



Fundación México-Estados Unidos para la Ciencia
The United States-Mexico Foundation for Science

Documento Guía de la Herramienta para la Estimación de Gases de efecto Invernadero para el sector productivo de Celulosa y Papel de México. Versión 1.0

Octubre 2006

Preparado para:
Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)

Preparado por:
Fundación México-Estados Unidos para la Ciencia. A.C.

Cambio Climático
Convenio: 83069201-2

— —

Agradecimientos

La Fundación México-Estados Unidos para la Ciencia agradece a la Agencia de Protección al Ambiente de Estados Unidos (EPA) por el financiamiento proporcionado para desarrollar este proyecto.

Agradecemos al National Council for Air and Stream Improvement, INC., autores originales de la herramienta de estimación de emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de la cual proviene gran parte de material copiado para la versión adaptada al sector de Celulosa y Papel de México.

Agradecemos al World Resources Institute (WRI) por el apoyo técnico y la orientación en el desarrollo del proyecto.

También agradece a la M. en C. Ana María Contreras Vigil, Directora General de Gestión de la Calidad del Aire y Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes, a la MC. Maricruz Rodríguez, Directora de Regulación Industrial del RETC, a Alan Helios Escudero y a José Alberto Manzano de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) por el apoyo técnico e institucional brindado para este proyecto.

Agradecemos la colaboración de Corporación Durango, S.A. de C.V, en especial a las plantas de Envases y Empaques de México, S.A. de C.V e Industrias Centauro, S.A. de C.V por las facilidades otorgadas para probar y realizar la adecuación de la metodología en sus instalaciones.

Resumen Ejecutivo

En agosto del 2004 se adoptó en México el Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero, un estándar internacionalmente aceptado para la contabilidad corporativa de emisiones de bióxido de carbono y otros cinco contaminantes causantes del calentamiento global, con base en un programa nacional de reporte corporativo de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Este Protocolo fue desarrollado por más de 500 expertos provenientes de empresas, organismos no gubernamentales y gobiernos. Inicialmente desde su lanzamiento en 2001 fue probado y aprobado en 30 empresas y actualmente ha sido adoptado por más de 200 empresas para reportar sus emisiones de GEI a los programas obligatorios y voluntarios alrededor del mundo como marco de trabajo.

Para realizar el proyecto de México, la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), el Instituto Mundial de Recursos (WRI por sus siglas en inglés) y el Consejo Mundial Empresarial para el Desarrollo Sostenible (WBCSD por sus siglas en inglés) formaron una alianza conocida como Programa GEI México (Programa Voluntario de Contabilidad y Reporte de GEI en México). El programa busca ayudar a las empresas a preparar sus inventarios de GEI e identificar oportunidades para reducirlos y participar en programas para disminuir las emisiones.

Para la adecuación de la herramienta de cuantificación de emisiones de GEI a las condiciones del sector de celulosa y papel, uno de los sectores en México, la SEMARNAT, el WRI y la Agencia de Protección al Ambiente de Estados Unidos (EPA por sus siglas en inglés) firmaron un convenio con la Fundación México-Estados Unidos para la Ciencia (FUMEC). Además se agregó el SO₂ por ser un contaminante importante en México. Se espera que la herramienta simplificada de cálculo de emisiones gane una mayor aceptación en la industria de Celulosa y papel en México, y mejore la consistencia y precisión de la estimación de emisiones por fuente específica en las empresas mexicanas.

La metodología de esta herramienta sigue los lineamientos del Estándar Corporativo del Protocolo de GEI y esta basada principalmente en una guía y hojas de cálculo desarrollada para el Sector de Celulosa y Papel por el National Council for Air and Stream Improvement, Inc. (NCASI)¹.

Los Gases de Efecto Invernadero (GEI) contabilizados por la herramienta adaptada para el Sector de Celulosa y Papel en México son el CO₂, CH₄ y N₂O. Como se mencionó, también se contabilizó el SO₂ debido a su dual importancia como contaminante local para México y su relevancia para el Sector de Celulosa y Papel. Aunque no es considerado directamente como un gas de efecto invernadero, reacciona con oxidantes fotoquímicos formando aerosoles de sulfatos que también pueden alterar el clima.

Para el uso de esta herramienta se ofrece un documento guía y hoja de cálculo de Excel como apoyo a las estimaciones de emisiones de bióxido de carbono (CO₂) de fuentes fijas de combustión con base en el contenido de carbono de los combustibles fósiles utilizados, a la cantidad utilizada de estos y los factores de emisión desarrollados para los diferentes tipos de combustibles y de los equipos que los utilizan. El CO₂ proveniente de la quema de combustibles de biomasa es calculado y reportado por separado. La herramienta también estima las emisiones de metano y de óxidos de nitrógeno por combustión y otros

¹ Las metodologías de estimación fueron desarrolladas basadas en la herramienta de NCASI, sin embargo NCASI no es responsable de ningún error que se pueda encontrar en esta versión de la herramienta

procesos con base en factores de emisión provenientes principalmente del International Panel for Climate Change (IPCC). Para el caso del SO₂, las emisiones se reportan por separado y se estiman con base en el consumo de combustible, el porcentaje de azufre contenido en él y en factores de emisión desarrollados en México o calculados por el usuario.

Este documento guía es acompañado por una serie de formatos y hojas de trabajo en Excel que facilitan el cálculo de la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero discutidas en este documento.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	12
2. EL SECTOR DE CELULOSA Y PAPEL EN MÉXICO	13
3. ADECUACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE GEI Y SO₂ PARA EL SECTOR DE CELULOSA Y PAPEL DE MÉXICO	13
3.1 Objetivos para Desarrollar la Herramienta	14
3.2 Calidad de los Datos y su Relación con los Objetivos del Inventario	14
3.3 Unidades	15
3.3.1 Unidades de medida para los Gases de Efecto Invernadero	15
3.4 Pasos involucrados en la Aplicación de la Metodología	16
3.4.1 Determinación de los Objetivos del Inventario	16
3.4.2. Identificación de los Límites del Inventario	17
3.4.3 Estimación las Emisiones	17
3.4.4 Presentación de Resultados	17
4. PASOS EN LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE GEI	18
4.1 Determinación de los límites Organizacionales.....	18
4.2. Determinación de los Límites Operacionales e Identificación de Operaciones que deben ser incluidas dentro de los Límites Operacionales del Inventario.....	19
5. EMISIONES DE GEI PROVENIENTES DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE 22	
5.1. Emisiones de GEI de fuentes estacionarias que utilizan biomasa como combustible	23
5.1.1 Emisiones de metano y de óxido nitroso provenientes de la quema de Combustibles de Biomasa	24
5.1.2 Calderas que queman Combinaciones de Combustibles de Biomasa y Combustibles Fósiles.....	24
5.2 Emisiones de Bióxido de Carbono (CO₂) de Fuentes Fijas de Combustión.....	26
5.3 Emisiones de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) de Fuentes Fijas de Combustión.....	27
5.3.1 Resumen de la Guía para Estimar Emisiones de Metano y Oxido Nitroso.....	29
5.4 Emisiones de dióxido de azufre (SO₂) de Fuentes Fijas de Combustión: Contaminante Local para México	32
5.5 Emisiones de CO₂ en Hornos de Cal y Calcinadores en Molinos Kraft.....	35
5.6 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero generados por Vehículos y Equipos Misceláneos que utilicen Combustibles Fósiles.....	36
5.6.1 Emisiones de GEI de Fuentes Móviles: Vehículos de Auto transporte	36
5.6.2 Emisiones de GEI de Fuentes Móviles y Equipo que no es de Auto transporte	37

6. EMISIONES DE BIÓXIDO DE CARBONO PROVENIENTES DE LA ADICIÓN DE QUÍMICOS	37
6.1 Emisiones de Piedra Caliza o Dolomita usada en Sistemas de Desulfuración de Salida de Gas (DSG).....	38
7. GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL TRATAMIENTO ANAEROBIO DE AGUAS RESIDUALES Y/O DIGESTIÓN DE LODOS.....	39
7.1 Operaciones de Tratamiento Anaerobias donde se Colectan los Gases.....	39
7.2 Operaciones de Tratamiento Anaerobias donde los Gases se liberan a la Atmósfera	40
8. EMISIONES DE GEI ATRIBUIBLES A LA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y VAPOR	41
8.1 Importación de Energía Eléctrica, Calor y/o Vapor	42
8.2 Exportación de Energía Eléctrica, Calor y/o Vapor	42
8.3 Importación de Vapor	43
8.4 Asignación de Emisiones de GEI de sistemas Combinados de Calor y Energía (CCE)....	43
8.4.1 Método Simplificado de Eficiencia	44
9. PRESENTANDO LOS RESULTADOS DEL INVENTARIO	46
10. ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA DE ESTIMACIÓN DE EMISIONES PARA EL SECTOR DE CELULOSA Y PAPEL DE MÉXICO	48
10.1 Instrucciones Paso a Paso para complementar las Hojas de Cálculo de esta Herramienta.....	49
REFERENCIAS.....	59
ANEXO 1. CELULOSA Y PAPEL.....	61
A.1 Descripción de la Elaboración de Celulosa.....	62
A.1.1 Celulosa Química	62
A.1.2 Proceso de Pulpeo Mecánico.....	62
A.1.3 Proceso Químico Termomecánico	63
2.2 Elaboración de Papel.....	63
A.2.1 Proceso del Papel	63
A.2.2 Formación de Papel	63
ANEXO 2. LIMITES OPERACIONALES DEL INVENTARIO	64
ANEXO 3. PODERES CALORÍFICOS DE COMBUSTIBLES PARA MÉXICO....	65

ANEXO 4. FACTORES DE EMISIÓN PARA CH₄ Y N₂O PARA LA COMBUSTIÓN DE BIOMASA	66
ANEXO 5. FACTORES DE EMISIÓN Y MÉTODOS PARA ESTIMAR EMISIONES DE GEI Y SO₂ PROVENIENTES DE FUENTES ESTACIONARIAS	67
ANEXO 6. FACTORES DE EMISIÓN PARA LA ADICIÓN DE QUÍMICOS.....	71
ANEXO 7. FACTORES DE EMISIÓN PARA LA IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	71
ANEXO 8. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	73

Índice de Tablas

TABLA 1. PROPÓSITO DE CADA UNA DE LAS HOJAS DE CÁLCULO QUE INTEGRAN LAS HERRAMIENTAS	48
A 2.1. EJEMPLO DE TABLA PARA REPORTAR LOS LÍMITES OPERACIONALES DEL INVENTARIO	64
A3. PODERES CALORÍFICOS NETOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN MÉXICO.....	65
A4. FACTORES DE EMISIÓN PARA CH ₄ Y N ₂ O PARA LA COMBUSTIÓN DE BIOMASA	66
A 5.1. FACTORES DE EMISIÓN POR OMISIÓN DEL IPCC PARA COMBUSTIBLES FÓSILES	67
A 5.2 FACTORES DE CORRECCIÓN DE VARIAS FUENTES RECOMENDADOS PARA EL CARBONO SIN OXIDAR..	67
A 5.3 MÉTODOS PARA ESTIMAR EMISIONES DE CH ₄ Y N ₂ O EN COMBUSTIÓN ESTACIONARIA	67
A 5.4. FACTORES DE EMISIÓN NIVEL 1 PARA CH ₄ Y N ₂ O PARA FUENTES ESTACIONARIAS DE COMBUSTIÓN (IPCC 1997 c)	68
A.5.5. FACTORES DE EMISIÓN NIVEL 2 PARA EL CH ₄ Y N ₂ O PARA CALDERAS INDUSTRIALES (IPCC 1977c)	68
A 5.6. FACTORES DE EMISIÓN ESPECÍFICOS PARA SO ₂	69
A 5.7. FACTORES DE EMISIÓN PARA BIÓXIDO DE AZUFRE (SO ₂) EN EL AUTO TRANSPORTE MEXICANO	69
A 5.8. VALORES POR OMISIÓN PARA EL CONTENIDO DE AZUFRE EN COMBUSTIBLES MEXICANOS.....	69
A 5.9. VALORES POR OMISIÓN PARA EL CONTENIDO DE AZUFRE EN COMBUSTIBLES (IPCC, 1996).....	70
A 5.10 VALORES POR OMISIÓN PARA LA RETENCIÓN DEL AZUFRE (R) EN CENIZA [%].....	70
A.5.11 FACTORES DE EMISIÓN PARA HORNOS DE CAL Y CALCINADORES EN MOLINOS KRAFT	70
A 5.12. FACTORES DE EMISIÓN BASADOS EN CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA FUENTES MÓVILES Y MAQUINARIA NO USADAS EN CARRETERA (IPCC 1997 c).....	70
A 5.13 FACTORES DE EMISIÓN PARA EL AUTO TRANSPORTE MEXICANO	71
A6. EMISIONES POR LA ADICIÓN DE CARBONATO DE CALCIO Y CARBONATO DE CALCIO EN MOLINOS DE CELULOSA*	71
A7. FACTORES DE EMISIÓN DE GEI ELÉCTRICOS RECOMENDADOS POR ATPAE (HISTÓRICOS 1995-2001) (TONELADAS DE CO ₂ EQ./MWH).....	71
A 7.1. FACTORES DE EMISIÓN DE GEI PROYECTADOS AL FUTURO HASTA EL AÑO 2010 (TONELADAS DE CO ₂ EQ./MWH)	72
A 8.1. EJEMPLO DE TABLA PARA REPORTAR LOS RESULTADOS DEL INVENTARIO DE GEI – ALCANCE 1: EMISIONES DE FUENTES QUE SON TOTAL O PARCIALMENTE PROPIEDAD DE LA EMPRESA O ESTÁN CONTROLADAS POR LA EMPRESA	73
A 8.2 EJEMPLO DE TABLA DE REPORTE PARA LOS RESULTADOS DEL INVENTARIO DE GEI – ALCANCE 2 EMISIONES ATRIBUIBLES A LA IMPORTACIÓN DE ENERGÍA/VAPOR, E IMPORTACIÓN/EXPORTACIÓN DE CO ₂ FÓSIL.....	74
A 8.3. EJEMPLO DE FORMATO DE TABLA PARA REPORTAR LOS FACTORES DE EMISIÓN (FE) USADOS PARA PREPARAR EL INVENTARIO (MUESTRA UNIDADES)	75
A 8.4. EJEMPLO DE FORMATO DE TABLA PARA REPORTAR LAS EMISIONES DE CO ₂ PROVENIENTES DE LA QUEMA DE COMBUSTIBLES DE BIOMASA	75

Índice de Figuras

<i>FIGURA 1: SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DIVIDIDO POR SISTEMAS</i>	42
<i>FIGURA 2: FIGURA DE EJEMPLO PARA SISTEMA CEE</i>	45
<i>FIGURA A.1 PROCESO DE FABRICACIÓN DE LA CELULOSA Y PAPEL</i>	61

Acrónimos

BNE: Balance Nacional de Energía

CCE: Sistemas Combinados de Calor y Energía

CEEe: Consumo Específico de Energía eléctrico

CO₂: Bióxido de carbono

COA: Cédula de Operación Anual

CH₄: Metano

EPA: Agencia de Protección al Ambiente de Estados Unidos

FE: Factor de Emisión

FUMEC: Fundación México-Estados Unidos para la Ciencia

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GNC: Gases No Condensables

GJ: Giga joule

GWP: Potencial de Calentamiento Global

IPCC: International Panel for Climate Change

J: Joule

Mg: Mega gramo

N₂O: Oxido Nitroso

PCC: Precipitado de Carbonato de Calcio

PCN: Poder Calorífico Neto

PCB: Poder Calorífico Bruto

PCI: Poder Calorífico Inferior

PCS: Poder Calorífico Superior

PEMEX: Petróleos Mexicanos

PIB: Producto Interno Bruto

RETC: Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes

SEMARNAT: Secretaria del Medio Ambiente y Recursos Naturales

SO₂: Dióxido de azufre

TJ: Terajoule

TMEC: Toneladas Métricas de Equivalentes de Carbono

WBSCD: World Business Council for Sustainable Development

WRI: World Resources Institute

1. Introducción

Esta herramienta de Cálculo para el Sector de Celulosa y Papel en México versión 1.0, fue adaptada por FUMEC de la versión original de NCASI² para resolver las siguientes condiciones y necesidades del sector de Celulosa y Papel en México:

- Ser aplicable a los procesos comunes en México de producción de celulosa y papel,
- Cubrir las fuentes posibles de emisión de GEI más comúnmente encontradas en el sector de Celulosa y papel de México,
- Ser compatible con los lineamientos de estimación de GEI del International Panel for Climate Change (IPCC)
- Ser compatible con los lineamientos de estimación y reporte de GEI y SO₂ de la SEMARNAT
- Simplificar en lo posible la herramienta de NCASI y ser aun una herramienta de cálculo integral de uso amigable para la determinación de emisiones al aire, transparente, consistente y confiable para la cuantificación de emisiones de GEI y de contaminantes criterio (SO₂) para que esta información pueda ser integrada a varios Programas Mexicanos.
- Facilitar la generación de datos relevantes para el clima, y mejorar la información ambiental nacional.

Esta herramienta de cálculo es integrada por este documento guía y una hoja de cálculo en Excel para apoyar a los usuarios del Sector de Celulosa y Papel. La herramienta debe emplearse en conjunción con el Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero, edición revisada, proporcionada por WRI/WBCSD y disponible en:

www.semarnat.gob.mx/spp/sppa/DOCUMENTOS/cclimatico/programa%20GEI%20Mexico/protocolodegei.pdf

Esta herramienta esta basada en buenas prácticas internacionales para la estimación de GEI y SO₂ para el Sector de Celulosa y Papel e intenta fortalecer el reporte para los diferentes programas en México, como por ejemplo el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC), para programas voluntarios como el Programa GEI México e identificar los riesgos relacionados con la emisión de GEI.

² La herramienta original se puede encontrar en el sitio Web del Protocolo de GEI, www.ghghprotocol.org y cuenta con información de cómo contactar a los autores de la herramienta. Debido a que las metodologías en esta herramienta están basadas en las metodologías desarrolladas por NCASI, el NCASI no es responsable por ningún error que pueda contener esta metodología adaptada.

2. El Sector de Celulosa y Papel en México

El sector de Celulosa y Papel en México actualmente consiste de 44 empresas corporativas con alrededor de 64 plantas distribuidas en todo el país. En el 2003, la producción total fue cercana a 334,600 toneladas de celulosa y 4,080,200 toneladas de papel, lo que representa el 1.99% de la producción del Producto Interno Bruto (PIB) y genera aproximadamente 26,700 empleos directos. Los diferentes productos manufacturados por este sector incluyen. Celulosa (6 % empresas), papel para escribir (17% empresas), papel higiénico (10 % empresas), cartón (55 % empresas), y papeles especiales (12 % empresas). El proceso Kraft es el más común en las plantas de celulosa de México así como el reciclado de los químicos que utilizan en el proceso. Debido a la gran variedad de productos de papel generados, no es posible centrarse en un simple proceso de manufactura de papel (en el [anexo 1](#) de este documento se encuentra un esquema y descripción general de la producción de celulosa y papel). Las plantas de celulosa y de papel están localizadas principalmente en seis estados: Chihuahua, Durango, Jalisco, Michoacán, Oaxaca y Veracruz. Las plantas de papel están esparcidas en 16 estados: Baja California, Chihuahua, Coahuila, Distrito Federal (DF), Guanajuato, Jalisco, México, Michoacán, Morelos, Nuevo León, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí, Sonora, Tlaxcala, y Veracruz.

La producción de Celulosa y Papel es uno de los 11 sectores que requieren entregar anualmente la Cedula de Operación Anual (COA) que integra entre otra información a las emisiones atmosféricas. También es uno de los sectores participantes de forma voluntaria al Programa Nacional de Auditoria Ambiental, una herramienta de evaluación voluntaria de cumplimiento ambiental, usado por las autoridades ambientales para animar a la industria mexicana a trabajar dentro de los estándares y regulaciones del medio ambiente.

3. Adecuación de la Herramienta de Estimación de Emisiones de GEI y SO₂ para el Sector de Celulosa y Papel de México

Para el uso de esta herramienta es necesario 1) establecer los límites del inventario corporativo, 2) identificar el tipo de combustible usado, cantidades y las fuentes fijas y móviles de combustión que se tienen en el establecimiento, 3) la adición de químicos en el proceso, 4) identificar el tipo de tratamiento de aguas residuales que se tiene y 5) identificar si existe quema de biomasa como combustible. Una vez establecido lo anterior se podrán estimar las emisiones de los siguientes gases: CO₂, CH₄, N₂O y SO₂.

Para elaborar un inventario corporativo, por ejemplo, para el Programa GEI México, este documento guía debe usarse en conjunto con:

- Las hojas de calculo en Excel para estimar las emisiones de GEI y contaminantes locales para México
- El Protocolo de Gases Efecto Invernadero – Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte (edición revisada).
- Si aplica, las especificaciones del programa en el que participen.

Si esta herramienta de cálculo se emplea únicamente para reportes de emisiones de GEI y de SO₂ en el Programa RETC, las secciones 6 a 12 de este documento guía deben usarse en conjunto con las hojas de cálculo para estimar las emisiones de GEI y el SO₂.

3.1 Objetivos para Desarrollar la Herramienta

En adición a los objetivos definidos anteriormente y la forma amigable de estimación de emisiones de GEI, la herramienta ha sido desarrollada para contribuir a lograr los siguientes objetivos adicionales:

- Ser consistente con los protocolos nacionales e internacionales de reporte de GEI
- Asegurar la confiabilidad y transparencia de la estimación de emisiones de GEI para el Sector de Celulosa y Papel.
- Proveer a las empresas con metodologías de estimaciones representativas y fáciles de implementar a las condiciones de las instalaciones de celulosa y papel que generalmente se encuentran en México.
- Maximizar la comparabilidad entre empresas a nivel nacional e internacional.
- Facilitar el comercio de bonos de carbono.

