000 BTU/HR NETO <u>M.C.A.</u>)		2911	3640	4366	4366	5100
CONTENIDO NORMAL DE AGUA (NIVEL NORMAL LBS)		4085	5175	6215	5990	7060
COMBUSTIBLE LIVIANO (ACPM) <u>G.P.H.</u>		30	37,5	45	45	52,5
COMBUSTIBLE PESADO (150.000 BTU/GAL) <u>G.P.H.</u> *		27	34	40	40	47
NATURAL GAS CFH 1000 BTU/FT3		4185	5230	6276	6276	7323
PESO APROXIMADO DE EMBARQUE BAJA PRESION (KG)		4340	4828	5816	5824	6305
	ALTA PRESION	4915	5639	6110	6119	6650

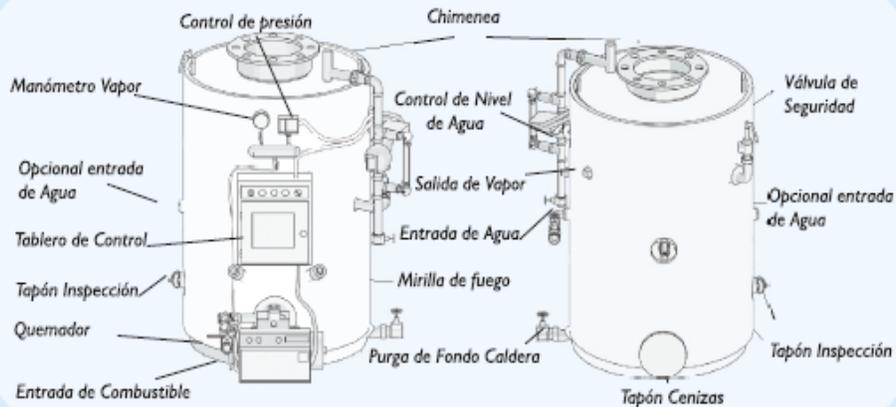
* CONSUMO DE COMBUSTIBLE BASADO EN UN RENDIMIENTO DEL 85% DE COMBUSTIBLE A VAPOR

MEDIDAS NO ESPECIFICADAS, EN MM.

