

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA
FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA
MAESTRIA Y DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERÍA



TESIS

Análisis de Ciclo de Vida de la
Generación de Energía Eléctrica a partir de Combustibles
Fósiles

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
DOCTOR EN CIENCIAS

PRESENTA

M.C. SIRENIA PATRICIA LÓPEZ GIL

Tijuana, B. C.

Febrero 2013

Universidad Autónoma de Baja California

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA

COORDINACIÓN DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

FOLIO No. 093

Tijuana, B. C., a 18 enero de 2013

C. Sirenia Patricia López Gil
Pasante de: Doctor en Ciencias
Presente

El tema de trabajo y/o tesis para su examen profesional, en la
Opción TESIS

Es propuesto, por los C. Dres. Fernando Toyohiko Wakida Kusunoki y Nydia Suppen Reynaga

Quienes serán los responsables de la calidad de trabajo que usted presente, referido al tema Análisis de Ciclo de Vida de la Generación de Energía Eléctrica a partir de Combustibles Fósiles.

el cual deberá usted desarrollar, de acuerdo con el siguiente orden:

- I.- INTRODUCCION
- II.- MARCO TEORICO
- III.- METODOLOGIA
- IV.- RESULTADOS
- V.- CONCLUSIONES
- VI.- REFERENCIAS
- VII.- ANEXOS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA
DE BAJA CALIFORNIA

Dr. Fernando Toyohiko Wakida Kusunoki
Director de Tesis

Q. Noemí Hernández Hernández
Sub-Director Secretario

FACULTAD DE CIENCIAS
QUÍMICAS E INGENIERÍA

Dra. Nydia Suppen Reynaga
Co-Directora de Tesis

Dr. Luis Enrique Palafox Maestre
Director

DEDICATORIA

A mis primeros maestros de vida, mi madre que desde muy temprana edad me enseñó que a través de disciplina y constancia se cumplen las metas y a mi padre que siempre fue un guía iluminando mi camino, enseñándome que no hay imposibles y todo se puede lograr.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología de México (**CONACYT**) por haber financiado mis estudios y la realización de este proyecto. Es invaluable el tiempo, la dedicación y la orientación que me han brindado mis asesores: la Dra. Nydia Suppen Reynaga, Directora del Centro de Análisis de Ciclo de Vida y Diseño Sustentable y el Dr. Fernando Wakida Kusunoki, profesor de la Facultad de Ciencias Químicas e Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California.

INDICE

1	INTRODUCCION	1
1.1	Antecedentes	1
1.2	Objetivo general	2
1.3	Objetivos específicos	2
1.4	Justificación	2
1.5	Organización de la tesis	3
2	MARCO TEORICO	4
2.1	Antecedentes del ACV	4
2.2	ACV y su aplicación en la generación de electricidad	9
2.3	Descripción del Sistema Eléctrico Nacional en México	21
3	METODOLOGIA	29
3.1	Alcance	29
3.1.1	Definición y límites del sistema de generación	29
3.1.2	Unidad funcional	30
3.2	Análisis de Inventario de Ciclo de Vida	31
3.2.1	Recopilación de datos de análisis de inventario	31
3.2.2	Procedimiento de recolección de datos	31
3.2.3	Fuentes de información	32
3.3	Descripción cualitativa y cuantitativa de los procesos unitarios	33
3.3.1	Instalación Termoeléctrica	33
3.3.2	Instalación Carboeléctrica	36
3.4	Procedimiento de cálculo	37
3.5	Suposiciones	38
3.6	Limitaciones	38
3.7	Validación de los datos	39
3.7.1	Análisis de calidad de los datos	39
3.7.2	Tratamiento de datos faltantes	40
3.8	Procedimiento de asignación	40
3.9	Evaluación de impacto de ciclo de vida	40
3.9.1	Método de evaluación de impacto	40
3.9.2	Categorías de impacto analizadas	41
3.10	Huella de carbono	43
3.11	Consideraciones sobre revisión crítica	43
4	RESULTADOS	44
4.1	Inventario de ciclo de vida	44
4.2	Evaluación de impacto de ciclo de vida	48
4.3	Huella de carbono	52
4.4	Análisis de integridad	54
4.5	Análisis de sensibilidad e incertidumbre	55
5	CONCLUSIONES	59
6	REFERENCIAS	60
7	ANEXOS	65

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1	Fases del análisis de ciclo de vida 7
Figura 2	Esquema del ciclo de vida de un producto 8
Figura 3	Límites del sistema para el suministro de energía eléctrica 10
Figura 4	Capacidad instalada por tecnología en CFE durante el 2008 25
Figura 5	Capacidad instalada por procesos termoeléctricos 2008 26
Figura 6	Generación de electricidad en CFE durante el 2008 27
Figura 7	Generación bruta de energía eléctrica 2008 por procesos termoeléctricos 28
Figura 8	Límites del sistema 30
Figura 9	Árbol de procesos de la tecnología vapor convencional 34
Figura 10	Árbol de procesos de la tecnología turbogas 35
Figura 11	Árbol de procesos de la tecnología ciclo combinado 36
Figura 12	Árbol de procesos de la tecnología carboeléctrica 37
Figura 13	Perfil ambiental de cada tecnología 48
Figura 14	EICV de la generación de 1 MWh por la tecnología vapor 49
Figura 15	EICV de la generación de 1 MWh por la tecnología ciclo combinado 50
Figura 16	EICV de la generación de 1 MWh por la tecnología turbogas 51
Figura 17	EICV de la generación de 1 MWh por la tecnología carboeléctrica 52
Figura 18	Análisis de sensibilidad 56
Figura 19	Análisis de sensibilidad de la Huella de Carbono 57
Figura 20	Análisis de sensibilidad de la huella de carbono proceso ciclo combinado 58
Figura 21	Análisis de sensibilidad de la huella de carbono proceso turbogas 58

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1	gCO ₂ /kWh en diversos estudios de ACV del sector eléctrico
Tabla 2	Generalidades de diversos estudios de ACV del sector eléctrico
Tabla 3	Evolución del sector eléctrico mexicano
Tabla 4	Capacidad instalada 2004-2008 sistema eléctrico nacional
Tabla 5	Generación bruta de energía eléctrica en CFE MWhB
Tabla 6	Consumo de combustible por 1 MWh
Tabla 7	Análisis fisicoquímico del carbón
Tabla 8	Análisis fisicoquímico del gas natural
Tabla 9	Consumo de agua desmineralizada por 1 MWh
Tabla 10	Emisiones a la atmósfera por 1 MWh
Tabla 11	Descargas al agua por 1 MWh
Tabla 12	Huella de carbono del suministro de 1 kWh al usuario final
Tabla 13	Análisis de integridad

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

A nivel mundial el sector eléctrico es considerado el principal generador de gases efecto invernadero (GEI) principalmente emisiones de CO₂; en el 2005 aportó 41% de las emisiones totales (OECD, 2007), en el mismo año, el sector energético en México aportó 31% del total de emisiones de CO₂, equivalente a 121 millones de toneladas (OECD, 2007), de continuar las presentes políticas la demanda mundial de energía podría aumentar en un 60% para el año 2030 y las emisiones de CO₂ podrían ser mucho más del 60% (International Energy Agency, 2004; Hennicke, 2005) .

Los GEI son precursores del calentamiento global, originando fenómenos como: aumento en la temperatura en los océanos, la desaparición de glaciales, la elevación del nivel del mar y el incremento de sequías e inundaciones (IPCC,2001); son considerados GEI: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hexafluoruro de azufre (SF₆), la familia de los hidrofluorocarbonos (HFCs) y perfluorocarbonos (PFCs) y como GEI indirectos: dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles no metanoicos (NMVOCs) y monóxido de carbono (CO). Los GEI directos e indirectos son traducidos a una sola unidad: equivalentes de CO₂, siendo seleccionada la molécula de CO₂ por ser la de mayor contribución al efecto invernadero.

El análisis de ciclo de vida (ACV) puede contabilizar los GEI de las siguientes etapas: a) energía utilizada en la exploración, extracción y procesamiento de los recursos energéticos, b) extracción de materias primas utilizadas en cada tecnología generadora de electricidad e infraestructura, c) producción de la infraestructura y combustibles utilizados, d) producción y construcción de tecnologías, e) transporte de combustibles, f) actividades de transporte (durante la construcción o desmantelamiento), g) conversión a electricidad o calor o energía mecánica y h) manejo de residuos y la infraestructura del manejo de residuos (Weisser, 2006).

1.2 Objetivo general

Evaluar los impactos ambientales potenciales asociados a los procesos de generación de energía eléctrica que utilizan combustibles fósiles, con base a la metodología de análisis de ciclo de vida.

1.3 Objetivos específicos

- Realizar el inventario de ciclo de vida y la evaluación de impactos ambientales de los procesos de generación de energía eléctrica que utilizan combustibles fósiles.
- Determinar la huella de carbono de las tecnologías: vapor, ciclo combinado y turbogas de una central termoeléctrica.

1.4 Justificación

México al igual que muchos países utiliza combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica. En el 2008, Comisión Federal de Electricidad (CFE) generó 75% de la electricidad, donde el 65% fue a partir de combustibles fósiles, incluso se prevé que el consumo de carbón aumente con un ritmo de 3.9% anual (Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER). Si a esto le sumamos que el consumo de gas natural incrementará de 25 a 32% y que los procesos hidroeléctricos se estima decrecienten a 8.6% en el 2016, es importante identificar los impactos ambientales de los procesos de generación de electricidad, considerando desde la extracción de combustibles hasta la entrega de electricidad al usuario final.

En este estudio se analizaron las cargas ambientales de las materias primas y las emisiones descargadas al ambiente, lo que permitirá conocer cuáles son las tecnologías que presentan menor y mayor impacto ambiental dentro de las tecnologías de generación de energía eléctrica que utilizan combustibles fósiles. Lo anterior es importante para los tomadores de decisión del sector eléctrico ya que la información puede coadyuvar en el diseño de una planeación de energía eléctrica sustentable.

Dado que la electricidad participa en la mayoría de los procesos en la obtención de productos y servicios, otro beneficio es disponer de información para llevar a cabo futuros estudios de análisis de ciclo de vida.

1.5 Organización de la tesis

Este documento consta de cinco capítulos. 1 Introducción; el capítulo 2 corresponde al marco teórico en el que se basa la investigación; en el capítulo 3 se presenta una descripción detallada de la metodología utilizada en esta investigación; en el capítulo 4 se presenta una discusión de los resultados obtenidos y finalmente, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones de la tesis

Se integran al trabajo un anexos, en el primero cual se presenta las publicaciones generadas durante el proyecto.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del ACV

El ACV surge alrededor de 1969 y su desarrollo se atribuye a Harry E. Teasley Jr. de Coca Cola Company (Klöpffer, 2006) quien estaba al mando de la división de envases y solicitó un estudio (nunca publicado debido a su contenido confidencial) al *Midwest Research Institute* (MRI) con el objeto de determinar las cantidades de energía, materiales e impactos ambientales asociados a lo largo del ciclo de vida de los envases desde la extracción de materias primas hasta su disposición final, a este análisis se le llamo: “Análisis del perfil ambiental y de recursos” traducido al inglés: “*Resources and Environmental Profile Analysis*” (REPA) (Chacón, 2008). Una compañía que surge del grupo de trabajo REPA del MRI es Franklin y asociados quienes continuaron trabajando con la metodología en numerosos estudios, quizás más que cualquier otro grupo en el campo (Klöpffer, 2006). Los primeros estudios de ACV (finales de 1960 y principios de 1970) fueron relacionados con el sector energético, especialmente combustibles fósiles (Heiskanen, 2002) donde al igual que hoy los problemas sujetos a estudio fueron la disposición de residuos y el empaque de productos. El primer taller de la metodología de ACV fue realizado por la Sociedad de Química y Toxicología Ambiental (SETAC) en Vermont (1990), seguido por un taller de esta misma organización en Leiden, Holanda (1991). En general, el desarrollo de la metodología ocurrió de manera paralela en diferentes países (González, 2007) sin embargo fue mérito de la SETAC estandarizar el proceso de evaluación de ACV el cual culminó con la creación de la guía: “Código de práctica” en 1993 (Klöpffer, 2006), estableciendo reglas aprobadas internacionalmente siendo un incentivo importante para la Organización Internacional de Estandarización (ISO), la cual se responsabilizó de la generación de un consenso internacional basado en el entendimiento científico. En mayo de 1997, el grupo 5 del comité técnico ISO/TC 207 diseñó la norma ISO 14040: Análisis del ciclo de vida, principios y aplicaciones, la cual fue aprobada por 60 países. Uno de los objetivos de esta norma es prevenir que la presentación de resultados o datos parciales de estudios de ACV para mercadotecnia tenga una confiabilidad cuestionable y que su aplicación se lleve a cabo de acuerdo a estructuras y características universalmente válidas (González, 2007). Actualmente la metodología de ACV

es la base para la norma ISO 14025 que trata de la declaración ambiental de los productos (Klöepffer, 2006).

En abril del 2002, la iniciativa de ciclo de vida fue definida en Praga, República Checa, por el Programa para el Medio Ambiente de las Naciones Unidas (PNUMA) y la SETAC. Esta unión fue resultado de varios años de preparación técnica y científica. Una de las razones del PNUMA para formalizar la unión fue la necesidad de implementar el desarrollo sustentable proclamado como el principal objetivo de la Cumbre de Río en 1992 y ratificado en la Cumbre de Johannesburgo en el 2002 (Klöepffer, 2006). De acuerdo con la definición del reporte Brundtland la sustentabilidad incluye tres componentes: medio ambiente, economía y sociedad los cuales son llamados: pilares de la sustentabilidad (Klöepffer, 2008) por lo que el desarrollo sustentable es simplemente el equilibrio de los tres componentes anteriormente descritos. Existen técnicas para evaluar la eficiencia ambiental de un producto o servicio, algunas de ellas son: análisis costo beneficio, análisis de ciclo de vida, análisis de riesgo ambiental, análisis de impacto ambiental, auditorías ambientales, sistemas de gestión ambiental y eco-etiquetado.

El ACV es actualmente la herramienta de análisis ambiental más utilizada que posee un estándar internacional (González, 2007). El pensamiento de ciclo de vida considera que decisiones individuales influyen en toda la cadena de suministro del producto o servicio (Sonnemann *et.al.*, 2006) y que los impactos ambientales no son aislados sino acumulativos. El sector industrial juega un rol importante respecto al medio ambiente no solo como fuente de impactos ambientales sino como uno de los principales actores en la propuesta de nuevas soluciones. (Sonnemann *et al.* 2003).

La idea central del ACV implica que las compañías no deben enfocarse sólo en sus impactos (Heiskanen, 2002) sino que deben considerar el impacto ambiental de todas las fases: extracción de materiales, transporte, manufactura, empaque, uso y disposición final. De acuerdo con el pensamiento de ciclo de vida todo aquel que participe en cualquiera de las etapas (de la cuna a la tumba) de un producto o servicio tiene una responsabilidad y un rol que interpretar en la reducción de impactos ambientales. Es decir, el ciclo de vida de un producto inicia con la extracción de materia prima del subsuelo y la generación de energía, por lo tanto los materiales y la energía son parte de la manufactura, transportación, uso y el eventual reciclaje, reuso o disposición (Sonnemann *et al.*, 2006). Lo interesante es descubrir en que

etapa de la vida del proceso o servicio existen mayores oportunidades de minimizar los impactos ambientales.

Los usos de la metodología de ACV han sido clasificados en dos rubros: a) generales y b) particulares. Como usos generales se encuentran: 1) comparación de alternativas, 2) identificación de áreas sujetas a mejorar su desempeño ambiental, 3) contar con una perspectiva global en materia ambiental y prevenir que un problema ambiental se convierta en otro, 4) contribuir al entendimiento de los problemas ambientales producto de las actividades humanas, 5) establecer rápidamente una visión de las interacciones entre el producto o actividad y el medio ambiente, 6) proveer información a los tomadores de decisiones y respaldarlos en torno a la identificación de las oportunidades de mejora. Como usos particulares se definen: 1) obtención del desempeño ambiental de un producto durante su completo ciclo de vida, 2) identificación de los pasos más relevantes en el proceso de manufactura relacionado con la emisión de sus impactos ambientales, 3) comparar el desempeño ambiental de un producto o servicio con otro similar.

El uso del ACV permite definir un perfil ambiental de un producto a través de su completo ciclo de vida. De ésta forma el consumo de los recursos naturales o las emisiones al aire, agua o suelo pueden ser identificadas, cuantificadas y expresadas en términos de impactos al medio ambiente (Sonnemann *et.al.* 2003). La ISO estructuró la metodología de ACV en 1997, en un principio existieron cuatro documentos que describieron la metodología: ISO14040 (1997, marco de referencia del ACV), ISO 14041 (1998, guía para determinar objetivo y alcance de un ACV), ISO 14042 (2000, evaluación de impacto ambiental) e ISO14043 (2002, interpretación de resultados de un ACV). Sin embargo en el 2006 se dejaron únicamente dos documentos ISO14040 (marco de referencia) e ISO14044 (requisitos y directrices).

De acuerdo a la norma ISO14044:2006 el ACV trata los aspectos ambientales e impactos ambientales potenciales a lo largo de todo el ciclo de vida de un producto desde la adquisición de la materia prima, pasando por la producción, utilización, tratamiento final, reciclado hasta su disposición final (es decir, de la cuna a la tumba). La norma define cuatro fases en un estudio de ACV que se muestran en la Figura 1: 1) definición de objetivo y alcance, 2) análisis de inventario, 3) evaluación de impacto ambiental y 4) interpretación.



Figura 1 Fases del análisis de ciclo de vida (ISO14040:2006)

El alcance de un ACV, incluyendo los límites del sistema y el nivel de detalle dependen del tema y del uso previsto del estudio. La fase 1, objetivo y alcance de un ACV provee una descripción del sistema producto (procesos unitarios conectados) indicando los límites del sistema y la unidad funcional (Rebitzer *et al.*, 2004). Para elaborar esta etapa Sonnemann *et al.*, (2003) recomiendan: establecer el propósito del estudio, delimitar el alcance y especificar cuáles son los datos necesarios para el estudio.

Algunos de los motivos que conducen un estudio de ACV pueden ser: comparar productos o comparar con una norma estándar, mejorar un producto existente o diseñar un nuevo producto, obtener información para diseñar estrategias u obtener información sobre el producto. Los límites del sistema es el alcance del proyecto, es decir el alcance indica hasta qué punto se analizará y se incluirán los datos. (Suppen *et al.*, 2007).

El análisis de inventario recolecta toda la información de los procesos unitarios y lo relaciona con la unidad funcional del estudio. En éste caso Sonnemann *et al.* (2003) recomiendan los siguientes pasos: 1) recolección de flujos de entradas y salidas de los procesos así como los flujos elementales que entran y salen del sistema 2) normalización a la unidad funcional, 3) asignación o distribución de emisiones o extracción de recursos a los diferentes productos y 4) aseguramiento de la calidad de los datos.