3.2 Calidad de los Datos y su Relación con los Objetivos del Inventario

Las metodologías de cuantificación descritas en este documento se pueden usar para desarrollar estimaciones de emisiones para un gran número de propósitos. Lo anterior depende del propósito de las emisiones que sean cuantificadas, la calidad de datos aplicada en los cálculos puede variar. Entre mayor trascendencia tenga el inventario para la objetivos de la empresa, la calidad de los datos que se usen para desarrollarlo deben ser mayor. Por ejemplo en México si el objetivo de la empresa es preparar el inventario de emisiones para el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC) a través de la Cédula de Operación Anual (COA), los datos que se utilicen deben ser específicos para los procesos, equipos y combustibles que se utilicen ya que este es un trámite obligatorio para las empresas y la información será pública. Por el contrario, si la información es recolectada para desarrollar un inventario interno y tener un marco de referencia sobre las emisiones de GEI de la empresa, los datos que se utilicen pueden no ser tan exactos y utilizar datos promedio o aproximado de procesos similares. Se recomienda a las empresas utilizar datos de actividad y factores de emisión específicos para su planta o empresa cuando existan y esté disponible dicha información. El uso de estos datos producirá una mayor calidad en los resultados del inventario más apropiado para usos futuros.

Para la mayoría de los propósitos, es aceptable para las empresas estimar las emisiones de GEI y de SO₂ usando factores de emisión y datos de “niveles de actividad” correspondientes (ejemplo: cantidad de combustible consumido). Las principales emisiones del Sector de Celulosa y Papel de GEI y de SO₂ provienen de las fuentes que utilizan combustibles fósiles, en la mayoría de los casos estas emisiones pueden ser estimadas con precisión debido a que las instalaciones usualmente cuentan con excelentes registros de los tipos y cantidades de los combustibles que están siendo usados. Es decir las emisiones de CO₂ y SO₂ de estas fuentes están directamente relacionadas con el contenido de carbono y de azufre en los combustibles.

La calidad de las emisiones de GEI están relacionadas con el uso de los factores de emisión usados y de los niveles de actividad. Debido a la importancia de los factores de emisión para el resultado del inventario de GEI, este documento guía incluye en el [Anexo 8](#) de esta herramienta, formatos de los cuales se recomiendan a las empresas que usen para mostrar los factores de emisión utilizados para desarrollar el inventario. Esto permite

a las empresas ser más transparentes cuando presenten sus cálculos, y tener un seguimiento más sencillo de los ajustes necesarios que puedan ocurrir a lo largo del tiempo a medida que los factores de emisión se vayan refinando.

Las empresas pueden elegir usar una metodología de cuantificación menos rigurosa para estimar las emisiones que son tan pequeñas que no tienen un impacto significativo en las emisiones totales. Frecuentemente esto se hace si la falta de datos o el costo para obtener datos de buena calidad es demasiado alto. Algunas empresas podrían desear excluir estas emisiones de su inventario, sin embargo, deben justificar las razones por las cuáles dichas emisiones fueron excluidas a la autoridad y quizás a cualquier actor externo/programa de GEI/verificador que observe su inventario. Antes de excluir cualquier emisión del inventario, se recomienda a las empresas revisar la discusión sobre las emisiones significativas y las emisiones mínimas que deben ser consideradas en la herramienta original para el Sector de Celulosa y Papel desarrollada por NCASI (sección 7 de la herramienta original) (disponible en www.ghgprotocol.org). Adicionalmente, las empresas pueden revisar las secciones relacionadas con los Principios de Contabilidad (Capítulo 1) y calidad del inventario (Capítulo 7) en el Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte, edición revisada WRI/WBCSD/SEMARNAT, 2005, para una mayor guía.

Se puede esperar que en los próximos años se desarrollen formas de estimar emisiones las cuales informen el desarrollo y la mejora realiza a los factores de emisión. Los usuarios de los datos de inventarios de emisiones necesitan conocer este proceso y el impacto que este tendrá en los resultados del inventario de GEI y SO₂. La calidad de las estimaciones mejorará con el tiempo pero es imposible pronosticar si en el proceso las estimaciones serán ajustadas hacia arriba o hacia abajo. Se espera que los cambios sean relativamente de poca importancia para el perfil de GEI debido a que las grandes fuentes de GEI y SO₂ de la mayoría de los establecimientos del Sector de Celulosa y Papel son las fuentes estacionarias de combustión que utilizan combustibles fósiles.

3.3 Unidades

El Sistema Internacional (MKS) es usado principalmente en México como unidad de medida por lo cual es utilizado en este reporte, sin embargo los anexos contienen factores de emisión y otros parámetros en unidades preferidos por las autoridades o países responsables de la información.

3.3.1 Unidades de medida para los Gases de Efecto Invernadero

En México dependiendo de los objetivos del inventario, los GEI se pueden reportar como gases individuales o como emisiones de CO₂ equivalentes. En el caso de tener como objetivo integrar el inventario de GEI para reportar al RETC, los GEI se reportan como gases individuales (CO₂, CH₄ y N₂O). Para el caso de realizar el inventario para de el Programa GEI México, los GEI se reportan tanto en toneladas de cada gas individual (CO₂, CH₄ y N₂O) como en toneladas de CO₂ equivalentes. Las hojas de cálculo que acompañan a este documento permitirán al usuario calcular los GEI de forma independiente o en forma de CO₂ equivalentes.

Los GEI son comúnmente comparados en base al potencial estimado para provocar calentamiento. También se han desarrollado factores llamados Potenciales de Calentamiento Global (GWP por sus siglas en ingles) los cuales son utilizados para convertir una cantidad de un gas de efecto invernadero diferente al CO₂ en una cantidad

de CO₂ a través de un equivalente en potencial de calentamiento. A pesar de que este factor incluye numerosas suposiciones, estos potenciales son universalmente usados para comparar un GEI con otro. El potencial de calentamiento global para el CH₄ es 21, es decir, cada gramo de CH₄ es equivalente a 21 gramos de CO₂, y para el N₂O el potencial es de 310.

Las emisiones estimadas están en equivalente de CO₂, y se representan de la siguiente manera CO₂e o CO₂eq. Para convertir emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O en equivalentes de CO₂, multiplicar las emisiones de CH₄ por 21 y las emisiones de N₂O por 310 y sumar ambas a las emisiones de CO₂.

El SO₂, como se mencionó anteriormente no es un GEI, por lo que no puede ser transformado a unidades de CO₂ equivalentes y se reporta por separado.

Los equivalentes de CO₂ pueden ser reportados como el peso del carbón en los equivalentes de CO₂, usualmente reportado en toneladas métricas de equivalentes de carbón (TMEC). Las TMEC son calculadas multiplicando el peso de los equivalentes de CO₂ por 12/44, que es el peso de la fracción de carbón en el dióxido de carbono.

3.4 Pasos involucrados en la Aplicación de la Metodología

La aplicación de la metodología consiste de cuatro pasos:

- Determinación de los objetivos del inventario
- Identificación de los límites del inventario
- Estimación de las emisiones de las fuentes dentro de los límites del inventario
- Presentación de resultados

3.4.1 Determinación de los Objetivos del Inventario

En México las compañías de celulosa y papel que adopten el Protocolo de GEI lo pueden usar para:

- Preparación del reporte de emisiones de gases de efecto invernadero para el Registro de Emisiones y Transferencia de Emisiones (RETC) a través de la Cédula de Operación Anual (COA),
- Manejo de riesgos e Identificación de oportunidades de reducción de GEI,
- Reporte público y participación en programas voluntarios de GEI, como por ejemplo, el Programa GEI México,
- Participación en mecanismos de mercado de GEI, y
- Obtener reconocimiento por acción temprana y buena administración ambiental.

Si el usuario de esta herramienta está calculando sus emisiones de GEI para RETC únicamente, no será necesario considerar la discusión sobre límites organizacionales (siguiente sección) ya que solamente se requieren datos a nivel establecimiento.

Sin embargo, esta herramienta le permitirá al usuario cuantificar sus emisiones de GEI y de SO₂ para RETC, y lo guiará en el desarrollo de un inventario corporativo que podrá ser presentado al Programa GEI México.

Con la finalidad de incrementar el entendimiento de los riesgos y las oportunidades relacionadas a las emisiones de GEI en una empresa, se recomienda desarrollar un inventario corporativo de manera adicional a la recolección de datos para el RETC.

3.4.2. Identificación de los Límites del Inventario

Existen dos tipos de límites que deben ser considerados en el inventario de GEI: a) Límites organizacionales y b) Límites Operacionales. Los límites organizacionales reflejan la propiedad o control de las operaciones de la empresa y su estructura legal. Los límites operacionales definen las fuentes de emisiones que necesitan ser incluidas para satisfacer los objetivos del inventario. El protocolo de GEI provee una extensa guía en relación a la determinación de los límites organizacionales y operacionales.

3.4.3 Estimación las Emisiones

El siguiente paso es estimar las emisiones de GEI. La herramienta de cálculo ayuda a cuantificar:

- Emisiones de CO₂ de fuentes fijas de combustión que utilizan de combustibles fósiles
- Emisiones de CH₄ y N₂O en unidades de CO₂ equivalentes de equipos que utilicen combustibles fósiles como hornos de recuperación y hornos de cal.
- Emisiones de CH₄ y N₂O en toneladas métricas
- Emisiones de CO₂ provenientes de la adición de químicos (CaCO₃ o Na₂CO₃) usados en el molino de celulosa.
- Emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O de fuentes móviles y transporte (equipo de recolección de materias primas y fletes y transportes propiedad de la empresa)
- Emisiones de CH₄ atribuibles a operaciones de tratamiento anaeróbicos de aguas residuales y digestión de lodos
- Emisiones de CO₂ exportadas a plantas de carbonatos de calcio (PCC) satelitales.
- Emisiones de CO₂ importadas (por ejemplo, para neutralización de pH)
- Emisiones de GEI asociadas con la energía eléctrica y/o vapor comprado y consumido
- Emisiones de GEI asociadas con la exportación de energía eléctrica y/o vapor
- Emisiones de SO₂ en toneladas métricas (contaminante local para México) provenientes de fuentes fijas de combustión.
- Emisiones de GEI de Sistemas Combinados de Calor y Energía (CCE)
- Emisiones proveniente de la quema de biomasa

3.4.4 Presentación de Resultados

El formato de reporte presentado en el [Anexo 8](#) enfatiza la presentación de los resultados en forma desagregada y transparente. Este formato provee a la empresa de la oportunidad de reportar la siguiente información:

- Metodología elegida (límites organizacionales),
- Operaciones incluidas dentro de los límites operacionales del inventario,
- Emisiones directas,
- Emisiones indirectas y emisiones atribuibles a la compra de energía eléctrica y vapor,
- Emisiones proveniente de la quema de biomasa,

- Exportación de energía eléctrica y vapor,
- Otras fuentes indirectas de emisión opcionales (transporte del personal a sus lugares de trabajo, viajes de negocios de los representantes de la compañía, entre otros)
- Factores de emisión utilizados para desarrollar el inventario, y
- Las metodologías de cuantificación que se siguieron para desarrollar el inventario.

4. Pasos en la Aplicación de la Metodología de Estimación de Emisiones de GEI

Una vez definido el o los objetivos del inventario (reporte de GEI para programas voluntarios y/o obligatorios) se procede al establecimiento de los límites del inventario. Como se menciona en la sección 3.5.2, los límites del inventario se dividen en límites organizacionales y límites operacionales. En esta sección el usuario de esta guía encontrará información sobre como establecer estos límites.

4.1 Determinación de los límites Organizacionales

Los límites organizacionales definen el propósito de la empresa para contabilizar las emisiones de GEI y otros gases como el SO₂ para el caso de México. Existe un gran número de posibles arreglos de la propiedad para establecer los límites organizacionales.

En caso de que la asignación de GEI no se especifique de forma contractual, el protocolo sugiere dos formas de asignación de emisiones de GEI: según el control que se tenga o según la participación accionaria. Por supuesto, si la empresa que esta reportando posee todas las operaciones consideradas en el inventario, los límites organizacionales son iguales cuando son determinados por cualquiera de los dos enfoques. El protocolo de GEI también considera diversos criterios de selección que faciliten la opción del planteamiento, incluyendo la consistencia con la contabilidad financiera ([WRI/WBCSD 2004](#)).

Las compañías que elaboren un inventario corporativo pueden encontrar situaciones donde los límites operacionales del inventario incluyen fuentes de emisión de las cuales las emisiones serán parcialmente reportadas (o "consolidadas en parte") como emisiones directas a nivel corporativo, como son las operaciones o las empresas propiedad o controladas en común. En otros casos (ejemplo: operaciones de fuentes externas que no son propiedad o están controladas por la empresa) las emisiones pueden ser reportadas completamente como indirectas. Algunos ejemplos de uno de estos dos casos que pueden ocurrir incluyen:

- Operaciones combinadas de generación de energía eléctrica o vapor donde la empresa es parcialmente propiedad de las instalaciones y equipos de generación.
- Operaciones de tratamiento anaeróbico de aguas residuales o digestión de lodos propiedad o controladas por la empresa.
- Molinos que tienen múltiples socios que comparten la propiedad de las instalaciones.

Nota: Los límites operacionales pueden no estar relacionados con los límites físicos de una planta dentro de una empresa, ya que las empresas pueden poseer plantas o segmentos de plantas en cualquier localidad en México. De la misma manera, ellos pueden tener operaciones en el sitio físico dentro de uno de sus establecimientos, que no posean o que no tengan control, y por lo tanto estará fuera de sus límites organizacionales. Por esta razón, cuando se identifican los límites operacionales, es importante observar únicamente en la propiedad del proceso/equipo/operación, más que en su localización.

Para consolidar sus emisiones corporativas, cada empresa tendrá que decidir de entre los tres métodos (control financiero u operacional o participación accionaria), o el uso de más de un método o cualquier otro para determinar sus límites organizacionales.

Si se emplea esta herramienta para reportar emisiones al RETC, el gerente ambiental o el o los responsables de desarrollar el inventario del establecimiento necesitarán definir la manera de agregar sus emisiones a nivel establecimiento más que a nivel corporativo. Es decir para reportar al RETC es muy importante la ubicación de las instalaciones en donde se tienen las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

4.2. Determinación de los Límites Operacionales e Identificación de Operaciones que deben ser incluidas dentro de los Límites Operacionales del Inventario

Las emisiones pueden ser clasificadas en tres grupos: Alcance 1 (emisiones directas), Alcance 2 (emisiones indirectas provenientes de la generación y compra de la energía eléctrica utilizada por la compañía) y Alcance 3 (otras emisiones indirectas) usando el enfoque elegido bajo los límites organizacionales (propiedad o control). Estos tres alcances definen los límites operacionales de un inventario.

Lo que define el alcance no es el proceso causante de la emisión por si mismo, sino más bien el control o propiedad que se tengan sobre el proceso/equipo/operación que producen las emisiones basados en los límites organizacionales que se establecieron para el desarrollo del inventario.

Por ejemplo, el empleo de electricidad o vapor comprado para los procesos de la empresa que reporta deberán ser reportados dentro del Alcance 2, debido a que la electricidad proviene de fuentes fuera de la propiedad y del control de la empresa. Sin embargo, si la electricidad es generada dentro de la propiedad y forma parte del control de la compañía, las emisiones deberán ser reportadas dentro del Alcance 1, y no se reportan emisiones Alcance 2 debidas a su uso.

Alcance 1: Emisiones Directas de GEI y Contaminantes para México (SO₂). Las emisiones directas ocurren de fuentes (proceso/equipo/operación) que son propiedad o controladas por la empresa, por ejemplo, emisiones provenientes de la combustión de calderas, hornos, vehículos que son propiedad o son controlados por la empresa; también incluye las emisiones provenientes de la producción química en equipo de proceso propio o controlado. Este Alcance 1 permitirá el reporte al Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes.

Las emisiones directas de CO₂ provenientes de la combustión de biomasa no deben incluirse en el alcance 1, debiéndose reportar de manera separada del inventario,

Las emisiones de SO₂ de fuentes fijas de combustión son también consideradas como emisiones directas, pero al no ser un GEI, deberán ser reportadas por separado de los tres alcances mencionados.

Alcance 2: Emisiones Indirectas de GEI asociadas a la compra de Electricidad, Calor o Vapor. El Alcance 2 estima las emisiones de la compra de electricidad, calor o vapor y consumida por la empresa, pero generadas en establecimientos fuera de la propiedad y del control de la empresa. A pesar de que las emisiones del Alcance 2 físicamente ocurran en la planta donde la electricidad, el calor o el vapor es generado (y podría ser reportado por la empresa como alcance 1), éstas son reportadas por la empresa que consume la electricidad, calor o vapor como Alcance 2, así la empresa puede proporcionar el seguimiento a las reducciones de emisiones para disminuir su consumo de electricidad, vapor o calor, ya sea por el uso de equipo más eficiente o por un mejor aprovechamiento de la energía, etc.

Para fines del inventario de GEI, como los usuarios en el Programa GEI México, las compañías deben reportar al menos el Alcance uno y dos para que el inventario sea considerado como válido para el Protocolo de GEI.

Alcance 3: Otras Emisiones Indirectas. El Alcance 3 es una categoría opcional de reporte que permite incluir el resto de las emisiones indirectas. Las emisiones del alcance 3 son consecuencia de las actividades de la empresa, pero ocurren de fuentes que no son propiedad ni controladas por la empresa. Algunos ejemplos de actividades del alcance 3 son la extracción y producción de materiales y materia prima adquirida; el transporte de combustibles adquiridos; y el uso de productos y servicios vendidos.

Ejemplos de Operaciones dentro de los diferentes Alcances

La herramienta ha sido desarrollada anticipando que la mayoría de las compañías dedicadas a la producción de celulosa y papel elegirán límites operacionales que incluyen:

- Alcance 1: Emisiones directas de operaciones centrales de la empresa (calderas y calentadores propiedad de la empresa),
- Alcance 1: Emisiones directas de operaciones externas de la empresa (equipo de recolección y transporte de la empresa),
- Alcance 2: Emisiones indirectas relacionadas con la compra y el consumo de energía eléctrica, calor o vapor, y
- Alcance 3: Otras emisiones indirectas (las emisiones de las operaciones que no sean propiedad o bajo el control de empresa) que no están relacionadas con la importación de energía eléctrica (tratamiento de aguas residuales) pero que pueden ser importante considerarlas a nivel gerencial.

En el [Anexo 2](#), se incluye la Tabla A 2.1 la cual se recomienda para documentar las operaciones incluidas dentro del inventario. Las empresas pueden usar otros formatos para resumir esta información.

Algunos ejemplos de operaciones de los establecimientos de celulosa y papel con capacidad de generar emisiones de GEI y SO₂ asociadas al Alcance 1 incluyen:

- Turbinas de gas y otros equipos de combustión para producir energía y/o vapor para el establecimiento
- Hornos de recuperación y otros equipos de combustión que utilicen licores de celulosa gastados
- Incineradores
- Secadores que utilicen gas u otros combustibles fósiles (ejemplo, secadores infrarrojos)
- Hornos de cal o calcinadores
- Operaciones de tratamiento de aguas residuales o de digestión de lodos (usualmente incluidas en los límites del inventario solo si son propiedad o están controladas por la compañía.
- Operaciones de rellenos sanitarios si están dentro del terreno de la empresa.
- Vehículos y maquinaria en sitio que son propiedad de la empresa (o se incluyen en el alcance 3 si las operaciones están dentro del terreno de la empresa)
- Equipo de recolección usados para abastecer al molino (usualmente incluidos solo si son propiedad o están controladas por la empresa)
- Camiones utilizados para el transporte de materias primas, productos, o residuos del molino (usualmente incluidos solo si son propiedad o están controladas por la empresa)

Ejemplos de operaciones de molinos de celulosa y papel que pueden estar asociadas con el alcance 2 debido a que en algunas ocasiones consumen energía eléctrica o vapor adquirido de otras empresas.

- Preparación de fibra virgen (descortezado, astillado y otras operaciones relacionadas con la preparación de la madera)
- Preparación y recuperación de fibra
- Pulpeo mecánico
- Pulpeo químico
- Pulpeo semi – mecánico
- Otros procesos de pulpeo
- Operaciones químicas de recuperación de licores de celulosa
- Lavado y espesado de celulosa
- Blanqueo de de fibra virgen y fibra recuperada blanqueada
- Producción en sitio de dióxido de cloro y otros blanqueadores químicos
- Producción de papel y cartón, incluyendo limpieza y refinación de existencias (stocks)
- Ajuste, enrollado y corte de hoja de papel
- Operaciones normales de oficinas e instalaciones de los empleados de la Planta
- Equipo arrendado para el tratamiento de aguas residuales, tratamiento y disposición de residuos y para el control de emisiones a la atmósfera.

Ejemplos de algunas operaciones de establecimientos de celulosa y papel que más frecuentemente pueden estar asociadas con emisiones de GEI dentro del alcance 3.

- Transporte del personal a sus lugares de trabajo (en transporte público o automóvil particular)

- Viajes de negocios de ejecutivos, empleados o representantes de ventas.
- Uso de productos y servicios adquiridos
- Emisiones que se producen dentro de la instalación pero que no están dentro del alcance 1 por definición de control operacional o equidad.

5. Emisiones de GEI provenientes del consumo de combustible

Esta sección esta orientada a guiar al usuario a estimar sus emisiones de GEI y SO₂ basado en los consumos de combustibles y en el poder calorífico de estos.

El consumo de combustibles muchas veces esta dado en unidades físicas (barriles, metros cúbicos, toneladas, etc.). Para poder convertir el consumo de combustibles de unidades físicas a unidades energéticas se requiere conocer el poder calorífico*¹ de los combustibles. En el caso de México, la Secretaria de Energía publica anualmente los poderes caloríficos de los combustibles mexicanos, por lo que no es necesario recurrir a un valor externo. En el [Anexo 3](#) (Tabla A3) muestra los poderes caloríficos netos para los combustibles utilizados en México. Si la compañía requiere los poderes caloríficos de los combustibles que importa de otros países, las Guías de Referencia del IPCC 1996 sugieren poderes caloríficos de combustibles para diferentes regiones, puede solicitarlos al proveedor o también puede utilizar la ecuación 1 para determinar el poder calorífico del combustible.

Cálculo del Poder Calorífico del Combustible consumido

$$A_{f,h} = A_{f,v} H_v \text{ ó } A_{f,h} = A_{f,m} H_m \text{----- (Ecuación 1)}$$

Donde *²:

$A_{f,h}$ = Poder calorífico del combustible consumido (GJ o millones de Btu)
 $A_{f,v}$ = Volumen del combustible consumido (L, galones, ft³, m³)
 $A_{f,m}$ = Masa del combustible consumido (toneladas métricas o toneladas cortas)
 H_v = Valor Calorífico (poder calorífico) del combustible con base en el volumen (millones de Btu/ft³ o GJ/L)
 H_m = Valor calorífico (poder calorífico) del combustible con base en la masa (millones de Btu/tonelada corta o GJ/tonelada métrica)

*¹ El poder calorífico de un combustible es un dato básico requerido para estimar las emisiones de GEI y de SO₂ y puede definirse como una medida de la eficiencia de dicho combustible para fines de producir calor (IPCC, 1996).