NUMERO DE MODELO		F102C200	F112A200	F112B250	F122A250	F122B300	
CABALLOS DE VAPOR		200	200	250	250	300	
LONGTUD	TOTAL	A	5588	4801	5639	5182	5807
	VASO DE PRESION	B	5182	4394	5207	4724	5436
	BASE A FRENTE	C	787	787	787	965	965
	BASE	D	3785	2870	3658	3048	3734
	PUERTA TRASERA	E	254	254	254	254	254
ANCHO	EN CAMISA	F	1651	1803	1803	1955	1956
	BASE	G	1219	1372	1372	1524	1524
ALTURA	TOTAL	H	2388	2642	2642	2845	2845
	PISO A CHIMENEA	I	2007	2184	2184	2337	2337
	PISO A BRIDA	J	2108	2286	2286	2413	2413
	PISO A CAMISA	K	1956	2134	2134	2261	2261
CHIMENEA	DIAMETRO (NOMINAL)	L	16"	20"	20"	20"	20"
	LOCALIZACION	M	711	838	838	914	914
SALIDA DE VAPOR LOCALIZACION		N	2743	2311	2743	2438	2743
	TAMANO 15 PSI FL. 150#		10"	10"	10"	10"	10"
	TAMANO 150 PSI FL. 300#		6"	6"	6"	6"	6"
AGUA CALIBNTE	LOCALIZACION RETORNO	N1	2032	1473	2007	1753	2134
	LOCALIZACION SALIDA	N2	1448	1270	1448	1219	1549
	TAMANO DE SALIDA ENTRADA 150#		6"	6"	6"	6"	6"
LUZ	RECORRIDO PUERTA DELANTERA	O	1219	1219	1219	1372	1372
	RECORRIDO PUERTA TRASERA	P	1016	1118	1118	1118	1118
	CAMBIO FRONTAL DE TUBOS	Q	3480	2515	3048	2565	3277
	CAMBIO TRASERO DE TUBOS	R	3708	2819	3632	2972	3658
LONGITUD MINIMA DEL CUARTO DE CALDERAS PARA APERTURA DE PUERTAS Y CAMBIO DE TUBERIAS							
	POR DELANTE		9677	8026	9373	8497	9830
	POR DETRAS		1010	8433	10058	9373	10465
COMEXIONES	AGUA DE ALIMENTACION		1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	2"	2"
	PURGA (7.03-14.06 KG/CM2 (100-200 PSI)		(2) 2"	(2) 2"	(2) 2"	(2) 2"	(2) 2"
	ORIFICIOS DE INSPECCION		7	7	7	7	7
	HUECOS HOMBRE (ALTA PRESION UNI)		1	1	1	1	1
	ENTRADA SALIDA DE COMBUSTIBLE # 2		3/4" - 1/2"	3/4" - 1/2"	1" - 1/2"	1" - 1/2"	1" - 1/2"
	ENTRADA SALIDA DE COMBUSTIBLE # 6		1 1/2" - 1 1/4"	1 1/2" - 1 1/4"	1 1/2" - 1 1/4"	1 1/2" - 1 1/4"	1 1/2" - 1 1/4"
	GAS (1000 BTU)		3"	3"	4"	4"	4"
MOTOR H.P.	SOPLADOR		7 1/2	7 1/2	10	10	10
	BOMBA DE COMBUSTIBLE # 2		3/4	3/4	1 1/2	1 1/2	1 1/2
	BOMBA DE COMBUSTIBLE # 5		1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
	BOMBA DE COMBUSTIBLE # 6		1/2	1/2	3/4	3/4	3/4
	BOMBA DE AIRE ATOMIZACION		1 1/2	1 1/2	2	2	2
SUPERFICIE CALENTAMIENTO FT2 (LADO DE FUEGO)			1000	1000	1250	1250	1500
VAPOR (LIBRA/HORA A 212 F)			6900	6900	8625	8625	10350
BTU SALIDA (1000 BTU/HR)			6695	6695	8369	8369	10045
EDR VAPOR (FT2 BRUTOS)			27900	27900	34870	34870	41845
EDR VAPOR (FT2 NETO)			22317	22317	27896	27896	33475
BTU SALIDA AGUA (1000 BTU/HR NETO)			5825	5825	7280	7280	8735
CONTENIDO NORMAL DE AGUA (NIVELNORMAL) KG			3677	3641	4589	4395	5265
COMBUSTIBLE LIVIANO (ACPM)			60	60	75	75	90
COMBUSTIBLE PESADO 150.000 BTU/GAL.)			53,8	53,8	67,2	67,2	80,7
NATURAL GAS CFH (1000 BTU/FT3)			8369	8369	10461	10461	12553
PESO APROXIMADO DE EMBARQUE BAJA PRESION (KG)			6885	8205	9252	9806	10845
ALTA PRESION (KG)			7289	8550	9652	10160	11294

* CONSUMO DE COMBUSTIBLE BASADO EN UN RENDIMIENTO DEL 83% DE COMBUSTIBLE A VAPOR

* LAS MEDIDAS PODRAN SER MODIFICADAS POR EL FABRICANTE SIN PREVIO AVISO



CALDERAS VERTICALES PARA VAPOR O AGUA CALIENTE

CAPACIDAD MODELO B.H.P.	VAPOR LBS/HORA DE 212°F.	PRODUCCION AGUA GALON/HORA		COMBUSTIBLE		PESO NETO CALDERA LIBRAS	DIMENSIONES EN METROS	
		A 180°F.	A 140°F.	ACPM G.P.H.	GAS NT MT3 / H.		DIAM.	ALTO
6	207	200	300	1,8	6,6	984	0,73	1,50
8	276	267	400	2,4	8,5	1.110	0,73	1,80
10	345	336	504	3,0	10	1.490	0,88	1,68
15	518	502	753	4,5	15	1.749	0,88	2,10
20	690	670	1,005	6,0	20	2,392	1,04	2,10
30	1,035	1,000	1,500	9,1	30	2,810	1,20	2,10
40	1,380	1,340	2,010	12,1	40	3,525	1,20	2,40
50	1,725	1,670	2,500	15,2	50	3,994	1,20	2,75
60	2,070	2,000	3,000	18,0	60	4,640	1,40	2,75
70	2,400	2,340	3,508	21,0	70	5.100	1,50	2,75
80	2,750	2,678	4,016	24,0	80	5,600	1,60	2,75
100	3,450	3,348	5,020	30,0	100	6,800	1,70	3,00

Servicios e Ingeniería

TECNIK LTDA cuenta con un equipo de ingenieros, con más de 20 años de experiencia en el área de calderas, montajes e instalación.