Rebitzer *et al.* (2004) define esta etapa como una metodología para estimar el consumo de recursos y cuantificar los flujos residuales y emisiones emitidas, atribuibles al ciclo de vida del producto los cuales pueden ocurrir: a) en múltiples sitios o regiones en el mundo, b) diferentes

fracciones del total de emisiones pueden ser emitidas en un determinado punto, c) en diferentes periodos de tiempo. Suppen *et al.* (2007) recomienda realizar la recolección de datos a través de: a) experiencia de trabajadores u operadores, b) mediciones, c) registros históricos, d) cuentas de energía y agua e) licencias, f) especificaciones o etiquetas de productos y materiales, g) manuales y artículos.

La fase de evaluación de impacto tiene como objetivo traducir los resultados de la etapa de inventario de ciclo de vida (ICV) en información amigable en términos de la problemática ambiental o daños a la salud. Sonnemman *et al.* (2003) recomiendan: 1) seleccionar y definir las categorías de impacto, 2) clasificar categorías relevantes, 3) caracterizar la magnitud del potencial de impacto. Suppen *et.al.*, (2008) indica que el impacto ambiental de un sistema es la sumatoria de todos los impactos que ocurren durante todo el ciclo de vida lo cual podemos ver su representación en la Figura 2. La fase de interpretación tiene el objetivo de evaluar los resultados del análisis de inventario y sus impactos para compararlos con el objetivo del estudio definido en la primera etapa. (Sonneman *et al.* 2003)

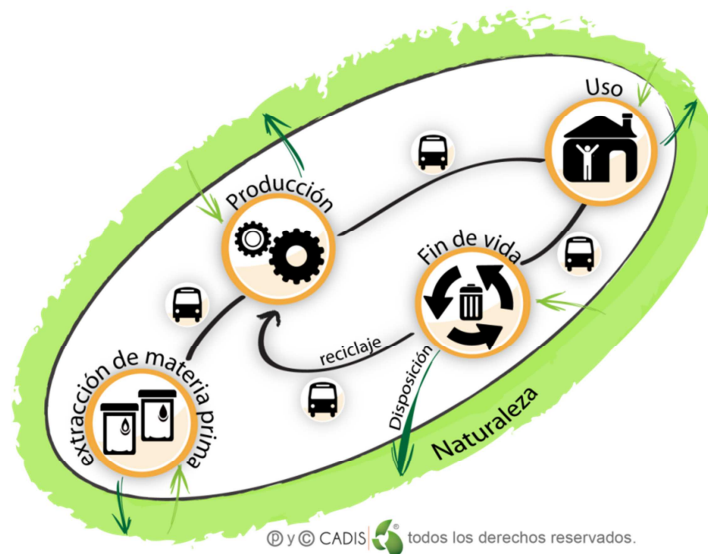


Figura 2 Esquema del ciclo de vida de un producto (CADIS, 2012)

2.2 ACV y su aplicación en la generación de electricidad

En el 2003 fue creado “SETAC grupo de trabajo europeo en ACV y mercados eléctricos”, cuyo principal objetivo consistía en proveer guías metodológicas a los profesionales del ACV del sector eléctrico. En el 2005 un grupo de trabajo se reúne en un congreso internacional y analizan la metodología sobre la formulación del inventario de ciclo de vida del sector eléctrico, recomendando como mínimo tomar en cuenta para el inventario de ciclo de vida los siguientes flujos:

- 1) Emisiones al aire: Dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), partículas de 10 y 2.5 micras (PST), metano (CH₄), óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x), amoníaco (NH₃), mercurio (Hg), plomo (Pb), compuestos orgánicos volátiles no metanoicos (VOCNM), dioxinas, hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP's), hexafluoruro de azufre (SF₆), hidrofluoroclorocarbonos (HFC)
- 2) Emisiones al agua: demanda química de oxígeno (DQO), sólidos disueltos totales (STD), sólidos totales suspendidos (STS), demanda bioquímica de oxígeno (DBO), temperatura, amoníaco (NH₃ como nitrógeno) nitrógeno Kjeldahl, nitrato (NO₃), dióxido de nitrógeno (NO₂) como nitrógeno, hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP), fosfatos (PO₄), cobre (Cu), níquel (Ni), arsénico (As), cadmio (Cd), cromo (Cr), plomo (Pb), mercurio (Hg)
- 3) Recursos: agua, combustibles, minerales, biomasa, uso de suelo
- 4) Residuos: sólidos radioactivos y peligrosos

Otra recomendación en la elaboración de un ACV para el sector eléctrico fue considerar los procesos de: extracción, producción y transporte de combustibles; manejo de materiales, producción de agua, procesos de generación de energía eléctrica, mantenimiento de unidades generadoras, tecnologías para el control de contaminantes, materiales e insumos utilizados en la construcción, desmantelamiento de unidades generadoras, disposición de residuos así como pérdidas en la transmisión y distribución de energía, como se muestra en la Figura 3.

metales: Ni, V, As, Cd, Cr, Hg, Pb, Zn. Otros contaminantes al aire, agua, residuos, radiaciones y emisiones radioactivas no fueron incluidos debido a la falta de datos.

Los límites del sistema incluyeron los procesos de las centrales y aquellos relacionados con los combustibles (extracción, producción, manufactura y transporte), así como el proceso de refinación de uranio utilizado en nucleoelectricas. Los resultados mostraron que las emisiones directas de CO₂ relacionadas por 1 kWh de electricidad distribuida se presenta en el rango de 0.21 a 1 kg/kWh (valor promedio: 0.38 kg/kWh). Para SO₂ 2.5×10^{-4} y para NO_x 2.2×10^{-4} kg/kWh. Entre los resultados más importantes de este estudio, es que la contribución de CO₂ para las actividades de producción y transporte de combustible fue relativamente pequeña (4 a 26%) no siendo así las contribuciones de SO₂ (> 50%) y NO_x (> 60%) para éstos mismos procesos. Se identificó que la fuente principal de CO₂ se genera en la energía utilizada en el proceso de licuefacción del gas natural y la principal emisión de metano se presenta en la extracción de carbón. En general este estudio se enfocó en las emisiones generadas en los procesos, a excepción de las centrales hidroelectricas y nucleoelectricas, en donde las emisiones directas no fueron consideradas debido a que sus emisiones son despreciables comparadas con las emisiones de centrales que utilizan combustibles fósiles.

Di et al. (2007) realizaron el ICV del sector eléctrico de China, cuyo objetivo fue generar un inventario de ciclo de vida para el suministro de 1 kWh de electricidad durante el 2002 con la finalidad de identificar áreas de mejora. El estudio consideró el consumo de combustibles fósiles (carbón, combustóleo, gas natural), consumo de uranio, emisiones a la atmósfera provenientes de termoelectricas, hidroelectricas y nucleoelectricas, contaminantes de agua (incluyendo agua residual generada en termoelectricas y descargas radioactivas provenientes de las nucleoelectricas), generación de residuos incluyendo ceniza y escoria de las termoelectricas y residuos radioactivos de las nucleoelectricas.

Para delimitar el estudio se enfocaron en: la combustión, tecnologías de control ambiental, distribución de energía y el ciclo de vida de carbón, combustóleo y gas natural. En nucleoelectricas consideraron la extracción, transformación y transportación de uranio. No fueron incluidas en el estudio las centrales solares y eólicas debido a la pequeña cantidad que aportan al sistema eléctrico. Los datos del estudio corresponden al año 2002, fue recolectada la

siguiente información: consumo de combustibles, propiedades fisicoquímicas de los combustibles, parámetros técnicos de las centrales de energía.

Las emisiones de CO₂, SO₂, NO_x, CH₄, CO, NMVOC, PST, As, Cd, Cr, Hg, Ni, Pb, V, Zn de las centrales termoeléctricas fueron calculadas en base al consumo de combustible. Las emisiones correspondientes a la producción y distribución de combustibles fueron adoptadas del estudio japonés de inventario de ciclo de vida de Matsuno y Betz (2000). Las emisiones de CO₂ y CH₄ generadas en hidroeléctricas y emisiones radioactivas de centrales nucleoelectricas fueron investigadas. Di *et al.* (2007) encontraron que para 1 kWh de electricidad suministrado en China se consume 4.57×10^{-01} kg de carbón, 8.88×10^{-03} kg de combustóleo, 7.95×10^{-03} kg de gas y 9.03×10^{-08} kg de uranio.

Los autores realizaron una comparación entre el ICV del sector eléctrico japonés y el chino, obteniendo las siguientes conclusiones: la emisiones de CO₂ y Ni en China fueron el doble que las emisiones de CO₂ y Ni que Japón, las emisiones de Cd, CO, NO_x, Cr, Hg y SO₂ en China fueron diez veces mayores que las mismas en Japón. Las emisiones de CH₄, V, Pb, Zn, As y partículas fueron veinte veces mas altas que aquellas emitidas en Japón, la causa reside en que China cuenta con menores niveles de control ambiental comparado con los valores internacionales establecidos aunado a una tecnología obsoleta de las unidades de generación.

Es importante mencionar que en China el combustible principal es el carbón, durante la década de 1990 el porcentaje de utilización fue más del 90% comparado con Japón que fue del 30%. Las recomendaciones que Di *et al.* (2007) proponen son: cuantificar el inventario de emisiones provenientes de la producción y transporte de combustibles. Considerar el ACV en la construcción de centrales, manufactura del equipo y en centrales hidroeléctricas, considerar el uso de suelo.

Lee *et al.* (2004) desarrollaron el ICV de la generación de electricidad en Corea del Sur, el año de referencia fue 1998 donde el sector eléctrico coreano generó 185, 060,856 MWh la composición de la tecnología utilizada fue: 43.3% nucleoelectrica, 37.5% carboelectrica, 17.4% termoeléctrica (12.3% gas natural y 5.1% combustóleo) y 1.8% hidroeléctrica. La unidad funcional establecida fue 1 kWh de electricidad distribuida al usuario final, los límites del sistema considerados fueron: extracción y transporte de materia prima, procesos de

producción de combustibles, generación de electricidad, tecnologías de control ambiental, distribución de electricidad y disposición de residuos peligrosos.

La temporalidad de los datos fue de cinco años para combustibles y de un año para la generación de electricidad. Los parámetros a cuantificar en emisiones a la atmósfera fueron: CO₂, SO_x, NO_x, PM; emisiones al agua: demanda química de oxígeno y sólidos suspendidos; en materia de residuos: sólidos, peligrosos y radioactivos. No fueron consideradas las emisiones al aire en nucleoelectricas e hidroelectricas. La recolección de información en relación a las sustancias químicas (NaOH, HCl, NH₄OH) se realizó a través de bases de datos comerciales como la de Buwal. Como el carbón antracita es el único producido en Corea, fue elaborado el ICV y reportado en el mismo estudio.

Los datos relacionados con la generación de electricidad fueron aportados por el 96% de las centrales, para calcular las emisiones de SO_x, PM y CO₂ se utilizaron los factores de emisión de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA, por sus siglas en ingles) y del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en ingles). El resultado de Lee *et al.* (2004) indica que son mayores las emisiones directas (aquellas generadas en el proceso de combustión en los procesos de generación de energía eléctrica) que las emisiones indirectas (aquellas generadas en la extracción, producción y distribución de combustible) la razón fue por el uso de carbón antracita y bituminoso.

El carbón antracita presenta una composición alta de ceniza (28 a 36%), y el carbón bituminoso aportó un mayor volumen de emisiones en 1998 ya que el 61% de la electricidad generada es a partir de estos combustibles fósiles. Además el transporte de estos combustibles es de 10,715 km desde Australia, Sudáfrica y Rusia a las plantas generadoras de electricidad en Corea.

Peiu (2007), presentó un análisis de las intervenciones ambientales por la producción de electricidad en Rumania, realizó el estudio en función del cumplimiento de la norma ISO 14040 hasta la fase de ICV. En el año 2000, 61.7% de la electricidad producida fue utilizando combustibles fósiles: carbón, combustóleo y gas natural. Las centrales hidroelectricas contribuyeron con 27.8% y las centrales nucleoelectricas con 10.5% a la red eléctrica. El

estudio fue dividido en dos etapas: 1) pre combustión (extracción, proceso y transporte de combustibles) y combustión (producción de electricidad).

La unidad funcional establecida fue: 1 kWh. El límite espacial analizado fue: para países CIS (Comunidad de Estados Independientes) carbón, para oeste de Siberia (Federación Rusa) gas y para los países OPEC (Países Exportadores de Petróleo) combustóleo. Los datos fueron los correspondientes al año 2000. Se clasificaron 5 subsistemas (carbón, gas natural, combustóleo, hidroeléctricas, nucleoelectricas). El sistema eléctrico de Rumania es un sistema interconectado, por lo cual fue dividido en 16 procesos en función del combustible y de la etapa (pre combustión y combustión).

Los contaminantes analizados en el ICV fueron: CO₂, SO₂, NO_x, CH₄, NMVOC, CO, N₂O, PST, HCl, HF, DQO, DBO, ceniza, escoria. Los datos fueron extraídos de diversas fuentes como: Estadísticas Anuales de Rumania 2001, la compañía nacional de lignito y base de datos GEMIS para las etapas de pre combustión, también de las propias termoeléctricas se obtuvo información. En los resultados que obtuvo Peiu (2007), la magnitud de los impactos ambientales decrece en el siguiente orden: carbón, combustóleo, gas natural, hidroeléctricas, nucleoelectricas.

Las emisiones de CO₂ en la etapa de pre combustión representan solo el 3.7%, SO₂ 1.7% y las partículas un 0.28% del total de las emisiones de estas sustancias. Solo en el caso del CH₄ sus emisiones son mayores en la fase de pre combustión específicamente por la extracción de carbón así como emisiones fugitivas en la extracción y distribución de gas natural. Para CO₂ se obtuvo que al utilizar carbón se emiten 1,546.26 g/kWh, con combustóleo 834.74 g/kWh, con gas natural 624.61 g/kWh, 20.32 g/kWh en hidroeléctricas y 13.26 g/kWh en nucleoelectricas. Peiu (2007) propone considerar en futuros estudios el uso de suelo y los riesgos que implican las centrales nucleoelectricas.

Vattenfall (1999) empresa europea dedicada a la generación y venta de electricidad en países nórdicos identificó y cuantificó el consumo de recursos y su impacto en el medio ambiente. El estudio consideró 10 tecnologías de generación de electricidad: hidroeléctrica, nucleoelectrica, plantas condensadoras de petróleo, turbina de gas, ciclo combinado a partir de biomasa, ciclo

combinado a partir de gas natural, eoloelectrica, carboelectric, celdas (utilizando diferentes tipos de combustible) y celdas solares.

La unidad funcional definida fue 1 kWh de electricidad generada, distribuida y transmitida, como límites del sistema consideraron la construcción de centrales, subestaciones y sistemas de transmisión de electricidad, manufactura y transporte de materias primas (acero, cobre, aluminio, plomo, concreto), operación, mantenimiento y repotenciación de centrales, recursos naturales utilizados y emisiones generadas por la red de distribución a diferentes voltajes, no fueron incluidas las emisiones generadas en disturbios operacionales, ni tampoco los impactos ambientales ocasionados en accidentes. Fueron seleccionadas un cierto número de plantas por tecnología (las más alejadas a fin de que fueran las más representativas) las cuales proporcionaron información promediada de diez años. Entre los resultados obtenidos fueron que por cada kWh suministrado a usuarios domésticos la emisión de CO₂ es de 10 g/kWh.

Kim *et al.* (2005) realizaron un estudio de ciclo de vida en Estados Unidos principal país generador de CO₂ en el mundo, y que junto con China en el 2007 produjeron el 44% de la electricidad generada a nivel mundial (OECD/IEA, 2008). El objetivo de este estudio fue asociar las emisiones de gases efecto invernadero considerando 10 regiones de la organización de confiabilidad eléctrica de Estados Unidos de América (*North American Electric Reliability Council* NERC) Alaska y Hawaii. El año de referencia fue el 2000, donde la producción neta de energía eléctrica fue de 3.83 EWh (exa-Wh = 10¹⁵ kWh) y 3.86 EWh en el 2002, el 70% correspondió a energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, 20% nucleoelectricas, 7% hidroelectricas y el 3% a partir de otras fuentes de energía (energía renovable, residuos).

De la electricidad generada a partir de combustibles fósiles, el carbón fue el principal insumo, seguido de gas natural y finalmente combustóleo. El alcance del estudio consideró las cargas ambientales asociadas con la extracción, producción y transporte de combustóleo y gas natural a las plantas de generación (adoptadas de la base de datos de ACV DEAMTM), los datos correspondientes al transporte de carbón desde la mina a la planta generadora fueron tomados de la administración de energía (*Energy Information Administration* IEA). La unidad funcional fue 1 MJe de electricidad generada en Estados Unidos y consideraron 5 tipos de fuentes de energía: carbón, combustóleo, gas natural, energía nuclear e hidráulica, fuentes de

energía como la solar, eólica y geotérmica no fueron tomadas en cuenta por su pequeña contribución en el consumo de combustibles. Las emisiones a la atmósfera en el modelo eGRID provenientes de las centrales carboeléctricas no las cuantifica en función al tipo de carbón, fue por ello que en base a la eficiencia de la planta se estimó la cantidad de carbón utilizado empleando una ecuación de regresión lineal.

En base a los resultados del inventario de ciclo de vida de Estados Unidos el carbón fue la principal fuente de energía durante el año 2000, generando el 52% de la energía eléctrica. Las plantas carboeléctricas de las regiones: central (*East Central Area Reliability Coordination Agreement* ECAR), sureste (*Southeastern Electric Reliability Council* SERC) y occidente (*Western Systems Coordinating Council* WSCC) generaron alrededor de 1.2×10^{11} Wh contribuyendo al 61% del total de la generación neta de centrales carboeléctricas en Estados Unidos. Las siguientes fuentes de energía más importantes son: la energía nuclear y el gas natural. Las regiones más significativas en materia de emisiones efecto invernadero fueron: sureste y central con 22% y 21% del total respectivamente. A pesar de que el contenido de carbón en lignito es bajo, las centrales que lo utilizan presentan mayores emisiones de CO₂ por MJe, debido a una baja eficiencia en las unidades de generación eléctrica. Los combustibles fósiles utilizados en el sistema eléctrico de Estados Unidos se encuentran alrededor de: 68.9 gMJe-1 de carbón, 2.6g MJe-1 de combustóleo y 8.9 gMJe-1 de gas natural. El consumo más elevado de carbón se presentó en las regiones: central (ECAR), medio continente (MAPP) y suroeste (SPP) en las cuales más de 100g de carbón son consumidos al generar 1 MJe de electricidad.