*² Todas las unidades a utilizar debe pertenecer al mismo sistema de medidas

Las compañías pueden usar datos de alguna de las siguientes fuentes para calcular sus emisiones de GEI:

- Datos específicos de los combustibles y equipos usados en los establecimientos
- Datos recomendados por las autoridades correspondientes
- Datos de otras fuentes (normas oficiales, etc.)

5.1. Emisiones de GEI de fuentes estacionarias que utilizan biomasa como combustible

Muchos establecimientos de celulosa y papel generan más de la mitad de sus necesidades energéticas de combustibles de biomasa provenientes de los residuos que generan en sus diferentes procesos. La biomasa rica en energía se forma cuando el dióxido de carbono atmosférico es secuestrado por los árboles durante el proceso de crecimiento y transformado en sustancias orgánicas de carbón. Cuando esta biomasa es quemada (virutas de madera, corteza, aserrín y licores de celulosa recuperados de la recolección de madera y de los procesos de manufactura de esta), el CO₂ emitido durante el proceso de combustión, es el CO₂ que fue secuestrado durante el proceso de crecimiento de los árboles. Por lo tanto este proceso de quema de biomasa no es un proceso de contribución a los niveles atmosféricos de CO₂. Este ciclo de carbono es un proceso cerrado. Nuevos árboles crecen y absorben el CO₂ atmosférico manteniendo el ciclo. El IPCC ha declarado que las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa no se agregan a las concentraciones atmosféricas de CO₂ (IPCC 1997a, c) y esta práctica de cuantificación de emisiones es seguida por los inventarios nacionales de GEI de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, pero la biomasa que ha sido quemada se reporta como información adicional.

Siguiendo la práctica de cuantificación del IPCC, el protocolo de GEI en México también requiere que el CO₂ derivado de biomasa, se reporte como información adicional. Por lo tanto, en armonía con estas prácticas establecidas, los resultados del inventario de GEI generados usando estas herramientas de cálculo no incluyen emisiones de CO₂ de la biomasa que se quema, pero se proporcionan los métodos necesarios para poder estimar el CO₂ derivado de biomasa para que pueda ser reportado cuando y donde se necesite.

El IPCC proporciona una lista de combustible de biomasa ([IPCC 1997a, c](#)):

- Madera y residuos de madera (aunque el biogás de los residuos de madera y otra biomasa no son enumerados específicamente por IPCC, caen claramente dentro de la definición general de la biomasa)
- Carbón de leña
- Estiércol
- Residuos agrícolas
- Residuos municipales e industriales, donde el material orgánico es biológico en origen (esto incluye lodos de tratamiento de aguas residuales de los establecimientos de celulosa y papel)
- Bagazo
- Bio-alcohol
- Licor negro
- Gas de rellenos sanitarios
- Gas de lodos de tratamiento de aguas residuales

Las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de turba se consideran como GEI y se incluyen generalmente en las emisiones de la combustión de combustibles fósiles.

Los gases no condensables (GNCs) consisten en compuestos de sulfuro reducidos y otros compuestos orgánicos que se forman durante el proceso de pulpeo Kraft. Estos gases se recogen y se queman a menudo en calderas, hornos de cal, o incineradores como procedimiento para la disminución de la contaminación. Debido a que el carbono en

los GNCs se originó en la madera, el CO₂ generado durante la combustión de los GNCs es de origen biomasa y, por lo tanto, no se incluye en la Tabla A 8.1 de reporte de las emisiones directas de GEI. Las cantidades de GNCs quemados en los molinos de Kraft son cantidades muy bajas en relación con licores de pulpa gastados y de otros combustibles residuales de madera, pero cuando se reporten se ubicarán en la categoría de información adicional con otros combustibles de biomasa. Existen datos limitados sobre la generación del metano o del óxido nitroso en la combustión de GNCs, y estas emisiones no se incluyen generalmente en el inventario.

5.1.1 Emisiones de metano y de óxido nitroso provenientes de la quema de Combustibles de Biomasa

Aunque el CO₂ de la biomasa que se quema se excluye casi universalmente de los inventarios de GEI – excepto como una categoría adicional, el CH₄ y el N₂O de la biomasa que se quema son gases que algunas veces son incluidos debido a que no participan en el proceso de secuestro-reciclaje del CO₂ atmosférico explicado en la sección anterior. Por lo tanto, las metodologías de cuantificación proporcionan ayuda para estimar estas emisiones.

Si una empresa tiene datos específicos confiables que le permitan estimar las emisiones de CH₄ y de N₂O de la combustión de la biomasa, debe utilizar esos datos. Si no, será necesario utilizar factores de emisión más apropiados disponibles. Desafortunadamente, hay pocos datos sobre emisiones de CH₄ y de N₂O provenientes de la combustión de la biomasa.

[El Anexo 4](#)³ proporciona un resumen de la información disponible en emisiones de metano y de óxido nitroso de calderas que utilizan biomasa como combustible. La variabilidad en los datos refleja los muchos diversos tipos y edades de las calderas probadas, condiciones de operación, equipo del control, y de las características del combustible. Según lo discutido en la sección anterior, no existen datos sobre emisiones del metano o del óxido nitroso de la combustión de GNCs generados durante el proceso de pulpeo Kraft.

5.1.2 Calderas que queman Combinaciones de Combustibles de Biomasa y Combustibles Fósiles

Las emisiones de metano y de óxido nitroso provenientes de calderas son sensibles a las condiciones de combustión, especialmente a la temperatura de combustión. En la mayoría de los casos, las condiciones de combustión en calderas que utilizan combinaciones de combustibles son más parecidas a las de calderas que utilizan biomasa que a las de calderas que utilizan combustibles fósiles. Las emisiones de metano y de óxido nitroso a menudo se relacionan más directamente con las condiciones de la combustión que al tipo del combustible. Debido al alto contenido de humedad de la mayoría de los combustibles a base de madera, es razonable asumir que las condiciones de combustión en calderas que utilizan combinaciones de combustible reflejan el impacto de los desechos de madera. Por lo tanto, a menos que se disponga de datos de pruebas específicas en sitio en calderas similares que queman mezclas comparables de combustibles, o a menos que las condiciones de combustión en las calderas que utilizan combinaciones de

³ El Anexo 4 es una recopilación de información de NCASI y del trabajo que ha desarrollado con las compañías que lo integran.

combustibles sean más como las calderas que utilizan combustible fósiles que las calderas que utilizan combustible de madera residual, se recomienda que las emisiones de las calderas que utilizan combinaciones de combustibles sean estimadas con el calor total que entra a la caldera y las emisiones de CH₄ y de N₂O se estimen a través de factores de emisión para la biomasa.

En algunos casos, una instalación puede operar una caldera que quema una combinación de combustible donde el combustible fósil abarca una porción importante del combustible total que alimenta a la caldera. Aunque estimar las emisiones de CH₄ y de N₂O usando el enfoque planteado en el párrafo anterior es apropiado en estos casos, también es válido estimar estas emisiones basadas en los índices de consumo de cada combustible fósil multiplicado por los factores de emisión del combustible, más el índice del consumo del combustible de la biomasa multiplicado por los factores de emisión del combustible de la biomasa.

Ejemplo del cálculo: Establecimiento con una caldera que utiliza corteza como combustible.

Un establecimiento tiene una caldera de lecho fluidizado circular (CLF) a 250,000 Kg. de vapor/hora (550,000 libras/hora) y que utiliza corteza como combustible. En un año, la caldera quema aproximadamente 6.9×10^6 GJ de corteza y 0.8×10^6 GJ de combustóleo residual. Debido a que la caldera recibe combustible fósil adicional, es necesario estimar el CO₂ del uso del combustible fósil y las emisiones de CH₄ y de N₂O basadas en el consumo de corteza total. El molino decide a utilizar el factor de emisión del IPCC para el combustóleo residual (76.6 toneladas CO₂/TJ, después de corregir por el 1% para el carbono sin oxidar) y estimar las emisiones de CH₄ y de N₂O basadas en el consumo de corteza total y en los factores de la emisión desarrollados por Fortum para CLF. Los factores promedio de emisión encontrados por Fortum, demostrado en la Tabla A 5.5 del [Anexo 5](#), son de 1 kilogramo de CH₄/TJ y 8.8 kg de N₂O/TJ.

Emisiones de CO₂ del combustible fósil:

- $(0.8 \times 10^6 \text{ GJ/año}) = (0.8 \times 10^3 \text{ TJ/año})$
- $(0.8 \times 10^3 \text{ TJ/año}) \times (76.6 \text{ toneladas CO}_2/\text{TJ}) = 61,300 \text{ ton CO}_2/\text{año}$

Emisiones de CH₄:

- Entrada de calor total = $(6.9 \times 10^6 \text{ GJ/año}) + (0.8 \times 10^6 \text{ GJ/año}) = 7.7 \times 10^6 \text{ GJ/año} = 7.7 \times 10^3 \text{ TJ/año}$
- $7.7 \times 10^3 \text{ TJ/año} \times 1 \text{ Kg. CH}_4/\text{TJ} = 7,700 \text{ Kg. CH}_4/\text{año} = 7.7 \text{ toneladas de CH}_4/\text{año}$
Usando el GWP del IPCC de 21, esto es igual a 162 toneladas CO₂eq/año.

Emisiones de N₂O:

- Entrada de calor total = $7.7 \times 10^3 \text{ TJ/año}$
- $7.7 \times 10^3 \text{ TJ/año} \times 8.8 \text{ kg N}_2\text{O}/\text{TJ} = 67,800 \text{ kg N}_2\text{O}/\text{año} = 67.8 \text{ toneladas N}_2\text{O}/\text{año}$
Usando el GWP del IPCC de 310, esto es igual a 21,000 toneladas CO₂eq/año

Total de CO₂ equivalentes emitidos = $61,300 + 162 + 21,000 = 82,500$ toneladas CO₂eq/año

5.2 Emisiones de Bióxido de Carbono (CO₂) de Fuentes Fijas de Combustión

Las emisiones de dióxido de carbono de fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles representan la mayor parte de las emisiones de GEI en los establecimientos de celulosa y papel. Las emisiones de CO₂ son estimadas por el contenido de carbón o factores de emisión para los combustibles que son utilizados en estas fuentes. En algunos casos se realiza una corrección (reducción) por el carbono sin oxidar. Se pueden emplear la ecuación 2:

Método para estimación de emisiones de CO₂ en base a cálculos

$$E = A_{f,v} \cdot F_{c,v} \cdot F_{ox} \cdot \left(\frac{44}{12}\right) \quad \text{ó} \quad E = A_{f,m} \cdot F_{c,m} \cdot F_{ox} \cdot \left(\frac{44}{12}\right) \quad \text{ó} \quad E = A_{f,h} \cdot F_{c,h} \cdot F_{ox} \cdot \left(\frac{44}{12}\right)$$

(Ecuación 2)

Donde,

E = Emisiones de CO₂ (toneladas métricas ó toneladas cortas)

A_{f,v} = Volumen de combustible consumido (L, galones, ft³, m³)

A_{f,m} = Masa del combustible consumido (toneladas métricas ó toneladas cortas)

A_{f,h} = Poder Calorífico del combustible consumido (GJ o millones de Btu)

F_{c,v} = Contenido de carbono del combustible con base en el volumen (toneladas cortas C/galón o toneladas métricas C/m³)

F_{c,m} = contenido de carbono del combustible con base en la masa (toneladas cortas C/ tonelada corta o toneladas métricas C/tonelada métrica)

F_{c,h} = Contenido de carbono del combustible con base en el valor calorífico (toneladas cortas C/millón Btu o toneladas métricas C/GJ)

F_{ox} = Factor de oxidación para contabilizar la fracción de carbono remanente en el combustible como hollín o ceniza

(44/12) = La relación entre el peso molecular del CO₂ al del carbono

Nota: Los datos de actividad y los factores de contenido de carbono deben estar en la misma base (volumen, masa, o energía). Para cantidades de combustibles gaseosos en términos de volumen, se debe tener cuidado para asegurar que todos los datos estén en una base consistente de presión y temperatura.

Los Factores de Emisión (FEs) y la información del contenido de carbón en los combustibles fósiles y del carbón no quemado en México no se encuentran disponibles fácilmente en una base de datos o en un formato consolidado. PEMEX o los proveedores de combustible pueden proporcionar las características de los productos que venden (por ejemplo, contenido de carbono). Si los factores de emisión no están disponibles y no existen fuentes de información más específica que puedan justificar el empleo de diferentes FEs, entonces se pueden emplear los factores de emisión por omisión (default) del IPCC que se muestran en el [Anexo 5](#) - Tabla A 5.1.

Para corregir las estimaciones de las emisiones de CO₂ para el carbono sin oxidar⁴, el IPCC recomienda factores de corrección por omisión de 0.98 para el carbono, 0.99 para el aceite y los productos de aceite, 0.995 para el gas, y 0.99 para la turba (para combustión

⁴ La corrección se realiza debido a que una pequeña fracción del carbono en el combustible escapa a la oxidación y permanece remanente después de la combustión en forma de hollín o ceniza.

no domestica) (IPCC 1997c). Los factores de emisión de IPCC de la Tabla A 5.1 del Anexo 4 se presentan corregidos y sin corregir para el carbono sin oxidar basado en estas recomendaciones. El IPCC precisa, sin embargo, que en el caso del carbono, el carbono sin oxidar pueda ser mucho más alto que los valores preestablecidos y se cita un estudio australiano de calderas alimentadas con carbón en donde el carbono sin oxidar varía de 1 hasta el 12% del carbón alimentado a la caldera. Desafortunadamente, no hay un consenso entre los diversos protocolos de contabilidad y reporte de GHG con respecto a los factores más apropiados de corrección para el carbono sin oxidar, según lo ilustrado por la información en el [Anexo 5](#), Tabla A 5.2. A menos que estuvieran indicados de otra manera, los factores y los cálculos del ejemplo presentados en este documento guía incorporan correcciones para el carbono sin oxidar basado en recomendaciones de IPCC.

En muchos casos, las emisiones totales de CO₂ de todas las fuentes que queman un solo combustible fósil en una instalación pueden ser estimadas sin la necesidad de estimar las emisiones de cada unidad de combustión por separado. Por ejemplo, si un molino está quemando gas natural en varias calderas y secadores infrarrojos, las emisiones de CO₂ del gas natural que se está quemando se pueden estimar del gas total usado. De hecho, algunos establecimientos pueden carecer los dispositivos medidores del combustible que son requeridos para estimar las emisiones de cada unidad de combustión por separado. Sin embargo, la utilización o no de esta propuesta depende del propósito de los datos. Por ejemplo el RETC requiere que se estimen las emisiones de cada unidad de combustión por separado y en el Programa GEI México las estimaciones de las unidades se pueden hacer por separado o en conjunto.

Para mayor detalle sobre las pautas de estimación de GEI de fuentes fijas de combustión, el usuario puede también revisar la herramienta de fuentes fijas de combustión del WRI/WBCSD (disponible en www.ghgprotocol.com)

5.3 Emisiones de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O) de Fuentes Fijas de Combustión

Las emisiones de metano (CH₄) y de óxido nitroso (N₂O) de la combustión de combustibles fósiles son generalmente muy pequeñas comparadas con las emisiones de CO₂. De hecho, algunos programas de GEI no incluyen CH₄ y N₂O de la quema de combustibles fósiles. Sin embargo, tanto el Programa GEI México como el RETC requieren incluir las emisiones de CH₄ y N₂O, las cuáles se incluyen en estas herramientas del cálculo.

Las emisiones de estos dos gases de fuentes estacionarias de combustión dependen de las características del combustible, tamaño y años del equipo en operación, tipo de tecnología de combustión, equipo del control de la contaminación, y de las condiciones ambientales. Las emisiones también varían de acuerdo con las prácticas de operación y de mantenimiento

Las características del combustible (ejemplo, poder calorífico), el tipo de tecnología (por ejemplo, régimen de combustión, funcionamiento y mantenimiento, el tamaño y el tiempo de operación del equipo), y los controles de emisión, son factores importantes que determinan los índices de emisiones de los gases de CH₄ y de N₂O de fuentes estacionarias. Específicamente, las emisiones de N₂O se relacionan muy de cerca con las mezclas del aire-combustible y las temperaturas de combustión, así como también con la temperatura de composición y de funcionamiento de cualquier equipo catalítico de control

de emisiones empleado. Las emisiones del metano de combustión estacionaria son sobre todo una función del contenido CH₄ del combustible y de la eficiencia de combustión.

Dado su dependencia de condiciones específicas de combustión y de otras características, el planteamiento preferido para estimar las emisiones de CH₄ y de N₂O es utilizar un método basado en datos de unidad-específicos de combustión (véase el [Anexo 5](#), Tabla A 5.3 y la ecuación 3 presentada a continuación). El método preferido utiliza generalmente datos de la actividad y factores detallados de las emisiones que explican estas características.

$$E = A * FE * \left(1 - \frac{C}{100}\right) \text{----- (Ecuación 3)}$$

Donde:

E = Emisiones (kg)

A = Nivel de Actividad (por ejemplo GJ de combustible utilizado)

FE = Factor de Emisión (kg del contaminante/GJ de combustible utilizado)

C = Eficiencia de control /utilización de cualquier equipo de control (porcentaje)

Es prudente reconocer que el propósito previsto del inventario de emisiones puede influenciar el nivel requerido de resolución de las estimaciones de emisiones, y así el nivel de especificidad requerida de los factores de la emisión usados (es decir, un inventario desarrollado para el uso interno de la empresa puede no requerir la misma exactitud y la resolución que un inventario desarrollado para la participación en un programa de comercio de emisiones).

La mayoría de las autoridades nacionales⁵ publican factores para estimar emisiones de CH₄ y de N₂O de calderas y de otros dispositivos de combustión que utilizan combustibles fósiles. El IPCC proporciona factores de emisión en Nivel 1 y 2⁶ ([Anexo 5](#) tablas A 5.4 y A 5.5 respectivamente) para el metano y el óxido nitroso. El método del Nivel 1 para estimar emisiones es descrito por el IPCC en el cual las emisiones de todas las fuentes de combustión (de un combustible particular) se estiman en base de las cantidades (totales) de combustible consumido y factores de emisión por omisión ([IPCC 1997b, c](#)). El IPCC describe el método de Nivel 2 como uno de los métodos en el cual la emisión se estima con base a información detallada del combustible y de la tecnología. Es decir un análisis de Nivel 1 se podría realizar basado en datos del nivel de consumo de combustible de la instalación (es), mientras que un análisis de Nivel 2 requeriría datos del consumo de combustible fuente por fuente y factores específicos por fuente asociados a la emisión.

⁵ En el caso de México no se han publicado Factores de Emisión, pero las compañías pueden acceder a ellos a través de la realización de pruebas de monitoreo de sus emisiones

⁶ El método del Nivel 1 esta basado en la estimación de emisiones en base a la cantidad total de combustible utilizado y en el uso de FEs promedio. El Nivel 2 esta basado en consumos de combustible detallados y en el tipo de tecnología del equipo de combustión. El método 2 es más detallado que el método 1 y si se dispone de información de consumo de combustible más detallada y de FEs específicos para el tipo de equipo de combustión se debe usar este método ya que generará resultados más exactos que el método 1.

Un ejemplo del planteamiento de Nivel 1 es el siguiente: un molino esta quemando gas natural en una caldera, un secador, y un Oxidador Térmico Regenerativo (OTR), el establecimiento estima las emisiones sumando el gas natural total usado en estos tres dispositivos y multiplicando esta cantidad por un factor de emisión para el gas natural. Un ejemplo del planteamiento de Nivel 2 para la misma instalación sería estimar las emisiones de la caldera multiplicando el consumo de combustible de la caldera por un factor de emisión desarrollado específicamente para ese tipo de caldera, estimar las emisiones del secador usando los datos de consumo de combustible del secador y un factor de la emisión desarrollado para ese tipo del secador, etcétera. El método del Nivel 2 es más detallado que el método del Nivel 1, y si los datos de consumo de combustible y los factores por fuente específicos de la emisión están disponibles el método de Nivel 2 puede generar resultados más exactos que el método de Nivel 1.

Factores de emisión del IPCC Nivel 1 para el metano y el óxido nitroso se presentan en el Anexo 5 - Tabla A 5.4. Factores de la emisión del IPCC Nivel 2 se presentan en la Tabla A 5.5 para muchos de los combustibles fósiles y dispositivos de combustión de interés para la industria forestal, se prefieren generalmente porque son más específicos para el tipo de combustible y los equipos de combustión.

5.3.1 Resumen de la Guía para Estimar Emisiones de Metano y Oxido Nitroso

De acuerdo con la información en la [Sección 5.2](#), se proporciona la siguiente directriz general para estimar las emisiones de metano y de óxido nitroso.

- Si la instalación tiene acceso a datos de consumo de combustible, estos datos de actividad se pueden utilizar conjuntamente con los factores de emisión del Anexo 5 - Tabla A 5.5 para estimar las emisiones.
- Si la instalación tiene acceso a datos específicos del consumo de combustible de los equipos, estos datos de actividad se pueden utilizar con los factores disponibles (fuente-específicos) apropiados de emisión de la Tabla A 5.5, y los factores de emisión de la Tabla A 5.4 se pueden utilizar para los equipos de combustión para los cuales no hay factores disponibles en la Tabla A 5.5 (ejemplo, secadores de gas) para estimar las emisiones.
- Si la instalación tiene acceso a datos de emisiones de metano de pruebas a las fuentes de combustión tales como secadores a gas natural y OTR, esta información se puede utilizar para ajustar las estimaciones de emisiones derivadas de factores de emisión y de los datos del consumo de combustible (actividad).

Ejemplo de Cálculo: Emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O de un pequeño molino que utiliza gas natural.