Conversiones de calderas a gas natural.

Análisis de gases y selección de equipos de control de combustión.

Catálogo de plantas generadoras:



DE90E2S

EU stage II emissions compliant.

Image shown may not reflect actual package

Output Ratings		
Generator Set Model - 1 Phase	Prime*	Standby*
230V, 50Hz	82.0 kVA 82.0 kW	90.0 kVA 90.0 kW
240/120V, 60 Hz	90.0 kVA 90.0 kW	99.5 kVA 99.5 kW

* Refer to ratings definitions on page 4.
Ratings at 1.0 power factor.

Technical Data		
Engine Make & Model:	Cat® C4.4	
Generator Model:	LCB3114H	
Control Panel:	EMCP 4.1	
Base Frame Type:	Heavy Duty Fabricated Steel	
Circuit Breaker Type:	3 Pole MCCB	
Frequency:	50 Hz	60 Hz
Engine Speed: RPM	1500	1800
Fuel Tank Capacity: litres (US gal)	250 (66.0)	
Fuel Consumption, Prime: l/hr (US gal/hr)	22.1 (5.8)	26.0 (6.9)
Fuel Consumption, Standby : l/hr (US gal/hr)	24.3 (6.4)	28.8 (7.6)

Dimensions

Model	Dim "A" mm (in.)	Dim "B" mm (in.)	Dim "C" mm (in.)	Weight w/o fuel kg (lbs)	Weight with fuel kg (lbs)	Fuel capacity liters (gal)*
C150D2RE	3700 (146)	1450 (57)	1700 (67)	3020 (6600)	3800 (8390)	965 (255)
With trailer	5740 (226)	2140 (84)	2309 (91)	3750 (8270)	4530 (10000)	965 (255)

* Onboard DEF capacity is sized for 24 hours of operation at 15 gallons.

Fuel consumption

60 Hz Ratings, kW (kVA)	Standby				Prime				Hours of operation
	150 (187)				135 (168)				
Load	1/4	1/2	3/4	Full	1/4	1/2	3/4	Full	75% load
US Gal/hr	4.2	6.6	8.9	11.3	4.1	6.2	8.4	10.6	24
L/hr	15.9	25.0	33.7	42.8	15.5	23.5	31.8	40.1	24

Note: DEF consumption less than 4% of fuel consumption.

Trailer information

Model	Tire size	Tire type	Load range	Number of tires per trailer	Lug pattern
C150D2RE	235/85-R16	Radial	2755 lbs - each	4	8 hole

Certifications

These generator sets are certified to following standards:



CAN/CSA STD C22.2 NO. 100
CAN/CSA STD C22.2 NO. 14

For more information contact your local Cummins distributor
or visit power.cummins.com





Jenbacher gas engines Technical Specification

JMS 320 GS-N.L
Natural gas 1.063kW el.

CO-GEN Module data:		
Electrical output	kW el.	1.063
Recoverable thermal output (120 °C)	kW	1.222
Energy input	kW	2.652
Fuel Consumption based on a LHV of 9,5 kWh/Nm ³		
	Nm ³ /h	279
Electrical efficiency	%	40,1%
Thermal efficiency	%	46,1%
Total efficiency	%	86,2%
Heat to be dissipated (LT-Circuit)	kW	67
Emission values:		
NOx < 350 mg/Nm ³ (5% O ₂)		

Engine data:		
Engine type		J 320 GS-C04
Configuration		V 70*
No. of cylinders		20
Bore	mm	135
Stroke	mm	170
Piston displacement	lit	48,67
Nominal speed	rpm	1.500
Mean piston speed	m/s	8,5
Mean effe. press. at stand. power and nom. sp	bar	18,00
Compression ratio	Epsilon	12,5
ISO standard fuel stop power ICFN	kW	1095
Spec. fuel consumption of engine	kWh/kWh	2,42
Specific lube oil consumption	g/kWh	0,30
Weight dry	kg	5.000
Filling capacity lube oil	lit	370
Based on methane number	MZ	70