Anualmente las emisiones de CO₂ asociadas con la generación de energía eléctrica son de 2,522 Tg (Tg = 10¹²) equivalente al 43% de las emisiones totales de Estados Unidos en el 2000. El sistema eléctrico generó 6.54 Tg y 10.32 Tg de NO_x y SO_x respectivamente. Para contar con un ACV de mayor confiabilidad Kim *et al.* (2007) recomiendan considerar las pérdidas de energía las cuales en Estados Unidos representan aproximadamente alrededor del 9.5% de la generación neta. Coltro *et al.* (2003) reporta el inventario de ciclo de vida (ICV) del sector eléctrico brasileño, cuyo alcance evaluó la producción y entrega de electricidad de dos subsistemas, el primero suministra energía eléctrica al sur de Brasil donde vive el 73% de los usuarios y el segundo distribuye la energía eléctrica a las regiones norte. Existen 300 productores independientes los cuales no fueron considerados en el estudio por representar

alrededor del 3% de la energía consumida. La unidad funcional establecida fue: producción y distribución de 1000 MJ. Para la recolección de datos se utilizó una encuesta que solo el 25% contestó. La información proporcionada fue la siguiente: capacidad de generación, capacidad instalada de placa, área del reservorio (centrales hidroeléctricas), año en que la central fue construida o año de operación comercial, energía perdida, emisiones al agua y aire, tipos y cantidades de residuos sólidos generados, tipo de combustible utilizado y eficiencia del proceso de combustión, todos los datos correspondieron al año 2000. Las categorías de impacto modeladas fueron: consumo de recursos naturales, efecto invernadero, acidificación, eutrofización, formación de smog fotoquímico, toxicidad humana, ecotoxicidad, uso de rellenos para disposición y uso de tierra.

Como parte de la metodología empleada los datos fueron modelados en un software denominado: PEMS4 adquirido por Pira International. Para realizar el ICV en termoeléctricas, los autores recomiendan cuantificar entradas y salidas de los combustibles fósiles desde la extracción del crudo hasta el suministro del combustible a las centrales. En la etapa de pre combustión los datos fueron elaborados a partir de la información de la compañía petrolera brasileña (PETROBAS) y la US EPA; para la información de productos importados se utilizaron los datos publicados en el balance brasileño de energía 2002. La contribución ambiental por el transporte marino de combustibles importados fue modelada con el software PEMS4. En los cálculos para cuantificar las emisiones generadas en la etapa de combustión de CO₂, CO, NO_x, N₂O, CH₄, NMVOC fueron consideradas las tecnologías de control ambiental y se utilizaron los factores de emisión del IPCC tomándose en cuenta: consumo, tipo y capacidad calorífica del combustible. El uso de agua se estimó en base a los datos de diseño de la unidad generadora, producción y agua evaporada. Para las centrales nucleoelectricas (tres unidades de energía) donde dos operaron durante el año 2000, las emisiones radioactivas al agua y aire fueron en base a datos no oficiales suministrados por el Instituto Nuclear de Energía del Brasil. Los resultados del ICV del estudio brasileño indican que en el año 2000, 389 centrales hidroeléctricas y 29 centrales termoeléctricas, aportaron electricidad al sistema eléctrico interconectado de Brasil. Para la producción y distribución de 1000 MJ de electricidad se requirieron: 1,600 MJ energía, 230 kg de agua evaporada (en termoeléctricas), 116 m³ de flujo de agua a través de las turbinas, 13 kg de carbón, 5 kg de reserva biótica y 0.25 m²a de uso de tierra. Por otra parte, éstos 1,000 MJ de electricidad entregada generaron:

34 kg de CO₂, 18 kg de CO₂ no renovable emitido por la combustión de combustibles fósiles en las centrales termoeléctricas, 17 kg de CO₂ renovable liberado por las plantas sumergidas en el área de hidroeléctricas, 540 g de CH₄ de los cuales 485g son liberados por la degradación de las plantas sumergidas en el reservorio de las hidroeléctricas, 149g de CO, 116g SO₂, 575g NO_x y 67g de PST. La mayor emisión de CO (56.67%) proviene de la electricidad importada de Argentina, seguida por la producción de carbón (23.41%) y finalmente por las centrales que utilizan gas natural (17.64%). Las mayores emisiones de NO_x de igual forma son por la electricidad suministrada por Argentina (58.91%) seguida de las centrales que utilizan gas natural (18.33%) y por las centrales carboeléctricas (15.42%). El SO₂ es una emisión atribuida principalmente al carbón 63.81% por las carboeléctricas y 11.10% por la producción de carbón. Las PST son otro contaminante asociado a las carboeléctricas (95.47%). Un futuro estudio brasileño puede aumentar su confiabilidad, al considerar los recursos y energía utilizados en la construcción de centrales así como las emisiones al aire, agua y suelo generadas durante la manufactura del equipo y su mantenimiento.

May y Brennan (2003) realizaron el ACV del sector eléctrico australiano, consideraron los procesos de extracción, producción y transporte de carbón, generación y transmisión de electricidad, como unidad funcional determinaron 1 MWh de electricidad entregada en subestación, seleccionaron tres categorías de impacto ambiental: a) cambio climático donde el cálculo fue en función de los contaminantes CO₂, CH₄, N₂O, b) acidificación relacionando NO_x y SO_x y c) agotamiento de recursos en base al consumo de combustibles. Como resultado obtuvieron que por cada MWh generado con carbón negro fueron emitidos 1,040 kgCO₂ y con lignito 1,341 kg de CO₂, en Australia aproximadamente el 90% de la generación de electricidad es a partir de combustibles fósiles, 55% con carbón negro y 30% con lignito.

Analizando los estudios anteriores de ciclo de vida del sector eléctrico, observamos en la Tabla 1 que los mayores contribuidores de CO₂, son China con 761 y Estados Unidos con 661 g/kWh para ambos el carbón es el principal combustible, del 100% de generación China produce el 82.64% a partir de combustibles fósiles (OECD/IEA, 2008) y Estados Unidos el 70% (Kim *et al.* 2005).

Tabla 1 gCO₂/kWh en diversos estudios de ACV del sector eléctrico (Di et.al. 2007, Kim et.al. 2005, Peiu 2007, May y Brennan 2003, Lee et.al 2004, Matsuno y Betz 2000, Coltro 2003, Vattenfall 1999).

País	g CO₂/ kWh
China	761
Estados Unidos	661
Rumania	631
Australia	487
Corea	487
Japón	450
Brasil	64
Suecia	10

Weiser (2007) indica que las emisiones directas en centrales generadoras de electricidad a partir de combustibles fósiles son dependientes de: a) eficiencia térmica de la unidad generadora, b) modo de operación, c) tipo de tecnología y d) contenido de carbón en combustible, lo cual se corrobora con el caso de Rumania cuya producción emite 631 gCO₂/kWh muy cerca del valor que se genera Estados Unidos. Sin embargo Rumania cuenta con baja eficiencia térmica en sus unidades generadoras (25.6% en centrales que utilizan lignito, 38.7% gas natural) su tecnología se considera obsoleta comparada con la eficiencia térmica de las centrales en Estados Unidos (32.90% carbón bituminoso, 29.12% lignito, 30.29% sub-bituminoso, 38.29% gas natural, 32.21% combustóleo) es por ello que aún cuando en Rumania no se genera anualmente las cantidades de electricidad que se genera Estados Unidos sí se encuentra cerca del valor de referencia en emisiones de CO₂ por kWh. Por otra parte, Brasil y Suecia son los países que menor emisión de CO₂ por kWh reportan, ambos sistemas eléctricos pueden ser considerados limpios, Brasil produce únicamente el 6.5% de su electricidad a partir de combustibles fósiles y el 93.4% de centrales hidroeléctricas. Aún cuando el ACV de Suecia presenta mayores límites de sistema es el que menor impacto ambiental presenta, lo anterior porque 41.2% de su generación la realiza en centrales hidroeléctricas y el 58.4% en nucleoeeléctricas además de contar con tecnología de punta.

A continuación se presenta en la Tabla 2 los límites del sistema en los estudios de ACV analizados. La totalidad de los estudios analizados consideró los recursos naturales utilizados

y los impactos ambientales generados durante la extracción, producción, tratamiento y transporte de combustibles, además de la combustión en los procesos de generación.

Tabla 2 Generalidades de diversos estudios de ACV del sector eléctrico

País	Límites del Sistema	Unidad Funcional
Japón ¹	- Extracción, producción y transporte de combustibles. - Parámetros técnicos y consumo de combustibles. - Tecnologías de control ambiental. - Distribución de electricidad.	1 kWh de electricidad distribuida a los usuarios.
China ²	- Extracción, producción y transporte de combustibles. - Parámetros técnicos y consumo de combustibles. - Tecnologías de control ambiental. - Distribución de electricidad.	1 kWh de electricidad suministrada.
Corea ³	- Extracción, producción y transporte de combustibles. - Parámetros técnicos y consumo de combustibles. - Tecnologías de control ambiental. - Distribución de electricidad. - Disposición de residuos peligrosos.	1 kWh de electricidad distribuida al usuario final.
Rumania ⁴	- Extracción, producción y transporte de combustibles. - Procesos de combustión.	1kWh
Suecia ⁵	- Construcción de centrales, subestaciones y red de transmisión eléctrica. - Manufactura y transporte de materias primas. - Operación, repotenciaciones y mantenimientos. - Recursos naturales utilizados en la distribución de electricidad a diferentes voltajes. - Pérdidas de energía en la transmisión. - Emisiones reportadas por las centrales.	1 kWh de electricidad generada, transmitida y distribuida.

Continuación tabla 2

País	Límites del Sistema	Unidad Funcional
Estados Unidos ⁶	• Extracción, producción y transporte de combustibles. • Procesos de combustión. • Eficiencia térmica • Calidad de los combustibles.	1 MJ de electricidad generado en E.U.
Brasil ⁷	• Extracción, producción y transporte de combustibles. • Procesos de combustión. • Uso de agua en termoeléctricas. • Producción de agua. (termoeléctricas) • Uso de agua en hidroeléctricas. • Uso de suelo. (hidroeléctricas)	Producción y distribución de 1000 MJ.
Australia ⁸	• Extracción, producción y transporte de combustibles. • Procesos de combustión.	1 MWh entregado a subestación.

¹Matsuno y Betz (2000), ²Di *et.al* (2007), ³Lee *et al.* (2004), ⁴Peiu (2007), ⁵Vattenfall AB y Explicare AB (1999), ⁶Kim *et al.* (2005), ⁷Coltro *et al.* (2003), ⁸May y Brennan (2003).

Algunos como Vattenfall y Explicare (1999) utilizaron información de las propias centrales incrementando la confiabilidad del estudio, otros como Kim *et.al.* (2005) realizaron estimaciones sobre los consumos de combustible, eficiencias térmicas y emisiones a la atmósfera en función de la generación eléctrica publicada en bases de datos oficiales.

2.3 Descripción del Sistema Eléctrico Nacional en México

El uso de electricidad en México inició en el año de 1879 con la instalación de una planta termoeléctrica en León Guanajuato con la finalidad de suministrar el servicio a una fábrica textil. A partir de entonces empezaron a instalarse plantas similares en todos los puntos importantes del país para ser utilizada en actividades industriales. En un principio, las plantas solo funcionaban durante las jornadas de trabajo, situación que no tardó en modificarse al

detectar los propietarios el nicho de mercado en el sector público y privado. Es en 1881, cuando se establece en la ciudad de México la Cía. Mexicana de Gas y Luz Eléctrica, primera empresa dedicada a la generación y venta de energía eléctrica para alumbrado público, transportes urbanos y usos domésticos con una planta de vapor de 2,240kW. (CFE, 1988)

Fue tan exitoso el crecimiento del sector eléctrico en la década de 1890 que para 1900 todas las ciudades importantes del país ya contaban con al menos una empresa que suministraba el servicio eléctrico. Fue también en ésta época cuando grandes consorcios extranjeros fueron apoderándose de las pequeñas empresas eléctricas mexicanas. El gobierno no se ocupó del sector eléctrico sino hasta 1917 con el triunfo de la Revolución Mexicana sin embargo para 1929 ya sumaban 98 las empresas eléctricas en su mayoría extranjeras las cuales tenían como objetivo llevar el servicio de electricidad a aquellas poblaciones con capacidad de pago (CFE, 1988). En 1930 cuando el país contaba con una capacidad instalada de 360,000 kW, el gobierno se enfrentó a la necesidad de constituir una industria nacional que llevara la energía eléctrica a la pequeña y mediana industria, al campo y a todas las poblaciones que carecían de ella, fue por ello que el 20 de diciembre de 1933, el Congreso de la Unión autorizó al Ejecutivo Federal, mediante decreto publicado en el Diario Oficial del 20 de enero de 1934 constituir la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que tendría por objeto: “organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica”. Sin embargo fue hasta el 14 de agosto de 1937 cuando el Presidente Lázaro Cárdenas, expidió en Mérida Yucatán la ley que creó la Comisión Federal de Electricidad. (CFE, 1988)

En la Tabla 3 podemos observar los eventos de mayor relevancia en la historia del sector eléctrico nacional desde 1879 fecha en la cual se instaló la primera termoeléctrica, hasta la capacidad instalada de CFE en el 2008.

La estructura del SEN está compuesta por dos sectores: el público constituido por CFE y el privado con los productores independientes de energía (PIE) los cuales son aquellos generadores con capacidad mayor a 30 MW cuyo destino final del producto es la venta a CFE o su exportación. Para satisfacer la demanda eléctrica, CFE cuenta con diversas tecnologías de generación de electricidad dispersas en el territorio nacional en función de la disponibilidad de recursos, infraestructura y ubicación respecto a los puntos de demanda (Secretaría de Energía, 2008).

Tabla 3 Evolución del sector eléctrico mexicano (Fuente: CFE, 1988, Secretaría de Energía 2008, Sistema de Información Energética).

Año	Evento
1879	Se instala la primera planta generadora de energía eléctrica en León Guanajuato.
1881	Se establece la primera empresa dedicada a la generación de energía eléctrica.
1889	Se encontraban alrededor de 198 plantas establecidas en el país.
1889	Opera la primera planta hidroeléctrica.
1900	Capacidad instalada: 31 MW.
1910	Capacidad instalada: 50 MW.
1930	Capacidad instalada aproximada de 360 MW.
1933	El Congreso de la Unión autorizo constituir la CFE.
1937	Creación de Comisión Federal de Electricidad.
1937	Capacidad instalada: 629 MW
1938	Capacidad instalada de CFE: 64 kW.
1946	CFE alcanza 45,594 kW.
1949	Se decreta a CFE como un organismo público descentralizado.
1960	CFE aporta 54% de los 2308 MW de capacidad instalada.
1960	Nacionalización de la industria eléctrica.
1960	Cobertura del servicio eléctrico: 44%.
1961	Capacidad instalada CFE: 3250 MW.
1971	Capacidad instalada CFE: 7,874 MW.
1980	Capacidad instalada CFE: 17,360 MW.
1991	Capacidad instalada CFE: 26, 797 MW.
1993	Reformas a la Ley incorporando la cogeneración, productor independiente, pequeña producción y exportación e importación de energía eléctrica.
2000	Capacidad instalada CFE: 35,385 MW.
2000	Cobertura del servicio eléctrico: 94.70%.
2004	Capacidad instalada CFE: 38,748.96 MW
2004	Capacidad instalada productores externos: 7,264.90 MW
2008	Capacidad instalada CFE: 39,346.55 MW.
2008	Capacidad instalada productores externos: 11,456.90 MW
2009	Cobertura del servicio eléctrico: 97.32%.

Las tecnologías de generación existentes en CFE son: centrales hidroeléctricas, geotermoeléctricas, nucleoeléctricas, eoloeléctricas, turbogás, ciclo combinado, diesel y dual, las cuales varían de un año a otro su porcentaje de participación en la capacidad nacional instalada en función de los proyectos que terminan de construir y entran a operación

comercial o en su defecto por las centrales que son retiradas del sistema eléctrico por no cumplir su eficiencia energética.

En la Tabla 4 se muestra la capacidad efectiva de instalación del SEN del periodo 2004 al 2008, observando un ascenso en la capacidad nacional instalada encabezada por los productores independientes de energía (PIE) donde la principal tecnología que utilizan son las centrales tipo ciclo combinado.

Tabla 4. Capacidad instalada 2004-2008 sistema eléctrico nacional (Fuente: Secretaría de Energía).

Tecnología	Capacidad Instalada SEN (MW)				
	2004	2005	2006	2007	2008
Termoeléctrica	23,487.48	22,401.41	22,597.05	22,930.46	23,002.69
Carboeléctrica	2,600.00	2,600.00	2,600.00	2,600.00	2,600.00
Nucleoeléctrica	1,364.88	1,364.88	1,364.88	1,364.88	1,364.88
Geotérmica	959.5	959.5	959.5	959.5	964.5
Eólica	2.175	2.175	2.175	85.48	85.25
Hidroeléctrica	10,334.92	10,543.91	10,559.31	11,329.31	11,329.23
CFE + LyF	38,748.96	37,871.87	38,082.91	39,269.63	39,346.55
Productores externos	7,264.90	8,250.90	10,386.90	11,456.90	11,456.90
Total	46,013.86	46,122.77	48,469.81	50,726.53	50,803.45

En la Figura 4 se aprecia que la tecnología con mayor capacidad instalada son las centrales termoeléctricas con un 58.46% y en menor participación las centrales eólicas con un 0.21%. En el 2007, CFE adicionó al sistema eléctrico un parque eólico conformado por 98 unidades las cuales generan 83 MW localizado en Oaxaca y denominado “La Venta”. La tecnología que presentó mayor crecimiento en el periodo 2004-2008 fue la hidroeléctrica, en el 2004 participaba con un 26.6% de la capacidad eléctrica instalada y en el 2008 adquirió un 28.79%, lo cual es atribuido al inicio de la operación comercial de la Central Hidroeléctrica El Cajón en el 2007. Durante el 2008 la capacidad instalada de generación eléctrica nacional fue de 50,803.45 MW, en éste año el porcentaje de participación de CFE fue de 77.45% equivalente a 39,346.55 MW. Integrando la tecnología termoeléctrica y carboeléctrica las cuales utilizan

combustibles fósiles se deduce que un 65.07% de la capacidad instalada de generación eléctrica de CFE es a base de hidrocarburos, siendo los combustibles principales: combustóleo y gas natural. Si se considera la capacidad instalada de los productores externos formada en un 100% por centrales tipo ciclo combinado las cuales utilizan gas natural (Secretaría de Energía, 2008), aunado al 65.07% de la capacidad instalada de generación eléctrica de CFE, podemos considerar que la capacidad nacional de generación está conformada en un 87.62% a base de combustibles fósiles.