Un establecimiento utiliza gas natural en una caldera pequeña y en varios secadores infrarrojos. Los registros del establecimiento indican que en un periodo de un año, utilizó 17 millones de metros cúbicos estándares de gas natural. El establecimiento decide estimar las emisiones en base al consumo total del gas natural en vez de procurar separar las emisiones de la caldera de las emisiones de los secadores infrarrojos. El establecimiento no conoce el contenido de carbono de su fuente de gas, pero el factor de emisión del IPCC es 55.9 toneladas métricas de CO₂/TJ (después de corregir para 0.5% carbón sin oxidar). El establecimiento utiliza los factores de emisión de CH₄ y de N₂O de la Tabla A 5.5 en el [Anexo 5](#) (5 kilogramos CH₄/TJ y 0.1 kilogramo N₂O/TJ). El establecimiento estima el valor calorífico del gas natural en 52 TJ/kilotón y la densidad en 0.673 kg/metros cúbicos estándar. Las emisiones anuales se estiman como sigue.

Emisiones de CO₂:

- $(17 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ gas/año}) \times (0.673 \text{ kg/m}^3) = 11.4 \times 10^6 \text{ kg gas/año} = 11.4 \text{ kton/año}$
- $(11.4 \text{ kton gas/año}) \times (52 \text{ TJ/kilotón}) = 595 \text{ TJ/año}$
- $(595 \text{ TJ/año}) \times (55.9 \text{ t CO}_2/\text{TJ}) = 33,300 \text{ toneladas de CO}_2/\text{año}$

Emisiones de CH₄:

- $(595 \text{ TJ PCN/año}) \times (5 \text{ kg CH}_4/\text{TJ PCN}) = 2975 \text{ kg CH}_4/\text{año} = 2.975 \text{ toneladas CH}_4/\text{año}$
Usando el GWP del IPCC de 21, esto es igual a 62.5 toneladas de CO₂eq/año

Emisiones de N₂O:

- $(595 \text{ TJ PCN/año}) \times (0.1 \text{ kg N}_2\text{O}/\text{TJ PCN}) = 59.5 \text{ kg N}_2\text{O/año} = 0.06 \text{ toneladas N}_2\text{O/año}$
Usando el GWP del IPCC de 310, esto es igual a 18 toneladas de CO₂eq/año

Total emisiones de GEI = $33,300 + 62.5 + 18 = 33,400$ toneladas de CO₂eq/año

Sobre una base de CO₂ equivalentes, las emisiones de CH₄ y de N₂O son aproximadamente 0.25% de las emisiones del CO₂. Estas emisiones son muy pequeñas incluso si los factores de emisión fueran varias veces más grandes. Dependiendo del uso del inventario o las especificaciones del programa para las cuales el inventario haya sido desarrollado, estas emisiones no serán significativas en los resultados del inventario porque son menores de 0.25% de las emisiones de CO₂.

Ejemplo de cálculo: Emisiones de CO₂, CH₄, y de N₂O de un caldera grande de fondo seco y de calentamiento de pared que quema carbón bituminoso pulverizado.

La caldera produce 350.000 kilogramos de vapor por hora (cerca de 770.000 libras/hr). Al realizar la estimación de emisiones sobre un periodo de un año, los registros del molino indican que la caldera consumió 336.000 Mg (370.000 toneladas cortas) de carbón con un poder calorífico más alto, en promedio, de 13.000 BTU PCS/lb.

Caso 1: Emisiones de CO₂ basadas en el contenido de carbono del combustible

El establecimiento tiene información sobre el contenido de carbono del carbón que es quemado en la caldera (carbón 80.1%, por peso). El establecimiento decide que la corrección por omisión del IPCC para el carbón sin quemar en las calderas con carbón (2% del carbono sin quemar) es apropiada. El molino decide utilizar los FE de la Tabla A 5.5 para el Nivel 2 del IPCC para el CH₄ y N₂O. Los factores de emisión de la Tabla A 5.5 del IPCC para las calderas de fondo seco y calentamiento de pared que queman carbón bituminoso pulverizado son de 0.7 kilogramo CH₄/TJ PCN y 1.6 kilogramos N₂O/TJ PCN. El establecimiento asume generalmente que el PCN (o PCI) para el carbón es 5% más bajo que el PCB (o PCS). Las emisiones anuales de CO₂, CH₄, y de N₂O se estiman como sigue:

Emisiones de CO₂:

• $(336,000 \text{ Mg/año carbón}) \times (0.801 \text{ Mg carbono/Mg carbón}) \times (0.98 \text{ Mg carbono quemado}) \times (44 \text{ Mg CO}_2 / 12 \text{ Mg carbono}) = 967,000 \text{ Mg CO}_2/\text{año}$ o 967×10^3 toneladas de CO₂/año

Emisiones de CH₄:

• $370,000 \text{ toneladas cortas de carbón/año} = 740 \times 10^6 \text{ libras/año}$
• $(740 \times 10^6 \text{ libras/año}) \times (13,000 \text{ Btu PCS/libra}) = 9.62 \times 10^{12} \text{ Btu PCS/año}$
• Para el carbón, el PCI es 0.95 veces el PCS
• $(9.62 \times 10^{12} \text{ Btu PCS/año}) \times (0.95 \text{ para corregir a PCI}) = 9.14 \times 10^{12} \text{ Btu PCS/año}$
• $(9.14 \times 10^{12} \text{ Btu PCI/año}) \times (1055 \text{ J/Btu}) = 9.64 \times 10^{15} \text{ J PCN/año} = 9.64 \times 10^3 \text{ TJ PCN/año}$
• Emisiones de CH₄ = $(9.64 \times 10^3 \text{ TJ PCI/año}) \times (0.7 \text{ kg CH}_4/\text{TJ PCI}) = 6.75 \times 10^3 \text{ kg CH}_4/\text{año}$

o 6.75 toneladas de CH₄/año

Usando el GWP del PCC de 21 para el CH₄, esto es igual a 142 toneladas de CO₂eq/año

Emisiones de N₂O:

• Emisiones de N₂O = $(9.64 \times 10^3 \text{ TJ PCB/año}) \times (1.6 \text{ kg N}_2\text{O/TJ PCI}) = 15.4 \text{ t N}_2\text{O/año}$
Usando el GWP del IPCC de 310 para el N₂O, esto es igual a 4780 toneladas de CO₂eq/año

Total emisiones de GEI = $967,000 + 142 + 4,780 = 971,922$ toneladas de CO₂eq/año

Comparado con las emisiones de CO₂, las emisiones de CH₄ y N₂O de esta caldera son muy pequeñas.

Emisiones de CO₂ = 967,000 toneladas de CO₂/año

Emisiones de CH₄ = 142 toneladas de CO₂eq/año o 0.015% de la emisiones de CO₂

Emisiones de N₂O = 4,780 toneladas de CO₂eq./año o cerca de 0.5% de las emisiones de CO₂.

Ejemplo de cálculo: emisiones de CO₂, CH₄, y de N₂O de una caldera grande de fondo seco, y calentamiento de pared en la que se quema carbón bituminoso pulverizado.

Caso 2: Emisiones de CO₂ basadas en Factores de Emisión

La caldera tiene las mismas características, produce 350,000 kilogramos de vapor por hora (cerca de 770,000 libras/hr). En un periodo de un año, los registros del establecimiento indican que la caldera consumió 336,000 Mg (370,000 toneladas cortas) de carbón que tenía un valor calorífico más alto, en promedio, de 13.000 BTU PCS/lb.

En este caso el establecimiento no tiene información sobre el contenido de carbono del carbón que es quemado en la caldera. El factor de emisión de la Tabla A 5.4 (Nivel 1) por omisión del IPCC para el CO₂ es de 94.6 toneladas de CO₂/TJ PCI. El establecimiento decide que la corrección por omisión del IPCC para el carbono sin quemar en las calderas con carbón (carbono sin quemar del 2%) es apropiada.

Emisiones de CO₂:

- 370,000 toneladas cortas de carbón/año = 740×10^6 libras/año
- $(740 \times 10^6 \text{ libras/año}) \times (13,000 \text{ Btu PCS/libra}) = 9.62 \times 10^{12} \text{ Btu PCS/año}$
- Para el carbón, PCI es 0.95 veces el PCS
- $(9.62 \times 10^{12} \text{ Btu PCS/año}) \times (0.95 \text{ para corregir a PCI}) = 9.14 \times 10^{12} \text{ Btu PCI/año}$
- $(9.14 \times 10^{12} \text{ Btu PCI/año}) \times (1055 \text{ J/Btu}) = 9.64 \times 10^{15} \text{ J PCI/año} = 9.64 \times 10^3 \text{ TJ PCI/año}$
- Emisiones de CO₂ sin corregir = $(9.64 \times 10^3 \text{ TJ PCN/año}) \times (94.6 \text{ t CO}_2 / \text{TJ PCN}) = 912 \times 10^3 \text{ toneladas de CO}_2/\text{año}$
- Emisiones de CO₂ corregidas para el 2% carbono sin quemar = $894 \times 10^3 \text{ toneladas de CO}_2/\text{año}$

Las emisiones de metano y óxido nitroso se calculan como en el **Caso 1**.

Emisiones de CO₂ = 894,000 toneladas de CO₂/año

Emisiones de CH₄ = 142 toneladas de CO₂eq/año o 0.016% de las emisiones de CO₂

Emisiones de N₂O = 4,780 toneladas de CO₂eq/año o alrededor de 0.5% de las emisiones de CO₂

Como en el ejemplo previo, esta comparación sugiere que puede ser relativamente simple para muchos establecimientos documentar que las emisiones de CH₄ y N₂O de calderas que utilizan combustibles fósiles no son materialmente significativas para los resultados del inventario.

5.4 Emisiones de dióxido de azufre (SO₂) de Fuentes Fijas de Combustión: Contaminante Local para México

El bióxido de azufre no es un “gas de efecto invernadero” pero su presencia en la atmósfera puede influenciar el clima. El SO₂ puede reaccionar con una gran variedad de oxidantes fotoquímicos produciendo oxidantes para formar aerosoles de sulfato. La concentración de estas partículas se esta incrementando debido a la quema de combustibles fósiles que contienen azufre. Las emisiones del SO₂ guardan una relación con los combustibles y no con las tecnologías de combustión. Las emisiones de SO₂ de fuentes estacionarias se pueden estimar con base a la metodología (Ecuación 4) presentada en la norma oficial mexicana, NOM-085-SEMARNAT-ECOL-1994 para

fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos y estima las emisiones en base del consumo mensual de estas fuentes y al contenido de azufre certificado por el proveedor, o se pueden estimar también con base a la metodología del IPCC que es muy similar a la anterior pero que también considera las eficiencias de los equipos de control de emisiones y el contenido de azufre retenido en la ceniza. A continuación se presenta la metodología de la norma oficial mexicana:

$$E_{SO_2} = (NA)(FE_{SO_2}) \text{ ----- (Ecuación 4)}$$

Donde:

E_{SO_2} = Emisiones de SO_2

NA = Cantidad de combustible consumido en un periodo de tiempo

FE_{SO_2} = Factor de emisión específico para el tipo de combustible, según el Anexo 5 en las tablas A 5.6 y A 5.7.

Como el contenido de azufre del gas natural se expresa en g/m^3 , y no como porcentaje, las emisiones de SO_2 del gas natural deben calcularse mediante el mismo procedimiento pero tomando en cuenta las unidades.

Para los combustibles que no están contemplados en esta tabla, el factor de emisión se calculará de acuerdo a la Ecuación 5.

$$\text{Factor de Emisión} = \frac{\% S \left[\frac{KgS}{Kg \text{ Combustible}} \right] * 2 \left[\frac{KgSO_2}{KgS} \right]}{\text{Poder calorífico} \left[\frac{10^6 \text{ kcal}}{kg \text{ combustible}} \right]} = \left[\frac{KgSO_2}{10^6 \text{ kcal}} \right] \text{ (Ecuación 5)}$$

Donde:

% S = porcentaje en peso de azufre del combustible

Si los datos de las características del combustible no están disponibles, la Norma Oficial Mexicana NOM-086-SEMARNAT-ECOL-1994 (Anexo 5, Tabla 5.8), contiene especificaciones para el contenido de azufre en combustibles que pueden ser utilizadas como valores por omisión.

La metodología del IPCC como se menciono anteriormente es muy parecida a la anterior y consiste de 5 pasos:

1. Estimar el contenido de azufre de cada combustible (expresado como porcentaje, con excepción del gas natural. Para este último debe expresarse en g/m^3).
2. Estimar la retención de azufre en la ceniza
3. Estimar la eficiencia de las tecnologías de control.

4. Calcular las emisiones de acuerdo a la Ecuación 6.

$$E_{SO_2} = A * \left(\frac{FE}{1000} \right) \text{----- (Ecuación 6)}$$

A su vez FE está dado por la Ecuación 7:

$$FE_{SO_2} = 2 \times \left(\frac{\% S}{100} \right) \times \frac{1}{Q} \times 10^6 \times \left(\frac{100-r}{100} \right) \times \left(\frac{100-n}{100} \right) = Kg SO_2 / TJ \text{--- (Ecuación 7)}$$

Donde:

- FE_{SO2} = Factor de emisión (kg/TJ)
- 2 = Relación de los pesos SO₂/S [kg/Kg]
- S = Contenido de azufre del combustible [%]
- r = Retención de azufre en cenizas [%]
- Q = Poder calorífico neto en [TJ/Kt]
- 10⁶ = (Unidad) factor de conversión y,
- n = Eficiencia de las medidas de reducción de emisiones (%)

Como el contenido de azufre del gas natural se expresa en g/m³, y no como porcentaje, las emisiones de SO₂ del gas natural deben calcularse mediante el mismo procedimiento pero tomando en cuenta las unidades.

Los porcentajes de azufre se deben de tomar de la Tabla A 5.8 ya que están adaptados a las condiciones locales de México, sin embargo la Tabla A 5.9 muestra algunos porcentajes de azufre para algunos combustibles que no están incluidos en la Tabla A 5.8 Estos valores provenientes del IPCC y se deben de tomar solo en caso de que no existan valores locales.

Durante la quema del combustible, una parte del azufre se retiene en la ceniza. La retención del azufre en la ceniza para el carbón varía a partir del 5 al 60 por ciento, (generalmente menos de 10 por ciento, véase Tabla A 5.10 del Anexo 5). La proporción depende de la composición de la ceniza. La retención del azufre en la ceniza para los combustibles líquidos y la biomasa es mínima y puede ser ignorada.

Si se utilizan tecnologías para reducir las emisiones de SO_x, los factores estimados de emisión para el SO₂ deben ser reducidos correspondientemente. Los valores de eficiencia de reducción para diversos tipos de tecnologías de control de emisiones pueden variar entre 45 y 95 por ciento.

Las emisiones de SO₂ no se deberán reportar dentro de los resultados del inventario de GEI, deberán ser reportados por separado.

5.5 Emisiones de CO₂ en Hornos de Cal y Calcinadores en Molinos Kraft

Las emisiones de CO₂ fósil de hornos de cal y calcinadores en molinos Kraft son estimadas usando el mismo planteamiento para los equipos de combustión estacionaria de combustibles fósiles es decir, a través de la determinación de cuánto combustible fósil se utiliza en el horno y estimando las emisiones con la información sobre el contenido de carbono en el combustible o a través de factores de emisión. Estas emisiones de CO₂ se reportan junto con otras emisiones de CO₂ relacionadas con combustible fósiles.

Aunque el CO₂ también se libera del CaCO₃ quemado en el horno o en el calcinador, el carbono liberado del CaCO₃ es el carbono de la biomasa que se origina en la madera y no se debe incluir en los totales de las emisiones de GEI. Las empresas que deseen preparar informes de inventarios de GEI que sean consistentes con los requisitos del protocolo de GEI del WRI/WBCSD deben reportar estas emisiones relacionadas con la biomasa, pero deben mantenerlas a parte de emisiones directas provenientes de la combustión de combustibles fósiles. En el Anexo 5, tabla A. 5.11 se presenta un resumen de los factores de emisión sugeridos para los hornos de cal y calcinadores de molinos kraf.

Ejemplo de cálculo: Emisiones de GEI de un horno de cal que utiliza gas natural.

Un molino Kraft de 1000 ton/día tiene un solo horno de cal a gas natural. Los registros del establecimiento indican que utilizó 28.6×10^6 libras de gas el año pasado con un poder calorífico típico de 21.000 BTU PCS/lb y una densidad de 0.77 kg/m^3 . El factor de emisión del CO₂ del IPCC para el gas natural en calderas se puede utilizar para los hornos de cal puesto que las emisiones del CO₂ están en función solamente de la composición del gas. El factor de emisión del CO₂ del IPCC para el gas natural es $55.9 \text{ t CO}_2/\text{TJ}$ (después de corregir para 0.5% de carbono sin oxidar). Para el CH₄, el molino decide a utilizar el único factor disponible de emisión para los hornos de cal del establecimiento de Kraft ($2.7 \text{ kilogramos CH}_4/\text{TJ}$) y asume que las emisiones de N₂O son insignificantes basadas en la discusión del IPCC de las temperaturas necesarias para generar N₂O. Las emisiones de GEI del horno se estiman como sigue.

Emisiones de CO₂

$$28.6 \times 10^6 \text{ libras gas/año} \times 21,000 \text{ Btu PCS/lb} = 601 \times 10^9 \text{ Btu PCS/año}$$

- para el gas natural, PCI es 0.9 veces el PCS
- $601 \times 10^9 \text{ Btu PCS/año} \times 0.9$ (para convertir a PCI) = $541 \times 10^9 \text{ Btu PCI/año}$
- $541 \times 10^9 \text{ Btu/año} \times (1.055 \times 10^{-6} \text{ GJ/Btu}) = 570,000 \text{ GJ/año} = 570 \text{ TJ/año}$
- $570 \text{ TJ/año} \times 55.9 \text{ toneladas de CO}_2/\text{TJ} = 31,900 \text{ toneladas de CO}_2/\text{año}$

Emisiones de CH₄:

- $570 \text{ TJ/año} \times 2.7 \text{ kg CH}_4/\text{TJ} = 1540 \text{ kg CH}_4/\text{año}$

Usando el factor de equivalencia del CO₂ del IPCC de 21 (GWP), esto es igual a 32 toneladas de CO₂-equivalentes. Este es un número muy pequeño comparado con las emisiones del CO₂ (31,900 toneladas. Por lo tanto, en los resultados de inventario el molino puede reportar que las emisiones de CH₄ de esta fuente son no significativas para el inventario.

Emisiones de N₂O: El análisis del IPCC de las temperaturas necesarias para formar N₂O en procesos de combustión sugiere que es inverosímil que cantidades significativas de N₂O se formen en hornos de cal. El molino decidiría probablemente mencionar esto en los resultados de inventario.

Emisiones totales de GEI = 31.900 + 32 + 0 = 31.900 toneladas de CO₂eq/año

5.6 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero generados por Vehículos y Equipos Misceláneos que utilicen Combustibles Fósiles

Las compañías de celulosa y papel generalmente cuentan con vehículos para transportar materias primas, productos, residuos y empleados. También suelen utilizar vehículos externos y otro tipo de equipos que utilicen combustibles fósiles. Para las empresas que deseen incluir estas emisiones en el inventario de GEI (como lo recomienda el Protocolo de GEI del WRI/WBCSD) se incluye estas emisiones dentro de esta herramienta de cálculo. La empresa debe indicar como fueron incluidas estas emisiones dentro del inventario.

5.6.1 Emisiones de GEI de Fuentes Móviles: Vehículos de Auto transporte

Las empresas que deseen incluir estas emisiones las pueden estimar con base en las estadísticas de consumo de combustible o de información de la distancia recorrida por los vehículos. Si las empresas utilizan estadísticas de consumo de combustible para estimar las emisiones de CO₂, las estimaciones se calculan usando el mismo planteamiento y los factores de emisión utilizados para fuentes estacionarias de combustión de combustibles fósiles (sección 5).

Los factores de emisión para el CH₄ y el N₂O para vehículos de auto transporte se pueden encontrar en el [IPCC 1997c](#). Una amplia variedad de parámetros afectan las emisiones de CH₄ y N₂O de los vehículos de auto transporte, incluyendo el tipo de vehículo, combustible consumido, características de funcionamiento, controles de emisión, procedimientos de mantenimiento, y la edad de la flota vehicular. Los impactos de estos parámetros se reflejan en las tablas de los factores de emisión para los vehículos de carretera incluidos en el [IPCC 1997c](#). En general, los factores de emisión del CH₄ y del N₂O para los vehículos de auto transporte a gasolina, combinado y expresado en términos de CO₂-equivalentes, varían a partir de 1.2 a 13.5 kg/GJ con un valor promedio de 4.6 kg/GJ. Las fuentes abastecidas con Diesel como combustible se asocian a factores de emisión para el CH₄ y de N₂O algo más bajos, que varían a partir de 0.6 a 4.4 kilogramos CO₂eq/GJ, con un valor promedio de 1.0 kilogramo de CO₂eq/GJ. Por contexto, los factores de emisión del CO₂ para los combustibles líquidos para el transporte son generalmente cercanos a 70 kilogramos de CO₂/GJ.

Los factores de emisión del IPCC 1997c demuestran claramente que para algunos tipos de fuentes de auto transporte, las emisiones de CH₄ y N₂O son una pequeña fracción de las emisiones totales de GEI mientras que pueden ser más significativas para otros tipos de fuentes de transporte. Lo establecido en el WRI/WBCSD 2004 aborda solamente las emisiones de CO₂ de las fuentes del transporte, probablemente debido a la dificultad en la

determinación de emisiones de CH₄ y de N₂O y a la pequeña contribución a las emisiones totales de GEI que representan muchas de estas fuentes.

Se debe reconocer que el uso de factores de emisión basados en distancia puede dar lugar a estimaciones de emisiones menos exactas que las estimaciones basadas en datos reales de consumo de combustible. Sin embargo, si la empresa encuentra más conveniente desarrollar las estimaciones de las emisiones con base en estadísticas sobre distancia recorrida, los factores de emisión del CO₂ en WRI 2004 (reproducido en el anexo C de la herramienta original) pueden ser utilizados.

5.6.2 Emisiones de GEI de Fuentes Móviles y Equipo que no es de Auto transporte

Las empresas pueden poseer otros medios de transporte (ferroviario, marítimo, aéreo) y otro tipo de equipos que utilizan combustibles fósiles que pueden ser incluidos en los límites del inventario. Las estadísticas de consumo de combustible se pueden utilizar para estimar las emisiones de CO₂ de estas fuentes usando los factores de emisión del [Anexo 5](#), tabla A 5.1 Las emisiones de CH₄ y N₂O pueden ser una fracción notable de las emisiones de GEI de estas fuentes. Las emisiones de N₂O se han reportado cercanas a 30 g/GJ o 9 kg CO₂eq/GJ lo que puede representar más del 10 % de las emisiones de CO₂ de estas fuentes.