Additional information:		
Sound pressure level (engine, average value 1m)	dB(A)	95
Sound pressure level exhaust gas (1m, 30° off engine)	dB(A)	121
Exhaust gas mass flow rate, wet	kg/h	5.876
Exhaust gas volume, wet	Nm ³ /h	4.645
Max.admissible exhaust back pressure after engine	mbar	60
Exhaust gas temperature at full load	°C [8]	435
Combustion air mass flow rate	kg/h	5.686
Combustion air volume	Nm ³ /h	4.398
Max. inlet cooling water temp. (intercooler)	°C	40
Max. pressure drop in front of intake-air filter	mbar	10
Return temperature	°C	70
Forward temperature	°C	90
Hot water flow rate	m ³ /h	52,4

Alternator:		
Manufacturer		STAMFORD
Type		PE 734 C2
Type rating	kVA	1.550
Efficiency at p.f. = 1,0	%	97,1%
Efficiency at p.f. = 0,8	%	96,0%
Ratings at p.f. = 1,0	kW	1.063
Ratings at p.f. = 0,8	kW	1.051
Frequency	Hz	50
Voltage	V	400
Protection Class		IP 23
Insulation class		H
Speed	rpm	1.500
Mass	kg	2.967



Jenbacher gas engines Technical Specification

JMS 620 GS-N.L
Natural gas 3.041kW el.

CO-GEN Module data:		
Electrical output	kW el.	3.041
Recoverable thermal output (120 °C)	kW	3.020
Energy Input	kW	7.076
Fuel Consumption based on a LHV of 9,5 kWh/Nm³	Nm³/h	745
Electrical efficiency	%	43,0%
Thermal efficiency	%	42,7%
Total efficiency	%	85,7%
Heat to be dissipated (LT-Circuit)	kW	188
Emission values:		
NOx < 500 mg/Nm³ (5% O2)		

Engine data:		
Engine type		J 620 GS-ED1
Configuration		V 60°
No. of cylinders		20
Bore	mm	190
Stroke	mm	220
Piston displacement	lit	124,75
Nominal speed	rpm	1.500
Mean piston speed	m/s	11
Mean effe. press. at stand. power and nom. sp	bar	20,00
Compression ratio	Epsilon	11,0
ISO standard fuel stop power ICFN	kW	3119
Spec. fuel consumption of engine	kWh/kWh	2,27
Specific lube oil consumption	g/kWh	0,30
Weight dry	kg	12.000
Filling capacity lube oil	lit	670
Based on methane number Min. methane num	MZ	94 80

Additional information:		
Sound pressure level (engine, average value 1m)	dB(A)	101
Sound pressure level exhaust gas (1m, 30° off engine)	dB(A)	123
Exhaust gas mass flow rate, wet	kg/h	17.325
Exhaust gas volume, wet	Nm³/h	13.666
Max.admissible exhaust back pressure after engine	mbar	60
Exhaust gas temperature at full load	°C [8]	425
Combustion air mass flow rate	kg/h	16.816
Combustion air volume	Nm³/h	13.008
Max. inlet cooling water temp. (Intercooler)	°C	40
Max. pressure drop in front of intake-air filter	mbar	10
Return temperature	°C	70
Forward temperature	°C	90
Hot water flow rate	m³/h	129,7

Alternator:		
Manufacturer		AVK
Type		DIG 140 k/4
Type rating	kVA	4.000
Efficiency at p.f. = 1,0	%	97,5%
Efficiency at p.f. = 0,8	%	96,6%
Ratings at p.f. = 1,0	kW	3.041
Ratings at p.f. = 0,8	kW	3.013
Frequency	Hz	50
Voltage	kV	10,5
Protection Class		IP 23
Insulation class		F
Speed	rpm	1.500
Mass	kg	10.000



Jenbacher gas engines Technical Specification

JMS 420 GS-N.L
Natural gas 1.415kW el.

CO-GEN Module data:		
Electrical output	kW el.	1.415
Recoverable thermal output (120 °C)	kW	1.426
Energy input	kW	3.295
Fuel Consumption based on a LHV of 9,5 kWh/Nm ³		
	Nm ³ /h	347
Electrical efficiency	%	42,9%
Thermal efficiency	%	43,3%
Total efficiency	%	86,2%
Heat to be dissipated (LT-Circuit)	kW	112
Emission values:		
		NOx < 310 ppm (0% O ₂)