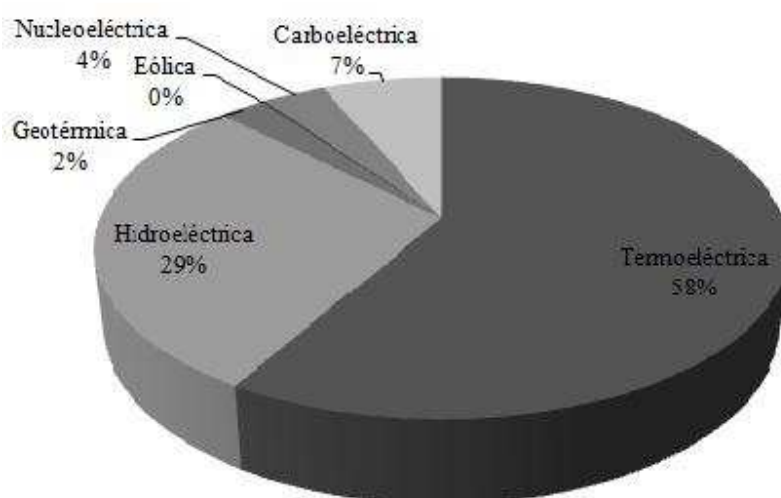


Figura 4 Capacidad instalada por tecnología en CFE durante el 2008
(Fuente: Secretaría de Energía, 2009)

En la Figura 5 se muestra la capacidad instalada de CFE por proceso termoeléctrico, observándose que la mayor capacidad instalada en el 2008 corresponde a las centrales tipo vapor con 55.92%; sin embargo la capacidad instalada de ésta tecnología va en descenso ya que en el 2004 contaba con 58.57%, lo anterior debido al retiro de algunas unidades generadoras por su baja eficiencia.

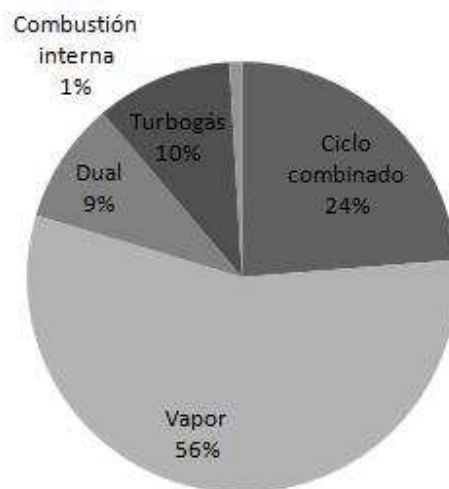


Figura 5 Capacidad instalada por procesos termoeléctricos 2008
(Fuente: Secretaría de Energía, 2009)

La tecnología que mayor crecimiento presenta en materia de capacidad instalada en el periodo 2004-2008 es el proceso tipo ciclo combinado contando en el 2004 con 20.33% y adquiriendo en el 2008 una capacidad instalada de 23.72%. La razón del crecimiento en la utilización del ciclo combinado se debe a su mayor eficiencia, menores costos de inversión y a que se trata de un proceso de combustión más limpio que otras tecnologías (Secretaría de Energía, 2008).

En la Tabla 5, se muestra la generación bruta de energía eléctrica en CFE de los años 2004 al 2008 por tecnología de generación, como generación bruta podemos entender la sumatoria de la energía generada en las centrales eléctricas que es entregada al sistema eléctrico y la energía utilizada en las propias centrales para alimentar sus equipos auxiliares. (Secretaría de Energía, 2008) La generación bruta de energía eléctrica en CFE durante el 2008 registro 159, 792, 755.29 MWhB representando un decremento del -0.87% en relación al 2004.

Tabla 5 Generación bruta de energía eléctrica en CFE MWhB.

Tecnología	Generación Bruta de Energía Eléctrica en CFE (MWhB)				
	2004	2005	2006	2007	2008
Termoeléctrica	102,624,773.06	107,634,771.98	98,525,033.72	96,133,165.63	86,340,483.97
Vapor	66,489,391.16	65,164,141.65	52,113,347.61	49,759,681.58	44,148,802.70
Ciclo combinado	24,796,920.37	26,010,930.81	30,070,509.51	30,066,902.92	32,010,636.70
Turbogas	2,813,422.96	1,404,949.91	1,612,117.84	1,792,611.47	1,947,688.15
Combustión interna	609,758.76	779,635.39	853,867.20	1,138,942.60	1,226,844.78
Dual	7,915,279.82	14,275,114.21	13,875,191.56	13,375,027.06	7,006,511.65
Carboeléctrica	17,883,260.21	18,380,281.60	17,931,203.31	18,100,720.42	17,793,707.55
Geotermoeléctrica	6,576,804.79	7,298,518.94	6,685,386.69	7,403,854.05	7,086,951.07
Nucleoeléctrica	9,193,935.36	10,804,906.04	10,866,241.10	10,420,725.02	10,187,169.57
Eólica	6,146.72	4,999.27	44,197.56	248,432.28	245,409.50
Hidroeléctrica	24,918,570.95	27,615,112.38	30,091,028.88	26,870,267.12	38,139,033.63
Total	161,203,491.09	171,738,590.20	164,143,091.25	159,177,164.52	159,792,755.29

La generación de electricidad en CFE durante el 2008 como muestra la Figura 6, 54% corresponde a termoeléctricas, 23.87% hidroeléctricas, 11.14% carboeléctricas, 6.38% nucleoeléctricas, 4.44% geotermoeléctricas y el 0.15% corresponde a centrales eólicas, lo cual indica que el 65.14% de la electricidad generada en el 2008 fue utilizando combustibles fósiles y un 28.45% a partir de fuentes renovables de energía.

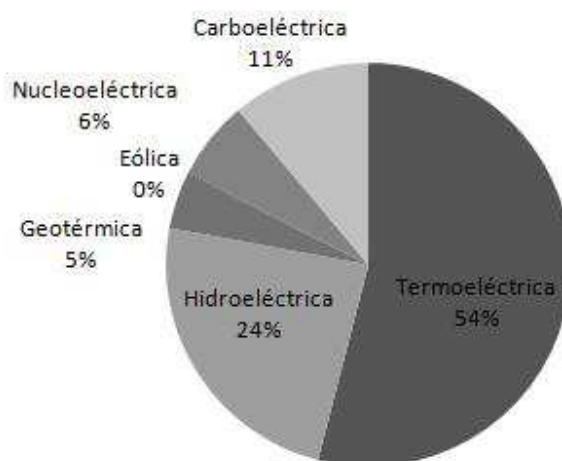


Figura 6 Generación de electricidad en CFE durante el 2008
(Fuente: Secretaría de 2009)

Como se observa en la Figura 7, en el 2008 dentro del proceso termoeléctrico de mayor participación fue de centrales tipo vapor convencional representado por un 51.13% posteriormente centrales ciclo combinado con un 37%. En las primeras se observa un decremento del -33.60% en el periodo 2004-200. Sin embargo, al analizarse el mismo periodo en las centrales tipo ciclo combinado el incremento en la generación fue de 29.09%, lo anterior como consecuencia de la repotenciación en el 2007 de dos unidades de 33 MW y una de 145 MW sustituyendo el uso de combustóleo por gas natural (Secretaría de Energía, 2008).

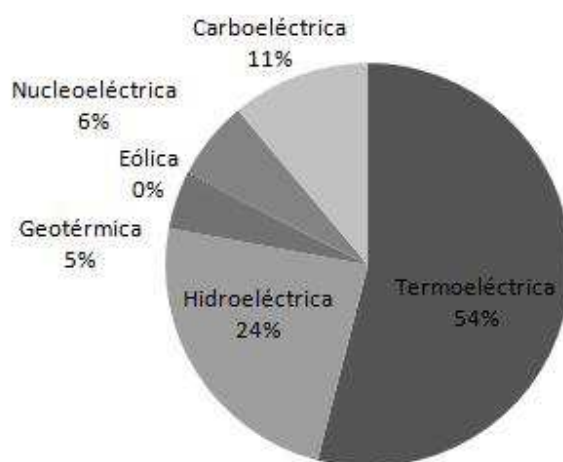


Figura 7 Generación bruta de energía eléctrica 2008 a partir de procesos termoeléctricos
(Fuente: Secretaría de Energía, 2009)

3 Método de investigación

3.1 Alcance

3.1.1 Definición y límites del sistema de generación

El alcance del estudio es la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuya función es suministrar electricidad al usuario final. Los límites del sistema se muestran en la Figura 8 incluye la obtención de los materiales (carbón, gas natural, vapor) y su transformación para la generación de energía eléctrica. Se incluye el transporte de los materiales hacia la instalación de generación de energía eléctrica.

Para la fase de transformación se consideran los procesos de obtención de materiales auxiliares en la generación, incluido el mantenimiento de las unidades de generación eléctrica. La infraestructura no se considera en los sistemas convencionales de generación eléctrica ni en las etapas de transmisión y distribución, ya que por relevancia ambiental no es significativa en la evaluación. La fase de uso y fin de vida no están incluidas en el ACV, así como tampoco el desmantelamiento de las instalaciones.

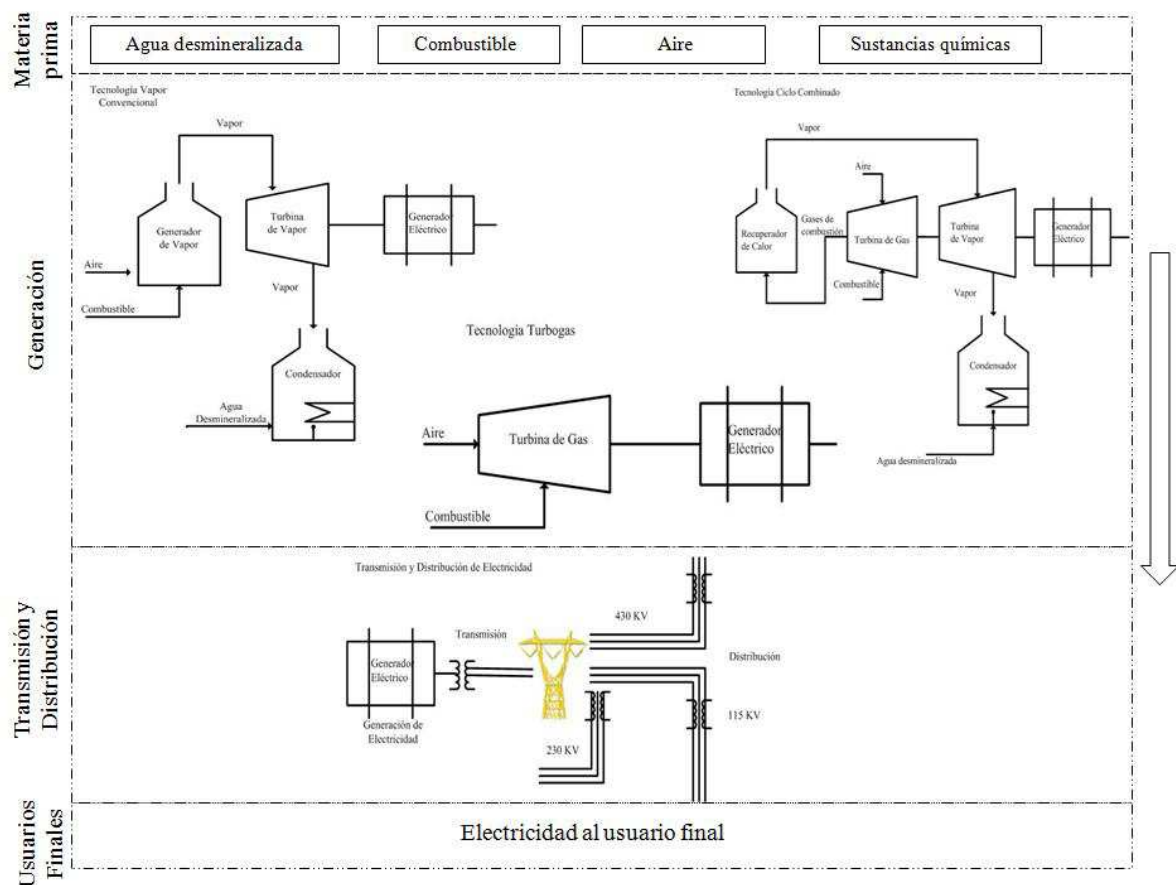


Figura 8 Límites del sistema

3.1.2 Unidad funcional

Un concepto fundamental en el ACV es la unidad funcional: sirve como base para los cálculos de los inventarios y los impactos ambientales, además permite comparar sistemas diferentes con la misma función. La norma ISO 14044 establece que la unidad funcional es “el desempeño cuantificado de un sistema para su utilización como unidad de referencia”. Con la unidad funcional se cuantifican las funciones o propiedades obligatorias del sistema relacionadas con su frecuencia de uso y vida útil.

La unidad funcional para este estudio es: 1MWh (Megawatt hora) de energía eléctrica suministrado a los usuarios finales.

3.2 Análisis de Inventario de Ciclo de Vida

3.2.1 Recopilación de datos de análisis de inventario

Para la recopilación de información se analizó en conjunto con los representantes de las áreas de control, generación, transmisión y distribución de CFE la selección de las instalaciones a evaluar de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Tipo de tecnología
- b) Tipos de combustibles utilizados (gas natural, carbón y combustóleo)
- c) Simplicidad del proceso
- d) Ubicación geográfica
- e) Capacidad instalada
- f) Disponibilidad de información
- g) Fueron excluidas instalaciones con problemática social

3.2.2 Procedimiento de recolección de datos

La recolección de información fue realizada en las instalaciones sujetas a estudio, fueron solicitados datos primarios como son: a) Consumo y tipo de materias primas: servicios auxiliares, sustancias químicas, consumo de agua desmineralizada y combustibles, b) Salidas del proceso: cuantificación del producto, descargas al aire, agua y suelo c) Otros aspectos ambientales como datos sobre la emisión de ruido, la generación de residuos peligrosos y residuos sólidos urbanos, d) Balances de energía de diseño, e) Eficiencias térmicas de las unidades generadoras, f) Datos sobre el factor de planta g) Datos sobre la disponibilidad; la información fue obtenida a través de documentos como la Cédula de Operación Anual, análisis químicos internos de agua y combustible, bitácoras de generación de residuos, manuales, procedimientos, y registros de calidad. Así mismo fue entrevistado personal involucrado en el proceso. El año 2008 fue considerado como año base de estudio, toda la información solicitada fue con referencia a este año. Para el tratamiento de los datos faltantes se utilizaron datos secundarios de fuentes internacionales principalmente de la base de datos Ecoinvent de procesos similares.

Una vez recopilada la información para el inventario de ciclo de vida, fueron validados los datos con las fuentes de información consultadas, los diagramas de proceso, los inventarios y las cantidades de entradas y salidas.

3.2.3 Fuentes de información

Las plantas generadoras sujetas a estudio proporcionaron los datos primarios para el inventario de ciclo de vida. Las principales fuentes de información fueron:

- Cédula de Operación Anual (COA), que contiene: diagrama de flujo de la instalación, consumos de materias primas, consumo de servicios auxiliares, autoconsumo de energía eléctrica, emisiones al aire, descargas al agua y generación de residuos peligrosos. Este documento se reporta anualmente ante las autoridades ambientales de México.
- Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), documento que contiene información sobre la construcción de las instalaciones y datos proyectados de la operación de los procesos, así como la generación y gestión de los residuos. Este documento se realiza en la planeación de la construcción de la instalación.
- Informe de auditoría como industria limpia, si es que la instalación cuenta con esta certificación.
- Balance de energía
- Registros de operaciones de mantenimiento
- Análisis fisicoquímicos de combustibles (carbón y gas natural)
- Análisis fisicoquímicos de las descargas de agua de enfriamiento
- Bitácoras del tratamiento de aguas residuales
- Análisis fisicoquímicos del tratamiento de aguas residuales
- Bitácoras de generación de residuos sólidos y peligrosos
- Prontuario. Documento que contiene la descripción técnica de las instalaciones
- Fichas técnicas de equipos de generación

Las fuentes de información que proporcionaron datos secundarios para el ICV fueron:

- Base de datos Ecoinvent. Fabricación de materiales e insumos para la operación y mantenimiento de las instalaciones. Disposición y tratamiento de residuos. Producción de agua desmineralizada. Extracción, refinación y transporte de combustibles.
- Estudios de ACV de sistemas similares. Construcción de infraestructura.
- Documentación de factores de emisión de la EPA para combustibles fósiles.

- Guía para Elaborar Inventarios de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero por la Operación de Centrales Termoeléctricas. CFE-GUI-PA-008, V.0, Gerencia de Protección Ambiental, Subdirección Técnica, CFE. México.

Al obtener la información para la elaboración del inventario de ciclo de vida directamente de las plantas generadoras de energía, podemos determinar que la calidad de los datos es confiable ya que estos provienen de mediciones directas del generador.

3.3 Descripción cualitativa y cuantitativa de los procesos unitarios

3.3.1 Instalación Termoeléctrica

La instalación termoeléctrica sujeta a estudio cuenta con tres procesos de generación, durante el 2008 generó 3,975,446.98 MWh de los cuales Turbogas a (TG a) aportó 0.05%, Turbogas b (TG b) 0.03%, Turbogas c (TG c) 5.79%, Vapor convencional a (Vapor a) 10.31%, Vapor convencional b (Vapor b) 9.52%, Ciclo combinado a (CC a) 41.81% y Ciclo combinado b (CC b) 32.50%. En el 2008 el 100% de las unidades utilizaron gas natural como combustible.

Proceso tipo vapor convencional

El proceso termoeléctrico cuenta con los siguientes equipos principales: generador de vapor, turbina de vapor, condensador y generador eléctrico. El agua desmineralizada una vez obtenida con las características de calidad deseadas ingresa como agua de repuesto al condensador con la finalidad de reponer las pérdidas en el ciclo agua vapor o ciclo Rankine, posteriormente el agua de repuesto ingresa al generador de vapor donde va incrementando su temperatura a su paso a través de los distintos elementos del generador de vapor (sobrecalentador primario, sobrecalentador secundario y recalentador) produciendo vapor de alta presión y temperatura (124 bar, 541°C) cuyo objetivo final es mover una turbina transformando la energía térmica en energía mecánica, la turbina se encuentra acoplada a un generador eléctrico obteniendo así la generación de energía eléctrica.

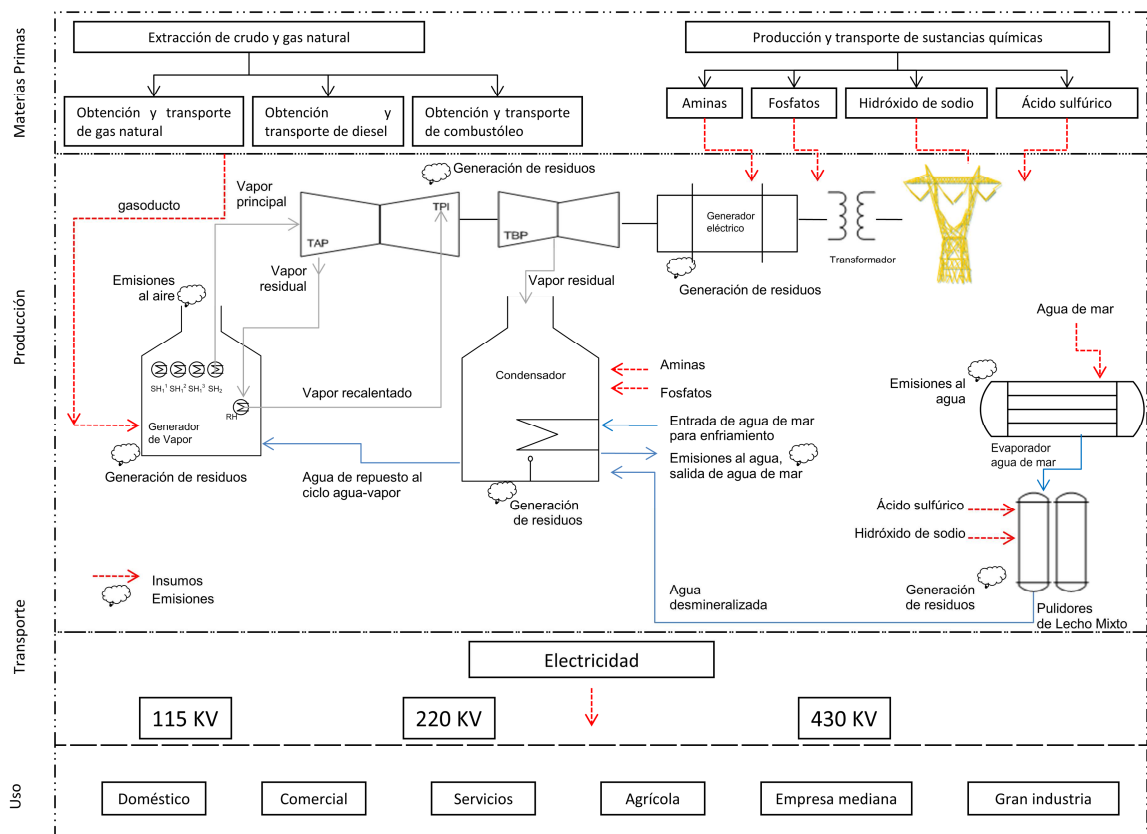


Figura 9. Árbol de procesos de la tecnología vapor convencional.