Factores de emisión para fuentes móviles se han publicado en numerosos de lugares. Algo de la información disponible se resume en el anexo C de la herramienta original. Las pautas del IPCC contienen diversos sistemas de factores de emisión sin recomendar ninguno en específico (IPCC 1997c). El [Anexo 5](#), Tabla A 5.12 proviene de una de las fuentes citadas por el IPCC. Los factores del CO₂ en la Tabla A 5.12 provienen de la Tabla A 5.1 del Anexo 5 y son levemente diferentes que los de la tabla original del [IPCC 1997c](#) debido a la corrección para el carbono sin oxidar, usando las recomendaciones de IPCC. La Tabla A.5.12 también incluye factores totales de emisión de CO₂ equivalentes desarrollados usando los potenciales de calentamiento globales de IPCC para el CH₄ (21) y para el N₂O (310).

Los factores de emisión publicados para el CH₄ y N₂O de fuentes móviles varían a partir de un protocolo a otro. Las diferencias en N₂O, en particular, pueden afectar los CO₂-equivalentes alrededor del 10%. Cuando las empresas necesitan estimaciones exactas para estas fuentes, se recomienda examinar las diversas fuentes discutidas en el anexo C de la herramienta original para determinar qué factores de emisión son los más apropiados. Sin embargo, en la mayoría de los casos, los factores de emisión del [Anexo 5](#) Tabla A 5.12 de esta herramienta serán adecuados.

6. Emisiones de Bióxido de Carbono provenientes de la Adición de Químicos

Aunque las pérdidas de sodio y calcio se tienen principalmente en el horno de recuperación usando químicos no carbonatados, algunas veces se utilizan pequeñas cantidades de CaCO₃ y Na₂CO₄. El carbón contenido en estos químicos es de origen fósil generalmente, sin embargo en algunos casos estos pueden provenir de Biomasa. Esta herramienta de cálculo asume que el carbón en la adición de químicos escapa como CO₂ de los hornos de cal o de recuperación. Estas emisiones son estimadas asumiendo que

todo el carbono en el CaCO_3 y en el Na_2CO_3 usado en las áreas de recuperación y caustificación⁷ es emitido a la atmósfera. Estas cantidades son generalmente pequeñas y se pueden estimar a través de los registros de compra o normas industriales. Si el carbono en la adición de productos químicos tiene su origen en la biomasa (una situación no muy frecuente), el CO_2 liberado de él no se considera una emisión de GEI, y en estos casos este carbono no es incluido en los totales de GEI, pero es registrado como información adicional.

Los factores de conversión para estimar emisiones de CO_2 fósiles provenientes del uso de químicos en los molinos de pulpa y papel se muestran en el [Anexo 6](#), tabla A.6.

Es importante observar que la adición de calcio es requerido debido a pérdidas en el área de caustificación, la mayoría de estas pérdidas se da en forma de carbonato de calcio. Este material de desecho es generalmente dispuesto en un sitio de disposición final (relleno sanitario), secuestrando de tal modo el carbono contenido en el carbonato de calcio. Debido a que el método por omisión de estas herramientas de cálculo no considera estas pérdidas de carbono del sistema, las emisiones estimadas de CO_2 de la adición de carbonato de calcio, serán más altas que emisiones reales. Cuando estas emisiones sean significativas, las empresas pueden realizar análisis más detallados para corregir las estimaciones de las emisiones para explicar el carbón que se pierde en forma de carbonato de calcio en el área de caustificación.

Ejemplo de cálculo: Un molino Kraft usando CaCO_3 para la adición en el horno de cal.

Un molino Kraft que produce 2000 toneladas/día determino a través de sus registros que usa cerca de 7000 t (7700 toneladas cortas) de CaCO_3 al año como adición en el área de caustificación (la tasa de adición es de cerca del 2% para este establecimiento). Este CaCO_3 es de una fuente donde se espera que el carbonato sea de origen fósil (no biomasa). Las emisiones se estiman como siguen:

$(7000 \text{ toneladas de } \text{CaCO}_3/\text{año}) \times 440 \text{ kilogramo } \text{CO}_2/\text{toneladas } \text{CaCO}_3 = 3.080.000 \text{ kilogramos } \text{CO}_2/\text{año} = 3080 \text{ toneladas de } \text{CO}_2/\text{año}$

6.1 Emisiones de Piedra Caliza o Dolomita usada en Sistemas de Desulfuración de Salida de Gas (DSG)

La piedra caliza (CaCO_3) y la dolomita ($\text{CaCO}_3\text{MgCO}_3$) son materias primas básicas usadas por una amplia variedad de industrias, incluyendo como absorbente en sistemas de desulfuración de gas (DSG) y calderas de lecho fluidizado en empresas de electricidad y plantas industriales. Por ejemplo, los depuradores (controladores) de gases (scrubbers) utilizan para evitar que el bióxido de sulfuro pase a través de las chimeneas. Una reacción química rápida entre el gas del bióxido de sulfuro y la piedra caliza machacada combina el gas con el calcio y el oxígeno, formando un residuo sólido desprendible. Durante esta reacción se calienta la piedra caliza y el CO_2 se genera como subproducto. Algunas calderas que utilizan carbón en establecimientos de celulosa y papel incorporan estos sistemas de DSG.

⁷ La caustificación es el proceso por el cual el licor verde producido en la cocción de pasta al sulfato es convertido en licor blanco con la ayuda de cal viva, permitiendo así el reciclaje de los agentes químicos de la cocción.

Las emisiones de bióxido de carbono asociadas al uso de piedra caliza como un material absorbente pueden ser calculadas multiplicando la cantidad de piedra caliza o de dolomita consumida por su contenido promedio de carbono, aproximadamente el 12% de la masa para la piedra caliza y el 13% para la dolomita (basado en estequiometría). Este planteamiento asume que todo el carbón en el mineral está oxidado y liberado y que las impurezas constituyen una fracción de menor importancia del material. Convertir estos porcentajes a una relación total de CO₂ a la piedra caliza que usa una relación del peso molecular produce factores de emisión de 0.440 toneladas CO₂/tonelada de piedra caliza y 0.447 toneladas de CO₂/toneladas de dolomita consumida. La cantidad de piedra caliza consumida se puede estimar basado en registros de compra o lectura de datos (ejemplo: escalas).

La piedra caliza usada para propósitos industriales es a menudo una combinación de piedra caliza pura, de dolomita, y de impurezas de menor importancia (ejemplo, magnesia, sílice, y sulfuro). Las incertidumbres en estimaciones de las emisiones de CO₂ en la piedra caliza usada como absorbente se deben, en parte, a las variaciones en la composición química de la piedra caliza.

7. Gases de Efecto Invernadero del Tratamiento Anaerobio de Aguas Residuales y/o Digestión de Lodos

La mayoría de los protocolos de GEI incluyen emisiones provenientes de las plantas de tratamiento de aguas residuales por métodos anaeróbicos y procesos de digestión de lodos. Aunque los sistemas de tratamientos aerobios y facultativos pueden tener zonas con oxígeno disuelto agotado, la generación del metano en lagunas de estabilización, sistemas activados de lodos, y sus tanques asociados de retención se espera que generalmente sean mucho más bajas que las estimadas para los sistemas anaerobios. Debido a la carencia de datos y a sus cantidades relativas con otros procesos, las emisiones de operaciones aerobias y facultativas del tratamiento se estiman raramente. El IPCC, por ejemplo, recomienda asumir por omisión que el factor de la conversión del metano sea de cero cuando se utilice para sistemas aerobios (IPCC, 1997c).

Para los sistemas anaerobios, solamente las emisiones de CH₄ necesitan ser estimadas. Las emisiones de CH₄ de sistemas anaerobios propiedad de los establecimientos serán reportadas como emisiones directas. El CO₂ emitido de operaciones del tratamiento de aguas residuales y de lodos contiene carbono de biomasa que no se incluye en la mayoría de los inventarios de GEI. Cuando este CO₂ proveniente de biomasa no esta relacionada con la combustión (ejemplo, no se forma de la combustión del metano), se excluye a menudo de los resultados del inventario en conjunto. Además se han encontrado, que las emisiones de N₂O de las plantas de tratamiento, especialmente para las descargas de origen industrial, son generalmente bastante pequeñas, y se producen probablemente solamente después que se descargan las aguas residuales.

7.1 Operaciones de Tratamiento Anaerobias donde se Colectan los Gases

En muchos casos, los sistemas de tratamiento anaerobios son cubiertos y los gases son colectados y quemados. Uno de los propósitos de estos sistemas de captación es la prevención de olores, y para lograr este objetivo los sistemas deben ser altamente eficientes. Para los propósitos del inventario de GEI es razonable asumir, que cuando las emisiones del metano en operaciones de tratamiento anaerobias se capturan y se

quemar, la captación y la destrucción es completa⁸ y no se emite ninguna emisión de metano. Debido a que el CO₂ producido en la incineración de CH₄ contiene carbono de la biomasa, no necesita ser reportado en los totales del inventario de GEI. Si por cualquier circunstancia en un molino, se sugiere o se intuye que las cantidades de metano que estén escapando a la captación no son triviales, el molino debe emprender esfuerzos para contabilizar estas cantidades, sin embargo se espera que tales circunstancias sean inusuales en los molinos que recogen y queman estos gases.

Por supuesto, si los gases se recogen pero se liberan a la atmósfera en lugar de ser quemados, deben ser incluidos en el inventario.

7.2 Operaciones de Tratamiento Anaerobias donde los Gases se liberan a la Atmósfera

Cuando los gases de operaciones de tratamiento anaerobias no se recogen y no se queman, es necesario estimar las emisiones del metano a la atmósfera. En algunos casos, por ejemplo donde los gases se liberan a través de un respiradero a un recipiente cubierto, las emisiones pueden ser medidas directamente. En la mayoría de los otros casos, estas emisiones deben ser estimadas

Estas herramientas de cálculo sugieren el uso de la metodología por default de IPCC descrita en el documento de buenas prácticas de mayo de 2000 y demostrada en la Ecuación 8 de emisiones de metano en plantas de tratamiento anaeróbicas (IPCC 2000a). Aunque el documento de IPCC permite que la Ecuación 8 sea aplicada a los sistemas que no son totalmente anaerobios (multiplicando el resultado por un coeficiente de adaptación arbitrario de menos de uno), no hay ningún dato actualmente disponible para apoyar la selección del coeficiente de adaptación. Se recomienda, por lo tanto, que las emisiones del metano sean estimadas solamente para sistemas anaerobios de tratamiento de aguas residuales o de digestión de lodos hasta que se disponga de factores para otros tipos de sistemas de tratamiento.

$$\text{Emisiones de metano en plantas de tratamiento anaeróbico (kg / año)} = (OC \times EF) - B$$

(Ecuación 8)

Donde: OC = DBO o DQO de la alimentación al sistema anaerobio, kg/año

EF = factor de emisión, valores por default = 0.25 kg CH₄/kg DQO en la alimentación o 0.6 kg CH₄/kg DBO en la alimentación (u otro factor de DBO -basado desarrollado por la multiplicación del factor de DQO-basado de 0.25 kg CH₄/kg DQO por el cociente de sitio-especifico de DQO/DBO)

B = metano capturado y quemado, kg CH₄/año, determinado en una base específica de recuperación.

⁸ Es razonable asumir que todo el metano quemado es destruido (usualmente el 98%), las compañías deben ser cuidadosas en asegurarse que todo es el metano este siendo capturado durante su recolección. Las cantidades de CH₄ fugitivo pueden estimarse monitoreando la cantidad de gas que es quemado y la cantidad que es producido.

Si los sólidos se manejan por separado, las emisiones de la digestión del lodo serán calculadas usando la Ecuación 9. En los casos donde se quema el lodo, estas emisiones se incluyen en los cálculos para las emisiones de GEI de la biomasa que se quema discutida previamente en la [Sección 5](#).

$$\text{Emisiones anaerobias de metano provenientes de plantas de digestión de lodos (kg / año)} = (OCs \times EFs) - B$$

(Ecuación 9)

Donde: OCs = contenido orgánico del lodo

EFs = del factor de emisión, en unidades consistentes con OCs - el valor preestablecido de IPCC es 0.25 kilogramo de DQO de CH₄/kg en la alimentación del lodo

B = metano capturado y quemado, kilogramo CH₄/año, determinado sobre una base sitio-específica

Ejemplo de cálculo: Para un establecimiento que recicla cartón y cuenta con sistema de tratamiento anaerobio pero no cuenta con recuperación de gas.

Un establecimiento que recicla cartón y utiliza una planta de tratamiento anaerobia para tratar las aguas residuales que contienen 10.000 kilogramos DQO/día. El molino genera aguas residuales 300 días por año. El valor por omisión del IPCC para la generación de CH₄ en sistemas de tratamiento anaerobios es 0.25 kilogramos de DQO de CH₄/kg en la alimentación. Las emisiones de CH₄ se calculan como sigue:

$$OC = 10.000 \text{ Kg./día} \times 300 \text{ día/año} = 3.000.000 \text{ kilogramos COD/año}$$

$$CH_4 \text{ generado} = 3.000.000 \text{ kilogramos DQO/y} \times 0.25 \text{ kilogramo de } CH_4/\text{kg DQO} = 750.000 \text{ kilogramos } CH_4/\text{año} = 750 \text{ t } CH_4/\text{año}$$

Usando el IPCC GWP (21), esto es igual a 15.750 toneladas de CO₂eq/año

8. Emisiones de GEI atribuibles a la Importación y Exportación de Energía Eléctrica y Vapor

El consumo de energía eléctrica o vapor generado por otra empresa usualmente resulta en la generación de emisiones indirectas, es decir, “emisiones que son consecuencia de las actividades de la empresa que esta reportando, pero que ocurren en fuentes que son propiedad o están controladas por otra empresa” (WRI/WBCSD, 2004). Virtualmente cada materia prima, fuente de energía y servicio usado por la empresa generan emisiones indirectas. Muchos programas de GEI, como el Programa GEI México, incluyen las emisiones indirectas relacionadas con el consumo de energía eléctrica y vapor debido a que son aplicables a un amplio rango de actividades y pueden ser un componente significativo en las emisiones de GEI de la compañía. Este documento proporciona una metodología de cuantificación para estimar las emisiones indirectas provenientes del consumo de energía eléctrica y vapor generadas por otras empresas. Estas emisiones de Alcance 2 deben ser reportadas por separado de las emisiones directas y de otras emisiones indirectas.

8.1 Importación de Energía Eléctrica, Calor y/o Vapor

Para estimar las emisiones de Alcance 2 relacionadas a la compra de energía eléctrica, las empresas deben usar el FE más apropiado disponible. En México el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está estructurado en la actualidad principalmente por 4 sistemas independientes, cada uno formado por plantas de generación de energía eléctrica que están interconectadas entre si para satisfacer los requerimientos de demanda. De estos sistemas el noreste quedará definitivamente vinculado al resto del SEN una vez concretadas las nuevas líneas eléctricas previstas en los planes de la Secretaria de Energía y la CFE. Los sistemas de Baja California por su parte no tienen prevista su interconexión con el resto del país ya que no se justifica económicamente (USAID, 2002).

A continuación se listan los cuatro sistemas independientes y su área de influencia se muestra en la siguiente figura:

- Sistema Interconectado
- Sistema Noroeste
- Sistema Baja California
- Sistema Baja California Sur



Figura 1: Sistema Eléctrico Nacional dividido por sistemas

El sistema interconectado permite satisfacer los requerimientos de los usuarios a través del aporte colectivo de cada una de las regiones y en principio cada planta generadora que forma el sistema contribuye con un porcentaje al consumo de cada usuario. De este modo no importa en que punto geográfico se encuentre el usuario dentro de un sistema en particular ya que todas las plantas de ese sistema tienen posibilidades de abastecerlo. El [Anexo 7](#), presenta Factores de Emisión para estimar las emisiones de GEI producto de la compra de energía eléctrica.

8.2 Exportación de Energía Eléctrica, Calor y/o Vapor

Para ser consistente con los protocolos de estimación de GEI aceptados, esta herramienta de cálculo sugiere un formato para reportar los resultados de todas las emisiones directas asociadas con la generación de energía eléctrica y vapor no

importando si la energía y el vapor son usados internamente o exportado. Sin embargo, el formato de resultados permite a la empresa presentar los resultados separadamente de las emisiones atribuibles a la exportación de energía y vapor. El formato también permite a la empresa comparar la intensidad de carbono de la energía exportada (en Kg CO₂/MWh) de la intensidad de carbono de la red eléctrica en la que la energía es exportada. Las empresas pueden encontrar esto provechoso para resaltar los beneficios ambientales de exportar electricidad generada con biomasa y la electricidad producida a través de sistemas combinados de calor y energía (CCE) [cogeneración].

Esta herramienta de cálculo utiliza el método recomendado por el WRI/WBCSD para estimar los impactos de la exportación de energía eléctrica. Este método implica estimaciones de emisiones generadas por el establecimiento para producir energía eléctrica exportada. Debido a que la exportación de electricidad de los establecimientos es usualmente generada en sistemas Combinados de Calor y Energía (CCE), las compañías necesitarán frecuentemente métodos para sistemas de CCE (descritos en la Sección 8.4) para estimar las emisiones atribuibles a la exportación de energía eléctrica.

8.3 Importación de Vapor

En muchas ocasiones la importación de vapor para el molino, se produce de instalaciones cercanas de sistemas CCE que no son de la propiedad o están bajo el control de la empresa. En estos casos, las emisiones indirectas reportadas por el establecimiento pueden ser estimadas con el método de asignación de emisiones de sistemas CCE (descritas en la siguiente sección). En otros casos, los arreglos contractuales entre el establecimiento y el productor del vapor pueden definir como serán asignadas las emisiones entre la planta de poder y el vapor vendido, en estos casos, la asignación de las emisiones se debe explicar en los resultados.

8.4 Asignación de Emisiones de GEI de sistemas Combinados de Calor y Energía (CCE)

En los lugares donde la electricidad es producida por un sistema CCE, puede ser necesario asignar las emisiones a varias salidas de energía. Por supuesto si el establecimiento es propiedad del sistema CCE y usa toda la energía generada, la asignación no es necesaria debido a que todas las emisiones son emisiones directas para el establecimiento. En algunos casos, el establecimiento puede recibir energía de un proveedor externo o exportar una parte de su energía generada por su sistema CCE, en estos casos es necesario asignar las emisiones indirectas asociadas con la importación de la energía y/o vapor.

Aunque existen varios métodos para asignar emisiones de sistemas CCE, el método de “eficiencia” es el que se recomienda, debido a que relaciona las salidas de energía con las cantidades de combustible utilizado para generar la energía. Si la empresa utiliza un método diferente, este deberá ser explicado en los resultados.

El método de “eficiencia” es uno de los tres métodos proporcionados por el WRI/WBCSD, además del método recomendado. Existen dos versiones de este método. El método simplificado de eficiencia es menos complejo pero asume muchas suposiciones sobre las eficiencias de los equipos. Se espera que este método simplificado sea de utilidad para la mayoría de los establecimientos de celulosa y papel por lo cual es el método por default recomendado en este documento. El método detallado de eficiencia es más complejo, que

emplea datos específicos de diseño y operación de los equipos, que las empresas generalmente tienen para los sistemas de CCE. Este método no será abordado en este documento guía, pero para aquellas empresas que lo deseen utilizar se puede consultar en la herramienta original del WRI para el sector de celulosa y papel.

8.4.1 Método Simplificado de Eficiencia

El método de eficiencia requiere asumir factores de eficiencia para la producción de energía eléctrica o contar con factores de eficiencia de cada equipo utilizado para la generación de energía eléctrica. Se asume que la eficiencia para la producción de agua caliente es la misma que para la producción de vapor. El enfoque de este método es asignar un factor de eficiencia a toda la producción de energía y un factor de eficiencia a toda la producción de calor (vapor y agua caliente). Esta información es utilizada para calcular una proporción de eficiencia igual a la eficiencia de producción de calor dividido entre la eficiencia de producción de energía eléctrica. Por ejemplo si el sistema CCE produce vapor con una eficiencia de 80% y energía eléctrica con una eficiencia de 40% la proporción sería 2. Esta proporción de eficiencia es utilizada en lugar de las eficiencias individuales debido a: a) esta proporción controla la asignación de las emisiones en lugar de las eficiencias individuales y b) las eficiencias individuales están limitadas por el balance de energía así que no es posible especificar ambas independientemente.

Las emisiones de GEI de los sistemas CCE son asignadas entre la producción de vapor y la producción de energía en base a la proporción de eficiencias utilizando las ecuaciones 10 y 11. Este método es el recomendado para los molinos que carecen o eligen no usar datos de diseño y operación para los sistemas de CCE.

$$E_H = \left[\frac{H}{H + P * R_{eff}} \right] * E_T \text{ ----- (Ecuación 10)}$$

$$R_{eff} = \frac{e_H}{e_P} \text{ ----- (Ecuación 11)}$$

Donde:

E_H = Emisiones compartidas atribuibles a la producción de calor

E_T = Emisiones totales del sistema CCE en toneladas de GEI/año

H = Salida de calor, GJ / año

P : Salida de energía, GJ / año

R_{eff} = proporción de la eficiencia de producción de calor y de la eficiencia de producción de energía eléctrica

e_H = Factor de eficiencia típico asumido para la producción de calor (omisión: 0.8)

e_p = Factor de eficiencia típico asumido para la producción de energía eléctrica (omisión 0.35)

Las emisiones compartidas atribuibles a la generación de energía eléctrica están asignadas en la siguiente relación:

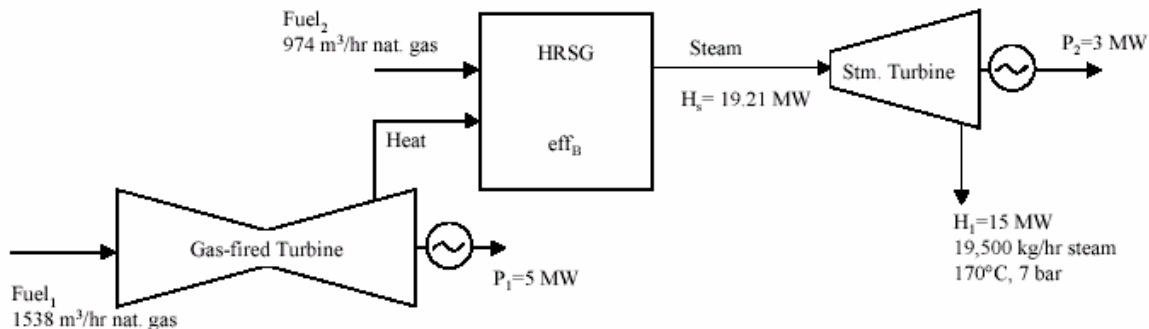
$$E_p = E_T - E_H \text{ ----- (Ecuación 12)}$$

Donde E_p = son las emisiones compartidas atribuibles a la producción de energía eléctrica.