Engine data:		
Engine type		J 420 GS-A09
Configuration		V 70*
No. of cylinders		20
Bore	mm	145
Stroke	mm	185
Piston displacement	lit	61,10
Nominal speed	rpm	1.500
Mean piston speed	m/s	9,25
Mean effe. press. at stand. power and nom. sp	bar	19,00
Compression ratio	Epsilon	13,5
ISO standard fuel stop power ICFN	kW	1451
Spec. fuel consumption of engine	kWh/kWh	2,27
Specific lube oil consumption	g/kWh	0,30
Weight dry	kg	6.600
Filling capacity lube oil	lit	457
Based on methane number	MZ	85

Additional information:		
Sound pressure level (engine, average value 1m)	dB(A)	97
Sound pressure level exhaust gas (1m, 30° off engine)	dB(A)	115
Exhaust gas mass flow rate, wet	kg/h	7.654
Exhaust gas volume, wet	Nm ³ /h	6.044
Max.admissible exhaust back pressure after engine	mbar	60
Exhaust gas temperature at full load	°C [8]	370
Combustion air mass flow rate	kg/h	7.417
Combustion air volume	Nm ³ /h	5.738
Max. inlet cooling water temp. (Intercooler)	°C	40
Max. pressure drop in front of intake-air filter	mbar	10
Return temperature	°C	70
Forward temperature	°C	90
Hot water flow rate	m ³ /h	61,2

Alternator:		
Manufacturer		STAMFORD
Type		PE 734 F2
Type rating	kVA	2.080
Efficiency at p.f. = 1,0	%	97,5%
Efficiency at p.f. = 0,8	%	96,6%
Ratings at p.f. = 1,0	kW	1.415
Ratings at p.f. = 0,8	kW	1.402
Frequency	Hz	50
Voltage	V	400
Protection Class		IP 23
Insulation class		H
Speed	rpm	1.500
Mass	kg	3.807



Jenbacher gas engines Technical Specification

JMS 616 GS-N.L Natural gas 2.433kW el.

CO-GEN Module data:		
Electrical output	kW el.	2.433
Recoverable thermal output (120 °C)	kW	2.399
Energy Input	kW	5.606
Fuel Consumption based on a LHV of 9,5 kWh/Nm ³		
	Nm ³ /h	590
Electrical efficiency	%	43,4%
Thermal efficiency	%	42,8%
Total efficiency	%	86,2%
Heat to be dissipated (LT-Circuit)	kW	126
Emission values:		
		NOx < 500 mg/Nm ³ (5% O ₂)

Engine data:		
Engine type		J 616 GS-ED1
Configuration		V 60°
No. of cylinders		16
Bore	mm	190
Stroke	mm	220
Piston displacement	lit	99,80
Nominal speed	rpm	1.500
Mean piston speed	m/s	11
Mean effe. press. at stand. power and nom. sp	bar	20,00
Compression ratio	Epsilon	11,0
ISO standard fuel stop power ICFN	kW	2495
Spec. fuel consumption of engine	kWh/kWh	2,25
Specific lube oil consumption	g/kWh	0,30
Weight dry	kg	10.000
Filling capacity lube oil	lit	530
Based on methane number Min. methane num	MZ	94 80

Additional information:		
Sound pressure level (engine, average value 1m)	dB(A)	101
Sound pressure level exhaust gas (1m, 30° off engine)	dB(A)	119
Exhaust gas mass flow rate, wet	kg/h	13.950
Exhaust gas volume, wet	Nm ³ /h	11.001
Max.admissible exhaust back pressure after engine	mbar	60
Exhaust gas temperature at full load	°C [8]	418
Combustion air mass flow rate	kg/h	13.547
Combustion air volume	Nm ³ /h	10.480
Max. inlet cooling water temp. (intercooler)	°C	40
Max. pressure drop in front of intake-air filter	mbar	10
Return temperature	°C	70
Forward temperature	°C	90
Hot water flow rate	m ³ /h	103,0

Alternator:		
Manufacturer		STAMFORD
Type		LVSI 604 W
Type rating	kVA	3.555
Efficiency at p.f. = 1,0	%	97,5%
Efficiency at p.f. = 0,8	%	96,6%
Ratings at p.f. = 1,0	kW	2.433
Ratings at p.f. = 0,8	kW	2.410
Frequency	Hz	50
Voltage	V	690
Protection Class		IP 23
Insulation class		H
Speed	rpm	1.500
Mass	kg	6.752

Catálogo de Calderines y calentadores:

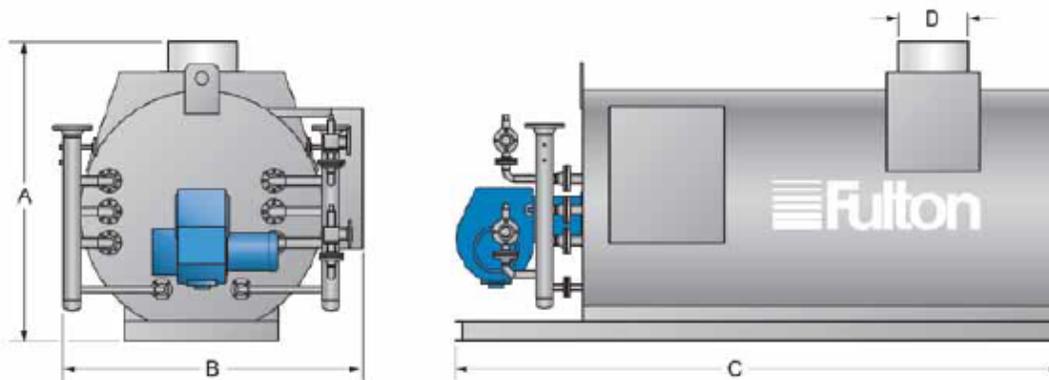
Marca COINTRA.

Características técnicas

	SUPREME E TS			SUPREME E Plus		SUPREME VI TS		SUPREME VI Plus	SUPREME B Plus	
	Estanco Termostático			Estanco Potencia variable y modulante		Ventilador Integrado (Tiro forzado) Termostático		Ventilador Integrado (Tiro forzado)	Encendido electrónico por baterías Potencia variable y modulante	
	SUPREME 17 E TS	SUPREME 14 E TS	SUPREME 11 E TS	SUPREME 14 E	SUPREME 11 E Plus	SUPREME 14 VI TS	SUPREME 11 VI TS	SUPREME 11 VI Plus	SUPREME 11 B Plus	
Clasificación Energética	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
Perfil de carga	XL	XL	XL	M	M	XL	XL	M	M	
Datos generales	Categoría	II 212P	II 212P	II 212L	II 212P	II 212L	II 212L	II 212L	II 212L	
	Tipo de aparato	C 12, C 22, C 12, C 22			C 12, C 22, C 12, C 22		B 22, B 12		B 22, B 12	B 11 025
	Cámara de Combustión	Estanca			Estanca		Atmosférica		Atmosférica	Atmosférica
	Tipo de Instalación	Interior			Interior		Interior		Interior	Interior
	Tipo de Encendido	Encendido electrónico a red			Encendido electrónico a red		Encendido electrónico a red		Encendido electrónico a red	Encendido electrónico por baterías
	Ventilador Integrado	SI			SI		SI		SI	NO
Consumo / Potencia	Consumo Máximo (kW)	32,9	26,9	21,7	26,9	21,7	26,9	21,7	21,7	
	Potencia útil Mínima (kW)	10,7	8,8	7,1	8,8	7,1	8,8	7,1	7,1	
	Potencia útil Máxima (kW)	29,2	23,9	19,2	23,9	19,2	23,9	19,2	19,2	
Caudal de agua	Caudal Mínimo de funcionamiento (l/min)	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	1,5	1,5	2,5	
Presiones de agua	Presión mínima de funcionamiento (bar)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Consumo de gas	Butano G-30 (kg/h)	-	-	1,73	-	1,73	-	1,73	1,73	
	Propano G-31 (kg/h)	2,58	2,11	1,7	2,11	1,7	2,11	1,7	1,7	
	Gas Natural G-20 (m ³ /h)	3,48	2,85	2,3	2,85	2,3	2,85	2,3	2,3	
Datos evacuación FDC, longitud máxima equivalente	Ø 80 mm, tubo único	-	-	-	-	-	10 m + codo 90°	10 m + codo 90°	10 m + codo 90°	-
	Ø 60-100 mm	3 m + codo 90°			3 m + codo 90°		-	-	-	-
	Ø 80 - 125 mm	9 m + codo 90°			9 m + codo 90°		-	-	-	-
	Ø 80 mm, tubos separados	65°			65°		-	-	-	-