Proceso tipo Turbogas

El proceso turbogas está basado en el principio del ciclo Brayton, compuesto de: compresor, turbina de gas (TG) y generador eléctrico. Este proceso es conocido como un “ciclo abierto”. Una TG genera potencia mecánica a partir de la combustión de una mezcla de combustible y aire en determinadas condiciones de presión (Rapun Jiménez, 1999). El proceso para producir potencia mecánica es el siguiente: en el compresor se comprime un gasto másico de aire desde las condiciones ambientales hasta una relación de compresión adecuada, posteriormente el aire es conducido hasta la cámara de combustión donde es mezclado con el combustible, los gases resultantes de la combustión que pueden alcanzar temperaturas del orden de $\sim 1260^{\circ}\text{C}$ se expanden en la turbina, el rotor que gira a alta velocidad se encuentra acoplado al generador eléctrico, por cuyo embobinado circula corriente directa para producir un campo magnético giratorio que induce una tensión de corriente alterna en los devanados del estator. En las terminales del estator está conectado un transformador auxiliar para suministrar los servicios

propios de la unidad y un transformador principal donde se eleva su tensión de 15 000 hasta 230 000 Volts, posteriormente se envía a la subestación y a los usuarios para el consumo.

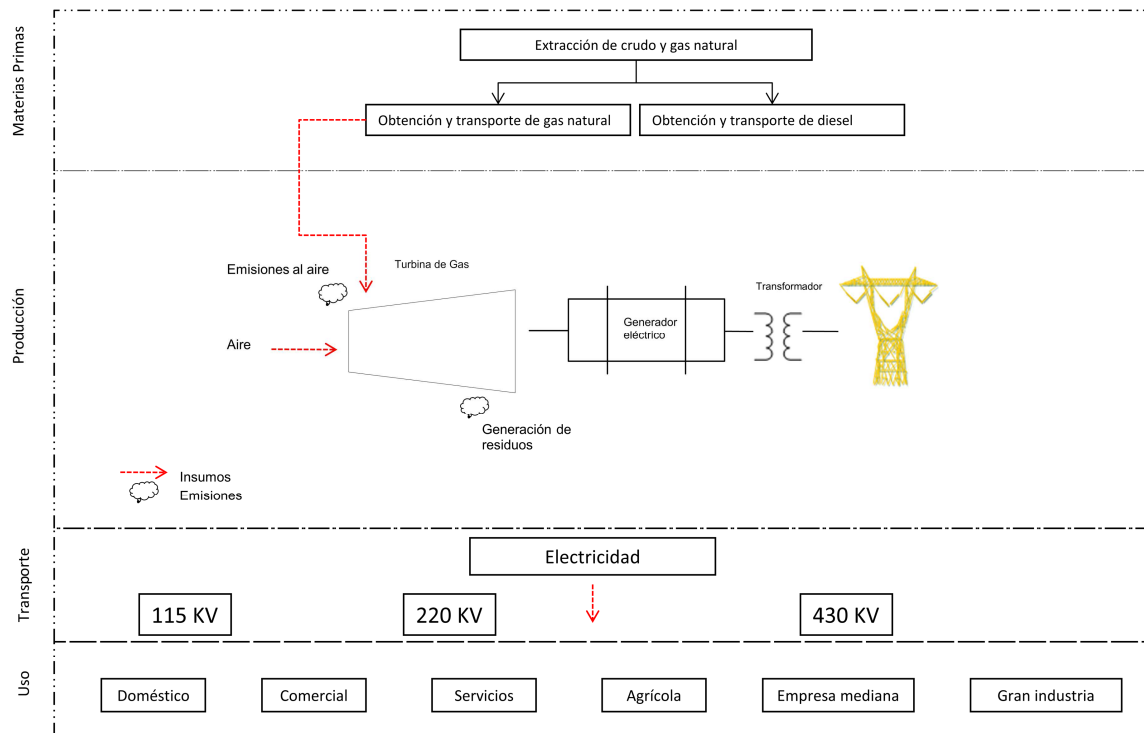


Figura 10 Árbol de procesos de la tecnología turbogas.

Proceso tipo Ciclo Combinado

El proceso ciclo combinado es el resultado de la combinación de dos ciclos termodinámicos: el ciclo Brayton y el ciclo Rankine donde el objetivo es aprovechar el calor que un ciclo cede a otro. Está formado principalmente por los siguientes equipos: compresor, turbina de gas, recuperador de calor, turbina de vapor, condensador y generador eléctrico. A la TG llegan aire y combustible, en la instalación termoeléctrica sujeta a estudio, el combustible utilizado es gas natural, el aire es comprimido en el compresor y mezclado en la cámara de combustión de la turbina de gas. Los gases producto de la combustión se expanden en la TG, ésta se encuentra acoplada a un generador eléctrico contando con una potencia suficiente para tener un primer ciclo de producción de energía eléctrica (Rapun, 1999). Los gases, procedentes de la TG están todavía bastante calientes ($\sim 600\text{ }^{\circ}\text{C}$) se llevan a una caldera de recuperación de calor donde son enfriados a su paso a través de los distintos elementos de la caldera (sobrecalentador de alta presión 1, recalentador, sobrecalentador de alta presión 2, evaporador de alta presión,

sobrecalentador de baja presión, economizador de alta presión, evaporador de baja presión y economizador de agua de alimentación) de ésta forma es producido vapor cuyo objetivo final es mover una turbina, que de igual forma está acoplada al mismo generador eléctrico que la turbina de gas produciendo de ésta manera el segundo proceso de energía eléctrica.

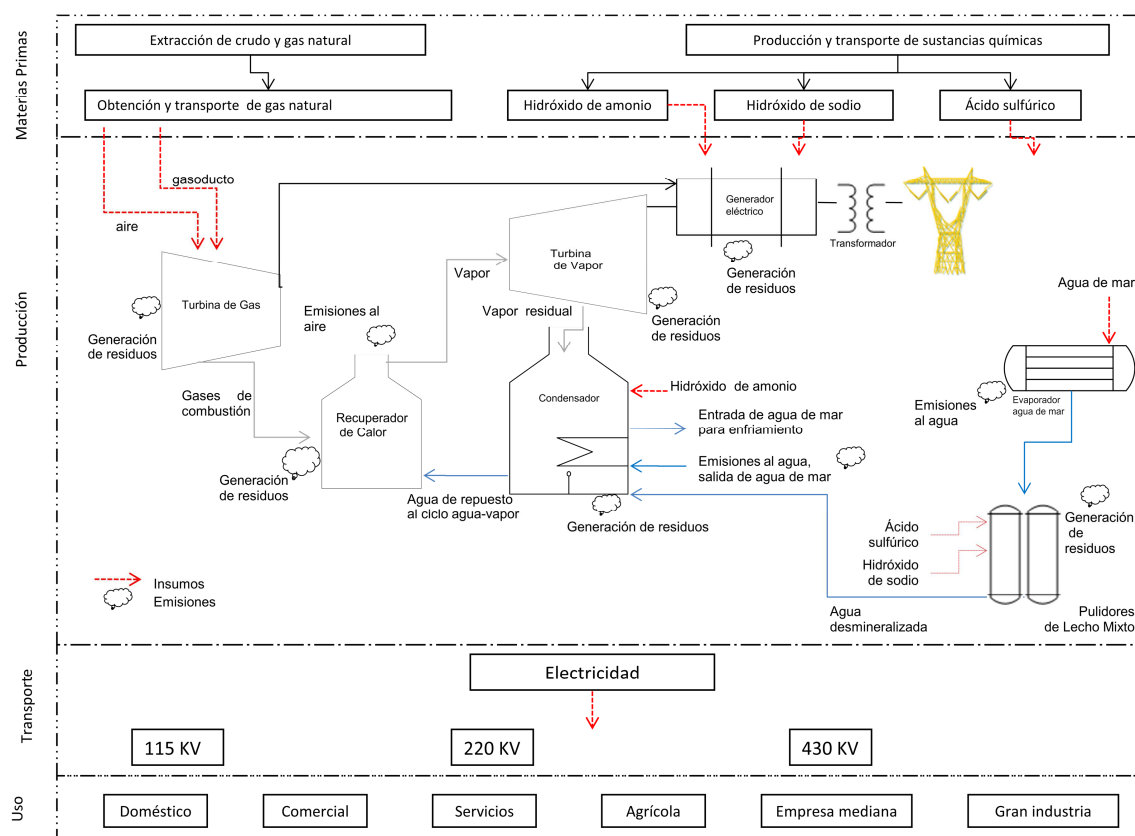


Figura 11. Árbol de procesos de la tecnología ciclo combinado.

3.3.2 Instalación Carboeléctrica

Esta instalación cuenta con cuatro unidades generadoras de electricidad que utilizan como combustible carbón sub-bituminoso de flama larga, no coquizable. El proceso termoeléctrico consta de los siguientes elementos principales: generador de vapor, turbina de vapor, condensador y generador eléctrico. En el generador de vapor se aprovecha la energía química del combustible (carbón) para calentar el agua tratada hasta evaporarla para producir un vapor de alta presión y temperatura (124 bar, 541°C). El vapor con alta presión y temperatura que se produce en el generador de vapor se suministra a la turbina (álabes de acero con aleaciones

especiales con diferentes dimensiones y formas) con el propósito de aprovechar en ella la energía térmica que contiene el vapor, el choque de vapor contra los álabes provoca que la turbina gire a 3600 rpm, transformando la energía térmica en energía mecánica. El rotor de la turbina que gira a alta velocidad se encuentra acoplado al generador eléctrico y a un transformador principal donde eleva su tensión de 15,000 hasta 230,000 Volts, posteriormente se envía a la subestación y a los usuarios para el consumo.

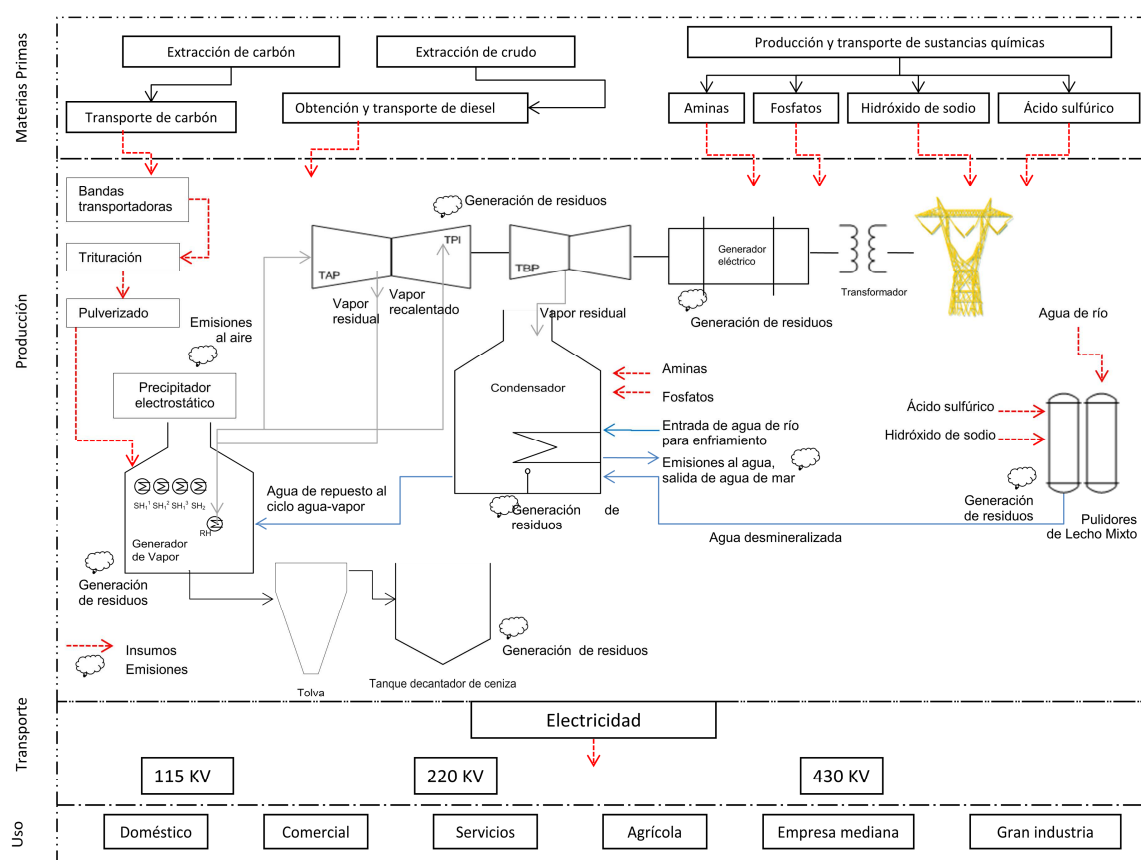


Figura 12 Árbol de procesos de la tecnología carboeléctrica

3.4 Procedimiento de cálculo

Para las instalaciones termoeléctrica y carboeléctrica, los datos de materias primas e insumos, residuos peligrosos y no peligrosos se calcularon de la COA 2008, las emisiones a la

atmósfera fueron calculadas en función de los consumos de combustible y los factores de emisión de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA) publicados en los documentos *Emission Factor Documentation For AP-42 Section 1.1 Bituminous and sub-bituminous Coal Combustion*, *Emission Factor Documentation For AP-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion* y *Emission Factor Documentation For AP-42 Section 3.1 Stationary Gas Turbine*.

Para los contaminantes: NO_x, CO, CO₂, CH₄ y PM Total se utilizaron los factores de emisión de CFE incluidos en la “Guía para Elaborar Inventarios de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero por la Operación de Centrales Termoeléctricas”. CFE-GUI-PA-008, V. 0, Gerencia de Protección Ambiental, Subdirección Técnica, CFE. México.

Para calcular la mezcla de generación eléctrica del sistema eléctrico nacional, se consideró la generación de cada una de las instalaciones sujetas a estudio correspondiente al año 2008, teniendo los siguientes porcentajes: 17.44% generación termoeléctrica, 42.81% generación carboeléctrica, 6.4% generación geotermoeléctrica, 0.0036% generación eoloeléctrica y 33.33% generación hidroeléctrica.

Los cálculos correspondientes a la etapa de distribución y transmisión se realizaron en función a las pérdidas de energía las cuales están consideradas en 10.66%. No se consideró la energía de autoconsumo porque representa menos del 1% en peso de la energía transmitida.

3.5 Suposiciones

Los materiales como hidróxido de sodio y ácido sulfúrico, no se consideraron en el inventario de ciclo de vida debido a que son materiales que se contabilizan en proceso de tratamiento del agua desmineralizada utilizado en el modelo. Así mismo se asume que los residuos peligrosos generados se disponen en confinamientos industriales eligiendo el modelo de depósitos subterráneos.

3.6 Limitaciones

Los residuos generados están indicados por unidad generadora, el método de asignación fue considerando el porcentaje de generación de cada unidad.

El proceso tipo vapor utilizando combustóleo no fue modelado debido a que en la instalación sujeta a estudio no es utilizado desde el 2004.

3.7 Validación de los datos

A continuación se describe el análisis de calidad de los datos y los procedimientos para obtener los datos faltantes.

3.7.1 Análisis de calidad de los datos

Tiempo. La información fue recopilada en el periodo 2009-2010 correspondiente a los datos de operación de las instalaciones del año 2008, debido a que es el año inmediato anterior a la fecha de inicio de este estudio. En el caso de datos secundarios la información corresponde entre el periodo 2003 a 2007.

Cobertura geográfica. La información recopilada de la etapa de operación de las instalaciones corresponde a México.

Tecnología. Fueron seleccionadas las tecnologías: turbogas, vapor convencional y ciclo combinado por ser las más representativas en la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles. Su descripción se encuentra descrita en el apartado 3.4.

Precisión. Se obtuvieron datos puntuales de los procesos.

Integridad. Los flujos de referencia abarcan las entradas y salidas de los procesos de las etapas de ciclo de vida definidos en las fronteras del sistema.

Representatividad. Las instalaciones del estudio son una muestra representativa de la generación y entrega de electricidad en México, de las cuales se tiene suficiente información del sistema producto analizado.

Coherencia. La metodología ACV fue aplicada consistentemente en todas las fases del estudio.

Reproducibilidad. El estudio es factible reproducirlo a nivel nacional. Cada instalación puede reproducirse tomando en cuenta las particularidades de cada tecnología de generación.

Fuentes de información. Las fuentes de información empleadas para datos primarios son confiables, las principales fueron la COA 2008, la manifestación de impacto ambiental y el prontuario de las instalaciones, ya que proveen información directa del generador de electricidad. Las fuentes de información empleadas para datos secundarios son confiables, la principal fue Ecoinvent, debido a que proporciona información de procesos similares a los de éste estudio y corresponde a la vigencia temporal de la recopilación de datos. En el apartado 3.3.3 se describen con mayor detalle las fuentes de información.

Incertidumbre de la información. La variación originada en la recolección de datos no supera el 10% entre los impactos analizados.

3.7.2 Tratamiento de datos faltantes

Para complementar los datos de emisiones al aire se utilizaron factores de la agencia de protección al ambiente de los Estados Unidos (EPA).

3.8 Procedimiento de asignación

Para este estudio se realizaron asignaciones de masa para determinar la cantidad de residuos por participación de la generación de energía, debido a que la cantidad de residuos está dada por instalación.

3.9 Evaluación de impacto de ciclo de vida

La evaluación de impactos tiene como propósito evaluar que tan significativos son los impactos ambientales potenciales utilizando los resultados del inventario de ciclo de vida. Este proceso implica la asociación de los datos de inventario con las categorías de impactos ambientales. (NMX-SAA-14040-IMNC-2008).