Ejemplo de cálculo:

Un establecimiento cuenta con un sistema CCE mostrado en la Figura 2, pero carece (o eligió no usar) de datos sobre la eficiencia de los equipos. En su lugar la empresa decidió utilizar el método simplificado y las eficiencias por omisión recomendadas por el WRI/WBCSD; 0.35 para la producción de energía eléctrica y 0.8 para la generación de vapor.

Figura 2: Figura de ejemplo para sistema CEE



Usando estas eficiencias asumidas, las emisiones pueden ser asignadas entre las tres salidas del sistema CCE como sigue (usando una base de una hora de operación):

Emisiones totales del sistema

Combustible uno:

CO₂ (1538 m³/hr) x (0.039 GJ/m³) x (55.9 kg CO₂/GJ) = 3353 kg CO₂/hr
 CH₄ (1538 m³/hr) x (0.039 GJ/m³) x (0.006 kg CH₄/ GJ) x (21 CO₂eq/CH₄)=0.76kgCO₂eq/h
 N₂O (1538m³/hr) x (0.039 GJ/m³) x (0.0001 kg N₂O/GJ) x (310 CO₂ eq./N₂O) = 1.86 kg CO₂eq/hr
 Total emisiones de combustible uno = 3356 Kg. CO₂eq/hr

Combustible dos:

$$\text{CO}_2 (974 \text{ m}^3/\text{hr}) \times (0.039 \text{ GJ/m}^3) \times (55.9 \text{ kg CO}_2/\text{GJ}) = 2123 \text{ kg CO}_2/\text{hr}$$

$$\text{CH}_4 (974 \text{ m}^3/\text{hr}) \times (0.039 \text{ GJ/m}^3) \times (0.0014 \text{ kg CH}_4/\text{GJ}) \times (21 \text{ CO}_2\text{eq/CH}_4) = 1.12 \text{ kg CO}_2\text{eq/hr}$$

$$\text{N}_2\text{O} (974 \text{ m}^3/\text{hr}) \times (0.039 \text{ GJ/m}^3) \times (0.0001 \text{ kg CH}_4/\text{GJ}) \times (21 \text{ CO}_2\text{eq/CH}_4) = 1.18 \text{ kg CO}_2\text{eq/hr}$$

Total emisiones combustible dos = 2126 kg CO₂eq/hr

Total emisiones sistema CCE = 3356+2126= 5482 kg CO₂eq./hr

Total salida de energía del sistema = P1 + P2 = 8 MW

$$R_{\text{eff}} = \frac{0.8}{0.35} = 2.3$$

$$E_H = \left[\frac{15\text{MW}}{15\text{MW} + (8\text{MW} \times 2.3)} \right] = 5482\text{kg CO}_2 \text{ eq} = 2462 \text{ kg CO}_2\text{eq} = 20,681 \text{ toneladas de CO}_2\text{eq/año en 350 días/año de operación}$$

Usando el método de eficiencia simplificado con factores de eficiencia por default para energía y vapor, las emisiones del sistema de CCE son asignadas de las corrientes de salida de la siguiente forma:

- Porcentaje de emisiones del sistema de CCE para la generación de calor = $100 \times 2462/5482 = 44.9\%$
- Porcentaje de emisiones del sistema de CCE para la generación de energía = $100 \times 3020/5482 = 55.1\%$

Estos porcentajes se pueden usar para asignar las emisiones del sistema de CCE.

Se pueden desarrollar factores de emisión para las salidas de energía:

- Factor de emisión para la generación de calor del sistema CCE = $(2462 \text{ kg CO}_2\text{eq/hr})/15 \text{ MW} = 164.1 \text{ kg CO}_2 \text{ eq/MWh}$
- Factor de Emisión para generación de energía del sistema CCE = $(3020 \text{ kg CO}_2\text{eq/hr}) / 8\text{MW} = 377.5 \text{ kg CO}_2\text{eq/MWh}$.

9. Presentando los Resultados del Inventario

Esta herramienta de cálculo provee ejemplos de formatos para resumir los resultados del inventario. Sin embargo las empresas pueden utilizar otros formatos más convenientes o apropiados y son libres de escoger el formato que mejor se adapte a sus necesidades. Es importante que los resultados obtenidos con esta herramienta se presenten: a) en forma desagregada para asegurar su transparencia y b) estar acompañados de información clave necesaria para interpretar los resultados.

En el [Anexo 8](#) se presentan cuatro tablas que las empresas pueden utilizar para presentar los resultados del inventario.

La tabla A 8.1 contiene un formato de ejemplo que puede ser usado para el registro de las emisiones dentro del Alcance 1 (emisiones directas). Estas son emisiones dentro de los límites del inventario de fuentes propiedad o controladas por la empresa. La empresa es libre de seleccionar el método para determinar la propiedad de las emisiones, sin embargo el método debe ser descrito en la presentación de resultados. También en esta tabla se encuentra un ejemplo de formato para incluir información referente a las emisiones que están asociadas con la electricidad o vapor que es vendido a otras empresas. Se recomienda a las empresas usar este formato o uno similar para caracterizar el impacto de las exportaciones de electricidad o vapor las cuales pueden tener un impacto significativo en el perfil de gases de efecto invernadero de las instalaciones de la empresa.

La Tabla A 8.2 es un formato sugerido para el registro las emisiones indirectas (Alcance 2 y Alcance 3), es decir, las emisiones de fuentes dentro de los límites operacionales del inventario pero que son propiedad o están controladas por otra entidad, por ejemplo las emisiones atribuibles a las importaciones de la energía y el vapor y las importaciones y las exportaciones de CO₂ derivadas de combustibles fósiles. Se sugiere a las empresas que utilicen esto o un formato similar para caracterizar el impacto de las operaciones de fuentes externas (islas de la energía en detalle) que tienen un impacto significativo en el perfil de gases de efecto invernadero de las instalaciones de la empresa.

La Tabla A 8.3 proporciona un ejemplo de un formato que se pueda utilizar para registrar los factores de la emisión usados para preparar el inventario. Se recomienda a las empresas que incluyan esta información para hacer los resultados del inventario más transparentes.

La Tabla A.8.4 presenta un formato de ejemplo que se puede utilizar para reportar las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de biomasa. Estas emisiones se reportan por separado de los alcances del inventario (alcances 1, 2 y 3).

10. Estructura de la Herramienta de Estimación de Emisiones para el Sector de Celulosa y Papel de México

La herramienta de cálculo esta organizada en diferentes hojas de cálculo en Excel, cada una con un propósito de información y de estimación diferente, a continuación se muestra un resumen de cada una de ellas

Tabla 1. Propósito de cada una de las hojas de cálculo que integran las herramientas	
Introducción	Introducción a esta herramienta
Tabla de Contenido	Lista de todas las hojas de cálculo de esta herramienta
Operaciones en el Inventario	Definición de los alcances del inventario
Emisiones Directas – Fuentes fijas de combustión	Esta hoja estima las emisiones de CO ₂ en de la quema de combustibles fósiles en fuentes fijas de combustión (incluye emisiones de CH ₄ y N ₂ O en CO ₂ eq)
CH ₄ y N ₂ O	Esta hoja estima las emisiones de CH ₄ y N ₂ O de fuentes estacionarias y del uso de combustibles de biomasa
SO ₂	Esta hoja estima las emisiones de SO ₂ , contaminante local para México.
Emisiones Directas – Fuentes móviles y de transporte	Esta hoja estima las emisiones de CO ₂ generadas por el uso de vehículos propiedad o controlados por la empresa
Directas – Manejo de Residuos (tratamiento de aguas residuales)	Esta hoja estima las emisiones de CH ₄ en forma de CO ₂ eq producto del manejo de residuos y sistemas de tratamiento propiedad de la empresa.
Adición de Carbonatos	Esta hoja estima las emisiones de CO ₂ por el uso de productos químicos como el carbonato de calcio y el carbonato de sodio
Exportación de Energía	Esta hoja estima las emisiones de CO ₂ relacionadas con la exportación de energía y vapor a instalaciones que no son propiedad de la empresa ni están bajo su control.
Asignación CEE	Esta hoja ofrece una metodología para asignar y estimar las emisiones de CO ₂ generadas por sistemas Combinados de Calor y Energía (cogeneración).
Indirectas – Importación de Energía	Esta hoja estima las emisiones de CO ₂ por la compra de energía eléctrica al sistema eléctrico nacional.
Importaciones y Exportaciones de CO ₂	Esta hoja estima las emisiones generadas por la importación y exportación de CO ₂ a plantas de Precipitado de Carbonato de Calcio. (PCC)
Resumen	Reporte de los resultados del inventario de GEI
Adecuación de Factores de Emisión	Hoja de apoyo para adaptar FE en base a las características de los combustibles
Contenido Energético (poderes caloríficos)	Hoja de referencia del poder calorífico de varios combustibles
Factores de Conversión	Hoja de referencia para convertir unidades que se utilizan en la estimación de GEI
Información de Apoyo para Biomasa	Hoja con información de apoyo para estimar emisiones de CO ₂ generadas por el uso de combustibles de biomasa

10.1 Instrucciones Paso a Paso para complementar las Hojas de Cálculo de esta Herramienta

En esta sección el usuario encontrará una guía paso a paso sobre como usar las diferentes hojas de cálculo que conforman la herramienta para estimar las emisiones de GEI y de SO₂.

Notas:

- Los factores seleccionados en forma automática y los valores calculados automáticamente por la herramienta se muestran en las celdas de color gris.
- El usuario puede sustituir directamente el factor o valor que se muestra en las celdas grises y el programa utilizará estos nuevos datos para los siguientes cálculos.
- El cálculo de la cantidad de combustible utilizado en unidades energéticas (GJ) se realiza en automático por la herramienta en base a la cantidad y tipo de combustible ingresado por el usuario.
- En el [Anexo 3](#) y en la hoja de “Poder Calorífico”, el usuario encontrará los valores de Poder Calorífico para los diferentes tipos de combustibles.
- Las unidades utilizadas corresponden al Sistema Internacional (MKS), sin embargo los anexos contienen factores de emisión y otros parámetros en otros sistemas de unidades preferidas por las autoridades o países responsables de la información.

Operaciones en el Inventario

Paso 1. Nombre del Inventario

- Fila 8: Ingrese el nombre con el que se identificará el inventario, por ejemplo: “Inventario de GEI de la planta Papel de México”.

Paso 2. Límites del Inventario

- Fila 10: Ingrese una descripción de las operaciones que se incluyen en los límites operacionales: fuentes estacionarias de combustión, fuentes móviles, adición de químicos, etc.

Paso 3. Información adicional al inventario

- Fila 13: Ingrese información adicional que ayude a entender los límites operacionales: Por ejemplo, si toda la energía se importa o se produce en la planta, si todas las fuentes estacionarias son propiedad de la empresa o hay algunas que se arrendan a otras empresas, si se utiliza biomasa en algunas de las fuentes estacionarias, etc.

Paso 4. Asignación de emisiones

- Fila 16: Ingrese la definición de los límites organizacionales y cualquier otra información que ayude a entender como están asignadas las emisiones de fuentes parcialmente controladas: en base a la participación accionaria, o los porcentajes de control financiero/operacional, o en otros arreglos de asignación.

Paso 5. Identificación de las operaciones

- Fila 20 a 56: Marque con una “X” para identificar las operaciones que están incluidas en el inventario y su propiedad o control por parte de la empresa.

Emisiones Directas – Fuentes Fijas de Combustión

Paso 1. Estimación de la cantidad de combustible utilizado (en unidades energéticas GJ)

- Fila 22: Seleccione de la lista desplegable las fuentes fijas que se incluyen en el inventario: Calderas, secadores, turbinas etc., y seleccione de la lista desplegable en la siguiente columna el tipo de combustible que utilizan
- Columna A: Ingrese la cantidad utilizado en las unidades que se indican en la lista desplegable (litros, toneladas, etc.) de cada una de estas fuentes
- Columna B: El valor será calculado en automático a partir de la cantidad de combustible ingresado en unidades energéticas (GJ) y de la multiplicación por el valor de Poder Calorífico correspondiente al combustible seleccionado

Paso 2. Selección del Factor de Emisión

- Columna C: La herramienta selecciona automáticamente un Factor de Emisión en base al combustible seleccionado previamente (estos valores de FE son tomados de los valores presentados en la Tabla de FE para esta sección: filas 49 a 81). En caso de que el usuario desee hacer esta selección manualmente puede borrar el valor mostrado en la celda y seleccionar valores de la Tabla A 5.1 del Anexo 5 de este documento guía y en filas mencionadas en esta sección, donde se presentan valores de factores de emisión que pueden ser usados por omisión en caso de no contar con valores locales.
- Columna D: Unidades del Factor de Emisión: Kg CO₂ eq/ GJ

Paso 3. Valor Auto calculado/obtención de emisiones de CO₂ en toneladas métricas

- Columna E: Valor auto calculado de las emisiones de CO₂eq en kg
- Columna F: Valor auto calculado de las emisiones de CO₂eq en toneladas métricas

Paso 4. Suma de las Emisiones de CO₂

- Celda “37 F”: Valor auto calculado de la suma de las emisiones de CO₂ de las diferentes fuentes estacionarias de combustión.

Paso 5. Emisiones de CH₄ y N₂O

- Celda “38 F”: Valor calculado en la Hoja de “Directas CH₄ y N₂O” de las emisiones de CH₄ y N₂O transformadas en CO₂ equivalentes a través de los GWP (Potenciales de Calentamiento Global) e importado automáticamente en la Hoja de “Directas – Fuentes Fijas de Combustión”.

Paso 6. Exportación de CO₂ a las plantas de Precipitado de Carbonato de Calcio (PCC)

- Celda “39 F”: Valor calculado de las emisiones en la hoja de calculo de “Importación y exportaciones de CO₂” e importadas automáticamente en la Hoja de “Directas – Fuentes Fijas de Combustión”. Estas emisiones provienen del la importación de CO₂ a la planta de PCC.

Paso 7. Emisiones de GEI de fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles

- Valor auto calculado de la suma de las emisiones anteriores: emisiones de fuentes estacionarias y de importación y exportación de CO₂.

Nota: Cuando el usuario selecciona de la lista desplegable las opciones de “Turbinas en Sitio” y “Unidades de combustión Asignadas a la Planta de PCC” en la Hoja de “Directas – Fuentes Fijas de Combustión”, los valores calculados de emisiones de CO₂ se exportan directamente a las hojas de “Indirectas - Exportación de Energía” e “Importación y Exportación de CO₂” respectivamente ya que los valores calculados para estas opciones son utilizados en las hojas mencionadas. Cuando el usuario por error haya seleccionado estas opciones tendrá que borrar manualmente los valores exportados a las páginas mencionadas ya que estos permanecerán remanentes en las hojas asignadas.

Emisiones Directas de CH₄ y N₂O de Fuentes Fijas de Combustión

Paso 1. Estimación de la cantidad de combustible utilizado

- Fila 17: Seleccione de la lista desplegable las fuentes fijas que se incluyen en el inventario: Calderas, secadores, turbinas etc., y seleccione de la lista desplegable en la siguiente columna el tipo de combustible que utilizan.
- Columna A: Ingrese la cantidad utilizado en las unidades que se indican (litros, toneladas, etc.) de cada una de estas fuentes.

Paso 2. Estimación del contenido energético del combustible

- Columna B: Valor auto calculado de la cantidad de combustible en unidades energéticas (GJ).

Paso 3. Factor de emisión para el CH₄

- Columna D: La herramienta selecciona automáticamente un Factor de Emisión para el CH₄ en base al combustible seleccionado previamente (estos valores de FE son tomados de los valores presentados en la Tabla de FE de la Hoja de “Directas-Fuentes Fijas de Combustión”: filas 49 a 81). En caso de que el usuario desee hacer esta selección manualmente puede borrar el valor mostrado en la celda y seleccionar valores de la Tabla A 5.1 del [Anexo 5](#) de este documento guía y en filas mencionadas en esta sección, donde se presentan valores de factores de emisión que pueden ser usados por omisión en caso de no contar con valores locales.

Paso 4. Factor de emisión para el N₂O

- Columna E: La herramienta selecciona automáticamente un Factor de Emisión para el N₂O en base al combustible seleccionado previamente (estos valores de FE son tomados de los valores presentados en la Tabla de FE de la Hoja de “Directas-Fuentes Fijas de Combustión”: filas 48 a 81). En caso de que el usuario desee hacer esta selección manualmente puede borrar el valor mostrado en la celda y seleccionar valores de la Tabla A 5.1 del Anexo 5 de este documento guía y en filas mencionadas en esta sección, donde se presentan valores de factores de emisión que pueden ser usados por omisión en caso de no contar con valores locales

Paso 5. Estimación de las emisiones de CH₄ y N₂O

- Columna F: Valor auto calculado de las emisiones de CH₄ en kg
- Columna G: Valor auto calculado de las emisiones de N₂O en kg

Emisiones Directas de SO₂ de Fuentes Fijas de Combustión (reportadas por separado del Alcance 1 del inventario por no ser un GEI)

Paso 1. Estimación de la cantidad de combustible utilizado

- Fila 20: Seleccione de la lista desplegable las fuentes fijas que se incluyen en el inventario: Calderas, secadores, turbinas etc., y seleccione de la lista desplegable en la siguiente columna el tipo de combustible que utilizan.
- Columna A: Ingrese la cantidad utilizado en las unidades que se indican (litros, toneladas, etc.) de cada una de estas fuentes.

Paso 2. Desarrollo del Factor de Emisión para el SO₂

- Columna B: Ingrese el contenido de azufre del combustible (en porcentaje, %). Las tablas 5.8 y 5.9 del Anexo 5 de este documento guía contienen valores por omisión para diferentes combustibles.
- Columna C: Ingrese el valor de la retención de azufre en la ceniza (r). La Tabla A 5.10 de esta herramienta contiene valores por omisión del contenido de azufre en la ceniza para diferentes combustibles.
- Columna D: Ingrese el valor de la eficiencia de los equipos de control de emisiones a la atmósfera (en %).
- Columna E: Ingrese el valor del poder calorífico del combustible (en GJ/Ton). La Tabla A.3 del anexo 3 de esta guía contiene poderes caloríficos por omisión para diferentes combustibles.
- Columna F: Valor auto calculado del FE para SO₂.
- Columna G: Valor auto calculado de las emisiones de SO₂ en toneladas métricas

Nota:

En la parte inferior de la Hoja se presentan tablas con porcentajes de azufre y poderes caloríficos para los combustibles mexicanos.

Directas – Móviles y Transporte

En esta Hoja encontrará tres métodos para estimar las emisiones por fuentes móviles de la empresa.

Método 1 – Emisiones calculadas en base al consumo de combustible

Paso 1. Descripción de la Fuente

- Columna A. Ingrese la descripción de la fuente (terrestre, ferroviario o marítimo): camiones, tren, barcos, etc.

Paso 2. Estimación de la cantidad de combustible usado

- Columna B. Seleccione de la lista desplegable el tipo de combustible utilizado
- Columna C. Seleccione de la lista desplegable las unidades del combustible usado: litros, galones, m³, etc.
- Columna D: Ingrese la cantidad de combustible usado.

Paso 3. Estimación de la energía usada

- Columna E1: La herramienta selecciona automáticamente un valor de Poder Calorífico basado en las unidades y el tipo de combustible seleccionado previamente
- Columna E2: Ingreso manual del poder calorífico adaptado (en caso de que el usuario no desee usar el seleccionado por la herramienta), este valor a veces es proporcionado por el proveedor del combustible (solo en caso de contar con este valor, de lo contrario puede usar uno de los valores por omisión recomendados por el IPCC, columna E1 y seleccionados automáticamente por la herramienta).
- Columna F: valor auto calculado de GJ de energía usada

Paso 4. Selección del Factor de Emisión

- Columna G1: La herramienta selecciona automáticamente un FE basado en el tipo de combustible seleccionado previamente. Este valor de FE proviene de la tabla de FEs provenientes del IPCC incluida dentro de esta hoja de cálculo.
- Columna G2: Ingrese el valor adaptado del FE (solo en caso de contar con este valor, de lo contrario puede usar uno de los valores por omisión recomendados por el IPCC y seleccionados automáticamente por la herramienta).
- Columna I: Valor auto calculado de emisiones de CO₂ en toneladas métricas

Método 2. Emisiones de CO₂ calculadas en base a las distancias recorridas por los vehículos

Paso 1. Actividad de la fuente

- Columna A: Ingrese la descripción de la fuente: auto particular, camión, motocicleta, auto híbrido, etc.
- Columna B: Descripción de diversas fuentes de transporte
- Columna C: Ingrese el nivel de actividad: cantidad de millas o kilómetros recorridos por el vehículo
- Columna D: Descripción de las unidades del nivel de actividad: millas, kilómetros

Paso 2. Selección del Factor de Emisión

- Columna E1: valores por omisión de FE para los casos en que no se tenga un valor local o FE adaptado.

- Paso 3, columna E2: Ingrese el valor del FE adaptado (solo en caso de contar con este valor)

Paso 3. Calculo de las emisiones de CO₂ en toneladas métricas

- Columna F: Valor auto calculado de las emisiones de CO₂ en toneladas métricas

Método 3. Emisiones de CO₂ asociadas con equipo móvil basadas en el consumo de combustible

Paso 1. Estimación de la cantidad de combustible

- Fila 122: Ingrese la descripción de la fuente y seleccione de la lista desplegable en la siguiente columna el tipo de combustible
- Columna A. Ingrese la cantidad de combustible usado en unidades de energía (GJ)
- Columna B: La herramienta selecciona automáticamente un valor de Poder Calorífico basado en las unidades y el tipo de combustible seleccionado previamente
- Columna C: Valor auto calculado de la cantidad de combustible en unidades energéticas (GJ)

Paso 2. Selección del Factor de Emisión

- Columna D: La herramienta selecciona automáticamente un Factor de Emisión en base al combustible seleccionado previamente (estos valores de FE son tomados de los valores presentados en la Tabla de FE para la sección de Directas - Fuentes Fijas¹: filas 49 a 81). En caso de que el usuario desee hacer esta selección manualmente puede borrar el valor mostrado en la celda y seleccionar valores de la Tabla A 5.1 del Anexo 5 de este documento guía y en filas mencionadas en esta sección, donde se presentan valores de factores de emisión que pueden ser usados por omisión en caso de no contar con valores locales.