FT-HC Thermal Fluid Heater Dimensions and Specification

Dimensions



Specification

Models: FT-HC		0240	0400	0600	0800	1000	1200	1600	2000
Heat Output	MW	0.7	1.17	1.76	2.34	2.93	3.51	4.69	5.86
Thermal Fluid Content	L	284	435	719	998	1230	1921	1817	4353
Recommended Flow Rate	m ³ /Hr	35	69	91	137	193	227	273	341
Approximate Fuel Usage									
Light Oil	L/Hr	88	148	220	292	364	436	542	678
Natural Gas	m ³ /Hr	91	152	227	304	378	454	566	708
Power									
Typical Circulating Pump Motor	kW	11.2	18.7	22.5	37.3	45	56.3	74.5	93.2
Typical Burner Motor	kW	1.5	3.7	5.6	7.5	11.2	11.2	22.4	22.4

LHS Series Oil/Gas-Fired Steam Boiler Parameter

Item	Model	LHSO.1-0.4-Y(Q)	LHSO.2-0.4-Y(Q)	LHSO.3-0.4-Y(Q)	LHSO.4-0.4-Y(Q)	LHSO.5-0.4-Y(Q)	LHSO.75-0.4-Y(Q)	LHSO.2-1.0-Y(Q)	LHSO.3-1.0-Y(Q)	LHSO.4-1.0-Y(Q)	LHSO.5-1.0-Y(Q)	LHSO.75-1.0-Y(Q)	LHS1-1.0-Y(Q)	LHS1.5-1.0-Y(Q)	LHS2-1.0-Y(Q)	
Rated steam output(t/h)		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.75	0.2	0.3	0.4	0.5	0.75	1	1.5	2	
Rated steam pressure(Mpa)		0.4						1.0								
Steam temperature(°C)		151.8(saturated steam)														
Feed water temperature(°C)		20														
Available fuel		diesel oil, natural gas, town gas, LPG														
Oil consumption(kg/h)		6.4	12.8	19.2	25.6	32	48	13.2	19.8	26.4	33	49.5	65	98	129	
Gas consumption (Nm ³ /hr)	Natural gas	8.5	17	25.5	34	42.5	63.5	18	27	36	45	64.5	84	126	168	
	Town gas	18	35.5	53.5	71.5	89.5	134	37	55.5	74	92.5	137	176.4	265	353	
	LPG	3.1	6.2	9.3	12.4	15.5	23.3	6.4	9.6	12.8	16	22	28	42	56	
Burner electric power(kw)		0.31	0.37	0.37	0.37	0.55	1.1	0.37	0.37	0.37	0.55	1.1	1.4	2.6	4	
Pump electric power(kw)		1.5						2.2						3		
Boiler weight(kg)		632	850	991	1415	1657	1953	860	1001	1450	1739	2018	2561	4021	6275	
Boiler water content(m ³)		0.2	0.32	0.54	0.73	0.81	0.98	0.32	0.54	0.95	0.81	0.98	1.3	1.7	2.1	
Dimension	A(mm)	1676	1822	1956	2030	2190	2420	1822	1956	2030	2190	2420	2468	2696	2886	
	B(mm)	Φ708	Φ838	Φ988	Φ1108	Φ1158	Φ1158	Φ838	Φ988	Φ1108	Φ1158	Φ1158	Φ1358	Φ1662	Φ1858	
	C(mm)	-267	-410	-600	-600	-700	-900	-410	-600	-600	-700	-900	-1000	-1200	-1400	
	D(mm)	Φ180	Φ180	Φ220	Φ250	Φ250	Φ250	Φ180	Φ220	Φ250	Φ250	Φ250	Φ250	Φ320	Φ360	
	E(mm)	450	500	700	850	900	900	500	700	850	900	900	920	1050	1200	
	F(mm)	540	600	640	680	700	700	600	640	680	700	700	700	900	900	1000
	G(mm)	560	630	700	765	765	810	630	700	765	765	810	865	965	1075	
	H(mm)	64	64	80	110	110	110	64	80	110	110	110	110	110	180	180
Steam valve		DN40	DN40	DN40	DN50	DN50	DN50	DN40	DN40	DN50	DN50	DN50	DN50	DN65	DN65	
Safety valve		DN40	DN40	DN40	DN40	DN40	DN50	DN40	DN40	DN40	DN40	DN50	DN40	2 × DN65	2 × DN40	
Feed water valve		DN20											DN40			
Blow down valve		DN40														