3.9.1 Método de evaluación de impacto

El método de evaluación de impacto de ciclo de vida fue el Eco-indicador 99 (H), éste se encuentra dentro de la base de datos del software SimaPro v.7.2 desarrollado por PRé Consultants, por lo tanto, los modelos y factores de caracterización son los que se encuentran en estas bases de datos. El Eco-indicador 99 es un método que agrupa los impactos potenciales en tres modelos de daños, identificando los daños a la salud humana, al ecosistema y a los

recursos, la unidad de medida de impacto ambiental es el “ecopunto”, cifra que representa el daño final ponderado.

3.9.2 Categorías de impacto analizadas

A continuación se describen las categorías de impacto seleccionadas. Éstas reflejan los daños ocasionados por la extracción de recursos o las emisiones emitidas, por sí mismo el ICV no refleja los daños ocasionados por los contaminantes, es por ello que los clasificamos de acuerdo a las categorías de impacto seleccionadas (Guinée *Et.al.*, 1993). Las categorías de impacto seleccionadas fueron las que evalúa el Eco-indicador 99. A continuación se indica el nombre cada categoría, su definición y el indicador de daño.

Carcinogénesis. Mide la posibilidad de padecer cáncer. Las sustancias involucradas son todas aquellas que tienen baja degradabilidad y capacidad para bioacumularse. Se dan efectos carcinogénicos en la salud humana por las sustancias en aire, agua y comida, que pueden ser: óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x), nitritos (NH_3), pesticidas, metales pesados, dióxido de carbono (CO_2) entre otros (CADIS, 2011). El indicador de categoría es el DALY que es la unidad de daños a la salud, representa los años de vida perdidos por una discapacidad o muerte prematura.

Efectos respiratorios por orgánicos e inorgánicos. Mide los daños relacionados con problemas respiratorios debido a la inhalación de compuestos orgánicos volátiles y los daños relacionados con problemas respiratorios debido a la inhalación de partículas y polvo, respectivamente. Las sustancias que originan estos efectos son: partículas PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$, nitratos y sulfatos, trióxido de azufre SO_3 , ozono O_3 , CO y óxidos de nitrógeno NO_x . El indicador de categoría es el DALY.

Cambio climático. Mide el fenómeno de afectación de los patrones del clima, atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera y la variabilidad del clima debido a la emisión de gases efecto invernadero. Los gases que contribuyen al calentamiento global son: dióxido de carbono (CO_2), óxido nitroso (N_2O), metano (CH_4) y clorofluorocarbono (CFC). El indicador de categoría es el DALY.

Radiación. Mide el efecto en la salud humana de las emisiones de material radioactivo. Las sustancias cuantificadas en ésta categoría son: tritio, carbono-14, criptón-85, yodine-129. El indicador de categoría es el DALY (Goedkoop *Et.al.*, 2001).

Agotamiento de la capa de ozono. Mide los daños a la salud (piel, ojos y el sistema inmunológico) asociados a la descomposición o modificación de la capa de ozono de la atmósfera. Las principales sustancias agotadoras de la capa de ozono son los clorofluorocarbonos (CFC), los óxidos de nitrógeno y las que contienen bromo y/o flúor. El indicador de categoría es el DALY (Goedkoop *et al.*, 2001).

Ecotoxicidad. Mide daños a la calidad de los ecosistemas causados por emisiones de sustancias tóxicas. El indicador de categoría es $PAF \cdot m^2 \text{ año}$ (número de especies afectadas por área por tiempo) (Goedkoop *et al.*, 2001).

Acidificación. Estima los daños ocasionados a las especies por la pérdida de la capacidad del suelo y agua para mantener sus condiciones originales de pH. Los principales agentes acidificantes son: SO_2 , NO_x y NH_x . El indicador de categoría es $PDF \cdot m^2 \text{ año}$ (número de especies desaparecidas por área por tiempo) (Goedkoop *et al.*, 2001).

Eutrofización. Estima las especies desaparecidas por un exceso de nutrientes. Los principales agentes que lo originan son los sulfatos, nitratos y fosfatos. El indicador de categoría es $PDF \cdot m^2 \text{ año}$ (número de especies desaparecidas por área por tiempo) (Goedkoop *et al.*, 2001).

Uso de suelo. Mide los impactos en los ecosistemas por la transformación y cambio en el uso de suelo. El indicador de categoría es $PDF \cdot m^2 \text{ año}$ (número de especies desaparecidas por área por tiempo) (Goedkoop *et al.*, 2001).

Agotamiento de minerales. Estima el decremento de la concentración de recursos minerales. El indicador de categoría es MJ (Goedkoop *et al.*, 2001).

Agotamiento de combustibles fósiles. Estima el decremento de la explotación del recurso. El indicador de categoría es MJ. (Goedkoop *et al.*, 2001).

3.10 Huella de carbono

Para obtener la “huella de carbono” la metodología de cálculo fue la recomendada por ISO 14067 la cual indica que deben cuantificarse las emisiones de gases efecto invernadero en base a un análisis de ciclo de vida. Los gases efecto invernadero fueron calculados en base a la clasificación del IPCC (2006) categoría “Nivel 3: estadísticas del combustible y datos relativos a las tecnologías de combustión aplicados juntamente con los factores de emisión específicos de la tecnología; incluye el uso de modelos y datos de las emisiones del nivel de las instalaciones. Cada gas efecto invernadero se calculo multiplicando el consumo de combustible por su factor correspondiente, posteriormente para obtener los gramos equivalentes de CO₂ fue multiplicado cada contaminante por su potencial de calentamiento global, en éste estudio el horizonte seleccionado fue 100 años (IPCC, 2007), finalmente fueron sumadas todas las cantidades en gramos equivalentes de CO₂ y dividido entre generación en kWh para obtener g equivalentes de CO₂/kWh. Fueron considerados como GEI: CO₂, CH₄, N₂O.

3.11 Consideraciones sobre revisión crítica

La revisión crítica de este ACV se realizó de acuerdo a la norma ISO 14040. Con dos revisiones, una llevada a cabo por Tim Grant, Profesor de Ingeniería en Producción más limpia, Fundador y Director de la Compañía Consultora: Estrategias de Ciclo de Vida (LCS), Australia. Su principal actividad es el desarrollo y aplicación del ACV y otras áreas relacionada. La otra revisión a cargo de Luiz Alexandre Kulay, Doctor en Ingeniería Química por la Escuela Politécnica da Universidad de São Paulo (2000–2004), investigador en análisis de ciclo de vida y revisor del Journal of Cleaner Production.

4 RESULTADOS

4.1 Inventario de ciclo de vida

En la etapa de inventario de ciclo de vida se lleva a cabo la cuantificación de materia prima, energía, emisiones al aire, descargas al agua y generación de residuos en función del flujo de referencia. Los combustibles utilizados de las tecnologías analizadas fueron gas natural y carbón. En la tabla 6 se puede observar que la tecnología que mayor consumo presenta de combustible es la carboeléctrica con 0.546 Ton/MWh y la de menor consumo la tecnología tipo ciclo combinado con 0.120 Ton/MWh.

Tabla 6. Consumo de combustible por 1 MWh

	Tecnología			
	Vapor	Carboeléctrica	Ciclo Combinado	Turbogas
	Ton/MWh	Ton/MWh	Ton/MWh	Ton/MWh
Consumo de combustible	0.176	0.546	0.120	0.352

El tipo de carbón utilizado fue bituminoso, en la tabla 7 se puede encontrar el análisis fisicoquímico del carbón utilizado, en la instalación sujeta a estudio un proveedor suministra carbón nacional y el otro proveedor carbón importado.

Tabla 7. Análisis fisicoquímico del carbón.

	Humedad Total	Ceniza	Material volátil	S	C	H ₂	N ₂	O ₂
	%	%	%	%	%	%	%	%
Proveedor a	5.18	32.67	20.86	1.28	54.69	3.80	0.76	5.70
Proveedor b	5.09	32.66	20.99	1.32	54.46	3.77	0.79	6.21
Promedio	5.14	32.67	20.92	1.30	54.57	3.78	0.77	5.95

En la tabla 8 se encuentra el análisis fisicoquímico del gas natural utilizado en las tecnologías vapor convencional, ciclo combinado y turbogas sujetas a estudio, el combustible es importado y suministrado a través de un gasoducto que opera a 32 kg/cm² de presión, la tubería es acero negro API 5L cédula 40 de 12", 8", 6" y 4" de diámetro.

Tabla 8. Análisis fisicoquímico del gas natural

	Metano	Etano	Propano	CO₂	N₂
	%	%	%	%	%
Gas natural	96.47	1.43	0.30	1.32	0.31

Una de las materias primas en la generación de energía eléctrica es el agua desmineralizada, dependiendo de la ubicación geográfica de la instalación es la fuente de suministro de agua cruda. En las tecnologías vapor convencional y ciclo combinado la fuente de agua para la producción de agua desmineralizada es agua de mar y en la central carboeléctrica agua de río. Posteriormente son utilizados diversos equipos para la producción de agua desmineralizada en las tecnologías vapor convencional y ciclo combinado son utilizados evaporadores de agua de mar y lechos mixtos y en la central carboeléctrica ósmosis inversa y lecho catiónico, aniónico y mixto. Una vez obtenida el agua desmineralizada con las características de calidad deseadas ésta ingresa como agua de repuesto al condensador con la finalidad de reponer las pérdidas en el ciclo agua vapor. En la tabla 9 se presentan los consumos de agua desmineralizada, se puede observar que la de menor consumo es la tecnología ciclo combinado con 0.001 m³/MWh. La tecnología turbogas tiene cero debido a que no utiliza agua desmineralizada en el proceso.

Tabla 9. Consumo de agua desmineralizada por 1 MWh

	Tecnología			
	Vapor m ³ /MWh	Carboeléctrica m ³ /MWh	Ciclo Combinado m ³ /MWh	Turbogas m ³ /MWh
Agua desmineralizada	0.063	0.031	0.001	0

A nivel mundial el sector eléctrico es considerado el principal generador de gases efecto invernadero (GEI) principalmente emisiones de CO₂ (OECD, 2007). Son considerados GEI: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hexafluoruro de azufre (SF₆), la familia de los hidrofluorocarbonos (HFCs) y perfluorocarbonos (PFCs) y como GEI indirectos: dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles no metanoicos (NMVOCs) y monóxido de carbono (CO). A continuación en la tabla 10 se presentan los principales contaminantes emitidos a la atmósfera de las tecnologías analizadas. Se observa que las emisiones de CO₂ son mayores en la tecnología carboeléctrica emitiendo 982 Kg/MWh y menores en ciclo combinado generando 269 Kg/MWh. Los contaminantes NO_x, SO₂ y PST presentan también mayor concentración al utilizar carbón para la generación de electricidad.

Tabla 10. Emisiones a la atmósfera por 1 MWh

	Tecnología			
	Vapor Kg/MWh	Carboeléctrica Kg/MWh	Ciclo Combinado Kg/MWh	Turbogas Kg/MWh
CO ₂	396	982	269	794
CO	0.406	0.124	0.119	0.35
NO _x	0.37	1.84	0.515	1.52
N ₂ O	0.003	0.007	0.010	0.030
SO ₂	0.003	11.28	3.78	11.15
CH ₄	0.011	0.009	0.029	0.085
PST	0.037	0.808	0.026	0.077

La descarga de agua es otra emisión considerada, ésta se genera en el sistema de agua de enfriamiento. El agua de enfriamiento es utilizada para el intercambio de calor en el condensador, para transformar de fase gaseosa a líquida todo el vapor que trabajó en la turbina de vapor. En el condensador se lleva a cabo una transferencia de calor, utilizando agua de mar como refrigerante. Por lo tanto, éste flujo de agua solo entra y sale, no participa en ningún proceso de transformación. En la tabla 11 se presentan las concentraciones de grasas y aceites, sólidos suspendidos totales y cobre de las tecnologías vapor convencional, ciclo combinado y carboeléctrica.

Tabla 10. Descargas al agua por 1 MWh

	Tecnología			
	Vapor Kg/MWh	Carboeléctrica Kg/MWh	Ciclo Combinado Kg/MWh	Turbogas Kg/MWh
Grasas y aceites	0.376	0.298	0.110	0
SST	3.072	0.424	0.899	0
Cobre	0.039	0.015	0.012	0

4.2 Evaluación de impacto de ciclo de vida

A continuación se presenta la evaluación cuantitativa de los impactos ambientales potenciales a partir de los datos del inventario de ciclo de vida. La figura 13 nos presenta el perfil ambiental de cada tecnología, la unidad son ecopuntos; la tecnología con mayor ecopuntos es turbogas con 113, posteriormente carboeléctrica con 51, vapor convencional con 47 y la tecnología con menor impacto ambiental es ciclo combinado con 38 ecopuntos.

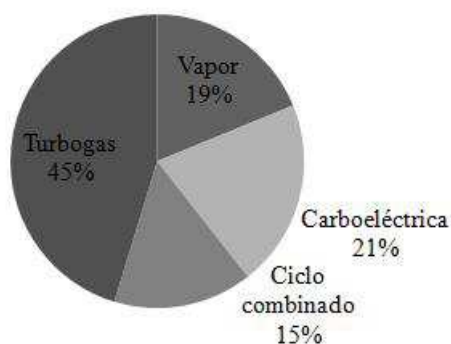


Figura 13. Perfil ambiental de cada tecnología

En la figura 14 se presenta la evaluación de impacto ambiental de la tecnología vapor convencional que utiliza gas natural. La mayor afectación potencial al medio ambiente se presenta en la categoría “Agotamiento de combustibles fósiles” con 41.57 ecopuntos equivalentes al 89% de los impactos por la extracción, procesamiento y transporte de gas natural, seguida de la categoría “Cambio climático” con 2.78 ecopuntos correspondiendo un 6% de los impactos totales lo anterior atribuido a la generación de gases efecto invernadero en la etapa de generación principalmente por la emisión de CO₂ en un 80% por la etapa de generación y un 20% por la extracción, procesamiento y transporte de gas natural.

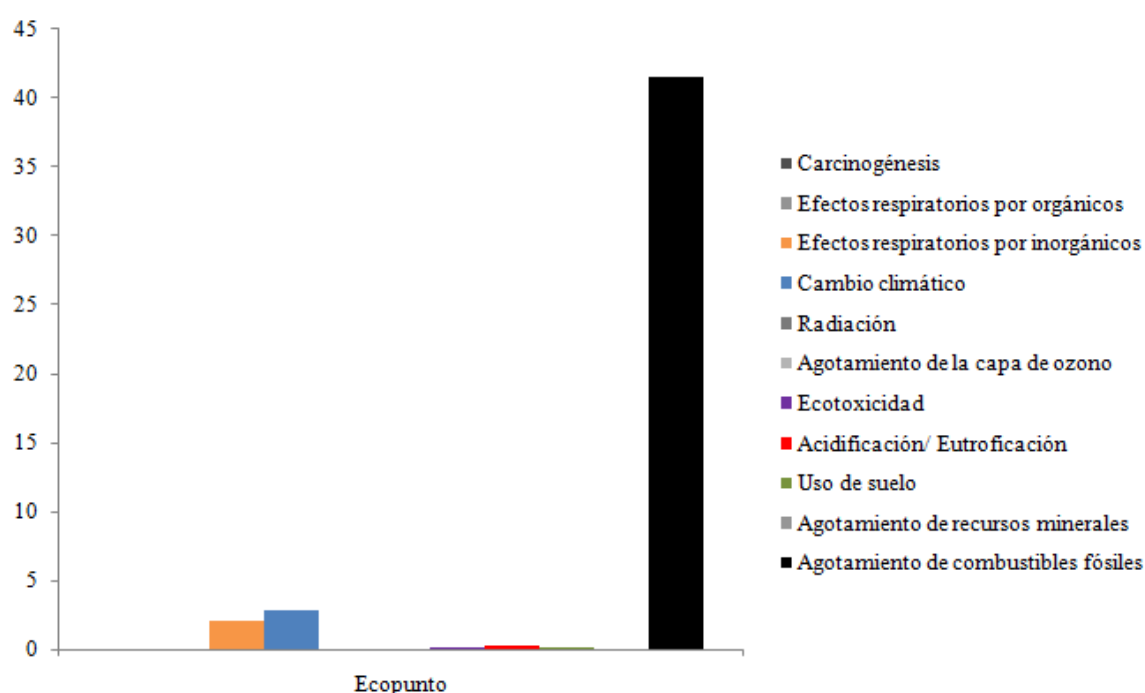


Figura 14. EICV de la generación de 1 MWh por la tecnología vapor

Dentro de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, la tecnología ciclo combinado va en crecimiento, en el 2004 contaba con 20.33% de capacidad instalada y en el 2008 adquirió un 23.72%. En la figura 15 se presenta la evaluación de ciclo de vida de la tecnología ciclo combinado, la categoría de impacto ambiental con mayor contribución fue “Agotamiento de combustibles fósiles” con 28.29 ecopuntos equivalente al 74% en un 60% por la extracción, procesamiento y transporte de gas natural y en un 40% por el proceso de extracción, procesamiento y uso de hidróxido de amonio. En segundo término se encuentra la categoría “Efectos respiratorios por compuestos inorgánicos” con 7.38 ecopuntos equivalente

al 19.25% debido a la emisión de los contaminantes SO_2 y NO_x en la etapa de generación, seguida la categoría “Cambio climático” con 1.90 ecopuntos proporcional al 5% del total de impactos ambientales principalmente por la emisión de CO_2 en un 50% en la etapa de generación, 35% por la extracción, procesamiento y uso de hidróxido de amonio más un 15% generado por la extracción, procesamiento y transporte de gas natural

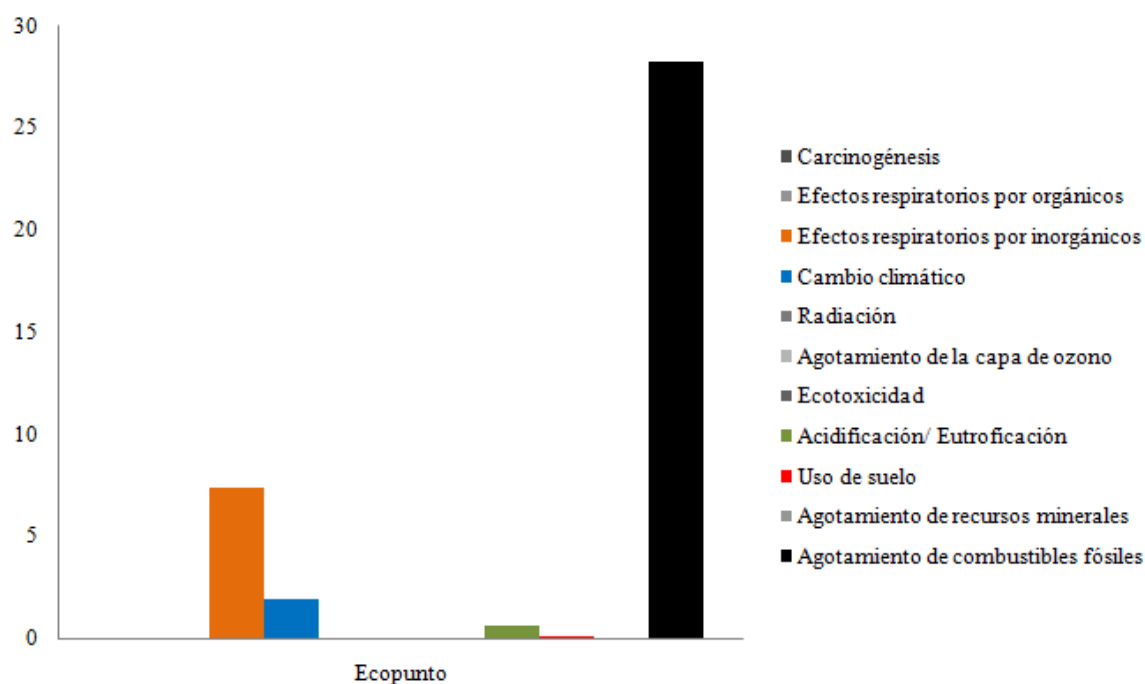


Figura 15. EICV de la generación de 1 MWh por la tecnología ciclo combinado

La tecnología turbogas es utilizada en mayor medida como soporte al sistema eléctrico, sin embargo el costo ambiental de ello es elevado. En la figura 16 se presenta la evaluación de impactos ambientales donde se observa la principal afectación en “Agotamiento de combustibles fósiles” con 83.24 ecopuntos equivalentes al 74% de los impactos por la extracción, procesamiento y transporte de gas natural. Posteriormente el impacto de mayor relevancia es “respirables inorgánicos” con 21.71 ecopuntos equivalentes al 19% de los impactos, generados en un 90% en la etapa de generación siendo los principales contaminantes participantes en ésta categoría SO_2 y NO_x ; la categoría siguiente es cambio climático con 5.61

puntos por los contaminantes CO₂ y CH₄ emitidos principalmente (80%) durante la etapa de generación.