Paso 3. Estimación de las emisiones de CO₂

- Columna E. Valor auto calculado de las emisiones de CO₂ en toneladas

Directas – Manejo de residuos: Sistemas de tratamiento anaerobios de aguas residuales (las empresas deberán seleccionar solo uno de los métodos presentados a continuación)

Método 1. Para sistemas de tratamiento anaerobios de aguas residuales y digestión de lodos donde son colectados los gases.

Paso 1. Estimación de la cantidad de gas colectado

- Columna A: Ingrese la cantidad de gas colectado del sistema (m³ secos estándar/año)

- Columna B: Ingrese la eficiencia de captación del gas del sistema. Se incluye un valor por omisión para cuando no se conozca este valor.
- Columna C: Ingrese la fracción del gas que es quemada a la salida. Se incluye un valor por omisión para cuando no se conozca este valor.
- Columna D: Ingrese el valor de la cantidad de metano que contiene el gas. Se incluye un valor por omisión para cuando no se conozca este valor.
- Columna E: Valor auto calculado de la cantidad de metano que es emitido (en m³ secos)
- Columna F: Valor auto calculado de la cantidad de metano que es emitido en toneladas métricas.
- Columna G: Valor auto calculado de toneladas métricas de CO₂ generadas por la quema del metano
- Columna H: Valor auto calculado de las emisiones de CO₂ generadas por la quema del metano. Estas emisiones no son reportadas dentro del alcance 1, son reportadas en la sección de biomasa debido a que el CO₂ es generado por la quema de metano proveniente del tratamiento de residuos orgánicos (biomasa)

Paso 2. Suma de las emisiones de metano

- Fila 49: Suma de todas las emisiones provenientes de todas las fuentes que generan metano.

Método 2. Para sistemas de tratamiento anaerobios de aguas residuales y digestión de lodos donde el gas no es colectado o se desconoce la eficiencia de captación de gas.

Paso 1. Estimación de las emisiones de metano

- Columna A: Ingrese la cantidad de materia orgánica enviada para tratamiento (Kg. de DBO ó DQO).
- Columna B: Ingrese el FE para el metano (se incluyen FE por omisión para DBO y DQO para cuando no se conozca este valor).
- Columna C: Ingrese la cantidad quemado o capturado (Kg. de metano/año)
- Columna D: Valor auto calculado de la cantidad de metano liberado (Kg./año)
- Columna E: Valor auto calculado, emisiones de metano en toneladas métricas
- Columna F: Valor auto calculado, emisiones de CO₂ equivalentes

Paso 2: Suma de las emisiones de metano

- Valor auto calculado de la suma de todas las emisiones de metano de sistemas de tratamiento anaerobios de aguas residuales y/o de la digestión de lodos.

Paso 3. Suma de todas las emisiones de metano

- Valor auto calculado de la suma de todas las emisiones de metano por los métodos uno y dos.

Emisiones Directas – Adición de carbonatos

Paso 1. Estimación de la cantidad de carbonato usado en el molino

- Filas 9 y 10: Ingrese la cantidad de químico que esta usando: carbonato de calcio o carbonato de sodio
- Columna E: Factor de Emisión por omisión
- Columna F, filas 9 y 10: Valor auto calculado de las emisiones de CO₂

Exportación de energía y/o vapor

Paso 1. Estimación de la producción total de electricidad y/o vapor

- Fila 25, columna A: Ingrese la descripción de la corrientes que esta exportando (electricidad o vapor), ingrese la cantidad total de electricidad o vapor producida por el generador en MW/h. Este valor es calculado para la fuente identificada como “Turbinas de Combustión en Sitio” en la hoja de “Directas-Fuentes Fijas de Combustión” y es exportado directamente a esta hoja o puede ser ingresado manualmente por el usuario.

Paso 2. Estimación de las emisiones de CO₂

- Columna B: Ingrese la cantidad total de las emisiones de CO₂ equivalentes producidas por la producción de electricidad y/o calor.

Paso 3. Exportaciones de corrientes

- Columna C: Ingrese la cantidad total en KW/h de energía o vapor exportado

Paso 4. Exportaciones Indirectas de CO₂

- Columna D: Valor auto calculado de las exportaciones indirectas de CO₂ relacionadas con la exportación de energía eléctrica o vapor.

Paso 5. Intensidad de carbono

- Columna E: Valor auto calculado de la intensidad de carbono de la energía eléctrica o vapor exportado

Paso 6. Emisiones totales de CO₂

- Fila 35: Valor auto calculado de las emisiones de CO₂ por la energía o vapor exportado.

Nota: En caso de que se seleccione la opción de “Turbinas en Sitio” en la Hoja de “Directas-Fuentes Fijas de Combustión” y posteriormente se elimine este rubro, se deberá de borrar el valor calculado en la página “Indirectas -Exportación de Energía”

Asignación de sistemas Combinados de Calor y Energía

Paso 1: Estimación de la salida de calor

- Columna A: Ingrese el valor de la Salida de Calor (calor de proceso u otro tipo de calor generado) en GJ, BTU ó KWh

Paso 2: Estimación de la salida de energía

- Columna B: Ingrese el valor de la salida de energía (con las mismas unidades que en la columna A).

Paso 3. Cantidad de combustible utilizado

- Columna C: Ingrese la cantidad de combustible utilizado en unidades de energía (contenido energético y en las mismas unidades que en las columnas A y B)

Paso 4. Unidades utilizadas

- Columna D: Ingrese las unidades utilizadas en las columnas A, B y C (las tres tiene que ser iguales para ser consistentes con los cálculos posteriores).

Paso 5. Emisiones directas totales provenientes de las instalaciones de sistemas Combinados de Calor y Energía.

- Columna E: Ingrese las emisiones totales de CO₂ del sistema CCE en CO₂ equivalentes (puede utilizar alguno de los métodos descritos en la hoja de cálculo de “Fuentes Fijas de Combustión” para estimar las emisiones de CO₂).

Paso 6. Coeficientes asignados de eficiencias

- Columna F: Ingrese el coeficiente de asignado de eficiencia (eficiencia de producción de calor dividida entra la eficiencia de producción de energía, el Protocolo de WRI/WBCSD asume un coeficiente de $0.8/0.35 = 2.29$)

Paso 7: Valor auto calculado de la eficiencia de la producción de energía.

Paso 8: Valor auto calculado de la eficiencia de producción de calor

Paso 9: Valor auto calculado. Emisiones compartidas asignadas a la producción de calor

Paso 10: Valor auto calculado. Emisiones compartidas asignadas a la producción de energía

Paso 11: Valor auto calculado. Factor de emisión para la producción de calor

Paso 12: Valor auto calculado. Factor de emisión para la producción de energía.

Emisiones Indirectas – Importación de energía eléctrica y/o electricidad

Paso 1. Estimación de la cantidad de electricidad y/o vapor importado

- Fila 20: Ingrese la descripción de la fuente que a la que se esta importando la electricidad o el vapor (CLF, CFE, etc.)
- Columna A: ingrese la cantidad de energía /o vapor que se esta importando en MW/h

Paso 2. Selección del Sistema de Generación de Energía Eléctrica

- Columna B: De la lista desplegable seleccione el sistema de generación de energía eléctrica en el cual se encuentra ubicada la empresa.

Paso 3. Selección del año del Factor de Emisión

- Columna C: Seleccione de la lista desplegable el valor del Factor de Emisión para el año correspondiente. El último año en que se validaron Factores de Emisión Eléctricos por parte de ATPAE fue en el año 2001, del 2002 al 2010 son proyecciones estimadas de Factores de Emisión basadas en el aumento de la capacidad de generación de energía eléctrica y a los cambios tecnológicos previstos para la producción de energía.

Paso 4. Selección del Factor de Emisión

- Columna D: valor auto sugerido por la herramienta del Factor de Emisión en base a la selección previa realizada por el usuario del Sistema de Generación de Energía Eléctrica y del año del Factor de Emisión.

Paso 5. Valor auto calculado de las emisiones de CO₂

- Columna E: Suma de todas las fuentes que importan energía y/o vapor y que producen emisiones de CO₂.

Importaciones y exportaciones de CO₂ fósil, incluyendo exportaciones a plantas de precipitado de carbonato de calcio (PCC)

Paso 1. Generación de CO₂ fósil

- Columna A: Cantidad de CO₂ fósil generado por la quema de combustibles fósiles (en toneladas métricas) de la fuente que exporta CO₂ a la Planta de PCC. Este valor es exportado directamente por la herramienta para las fuentes en el inventario seleccionadas como “Unidades de combustión asignadas a la Planta de PCC” o puede ser ingresado manualmente por el usuario.

Paso 2. Fracción del gas que es enviado a la planta de PCC

- Columna B: Ingrese la fracción del gas que es enviado a la planta de PCC

Paso 3. Estimación de las exportaciones

- Columna C: Valor auto calculado del CO₂ fósil que es exportado a las plantas de PCC.

Nota: En caso de que se seleccione la opción de “Asignación de Unidades de Combustión a la Planta de PCC” en la Hoja de “Directas-Fuentes Fijas de Combustión” y posteriormente se elimine este rubro, se deberá de borrar el valor calculado en la página “Importaciones y Exportaciones de CO₂”

Referencias

- Actualización y Desarrollo Metodológico del Balance de Energía de la Zona Metropolitana del Valle de México, Universidad Nacional Autónoma de México, Programa Universitario de Energía, mayo 2003.
- Balance Nacional de Energía 2002, Secretaria de Energía, 2003.
- Calculation Tool for Estimation Greenhouse Gas Emissions from Pulp and Paper Mills, Version 1.1, National Council for Air and Stream Improvement, INC., may 2005.
- Cambios en Consumo de Electricidad y en la Intensidad Eléctrica de la Industria Mexicana de la Celulosa y Papel, PA Government Services, Inc., Junio 2003.
- Guía para la correcta selección y empleo de métodos de estimación de emisiones contaminantes, Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales, octubre 2001.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 1997a. Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reporting Instructions (Volumen1). IPCC National Greenhouse Gas Inventory Program.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 1997b. Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook (Volume 2). IPCC National Greenhouse Gas Inventory Program.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 1997c. Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual (Volume3). IPCC National Greenhouse Gas Inventory Program.
- Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 1994-1998, Instituto Nacional de Ecología, Secretaria del Medio Ambiente y Recursos Naturales, octubre, 2000
- Manuales del Programa de Inventario de Emisiones de México, Volumen V, Desarrollo de Inventario de Emisiones de Fuentes de Área; Radian International LLC, marzo 1997.
- Metodologías para Calcular el Coeficiente de Emisión Adecuado para Determinar las Reducciones de GEI Atribuibles a Proyectos de EE/ER; Justificación para la Selección de la Metodología, PA Government Services, Inc., mayo 2003.
- Metodología para la Elaboración del Inventario de Gases de Efecto Invernadero Asociado al Consumo de Energía en México; Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, diciembre 2000.
- Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual (Volume 3)

- World Resources Institute (WRI) and World Business Council for Sustainable Development (WBCSD). 2004. The Greenhouse Gas Protocol: A corporate Accounting and Reporting Standard. World Resources Institute. Washington, D.C.

Fuentes

<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch1ref2.pdf>

<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch1ref3.pdf>

<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch1wb4.pdf>

http://www.energia.gob.mx/wb2/Sener/Sene_185_publicaciones

<http://www.epa.gov/compliance/resources/publications/assistance/sectors/notebooks/pulp.html>

<http://www.ghgprotocol.org/>

<http://www.wri.org/>

<http://www.atpae.org.mx/>

<http://www.fumec.org.mx/>

<http://www.epa.gov/espanol/>

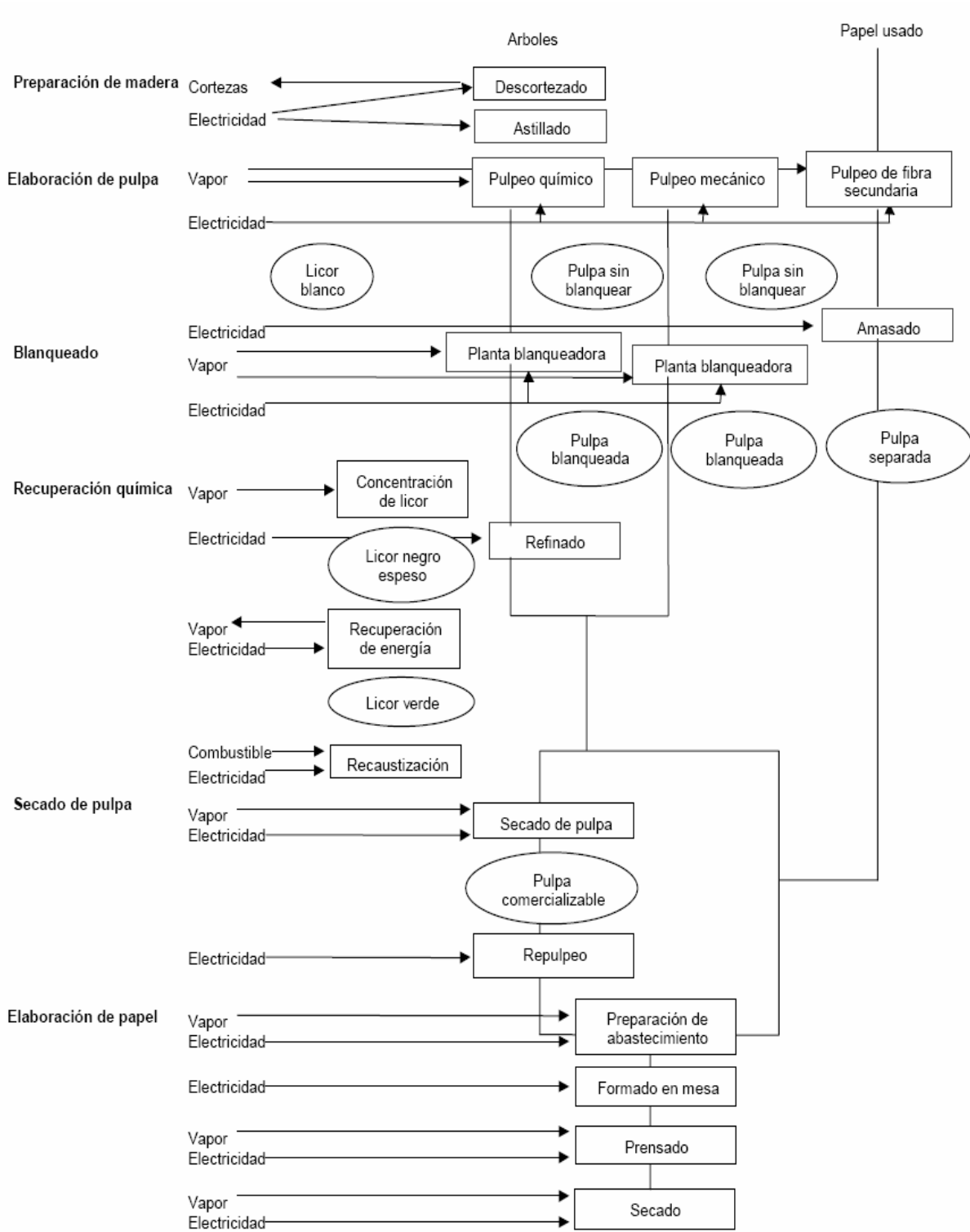
www.semarnat.gob.mx/spp/sppa/DOCUMENTOS/cclimatico/programa%20GEI%20Mexico/protocolodegei.pdf

<http://portal.semarnat.gob.mx/semarnat/portal>

<http://www.geimexico.org/>

Anexo 1. Celulosa y Papel

Figura A.1 Proceso de fabricación de la Celulosa y Papel



A.1 Descripción de la Elaboración de Celulosa

A nivel mundial el proceso más utilizado para la obtención de celulosa a partir de madera es través de medios químicos. En México la producción de celulosa química representó el 91.1% del total durante 1999.

A.1.1 Celulosa Química

Dentro de los procesos alcalinos de obtención de celulosa a partir de madera, el denominado al sulfato o "kraft" es el más difundido en el ámbito nacional (55.3% de la celulosa nacional se obtuvo con este proceso durante 1999).

En la primera fase del proceso la madera es astillada y tamizada, antes de pasar al tanque digestor, donde tienen lugar una serie de reacciones químicas muy complejas.

Cuando la digestión ha finalizado, los productos principales consisten en una celulosa cruda de color café y un licor negro. El licor negro es una mezcla compleja de material orgánico y reactivos sobrantes. La economía de este proceso de pulpeo, depende en gran parte de un adecuado sistema para recuperar los reactivos empleados en la etapa de digestión.

El licor negro y la celulosa se separan mediante operaciones de filtración y lavado. Se recuperan, como parte de las operaciones descritas, una serie de subproductos tales como aguarrás, aceite de bogol, jabón, brea, etc. En esta parte del proceso se utiliza vapor y se generan emisiones de CO₂ provenientes de las fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles

La celulosa cruda sufre una serie importante de operaciones para su depuración y blanqueo. El consumo de energía y vapor en la etapa de blanqueo depende de la tecnología utilizada. Dependiendo de su destino de uso; primero se tamiza y lava con agua, se filtra y se vuelve a lavar de acuerdo con el grado de brillantez que se desea obtener.

Cabe mencionar que cuando se trata de fábricas que producen únicamente pasta, se requiere de un proceso de secado. El secado de celulosa es intensivo por lo que se consumen grandes cantidades de energía eléctrica y de vapor lo que genera emisiones de CO₂ provenientes de las calderas que producen el vapor.

A.1.2 Proceso de Pulpeo Mecánico

Este proceso implica la reducción de la madera a su estado fibroso por medios puramente mecánicos; esto es, sin empleo de reactivos químicos. Este proceso incluye la molienda en húmedo de la madera hasta obtener una pasta fibrosa, empleándose una piedra de carburo de silicio. En este molino los trozos de madera suaves se fuerzan contra el mortero, el cual funciona casi idénticamente a una piedra de esmeril. Al girar dicho medio transforma a la madera en sus componentes fibrosos, la pasta así formada es arrastrada fuera del molino por un flujo de agua que es asperjado en la superficie de la piedra y que a su vez absorbe el calor desprendido por la fricción. La pasta obtenida es depurada en cribas centrífugas y de aquí enviada a una operación de blanqueo en donde se trata con una solución de hidrosulfito de zinc.

A.1.3 Proceso Químico Termomecánico

Este tipo de pulpeo se inicia al introducir la materia prima celulósica, bagazo desmedulado de caña de azúcar o astillas de madera en una tolva, la cual descarga a un alimentador de tornillo. Dicho alimentador tiene como objetivo forzar a que entre el material celulósico por un tubo digestor, el cual se encuentra presurizado por la adición de sosa/sulfito de sodio a fin de que a su paso a través del digestor provoque una deslignificación moderada en la madera de bagazo. La adición simultánea de vapor y reactivos químicos conlleva a instalar menor potencia en la etapa de desfibrado del proceso. La pasta ablandada que sale del digestor, es lavada y depurada para de aquí desfibrarse en un tándem de refinadores de doble disco. Dependiendo del mercado, la celulosa cruda obtenida puede laminarse para venta o bien blanquearse utilizando peróxido de hidrógeno. En esta etapa también se producen emisiones de CO₂ por la quema de combustibles fósiles para generar el vapor que se emplea en el proceso.

2.2 Elaboración de Papel

A.2.1 Proceso del Papel

Debido al gran número de tipos de Papel que se producen sería muy extenso referirse a cada uno de ellos. Sin embargo, a manera muy general, se puede decir que la manufactura de Papel comprende operaciones esencialmente mecánicas, las cuales se basan en la tendencia de las fibras celulósicas en suspensión acuosa a unirse entre sí cuando se secan. El proceso de la elaboración se lleva a cabo en dos grandes áreas, la primera se refiere a la preparación de pastas, mientras que la segunda atañe a la formación del Papel propiamente dicha.

A.2.2 Formación de Papel

La máquina para elaborar el Papel en forma continua, convierte una suspensión fibrosa muy diluida en una hoja seca a velocidad relativamente elevada. La máquina Fourdrinier o de mesa plana consiste básicamente en una malla sin fin, la cual se desplaza a velocidades que oscilan desde una décima de metros por minuto hasta cerca de 1500 metros por minuto. En uno de los extremos de esta malla se deposita, en régimen laminar, la suspensión fibrosa, que previamente se ha vuelto a refinar, durante la etapa previa para obtener el stock de fibra al depurar y diluir hasta alcanzar una consistencia cercana al 0.8% (contenido de fibra en solución). Conforme avanza la suspensión a través de la máquina, va perdiendo humedad, originándose simultáneamente el entrelazamiento de las fibras para conformar la hoja de Papel.

La operación de desaguado se efectúa cuando la malla pasa sobre cajas de succión y rodillos de mesa, ubicados en la sección de formación de la máquina. En el extremo opuesto de la malla se obtiene una hoja de Papel todavía muy húmeda a 20% de consistencia aproximadamente, por lo que a través de un transportador de fieltro de lana, se conduce a varios juegos de prensa en donde pierde más humedad también en forma mecánica.

A fin de incrementar la capacidad evaporativa de la sección de secado, es común utilizar una serie de quemadores a gas, los cuales permiten insuflar aire ambiente a temperaturas altas. El consumo de energía y de vapor durante el secado es relativamente alto por lo que también se producen emisiones de CO₂ en esta etapa.