LHS Series Oil/Gas-Fired Hot Water Boiler Parameter

Item	Model	LHS0.07- 0.4/95/70-Y(Q)	LHS0.14- 0.4/95/70-Y(Q)	LHS0.21- 0.4/95/70-Y(Q)	LHS0.28- 0.4/95/70-Y(Q)	LHS0.35- 0.4/95/70-Y(Q)	LHS0.53- 0.4/95/70-Y(Q)	LHS0.7- 1.0/95/70-Y(Q)	LHS1.05- 1.0/95/70-Y(Q)	LHS1.4- 1.0/95/70-Y(Q)
Rated heat capacity(MW)		0.07	0.14	0.21	0.28	0.35	0.53	0.7	1.05	1.4
Rated heat output(10 ⁴ Kcal/h)		6	12	18	24	30	45	60	90	120
Feed water pressure (Mpa)		0.4						1.0		
Design water outlet temperature(°C)		95								
Feed water temperature(°C)		70								
Available fuel(kg/h)		diesel oil, natural gas, town gas, LPG								
Oil consumption(kg/h)		6.3	12.6	19	25.2	31.5	47	63	95	126
Gas consumption (Nm ³ /hr)	Natural gas	8.3	16.5	25	33	41.5	62.5	83	125	166
	Town gas	17.6	35	53	70.5	88	132	176	264	350
	LPG	3	6	9	12	15	22.5	28	42	56
Water circulation rate(l/h)		2.4	4.8	7.2	9.6	12	18	24	36	48
Burner electric power(kw)		0.13	0.37	0.37	0.37	0.55	1.1	1.4	2.6	4.0
Boiler weight(kg)		617	880	1215	1456	1766	2018	2561	4021	6275
Boiler water content(m ³)		0.22	0.32	0.54	0.82	0.9	0.98	1.3	1.7	2.1
Dimension	A(mm)	1676	1822	1956	2030	2190	2420	2486	2696	2886
	D(mm)	Φ708	Φ838	Φ988	Φ1108	Φ1158	Φ1158	Φ1358	Φ1858	Φ1858
	C(mm)	~267	~410	~600	~600	~700	~900	~1000	~1200	~1400
	D(mm)	Φ180	Φ180	Φ220	Φ250	Φ250	Φ180	Φ250	Φ320	Φ3600
	E(mm)	450	500	700	850	900	900	920	1050	1200
	F(mm)	540	600	640	680	700	700	900	900	1000
	G(mm)	560	630	700	765	765	810	865	965	1075
	H(mm)	64	64	80	110	110	110	110	180	180
Water inlet/outlet valve		DN40	DN50	DN65	DN80	DN80	DN80	DN100	DN100	DN125
Safety valve		DN40				DN50				
Blow down valve		DN40								

Hoja de ruta de la huella de carbono:

HOJA DE RUTA¹	EQUIPO UTILIZADO:
FECHA:	TIPO DE EQUIPO: CALDERA <input type="checkbox"/> P.GENERADORA <input type="checkbox"/> HORNOS <input type="checkbox"/> OTROS <input type="checkbox"/>
INDUSTRIA { DIRECCIÓN: NOMBRE: UBICACIÓN G.:	NOMBRE DE OTROS EQUIPOS:
<u>ACTIVIDAD INDUSTRIAL:</u>	<u>TIPO DE COMBUSTIBLE:</u>
PERSONA RESPONSABLE⁵:	MODELO DEL EQUIPO:
ENTIDAD INTERESADA²:	AÑO DE FABRICACIÓN DEL EQUIPO:
<u>ESTADO DEL EQUIPO³:</u>	<u>N ° TOTAL DE EQUIPOS QUE CONSUMEN COMBUSTIBLE EN LA INDUSTRIA:</u>
POSEE SISTEMA DE CONTROL⁴: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	CANTIDAD DE COMBUSTIBLE CONSUMIDO (m³/h):

¹ Los usuarios deberán rellenar las hojas de ruta por duplicado. Una de ellas será entregada al personal responsable.

² Es la entidad interesada de la recolección de los datos, puede ser la autoridad ambiental pertinente o la misma empresa que quiera llevar el registro.

³ Apariencia física del equipo, ruidos procedentes del mismo u olores extraños emanados.

⁴ Equipo que se encarga de extraer los contaminantes específicos o separar los contaminantes en el flujo de aire para evacuarlos con un mínimo de impurezas o dentro de los parámetros legales.

⁵ La persona encargada de hacer la revisión y recolección de la información.