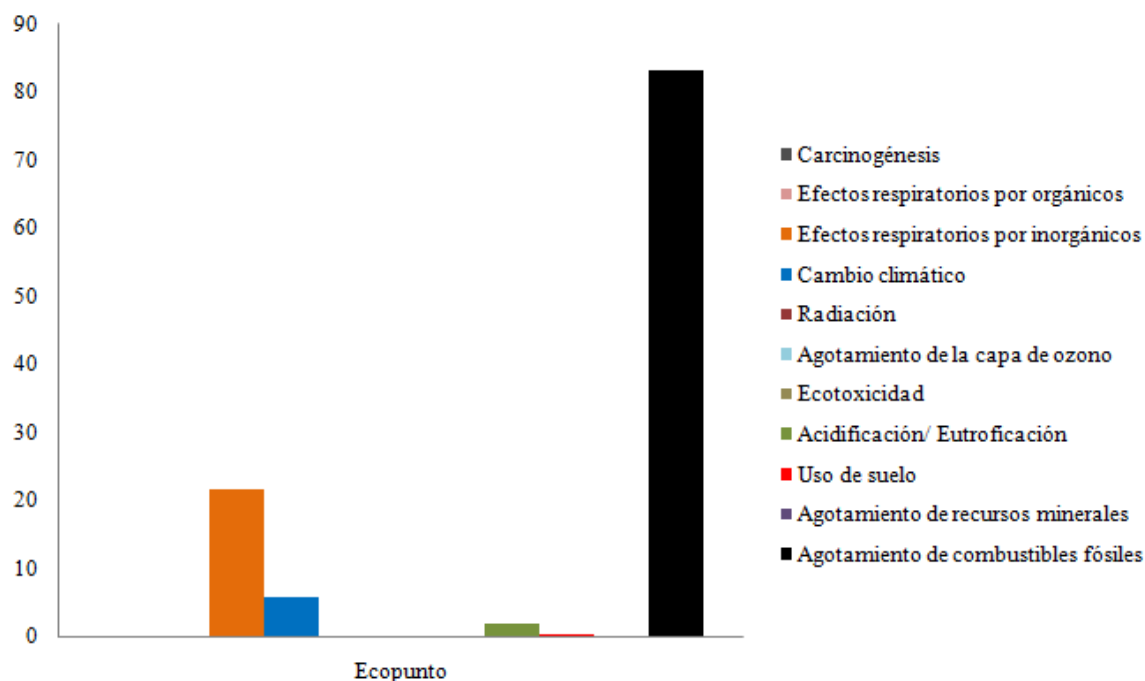


Figura 16. EICV de la generación de 1 MWh por la tecnología turbogas

Durante el 2008 el proceso vapor utilizando carbón como combustible representó el 11% de la producción nacional. Los resultados de la evaluación ambiental de la tecnología carboeléctrica se encuentran en la figura 17, se observa que la categoría de impacto con mayor contribución es “Efectos respiratorios por compuestos inorgánicos” con 37.97 ecopuntos equivalentes al 74% de los impactos, debido principalmente a la emisión de los compuestos: PM, NO_x, SO_x y SO₂, en la etapa de generación, seguido de la categoría “Cambio climático” con 5.84 ecopuntos equivalentes al 11% de los impactos por la emisión de los contaminantes CO₂, CH₄, principalmente (90%) por la etapa de generación de electricidad y en un 10% por la extracción de carbón.

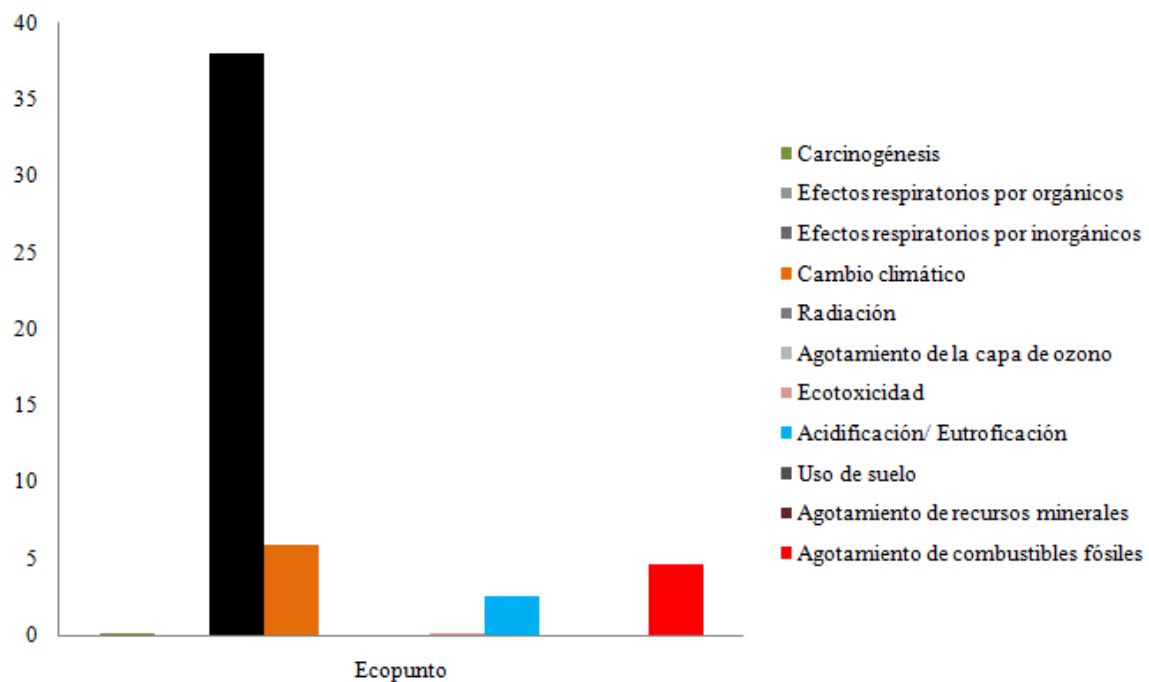


Figura 17. EICV de la generación de 1 MWh por la tecnología carboeléctrica

4.3 Huella de carbono

La cuantificación de gases efecto invernadero de la instalación termoeléctrica sujeta a estudio conformada de los procesos vapor, ciclo combinado y turbogas se observa en la Tabla 12 obteniendo un resultado de 840 gCO₂eq/KWh considerando tres etapas: a)extracción, refinería y transporte del combustible b)generación de electricidad y c)transmisión y distribución; la etapa de mayor contribución es la etapa de generación aportando el 78% de las emisiones totales de gases efecto invernadero. El resultado de los GEI equivalentes en la etapa de generación fueron 658 gCO₂eq/KWh contribuido por las unidades: vapor a 25%, y ciclo combinado a 66%.

Tabla 11. Huella de carbono del suministro de 1 kWh al usuario final.

Etapas del ciclo de vida	Gases Efecto Invernadero gCO₂ eq /kWh
Extracción, refinación y transporte de gas natural	112
Generación de electricidad	658
Pérdidas por transmisión y distribución	70
T o t a l	840

La tecnología de mayor generación GEI por kilowatt hora son las unidades turbogas las cuales emiten en promedio 942.31 gCO₂eq/KWh y las de menor generación GEI en promedio, las unidades tipo ciclo combinado con 339 gCO₂eq/KWh. La tecnología ciclo combinado presenta la mayor aportación de GEI al producir en el 2008 el 74% de la electricidad anual aportando el 66% de los gases efecto invernadero totales emitidos en la etapa de generación, ésta tecnología es la de mayor utilización por presentar mayor eficiencia térmica y menores costos de operación. La tecnología vapor la cual generó el 20% de la electricidad total anual, presento una emisión promedio de 444 gCO₂eq/KWh y su contribución a la emisión total de gases efecto invernadero fue de 26%. A nivel nacional en el 2008 ésta tecnología genero el 18.37% de la electricidad en México, mientras que la tecnología ciclo combinado el 45.72%, en los últimos años se ha observado un decremento en la utilización de la tecnología vapor convencional y un incremento en la entrada en operación de plantas ciclo combinado las cuales cuentan con mayor eficiencia térmica y utilizan gas natural el cual genera menores emisiones a la atmósfera. En la tecnología turbogas se obtuvo una emisión promedio de 942 gCO₂eq/KWh, ésta tecnología aportó en el 2008 el 9% de la electricidad total, su emisión de GHG es mayor debido a que presentaron un número elevado de arranques. La función de estas unidades es contribuir a la confiabilidad del sistema eléctrico, solo operaron en casos de emergencia. En ocasiones se llevan a cabo maniobras de puesta en servicio sin generación de electricidad solo presentando consumo de gas natural y consumo de auxiliares. El costo ambiental de no dejar sin electricidad al usuario final es elevado.

Para cada tecnología fueron calculados los coeficientes de correlación entre la variable dependiente: gases efecto invernadero y las variables independientes: generación, consumo de combustible, eficiencia térmica y régimen térmico. Los datos utilizados fueron valores mensuales del año 2008, únicamente fueron considerados los meses de operación en modo normal, es decir fueron despreciados aquellos meses en que la unidad generadora estuvo fuera de servicio por baja demanda del sistema eléctrico o por mantenimiento preventivo. Como resultado, se determinó que la variable identificada con mayor bondad de ajuste en la formación de gases efecto invernadero (GHG) es la eficiencia térmica, lo cual se observa en los modelos de regresión no lineal de las figuras 19, 20 y 21.

4.4 Análisis de integridad

A continuación se presenta un análisis de integridad, el cual asegura que la información relevante del proceso fue considerada para el cálculo de los inventarios y la evaluación de impactos.

Tabla 13 Análisis de integridad

Parámetro	Tecnología Vapor	Tecnología Ciclo Combinado	Tecnología Turbogas	Tecnología Carboeléctrica
Diagrama de los procesos unitarios	Si	Si	Si	Si
Generación de electricidad	Si	Si	Si	Si
Procedencia de la materia prima	Si	Si	Si	Si
Cantidad y tipo de combustibles	Si	Si	Si	Si
Consumo electricidad	Si	Si	Si	Si
Transporte de materia prima	Si	Si	Si	Si
Balance de energía	Si	Si	Si	Si

Continuación Tabla 13				
Tipo y cantidad de generación de residuos sólidos y residuos peligrosos	Si	Si	Si	Si
Tipo y cantidad de descargas al agua	Si	Si	Si	Si
Tipo y cantidad de emisiones a la atmósfera	Si	Si	Si	Si
Gestión de residuos sólidos y residuos peligrosos	Si	Si	Si	Si
Información sobre la infraestructura	No	No	No	No

Se obtuvieron los datos principales para desarrollar inventarios y evaluaciones de impacto robustos y confiables, la información sobre infraestructura (inventario de ciclo de vida de turbinas de gas, turbinas de vapor, generadores de vapor, recuperadores de calor, generadores eléctricos, transformadores) no fue obtenida ya que la empresa generadora no cuenta con dicha información.

4.5 Análisis de sensibilidad e incertidumbre

En el proceso de generación de electricidad, existen factores que pueden influir en la formación de impactos ambientales. Se realizó un análisis de sensibilidad para determinar la influencia de la generación de electricidad nacional a partir de combustibles fósiles en función al porcentaje de contribución de impactos ambientales de las tecnologías analizadas. En la siguiente gráfica podemos observar que la correlación entre la contribución de impactos ambientales y el porcentaje de generación a nivel nacional 2008 presenta un R de 92 .

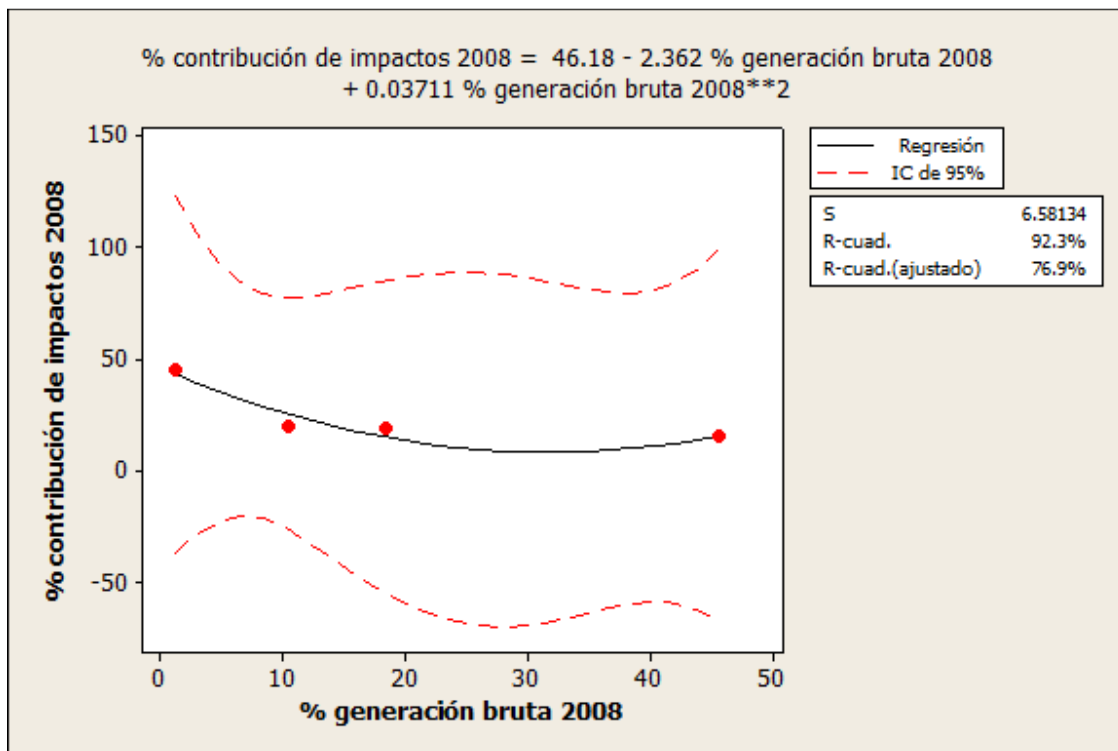


Figura 18 Análisis de sensibilidad

De igual forma se realizó un análisis de sensibilidad para conocer la variable operativa con la cual se correlaciona con mayor significancia la concentración de gases efecto invernadero y en base a ello construir un modelo de predicción. Para cada tecnología fueron calculados los coeficientes de correlación entre la variable dependiente: gases efecto invernadero y las variables independientes: generación, consumo de combustible, eficiencia térmica y régimen térmico. Los datos utilizados fueron valores mensuales del año 2008, únicamente fueron considerados los meses de operación en modo normal, es decir fueron despreciados aquellos meses en que la unidad generadora estuvo fuera de servicio por baja demanda del sistema eléctrico o por mantenimiento preventivo.

Como resultado, se determinó que la variable identificada con mayor bondad de ajuste en la formación de gases efecto invernadero (GEI) es la eficiencia térmica, lo cual se observa en la siguiente figura que presenta los modelos de regresión no lineal. El modelo más confiable fue la tecnología vapor con R^2 100% así mismo fue el de menor valor en la suma de los cuadrados de los residuos, posteriormente ciclo combinado con un R^2 de 99.9% y finalmente la tecnología turbogas con un R^2 de 72%. Se obtuvo una ecuación de predicción de gases efecto

invernadero para cada tecnología, lo cual fue validado comparando el valor obtenido con el modelo no lineal y los valores reales en los años 2009 y 2010 presentando valores de gases efecto invernadero aceptables los cuales se encontraron dentro del intervalo de confianza. De los tres modelos de regresión no lineal el de mejor comportamiento es la tecnología vapor ya que sus residuales se comportan de forma aleatoria lo cual indica que contamos con un modelo robusto de predicción.