Anexo 2. Límites Operacionales del Inventario

A 2.1. Ejemplo de tabla para reportar los límites operacionales del inventario

Esta matriz se puede usar para indicar cuales operaciones están incluidas dentro de los límites del inventario y su propiedad o control por parte de la empresa. Proporcione una descripción general de los límites, cualquier información adicional para explicarlos y después coloque una " X" en las celdas apropiadas

Use este espacio para proveer información adicional que ayude a entender los límites del inventario, incluyendo el método usado para asignar las emisiones de fuentes parcialmente controladas o parcialmente propiedad de la empresa. <i>Agregue paginas adicionales si es necesario</i>	Marque con una "X" para identificar las operaciones incluidas dentro del inventario
Recolección	
Vehículos de transporte de madera/corteza/residuos/u otras materias primas	
Vehículos de transporte de productos y subproductos	
Descortezado	
Astillado	
Pulpeo mecánico	
Pulpeo químico – Kraft	
Pulpeo químico – sulfito	
Pulpeo químico – otro	
Pulpeo semiquímico	
Horno de recuperación	
Horno de licor – sulfito	
Horno de licor – semiquímico	
Horno de cal o calcinador	
Incineradores para gases no condensados	
Agua Residual de pulpado y limpieza	
Recuperación de celulosa del papel o del cartón	
Blanqueamiento químico o semiquímico de celulosa	
Aclarado, abrillantado de celulosa recuperada	
Preparación en sitio de químicos (ClO ₂ o O ₃)	
Producción de papel y/o cartón	
Recubrimiento (incluye recubrimiento por extrusión)	
Corte de hoja, envoltura de rollos	
Generadores de vapor y de energía en sitio	
Turbinas de combustión en sitio	
Secadores infrarrojos que utilicen gas	
Otros secadores que utilicen combustibles fósiles	
Operaciones de tratamiento de aguas residuales	
Procesamiento de lodos (digestión)	
Rellenos sanitarios para la disposición de residuos	
Equipos de control de emisiones a la atmósfera	
Vehículos que se usan en carreteras	
Vehículos y maquinaria que no se usan en carretera	
Oficinas normales / espacios de trabajo para los empleados de la planta	
Otra operación –describir	
Otra operación –describir	
Otra operación –describir	

Anexo 3. Poderes Caloríficos de Combustibles para México

A3. Poderes caloríficos netos de combustibles utilizados en México				
Combustible	Unidades	2000	2001	2002
Gas natural asociado ^α	(kJ/m ³)	40,273	40,441	40,474
Gas natural no asociado ^β	(kJ/m ³)	32,326	32,762	33,030
Carbón térmico ^χ	(MJ/t)	19,136	18,796	19,405
Carbón siderúrgico nacional	(MJ/t)	23,483	23,483	23,483
Equivalente primario de energía eléctrica	MJ/MWh	10,407	10,263	10,420
Petróleo crudo maya	MJ/bl	6,143	6,143	5,658
Petróleo crudo istmo	MJ/bl	5,628	5,628	5,983
Petróleo crudo olmeca	MJ/bl	5,700	5,700	5,543
Gasolinas naturales	MJ/bl	4,781	4,781	4,781
Coque de petróleo	MJ/t	31,672	29,631	30,675
Gas licuado	MJ/bl	3,734	3,734	3,734
Gasolinas y naftas	MJ/bl	5,126	5,051	5,051
Querosenos	MJ/bl	5,665	5,602	5,602
Diesel	MJ/bl	5,729	5,561	5,561
Combustóleo	MJ/bl	6,392	6,392	6,392
Lubricantes	MJ/bl	6,029	6,029	6,800
Grasas	MJ/bl	5,967	5,967	5,967
Gas Natural ^δ	kJ/m ³	33,427	33,913	33,913
Propano-propileno	MJ/bl	4,069	4,069	4,069
Butano-butieno	MJ/bl	4,069	4,069	4,069
Gas natural de exportación	kJ/m ³	35,424	33,913	35,707
Gas natural de importación	kJ/m ³	34,478	33,913	34,599
Carbón térmico internacional	MJ/t	18,360	23,981	25,284
Carbón siderúrgico internacional	MJ/t	29,559	29,559	29,559
Coque de carbón	MJ/t	26,521	26,521	26,521
Leña ^ε	MJ/t	14,486	14,486	14,486
Bagazo de caña	MJ/t	7,055	7,055	7,055

Fuente: Balance Nacional de Energía 2003

^α El Gas Natural asociado se mide a la salida de las baterías de separación, estandarizado a 20°C y a 100 kPa. El gas natural a la salida del pozo tiene un poder calorífico de 45,225 kJ/m³.

^β El gas natural no asociado es medido en condiciones estándares, el poder calorífico a la boca del pozo es de 38,073 kJ/m³.

^χ Para el caso del poder calorífico del carbón térmico en centrales eléctricas se consideró una mezcla del nacional e importado de 19,915 MJ/t para 2001 y 21,685 MJ/t para 2002

^δ Corresponde a volúmenes medidos a 20°C y a 100 kPa de presión, el poder del gas residual facturado es de 35,420 kJ/m³

^ε Leña seca al aire con 25.0 por ciento de humedad

Anexo 4. Factores de emisión para CH₄ y N₂O para la combustión de Biomasa

A4. Factores de emisión para CH ₄ y N ₂ O para la combustión de Biomasa			
<i>Calderas que utilizan residuos de madera</i>			
Descripción del Factor de Emisión	kg CH ₄ /TJ	kg N ₂ O/TJ	Referencia
Madera, residuos de madera y otros residuos de biomasa	30	4	Nivel 1-IPCC 1997c
Emisiones sin control de calderas que utilizan madera	15	-	Nivel 2-IPCC 1997c
Promedio para la combustión de residuos de madera	9.5	5.9	USEPA 2001
Promedio para calderas de lecho fluidizado circular que utilizan turba o corteza	1	8.8	Fortrum 2001
Promedio para calderas de lecho fluidizado burbujeante que utilizan turba o corteza	2	<2	Fortrum 2001
Calderas de antes de 1980 que utilizan residuos de madera y muestreadas después de los dispositivos de control de emisiones	8.2.	-	NCASI 1980
Calderas de antes de 1980 que utilizan residuos de madera y muestreadas después del depurador húmedo (scruber)	2.7	-	NCASI 1995
Calderas que utilizan madera	41	3.1	JPA 2002
Madera como combustible	24	3.4	AEA Tech. 2001
Residuos de madera	30	5	Swedish EPA 2004
Factores de emisión promedio para los residuos de madera	12	4	
	1 - 40	1.4 - 75	EEA 2004
<i>Hornos de recuperación</i>			
Horno de recuperación	<1	<1	Fortrum 2001
Horno de recuperación – licor negro	2.5	-	JPA 2002
Licor negro	30	5	Swedish EPA 2004
Factores de emisión promedio para el licor negro	2.5	2	
	1 – 17.1	1 –21.4	EEA 2004

Anexo 5. Factores de emisión y métodos para estimar emisiones de GEI y SO₂ provenientes de fuentes estacionarias

A 5.1. Factores de Emisión por omisión del IPCC para combustibles fósiles		
Combustible Fósil	Factor de Emisión sin Corregir kg CO ₂ / TJ *	Factor de Emisión Corregido kg CO ₂ / TJ
Aceite Crudo	73,700	72,600
Gasolina	69,300	68,600
Queroseno	71,900	71,200
Diesel	74,100	73,400
Combustóleo	77,100	76,600
GLP	63,100	62,500
Coke de Petróleo	100,800	99,800
Carbón de Antracita	98,300	96,300
Carbón Bituminoso	94,600	92,700
Carbón Subbituminoso	96,100	94,200
Lignita	101,200	99,200
Turba	106,000	104,900
Gas Natural	56,100	55,900

* Estos factores asumen carbono sin oxidar. Para contabilizar el carbono sin oxidar, el IPCC sugiere multiplicar por estos factores: carbón: 0.98, aceite: 0.99, y gas: 0.995.

A 5.2 Factores de corrección de varias fuentes recomendados para el carbono sin oxidar			
Fuente	Carbón	Aceite	Gas Natural
IPCC (1997c)	98%	99%	99.5%
Environment Canada (2004)	99%	99%	99.5%
EPA Climate Leaders (USEPA 2003)	99%	99%	99.5
DOE 1605b (USDOE 1994)	99%	99%	99%
EPA AP-42 (USEPA 1996, 1998, a, b, c)	99%	99%	99%

A 5.3 Métodos para estimar emisiones de CH ₄ y N ₂ O en combustión estacionaria		
	Descripción	Resolución
Preferido	Cálculo basado en datos de consumo de combustible (u otros datos de actividad) desagregados por tipo de combustible específico y combinado con emisiones específicas de los equipos y control de eficiencia y/o utilización de factores de emisión.	Unidades de Combustión
Omisión	Cálculo basado en datos agregados de consumo de combustible (u otros datos de actividad) combinado con factores de emisión genéricos.	Corporativo o entidades de negocio

A 5.4. Factores de Emisión Nivel 1 para CH ₄ y N ₂ O para fuentes estacionarias de combustión (IPCC 1997 c)		
Combustible	Factor de Emisión CH ₄ kg/TJ	Factor de Emisión N ₂ O kg/TJ
Carbón	10	1.4
Gas Natural	5	0.1
Aceite	2	0.6
Madera/ madera residual	30	4

A.5.5. Factores de Emisión Nivel 2 para el CH ₄ y N ₂ O para calderas industriales (IPCC 1977c)				
Combustible	Tecnología	Configuración	kg CH ₄ /TJ	kg N ₂ O/TJ
Carbón bituminoso	Calderas sobrealimentadas		1.0	1.6
Carbón subbituminoso	Calderas sobrealimentadas		1.0	1.6
Carbón bituminoso	Calderas subalimentadas		14	1.6
Carbón subbituminoso	Calderas subalimentadas		14	1.6
Carbón bituminoso	Pulverizado	Fondo seco, calentamiento de pared	0.7	1.6
Carbón bituminoso	Pulverizado	Fondo seco, calentamiento tangencial	0.7	0.5
Carbón bituminoso	Pulverizado	Fondo húmedo	0.9	1.6
Carbón bituminoso	Alimentación en aspersion		1.0	1.6
Carbón bituminoso	Lecho fluidizado	Burbujeo o circular	1.0	96
Carbón subbituminoso	Lecho fluidizado	Burbujeo o circular	1.0	96
Antracita			10*	1.4*
Aceite residual			3.0	0.3
Aceite Diesel			0.2	0.1*
Gas Natural	Calderas		1.4	0.1*
Gas Natural	Turbinas		0.6	0.1*
Gas Natural	Motores de combustión interna	2 ciclos – combustión de mezcla pobre	17	0.1*
Gas Natural	Motores de combustión interna	4 ciclos – combustión enriquecida	13	0.1*
Gas Natural	Motores de combustión interna	4 ciclos – combustión enriquecida	2.9	0.1*

*Estos son factores genéricos del IPCC para el carbón y el gas natural

A 5.6. Factores de Emisión específicos para SO ₂	
Combustible	Factor de Emisión kg SO ₂ /10 ⁶ kcal
Combustóleo con 1% en peso de azufre	2.04
Combustóleo con 2% en peso de azufre	4.08
Combustóleo con 4% en peso de azufre	8.16
Diesel con 0.5% en peso de azufre	0.91

Fuente: NOM-085-ECOL-1994

A 5.7. Factores de emisión para bióxido de azufre (SO ₂) en el auto transporte mexicano	
Combustible	Factor de Emisión (kg SO ₂ /TJ)
Combustóleo	1834.02
Diesel Nacional	457.98
Diesel Desulfurado	228.99
Diesel SIN	22.90
Gasolina Nova	67.39
Gasolina PEMEX-Magna Resto del País	44.92
Gasolina PEMEX- magna Zonas metropolitanas	22.46
Gas Licuado	5.92

Fuente: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 1997-1988

A 5.8. Valores por omisión para el contenido de azufre en combustibles mexicanos		
Tipo de combustible	Máximo nivel de azufre (wt %)*	
Magna Sin	0.10	
Magna Sin: Zona Fronteriza Norte ZFN	0.10	
Magna Sin: Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM), a partir de 1998 también en la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) y Zona Metropolitana de Guadalajara (ZMG)	0.1	
Nova Plus	0.15	
Nova Plus: ZMCM y a partir de 1998 también en la ZMM y ZMG	0.15	
Diesel Sin: ZMCM, ZMM y ZMG	0.05	
Diesel Desulfurado	0.5	
Diesel Industrial	0.5	
Gasóleo Industrial	2.0	
Combustóleo Pesado	4.0	
Combustóleo Hidrotratado: ZMCM a partir de 1998	1.0	
Combustible ligero para zonas críticas (ZMCM, ZMM y ZMG)	2.0	
Gas Natural	0	
Gas Licuado de Petróleo (Gas L.P)	0.01	
Turbosina	0.3	
Carbón ^º	Térmico (MICARE-Río Escondido)	0.90
	Térmico de importación	1
	Siderúrgico (coquizable)	1.39

Fuente: Adaptación propia del Manual de Inventario de Emisiones, Volumen V y del Balance Nacional de Energía 2003

^º Valores obtenidos del BNE 2002

A 5.9. Valores por omisión para el contenido de azufre en combustibles (IPCC, 1996)	
Combustible	Valor por omisión (%)
Queroseno para Jet	0.05
Licor Negro	1.5
Combustible de madera	0.2
Otras biomásas	<0.03

Fuente: 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual

A 5.10 Valores por omisión para la retención del azufre (r) en ceniza [%]	
Combustible	r (%)
Carbón duro	5
Carbón café	30

A.5.11 Factores de Emisión para hornos de cal y calcinadores en molinos kraft						
Combustible	Hornos de cal			Calcinadores		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Aceite residual	76,600	2.7	0	76,600	2.7	0.3
Aceite destilado	73,400	2.7	0	73,400	2.7	0.4
Gas Natural	55,900	2.7	0	55,900	2.7	0.1
Biogás	0	2.7	0	0	2.7	0.1

A 5.12. Factores de Emisión basados en consumo de combustible para fuentes móviles y maquinaria no usadas en carretera (IPCC 1997 c)				
Fuente y tipo de motor	CO ₂ kg/TJ	CH ₄ kg/TJ	N ₂ O kg/TJ	CO ₂ eq.kg/TJ
Forestal - diesel	73,400	4	30	82,800
Industrial - diesel	73,400	4	30	82,800
Ferroviano – diesel	73,400	4	30	82,800
Canales de aguas navegables – diesel	73,400	4	30	82,800
Marino – diesel	73,400	7	2	74,200
Industrial – diesel	68,600	50		70,300
Forestal – gasolina 2 movimientos	68,600	170	0.4	72,300
Industrial – gasolina 2 movimientos	68,600	130	0.4	71,500
Canales de aguas navegables – gasolina 4 movimientos	68,600	40	2	70,100
Canales de aguas navegables – gasolina 2 movimientos	68,600	110	0.4	71,100

En México los factores de emisión para vehículos son limitados y solo se cuentan con algunos FE como los desarrollados por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Estos factores se desarrollaron para una flota experimentada en la ciudad de México, por lo cual se recomienda utilizar los FE de la tabla anterior.

A 5.13 Factores de Emisión para el auto transporte mexicano		
Vehículo	CH ₄ (g/km)	N ₂ O (g/km)
Vehículos sin control de emisiones		
Auto particular	0.174	0.005
Camión ligero a gasolina	0.174	0.006
Camión pesado a gasolina	0.174	0.009
Motocicleta	0.329	0.002
Camión pesado a diesel	0.100	0.031
Vehículo ligero a gas licuado	0.180	>>>
Vehículo pesado a gas licuado	0.400	>>>
Vehículos con control de emisiones		
Auto particular	0.070	0.046
Camión ligero a gasolina	0.080	0.063
Camión pesado a gasolina	0.100	0.006
Motocicleta	0.329	0.002
Camión pesado a diesel	0.030	0.025
Vehículo ligero a gas licuado	0.030	>>>
Vehículo pesado a gas licuado	0.150	>>>

Anexo 6. Factores de emisión para la adición de químicos

A6. Emisiones por la adición de carbonato de calcio y carbonato de calcio en molinos de celulosa*	
Compuesto	Emisiones
Molino de pulpa adición de CaCO ₃	440 kg CO ₂ /t CaCO ₃
Molino de pulpa adición de Na ₂ CO ₃	415 Kg CO ₂ / t Na ₂ CO ₃

*Si el carbonato es derivado de biomasa, las emisiones de GEI son cero.

Anexo 7. Factores de Emisión para la Importación de Energía Eléctrica

A7. Factores de Emisión de GEI Eléctricos Recomendados por ATPAE (Históricos 1995-2001) (toneladas de CO ₂ eq./MWh)					
Año	Sistema Interconectado	Sistema Noroeste	Sistema Baja California	Sistema Baja California Sur	Todo el sistema Eléctrico Nacional
1995	0.6341	0.6911	0.6673	0.7810	0.6273
1997	0.6317	0.6171	0.6810	0.7877	0.6263
1998	0.6401	0.6029	0.6913	0.8228	0.6332
1999	0.6378	0.6247	0.7029	0.8172	0.6301
2000	0.6380	0.6244	0.6627	0.8232	0.6612
2001	0.6521	0.6157	0.6029	0.8085	0.6539

Fuente ATPAE

A 7.1. Factores de Emisión de GEI proyectados al futuro hasta el año 2010 (toneladas de CO ₂ eq./MWh)				
Año	Sistema Interconectado	Sistema Noroeste	Sistema Baja California	Sistema Baja California Sur
2002	0.6312	0.6157	0.6029	0.8085
2003	0.5827	0.6131	0.5199	0.8085
2004	0.5583	0.6611	0.5199	0.7686
2005	0.5546	0.6611	0.5199	0.7686
2006	0.5468	0.6611	0.4987	0.7685
2007	0.5288	0.6619	0.4992	0.7694
2008	0.5368	0.6126	0.5104	0.7866
2009	0.5487	0.5955	0.5238	0.8009
2010	0.5285	0.5677	0.5187	0.7466

Fuente ATPAE

Los FE del 2002 al 2010 no están reconocidos oficialmente aun pero son una buena referencia para estimar emisiones de GEI provenientes del consumo de energía eléctrica.

Anexo 8. Presentación de Resultados

A 8.1. Ejemplo de tabla para reportar los resultados del inventario de GEI – Alcance 1: emisiones de fuentes que son total o parcialmente propiedad de la empresa o están controladas por la empresa

<i>Emisiones relacionadas con procesos y energía</i>		Total Alcance 1 toneladas métricas			
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ ⁹ eq
1	Combustión estacionaria (combustibles fósiles)				
2	Combustión de biomasa	N/A*			
3	Adición de químicos (CaCO ₃ y Na ₂ CO ₃)				
<i>Emisiones por Fuentes Móviles</i>					
4	Vehículos de carretera				
5	Vehículos y maquinaria que no se usa en carretera				
<i>Emisiones de manejo de residuos</i>					
6	Sistemas anaerobios de tratamiento de aguas residuales	N/A*			
7	Otras emisiones dentro del Alcance 1 no incluidas arriba – Describir:				
	Total emisiones Alcance 1 (suma de las líneas 1 a 7)				
<i>Emisiones asociadas con la exportación de energía y vapor (un subconjunto del total de las emisiones del alcance 1)</i>					
8	Emisiones relacionadas con la exportación de energía (kg CO ₂ /MWh)				
	Intensidad de carbono de las exportaciones de energía (kg CO ₂ /MWh)				
	Método usado para estimar la intensidad de GEI en la red de abastecimiento eléctrico:				
9	Emisiones relacionadas con la exportación de vapor				
10	<i>Emisiones totales atribuibles a las exportaciones (suma de las líneas 8 y 9)</i>				
Explicar el método usado para determinar la propiedad/control de las fuentes no completamente propiedad de la empresa. Un protocolo como el de GEI se puede usar como guía para determinar la propiedad/control.					
Incluya cualquier información que se pueda necesitar para entender los resultados del inventario:					

N/A* : No Aplica: Las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la biomasa no están incluidas en los totales de los GEI debido a que este carbono es considerado parte del ciclo natural, se recicla entre la atmósfera y el tejido de las plantas.

Donde las emisiones han sido determinadas como insignificantes o no materialmente significativas, escriba “NM” y explique las bases para esta determinación en una nota al pie.

⁹ Los CO₂-equivalentes son calculados multiplicando los gases individuales por los valores de GWP del IPCC, CO₂ = 1, CH₄ = 21, N₂O = 310 y finalmente sumar los tres gases. Es aceptable usar factores de emisión para los equivalentes de CO₂ en lugar de estimar los tres gases individualmente.

A 8.2 Ejemplo de tabla de reporte para los resultados del inventario de GEI – Alcance 2 Emisiones atribuibles a la importación de energía/vapor, e importación/exportación de CO ₂ fósil					
Alcance 2 – emisiones relacionadas con la importación de electricidad y vapor, incluyendo estas que se encuentran en fuentes externas		Total Alcance 2 toneladas métricas			
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ ¹⁰ eq
1	Alcance 2 – emisiones relacionadas con la importación de electricidad que es consumida por la planta				
2	Alcance 2 – emisiones relacionadas con la importación de vapor que es consumida por la planta				
3	<i>Total emisiones Alcance 2 de la importación de energía y vapor (suma de la línea 1 a 2)</i>				
Otras emisiones indirectas (Alcance 3)					
4	Descripción de otras emisiones dentro del Alcance 3 incluidas en el inventario				
Importaciones y exportaciones de CO ₂ derivado de combustibles fósiles					
5	Importaciones de CO ₂ (por ejemplo para neutralización)				
6	Exportaciones de CO ₂ derivado de combustibles fósiles (ejemplo a plantas de PCC) Nota 1: Esto incluye solo la fracción de CO ₂ exportado que puede ser trazado para los combustibles fósiles. Las exportaciones de CO ₂ derivado de biomasa se reportan en la Tabla A 8.4: Emisiones de CO ₂ provenientes de la quema de biomasa Nota 2: Este CO ₂ exportado No Debe Ser Reportado como emisiones en la Tabla A 8.1				
Explicar el método usado para determinar la propiedad/control de las fuentes que no son completamente propiedad de la empresa. Un protocolo como el de GEI se puede usar como guía para determinar la propiedad/control.					
Incluya cualquier información que se pueda necesitar para entender los resultados del inventario:					

Donde las emisiones han sido determinadas como insignificantes o no materialmente significativas, escriba “NM” y explique las bases para esta determinación en una nota al pie

¹⁰ Los CO₂-equivalentes son calculados multiplicando los gases individuales por los valores de GWP del IPCC, CO₂ = 1, CH₄ =21, N₂O = 310 y finalmente sumar los tres gases. Es aceptable usar factores de emisión para los equivalentes de CO₂ en lugar de estimar los tres gases individualmente.