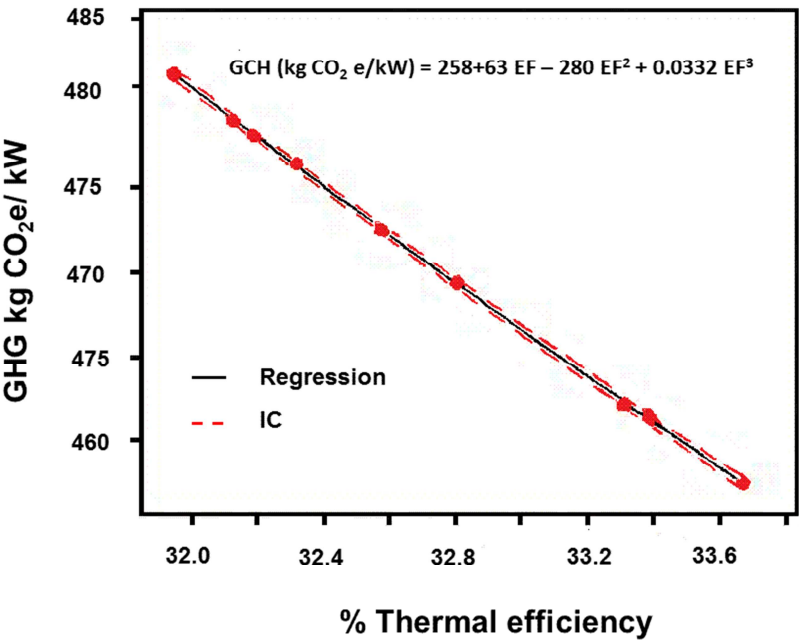


Figura 19 Análisis de sensibilidad de la Huella de carbono proceso vapor

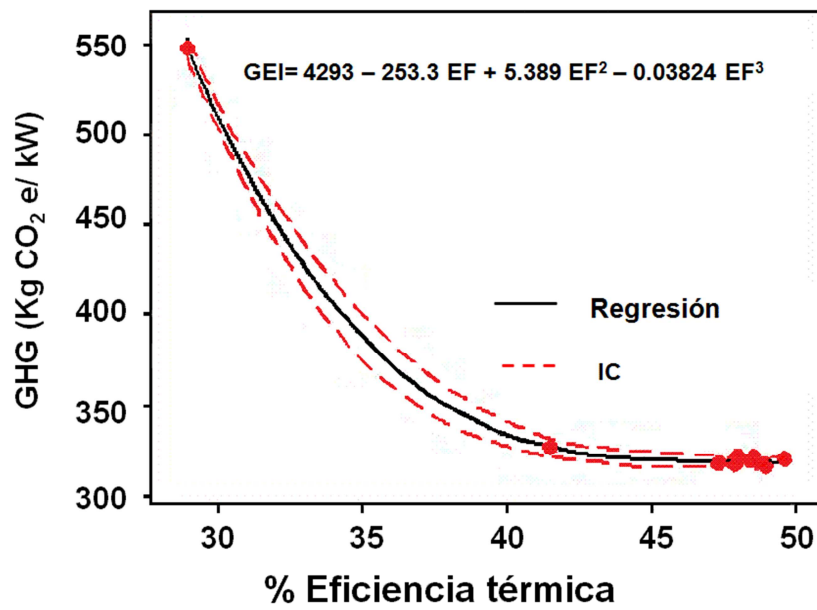


Figura 20 Análisis de sensibilidad de la Huella de carbono proceso ciclo combinado

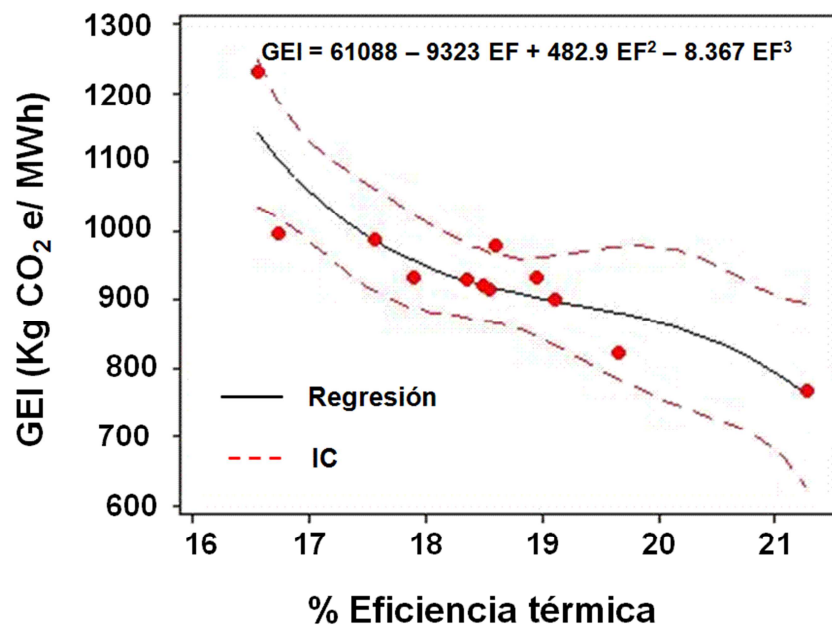


Figura 21 Análisis de sensibilidad de la Huella de carbono proceso turbogas

5 CONCLUSIONES

En el año 2008 el sector eléctrico mexicano generó energía eléctrica en un 75.7% a partir de combustibles fósiles. Dentro de los procesos termoeléctricos, el principal proceso de generación utilizado fue el ciclo combinado con un 45.7%, seguido de las centrales de tipo vapor convencional (18.4%) y por último las centrales carboeléctricas (10.4%). Sin embargo la mayor contribución de impactos ambientales (45.31%) a nivel nacional es atribuida a la tecnología turbogas. En la primera etapa de la metodología se obtuvieron inventarios de ciclo de vida para cada proceso de generación estudiado (vapor convencional, ciclo combinado y turbogas). La unidad funcional establecida fue 1 MWh. Posteriormente fueron analizados los impactos ambientales potenciales asociados a la generación de energía eléctrica determinando:

- a) La categoría “Agotamiento de combustibles fósiles” representa un 88% de los impactos potenciales del sector eléctrico debido a la extracción tanto de carbón como de gas natural. En una central vapor convencional representa 89% de los impactos potenciales, en ciclo combinado y turbogas 74% y en una carboeléctrica 9%.
- b) La categoría de impacto potencial “Efectos respiratorios por compuestos inorgánicos” se presenta por la presencia de contaminantes los cuales son formados principalmente en la etapa de combustión. En las centrales carboeléctricas este impacto representa 74% de los impactos potenciales totales, en una central ciclo combinado 19% y en vapor convencional 4%. Los contaminantes precursores de ésta categoría son: dióxido de azufre, óxidos sulfurosos, óxidos nitrosos y partículas mayores de 10 micras. En el proceso ciclo combinado un 47% de éste impacto es generado en la etapa de combustión y un 53% en el transporte de gas natural, la participación de los contaminantes es en el siguiente orden: dióxido de azufre, óxidos sulfurosos, óxidos nitrosos, partículas menores de 2.5 micras y mayores de 10.
- c) Un punto importante fue la cuantificación del impacto ambiental potencial “Cambio climático” con un 7% de relevancia, cabe mencionar que la comunidad científica lo tiene catalogado entre los principales impactos del sector eléctrico, sin embargo con la metodología de ciclo de vida podemos visualizar que el principal impacto en el sector eléctrico es el “Agotamiento de Combustibles Fósiles” por la extracción y transporte de combustibles. En base al estudio realizado, el orden de afectación en materia del

impacto potencial cambio climático de mayor a menor grado en los procesos es el siguiente: turbogas, carboeléctrica, vapor convencional y la de menor afectación ciclo combinado. La etapa más crítica: la de combustión por ser donde se generan los gases efecto invernadero. Los contaminantes de mayor afectación: dióxido de carbono y metano. Combustible con mayor emisión de gases efecto invernadero: carbón.

- d) La categoría de impacto potencial “Acidificación/Eutrofización” representa un 2% de los impactos totales. La acidificación ocasiona en suelo y agua pérdida de la capacidad de mantener el pH y la eutrofización nos indica la pérdida de especies por un exceso de nutrientes, éstos impactos en el sector eléctrico son causados por la emisión de óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre generados en las emisiones a la atmósfera derivado de la etapa de combustión; el proceso con mayor participación de ésta categoría de impacto son las centrales carboeléctrica y turbogas, posteriormente ciclo combinado y finalmente vapor convencional. En centrales carboeléctricas el orden de participación de los contaminantes es el siguiente: en mayor medida el dióxido de azufre, como segundo lugar los óxidos de nitrógeno y finalmente los óxidos de azufre.
- e) La categoría de impacto “Ecotoxicidad” cual representa los daños causados a los ecosistemas principalmente por la deposición de sustancias tóxicas como los metales contenidos en los hidrocarburos, ésta categoría representa el 0.11% de los impactos totales.
- f) La categoría de impacto potencial “Carcinogénesis” es atribuido a sustancias que tienen la capacidad de bioacumularse como los metales pesados (cadmio, cromo, mercurio, plomo) presentes en los hidrocarburos. En promedio al generar 1MWh ésta categoría fue cuantificada con un 0.107% de participación en la generación de impactos. En centrales carboeléctricas en 0.25% del total de impactos, vapor convencional 0.09%, en ciclo combinado y turbogas 0.04%. En una central carboeléctrica éstos metales son desprendidos en la etapa de combustión en un 86% y un 14% en el transporte de carbón; en una termoeléctrica tipo vapor convencional que utiliza gas natural, un 47% es emitido en la combustión y un 53% es generado en el transporte del gas natural. En el proceso ciclo combinado y turbogas el 99% de los contaminantes potenciales de la categoría carcinogénesis son emitidos en la etapa de transporte de gas natural.

- g) La categoría de impacto potencial “Agotamiento de la capa de ozono” se presenta en pequeños niveles, representa el 0.003% de los impactos potenciales en el sector eléctrico. Esta categoría es formada a partir de la emisión de óxidos en la etapa de combustión y por las reacciones secundarias que se van presentando en la química atmosférica las cuales van ocasionando el deterioro de la capa de ozono.
- h) Un indicador del impacto ambiental en función de los gases efecto invernadero es la huella de carbono, fueron cuantificados los gramos de dióxido de carbono por kilowatt hora obteniendo que la tecnología con menor impacto fueron las unidades tipo ciclo combinado emitiendo en promedio 338 gCO₂e/KWh y las de mayor impacto ambiental las unidades tipo turbogas generando en promedio 942 gCO₂e/KWh.
- i) En la central sujeta a estudio, el 65.2% del total de gases efecto invernadero fueron emitidos en el proceso ciclo combinado, esta tecnología produjo en el 2008 el 74% de la electricidad, es de mayor utilización por presentar mejor eficiencia térmica y menores costos de operación.
- j) La cuantificación de gases efecto invernadero de la central termoeléctrica sujeta a estudio fue de 840 gCO₂eq/KWh considerando tres etapas: 1) extracción, refinería y transporte del combustible 2) generación de electricidad y 3) transmisión y distribución; la etapa que mayor contribución presentó fue la etapa de generación por la combustión del hidrocarburo aportando el 78% de las emisiones totales de gases efecto invernadero.
- k) El porcentaje de gases efecto invernadero cadena arriba del proceso de generación (extracción y transporte de gas natural) y cadena abajo (transmisión y distribución) representan el 13.33 y 8.33% respectivamente.
- l) Al analizar un periodo de tiempo (1993 to 2008) se observó un considerable decremento (52%) en la emisión de gases efecto invernadero, lo anterior por la sustitución de la tecnología utilizada en la generación de energía eléctrica de vapor convencional a ciclo combinado y principalmente por el cambio en el uso del combustible (combustóleo a gas natural).

La metodología de análisis de ciclo de vida es una herramienta útil para el sector eléctrico, las empresas generadoras de electricidad pueden utilizarlo en la planeación de energía

tomando en cuenta la reducción de gases efecto invernadero y otros impactos potenciales, contribuyendo de ésta forma al cumplimiento de compromisos internacionales establecidos como el Protocolo de Kioto pero sobre todo para reducir los impactos ambientales en la generación de electricidad. El mayor segmento de oportunidad se encuentra entre los usuarios, 88% de ellos pertenecen al sector domestico, por consiguiente es en ésta etapa del ciclo de vida de la electricidad donde aplicando estrategias de reducción en el consumo de electricidad impactarían positivamente en la minimización de los impactos ambientales. “Es como se genera, pero más importante como se utiliza”.

6 REFERENCIAS

CADIS (2011). Centro de Análisis de Ciclo de Vida y Diseño Sustentable, Presentación: “Introducción al Análisis de Ciclo de Vida”. Dra. Nydia Suppen Reynaga. Tlalnepantla, Estado de México, Marzo 2011.

Chacón Vargas J (2008). Historia ampliada y comentada del Análisis de Ciclo de Vida (ACV). *Revista Escuela Colombiana de Ingeniería No. 72.43, Octubre-Diciembre 2008.*

Coltro L, García E, Queiroz G (2003). Life Cycle Inventory for Electric Energy System in Brazil, *International Journal of Life Cycle Assessment* 8, (5): 290-296.

Comisión Federal de Electricidad. 1988. *Introducción a CFE y SUTERM*. Autor. Central Escuela Celaya, Tercera Edición.

Curran M, Mann M, Norris G, (2005). The International Workshop on Electricity Data for Life Cycle Inventories. *Journal of Cleaner Production* 13 (2005): 853-862.

Di X, Nie Z, Yuan B, Zuo T (2007). Life Cycle Inventory for Electricity Generation in China, *International Journal of Life Cycle Assessment* 12, (4): 217-224.

Emission Factor Documentation For AP-42 Section 1.1 Bituminous and sub-bituminous Coal Combustion, Office of Air Quality Planning and Standards, U.S. Protection Agency, Research Triangle Park, NC.

Emission Factor Documentation For AP-42 Section 1.4 Natural Gas Combustion, Office of Air Quality Planning and Standards, U.S. Protection Agency, Research Triangle Park, NC.

Emission Factor Documentation For AP-42 Section 3.1 Stationary Gas Turbine, Office of Air Quality Planning and Standards, U.S. Protection Agency, Research Triangle Park, NC.

Goedkoop M, Spriensma R (2001). The Eco-indicator 9. A damage oriented method for Life Cycle Impact Assessment. Methodology Report. 22 June 2001. Third edition. PRE product ecology consultants. Amersfoort, The Netherlands.

González Colín M. (2007). *Desarrollo de una Producción más Limpia en una Industria de Bebidas Gaseosas mediante el Uso del Análisis del Ciclo de Vida*. Tesis para obtener el grado de Doctor en Ciencias e Ingeniería Ambiental. Instituto Tecnológico de Toluca. Metepec, Estado de México, México.

Guereca L (2006). *Desarrollo de una Metodología para la valoración en el Análisis de Ciclo de Vida aplicada a la Gestión Integral de Residuos Municipales*. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Cataluña. Barcelona, España

Guía para Elaborar Inventarios de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero por la Operación de Centrales Termoeléctricas. CFE-GUI-PA-008, V. 0, Gerencia de Protección Ambiental, Subdirección Técnica, CFE. México.

Guinée J, Heijungs R, Udo de Haes H, Huppes G (1993). Quantitative life cycle assessment of products 2. Classification, valuation and improvement analysis. *Journal of Cleaner Production*. 1(2):81-91.

Heiskanen E. (2002). The institutional logic of the life cycle thinking. *Journal of Cleaner Production* 10: 427-437.

International Energy Agency. 2008. *Electricity Information 2008*.

IPCC (2001). Informe de Síntesis. Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), XVIII Reunión Plenaria del IPCC, Wembley, Reino Unido, 24-25 de septiembre del 2001.

IPCC (2000). *Climate Change, Impacts, Adaptations and Vulnerability, Contribution of working group II to the third assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge.

ISO14040:2006 Environmental Management. Life cycle assessment. Principles and framework.

ISO 14067:2011 Carbon footprint of products. Requirements and guidelines for quantification and communication.

Kim S, Dale B (2005). Life Cycle Inventory Information of the United States Electricity System, *International Journal of Life Cycle Assessment* 10, (4): 294-304.

Klöpffer W (2006). The Role of SETAC in the Development of LCA. *International Journal of LCA, Special Issue 1*: 116-122.

Klöpffer W. (2008). Life Cycle Sustainability Assessment of Products (with comments by Helias A. Udo de Hes, p.95). *International Journal of Life Cycle Assessment* 13(2): 89-95.

Klopffer W, (2006). The Role of SETAC in the Development of LCA, *International Journal of Life Cycle Assessment* 11 (1): 116-122.

Lee KM, Lee SY, Hur T (2004). Life Cycle Inventory Analysis for Electricity in Korea, *Energy Journal* 29: 87-101.

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, México D.F. 8 de diciembre de 1975.

Matsuno Y, Betz M (2000). Development of Life Cycle Inventories for Electricity Grid Mixes in Japan, *International Journal of Life Cycle Assessment* 5(5): 295-305.

May RJ, Brennan JD (2003). Application of Data Quality Assessment Methods to an LCA of Electricity Generation. *International Journal of Life Cycle Assessment* 8(4): 215-225.

NMX-SAA-14040-IMNC-2008. Gestión Ambiental – Análisis del ciclo de vida – Principios y Marco de referencia. México.

NMX-SAA-14044-IMNC-2008 Gestión Ambiental – Análisis de Ciclo de Vida – Requisitos y directrices. Instituto Mexicano de Normalización y Certificación A.C.

OECD (2005). *Environmental Indicators. Environment at a Glance*. Paris, France.

OECD/ International Energy Agency (2008). *Electricity Information*. Paris, France.

OECD/International Energy Agency (2007). *CO₂ Emissions From Fuel Combustion*. Paris, France.

Organization for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency. (OECD/IEA) (2008). *Electricity Information*. 2008 Edition. París, France.

Peiu N (2007) Life Cycle Inventory Study of the Electrical Energy Production in Romania. *International Journal of Life Cycle Assessment* 12(4): 225-229.

Rebitzer G, Ekvall T, Frischknecht R, Hunkeler D, Norris G, Rydberg T, Schmidt WP, Suh S, Weidema BP, Pennington DW (2004). Life cycle assessment. Part 1: Framework, goal and scope definition, inventory analysis and applications. *Environment International* 30:701-720.

Secretaría de Energía, 2007. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016*, ISBN 968-874-205-8, Distrito Federal, México.

Secretaría de Energía, 2008. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017*, Distrito Federal, México.

Secretaría de Energía, *Segundo Informe de Labores*, Distrito Federal, México.

Secretaría de Energía. 2009. “Capacidad Instalada 2004-2008 Sistema Eléctrico Nacional”. Sistema de Información Energética. <http://sie.energia.gob.mx/sie>, última modificación: viernes 24 de abril 2009 21:47:35 por DUIT.

Secretaría de Energía. 2009. “Generación Bruta de Energía Eléctrica 2004-2008 Sistema Eléctrico Nacional”. Sistema de Información Energética. <http://sie.energia.gob.mx/sie>, última modificación: viernes 24 de abril 2009 21:47:35 por DUIT.

SENER. 2007. *Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016*. Distrito Federal, México.

Sonnemann G, De Leeuw B (2006). Life Cycle Management in Developing Countries: State of the Art and Outlook. *International Journal of LCA, Special Issue 1*: 123-126.

Sonnemann G, Castells F, Shuhmacher M (2003). Integrated Life-Cycle and Risk Assessment for Industrial Process. Kindle Edition, ISBN: 1566706440.

Suppen N, Sojo A, (2008). Análisis del Ciclo de Vida y Uso del Software Sima Pro 7.0. Material didáctico del curso impartido en la UNAM del 9 al 11 de enero del 2008.

Suppen N, Sojo A, González M, (2007). Aplicaciones del Análisis del Ciclo de Vida y la metodología ISO 14040. Material didáctico del curso impartido en CFE mayo-junio del 2007.

Suppen N, Van Hoof B (2005). *Conceptos Básicos del Análisis de Ciclo de Vida y su aplicación en el Ecodiseño*. Centro de Análisis de Ciclo de Vida y Diseño Sustentable. Cuautitlán Izcalli, Estado de México.

Vattenfall AB and Explicare AB, Octubre (1999). *Vattenfall's Life Cycle Studies of Electricity*, Estocolmo, Suecia.

Weiser D (2007). A guide to life cycle greenhouse gas emission from electric supply technologies. *Energy Journal* 32:1543-1559.

7. ANEXOS